

2009 MEMORIA
ANUAL



Gener

una empresa AES

e n e r g í a c o n f i a b l e



respaldo tecnología potencia energía innovación eficiencia desarrollo



O I Síntesis corporativa

Presentación
Carta del presidente a los accionistas
Identificación de la sociedad
Reseña histórica
Grupo de empresas Gener
Directorio y ejecutivos
Propiedad y control



O 2 Gestión financiera y administrativa

Políticas de inversión y financiamiento
Clasificación de riesgo
Hitos financieros del año
Utilidad distribuible
Política de dividendos
Transacciones de acciones
Síntesis de comentarios y proposiciones de accionistas
Remuneraciones y actividades
Seguros
Marcas y dominios

O 3 Gestión comercial

Sistema eléctrico chileno
Sistema eléctrico colombiano
Negocios no eléctrico

O 4 Gestión de producción y operación

Negocios eléctricos en Chile
Negocios eléctricos en el extranjero



CONTENIDO



05

Desarrollo de negocios

Proyectos en construcción

Proyectos en desarrollo

06

Responsabilidad social empresarial

Responsabilidad social

Valores corporativos y ética de los negocios

Responsabilidad con accionistas e inversionistas

Responsabilidad con trabajadores

Responsabilidad con clientes

Responsabilidad con proveedores y contratistas

Responsabilidad con la comunidad

07

Estados financieros

Estados financieros consolidados

Análisis razonado de estados financieros consolidados

Estados financieros resumidos de empresas filiales



08

Información complementaria

Hechos Relevantes

Antecedentes de empresas relacionadas

Direcciones y teléfonos de centrales generadoras

Suscripción y declaración jurada de responsabilidad



OI

4

SÍNTESIS CORPORATIVA

*Presentación • Carta del presidente a los accionistas • Identificación de la sociedad • Reseña histórica
• Grupo de empresas Gener • Directorio y ejecutivos • Propiedad y control*

Presentación

AES Gener S.A. (Gener o la Compañía) es una sociedad anónima abierta orientada principalmente a generar energía eléctrica en Chile de manera eficiente, segura y sustentable, cumpliendo con los compromisos asumidos con clientes, accionistas, trabajadores, comunidades, proveedores y demás personas y grupos con los cuales se relaciona.

Al 31 de diciembre de 2009, con su parque generador en operación* proporciona al Sistema Interconectado Central, SIC, energía eléctrica generada por cuatro centrales hidroeléctricas de pasada, dos centrales termoeléctricas a carbón y tres centrales turbogas a diesel, todas pertenecientes directamente a Gener.

También entrega energía eléctrica al SIC producida por una central de ciclo combinado a gas natural o alternativamente a diesel y una central a diesel pertenecientes a su filial Sociedad Eléctrica Santiago; una central termoeléctrica a carbón perteneciente a la coligada Empresa Eléctrica Guacolda; y dos centrales de cogeneración y una central turbogas a diesel de su filial Energía Verde. Adicionalmente, en diciembre de 2009 se concluyó la construcción de Nueva Ventanas, central a carbón de 272 MW.

Además, la compañía es proveedora de energía eléctrica al Sistema Interconectado del Norte Grande, SING, a través de sus filiales Norgener y TermoAndes. La primera cuenta con una central termoeléctrica a carbón en la ciudad de Tocopilla; y la segunda, con una central de ciclo combinado a gas natural ubicada en Salta, Argentina, conectada al SING mediante una línea de transmisión de propiedad de la filial InterAndes.

Esta combinación de alternativas de generación otorga a Gener ventajas comparativas en el mercado eléctrico chileno al no depender exclusivamente de un determinado recurso para la producción de electricidad.

Adicionalmente a su participación en el sector eléctrico en Chile, Gener es productora de energía eléctrica en Colombia, mediante la filial Chivor. La filial TermoAndes también suministra electricidad al Sistema Argentino de Interconexión, SADI. Además, Gener cuenta con otros activos en los ámbitos de generación de vapor y transporte de gas natural, y participa en el negocio de comercialización de carbón.

Al cierre de 2009, la empresa tiene en construcción cuatro unidades generadoras adicionales en Chile.

Al 31 de diciembre de 2009, el 70,67% de las acciones de Gener pertenecen a Inversiones Cachagua Ltda., filial de AES Corp. (AES), empresa global de energía e infraestructura que desarrolla negocios en 29 países y que cuenta con oficinas centrales en Estados Unidos.

*Parte de las centrales señaladas a continuación cuentan con más de una unidad generadora.

Carta del presidente a los accionistas

Señores accionistas:

Tengo el agrado de dirigirme a ustedes para dar cuenta de la gestión de AES Gener S.A. (Gener) durante el ejercicio 2009, un año en el que comenzamos a apreciar claramente los frutos de nuestro plan de inversión en nueva capacidad de generación en Chile y en el cual nuevamente logramos un resultado financiero históricamente alto.

El incremento en nuestra potencia instalada, por un total de 575 MW, se concretó con el término de la construcción de las centrales Santa Lidia, Guacolda III y Nueva Ventanas, en el Sistema Interconectado Central (SIC), y con la instalación, en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), del primer banco de baterías recargables de litio de alta eficiencia y de escala industrial en Chile, que a la vez es el más grande del mundo en su tipo. Alcanzamos así una potencia total de 4.129 MW, incluyendo la potencia de la central Chivor en Colombia.

Entre los logros del año, sobresalió la obtención de un EBITDA consolidado de US\$528 millones, 33% mayor que el EBITDA de 2008, que alcanzó US\$397 millones. El margen bruto al 31 de diciembre de 2009 fue de US\$488 millones, lo que implica un incremento de 32% comparado con el margen bruto de US\$371 millones alcanzado a igual fecha del año anterior. Este incremento se debe fundamentalmente a menores costos de ventas, explicados por menores costos de combustible y menores costos de compra de energía en SIC, y al aumento registrado en las ventas en el SING y en Colombia, lo que es particularmente destacable en el caso de Chivor, dado que en 2009 se registró una de las hidrologías más secas de los últimos 30 años en la zona del embalse.

La utilidad consolidada de la compañía se incrementó en US\$294 millones, a un nivel record histórico de US\$328 millones. Aproximadamente US\$102 millones de esta variación está asociada a ajustes registrados en 2008 por la conversión de la norma contable de la compañía a las Normas Internacionales de Información Financiera, NIIF, o International Financial Reporting Standards, IFRS. Cabe señalar que la conversión a IFRS se efectuó en cumplimiento a normas establecidas por la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) de Chile, proceso durante el cual Gener adoptó el dólar estadounidense como moneda funcional.

También en el ámbito financiero, iniciamos el año con un exitoso cierre del proceso de aumento de capital, mediante el cual recaudamos aproximadamente US\$246 millones. Adicionalmente colocamos bonos en dólares en el mercado chileno por un total de US\$196 millones, y contratamos una línea de crédito rotativa a tres años plazo, por el equivalente a UF 3.940.000, con un sindicato de bancos locales.

Con relación a la nueva capacidad de generación en el SIC, el 24 de abril iniciamos la operación comercial de la central de respaldo Santa Lidia, con una potencia instalada de 139 MW, que pertenece directamente a Gener; el 31 de julio entró en operación la Unidad III de la coligada Empresa Eléctrica Guacolda, con una potencia instalada de 152 MW (la primera central eficiente a carbón que entró en marcha en el país tras la promulgación de la Ley Corta II y la primera que contempla un desulfurizador como parte de su equipamiento de control de emisiones); en diciembre pusimos en servicio el banco de baterías de litio recargables de alta eficiencia, de 12 MW, de la filial Norgener, y en diciembre finalizamos la construcción de la central Nueva Ventanas, de la filial Eléctrica Ventanas, con una potencia instalada de 272 MW.

Adicionalmente seguimos adelante con la construcción de la Unidad IV de Guacolda (152 MW), y obtuvimos la aprobación ambiental y otra serie de permisos técnicos para el proyecto hidroeléctrico Alto Maipo (531 MW), que consiste en dos centrales de pasada en la cuenca del Río Maipo. Alto Maipo es el mayor proyecto hidroeléctrico aprobado en Chile en los últimos 10 años, y el primer proyecto eléctrico que logró antes de su aprobación ambiental un amplio, formal y transparente acuerdo con la comunidad local -con el municipio y con la Unión Comunal de Juntas de Vecinos, con el respaldo unánime de los concejales y con la adhesión de decenas de otras organizaciones comunales- permitiendo al proyecto, desde el inicio de su construcción, beneficiar sustancialmente y en el largo plazo a los habitantes de la comuna, tanto en términos de empleo local como en apoyo social para el desarrollo de proyectos de interés comunitario.

En el SING, en tanto, seguimos avanzando con la construcción de las dos unidades del proyecto termoeléctrico Angamos (540 MW), ubicado en Mejillones, y obtuvimos la aprobación ambiental para el proyecto termoeléctrico Cochrane (560 MW), para emplazarse en la misma comuna.

Durante el año trabajamos para revertir la paralización de obras de construcción de la central Campiche, como consecuencia del fallo de la Corte Suprema emitido en junio de 2009 que dejó sin efecto -por reparos administrativos vinculados al levantamiento de una restricción de uso de suelo- la Resolución de Calificación Ambiental favorable que había obtenido este proyecto en el mes de mayo de 2008. Tras la aclaración y modificación, por parte de la autoridad, de algunos aspectos normativos nacionales que regulan zonificaciones industriales, la compañía puso todo su esfuerzo profesional para que, con sujeción a la institucionalidad vigente, se obtuviera una nueva aprobación ambiental que permitiera continuar la construcción de la central Campiche. Efectivamente, a fines de febrero de 2010, el proyecto obtuvo un nuevo permiso ambiental, en base al cual esperamos retomar las obras de construcción tan pronto obtengamos los permisos complementarios necesarios.

En términos globales, a pesar de las dificultades de Campiche, estamos cumpliendo con el desafío que asumimos como compañía, en cuanto a aprovechar oportunidades de inversión y aportar en breve plazo la energía eficiente y segura que se hizo necesaria en Chile luego de la estrechez de suministro eléctrico que se derivó de la crisis de suministro de gas natural argentino. Una inversión que contempla, por cierto, moderno equipamiento de control de emisiones en instalaciones nuevas y mejoramiento de instalaciones antiguas, para que los proyectos sean ambientalmente responsables. Nos constituimos así, con nuestras inversiones en generación, en la empresa con mayores inversiones en curso en el país, demostrando nuestro compromiso con el desarrollo de Chile.

En base a la gestión de la autoridad, y al aporte nuestro y de otros actores de la industria eléctrica, Chile está pasando ahora a una nueva fase, en la cual Gener también aportará con la eficiencia de su parque de centrales en operación, en construcción y en desarrollo; con su proyecto hidroeléctrico Alto Maipo, y con nuevos proyectos de energías renovables no convencionales (ERNC), de eficiencia energética y de desarrollo tecnológico que están en fases de gestación o de investigación aplicada.

Y nuestro compromiso es hacerlo de manera responsable, aspirando no sólo a ser reconocidos por aportar energía eficiente y segura al desarrollo de Chile, sino también por lograr un buen desempeño ambiental, social y económico en las distintas comunidades locales en las que se insertan nuestras instalaciones, contribuyendo de manera efectiva a su desarrollo sustentable.

Les agradezco sinceramente, señores accionistas, la confianza que han depositado en el Directorio y en el equipo humano de la compañía, y agradezco por supuesto a quienes, con su trabajo diario, construyen el presente y el futuro de esta gran organización, que presta un servicio de primera necesidad para el desarrollo los países en los que opera y de sus habitantes. Pueden estar seguros de que como empresa, bajo criterios de excelencia operacional y de mejoramiento continuo, aportaremos toda nuestra energía al servicio de un desarrollo sostenible, y que en Chile haremos un aporte significativo a los esfuerzos de reconstrucción nacional tras el terremoto y el maremoto que en febrero de 2010 azotó a parte importante del país, incluyendo localidades en las que Energía Verde S.A., nuestra filial de energías renovables, desarrolla sus actividades.



ANDRÉS GLUSKI W.
Presidente del Directorio



Identificación de la sociedad

Razón social:	<i>AES Gener S.A.</i>
RUT:	<i>94.272.000-9</i>
Tipo de sociedad:	<i>Sociedad Anónima Abierta</i>
Inscripción en el Registro de Valores:	<i>N° 0176</i>
Dirección:	<i>Mariano Sánchez Fontecilla 310, Piso 3, Las Condes, Santiago, Chile</i>
Teléfono:	<i>(56-2) 686 8900</i>
Fax:	<i>(56-2) 686 8991</i>
Casilla:	<i>N° 3514, Santiago</i>
Página internet:	<i>www.aesgener.com</i>
Código nemotécnico en bolsas:	<i>Gener</i>





Reseña histórica

AES Gener S.A. fue constituida por escritura pública del 19 de junio de 1981, otorgada ante el Notario Público de Santiago don Patricio Zaldívar Mackenna. Su razón social era entonces Compañía Chilena de Generación Eléctrica S.A. (Chilectra Generación S.A.) Sus estatutos fueron aprobados por la Superintendencia de Valores y Seguros por resolución N° 410-S del 17 de julio de 1981, publicada en el Diario Oficial N° 31.023 del 23 de julio del mismo año. La sociedad está inscrita en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago a fojas 13.107 N° 7.274 de 1981.

9

Los orígenes de la empresa, sin embargo, se remontan a 1889, sólo ocho años después que Thomas Alba Edison inventara la ampollita. Se fundó entonces en Santiago la Chilean Electric Tramway and Light Company, cuyos activos se fusionaron en 1921 con los de la Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica, creada en 1919, para dar origen a la Compañía Chilena de Electricidad (Chilectra). Esta empresa se desarrolló por iniciativa privada, y en 1970 fue nacionalizada, pasando a manos de la Corporación de Fomento de la Producción (CORFO). En junio de 1981 fue reestructurada en una casa matriz, Chilectra S.A., y tres filiales: Chilectra Metropolitana S.A., distribuidora que atendería al Área Metropolitana de Santiago; Chilectra Quinta Región S.A., distribuidora que atendería a Valparaíso y al Valle del Aconcagua; y Chilectra Generación S.A., empresa orientada a la generación de energía eléctrica y propietaria también de los activos de transmisión de la antigua Chilectra.

Chilectra Generación S.A. inició su operación comercial independiente el 1 de agosto del año 1981.

En 1986, CORFO dio inicio al proceso de privatización de la empresa, el que concluyó en enero de 1988 con el traspaso del 100% de su propiedad al sector privado.

En septiembre de 1989, durante la junta general ordinaria de accionistas de ese año, se acordó modificar la razón social, adoptando el nombre Chilgener S.A. En ese momento la compañía contaba con 579 MW de potencia instalada, distribuida en la Región Metropolitana y la V Región de Chile.



*En febrero de 2009, Gener concluyó el período de opción preferente del proceso de aumento de capital realizado por **US\$246 millones***

10



Nueve años más tarde, en marzo de 1998, los accionistas de la compañía acordaron cambiar nuevamente la razón social de la empresa a Gener S.A. El cambio fue motivado fundamentalmente por la conveniencia de contar con un nombre acorde al carácter internacional adquirido por la empresa a través de la expansión de sus operaciones hacia nuevos mercados y negocios, tanto dentro como fuera de Chile.

Además de participar en el negocio de la generación de electricidad en Chile, Argentina, Colombia y República Dominicana, Gener había desarrollado actividades tales como la generación de vapor; la extracción y comercialización de carbón; la exploración, extracción y el transporte de gas natural; la exploración y explotación de petróleo; la preparación y comercialización de biocombustible densificado; la prestación de servicios navieroportuarios; y la prestación de servicios de ingeniería, fundamentalmente en el ámbito eléctrico y sanitario.

En abril de 2000 se inició un proceso tendiente a la búsqueda de un socio o inversionista estratégico, de manera tal que Gener pudiera seguir desarrollándose dentro del nuevo contexto de la industria. Esto, teniendo en consideración las restricciones al crecimiento y al desarrollo que imponían a la empresa su menor tamaño y menor capacidad de endeudamiento respecto de sus grandes competidores internacionales.

Al final de este proceso, AES, mediante su filial Inversiones Cachagua Ltda., lanzó una Oferta Pública de Adquisición de Acciones (OPA) por un porcentaje controlador de la compañía. Asimismo, llegó a un acuerdo con la empresa francesa TotalFinElf, para que esta última comprara los activos eléctricos de Gener en Argentina en caso que la OPA fuera exitosa, todo ello sujeto a un proceso de due diligence.

70,67 %

Participación indirecta de AES Corp. en Gener

El 28 de diciembre de 2000 se efectuó en la Bolsa de Comercio de Santiago un remate de acciones de Gener, en virtud del cual Inversiones Cachagua Ltda. adquirió el 61,11% del capital accionario de la empresa. Al día siguiente, en Estados Unidos, se efectuó el canje de acciones de AES por los ADRs de Gener, correspondientes al 34,56% de la propiedad accionaria. Una vez tomado el control de la compañía, Inversiones Cachagua Ltda. efectuó una segunda OPA en Chile, en febrero de 2001, mediante la cual adquirió 2,87% adicional de la propiedad, llegando a poseer el 98,54%, que más tarde alcanzó a 98,65% mediante compras menores en bolsa.

Como parte del grupo AES, durante 2001 Gener cambió su razón social por AES Gener S.A., y dio inicio a un proceso de venta de activos tendiente a la concentración de la empresa en el negocio de la generación eléctrica, principalmente en Chile. Durante el año 2004, tras la realización de un aumento de capital, la participación de Inversiones Cachagua Ltda. en la Compañía ascendió a 98,79%.

En el mes de abril de 2006, Inversiones Cachagua vendió a terceros el 7,59% de su participación accionaria en Gener. En mayo de 2007, Inversiones Cachagua vendió el 0,91% y posteriormente, en el mes de octubre, vendió un 10,18% adicional, quedando con una participación de 80,11%.

En junio de 2008, Gener concluyó el período de opción preferente del proceso de aumento de capital realizado por aproximadamente US\$272 millones. Inversiones Cachagua participó en el proceso, aumentando su participación al cierre del período de opción preferente a 80,16%. Posteriormente, en noviembre de 2008, Inversiones Cachagua vendió el 9,55% de Gener en bolsa, quedando con una participación de 70,61%.

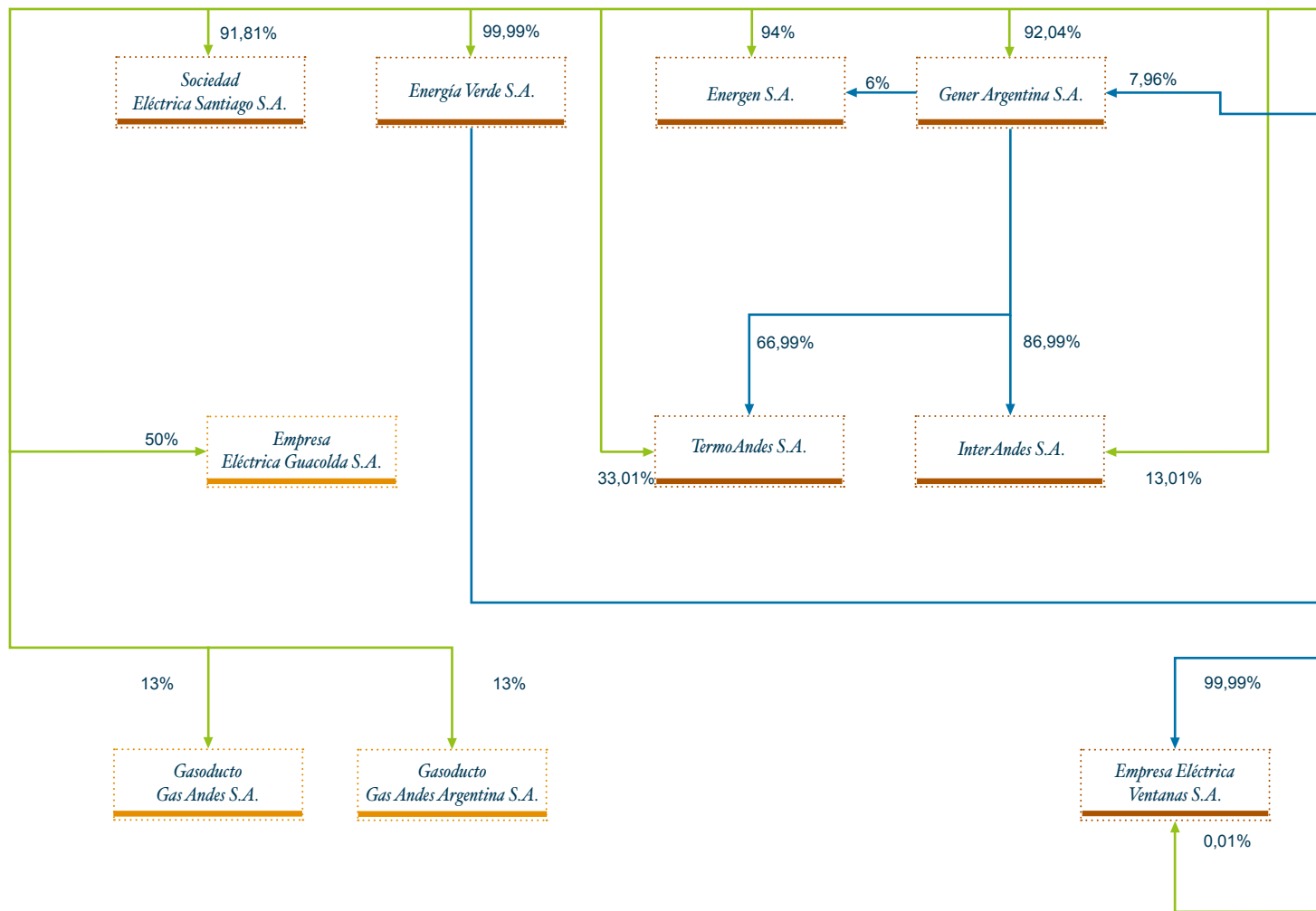
En febrero de 2009, Gener concluyó el período de opción preferente del proceso de aumento de capital realizado por aproximadamente US\$246 millones. Inversiones Cachagua participó en el proceso aumentando levemente su participación. Al 31 de diciembre de 2009, la participación de Inversiones Cachagua en Gener fue 70,67%.

11



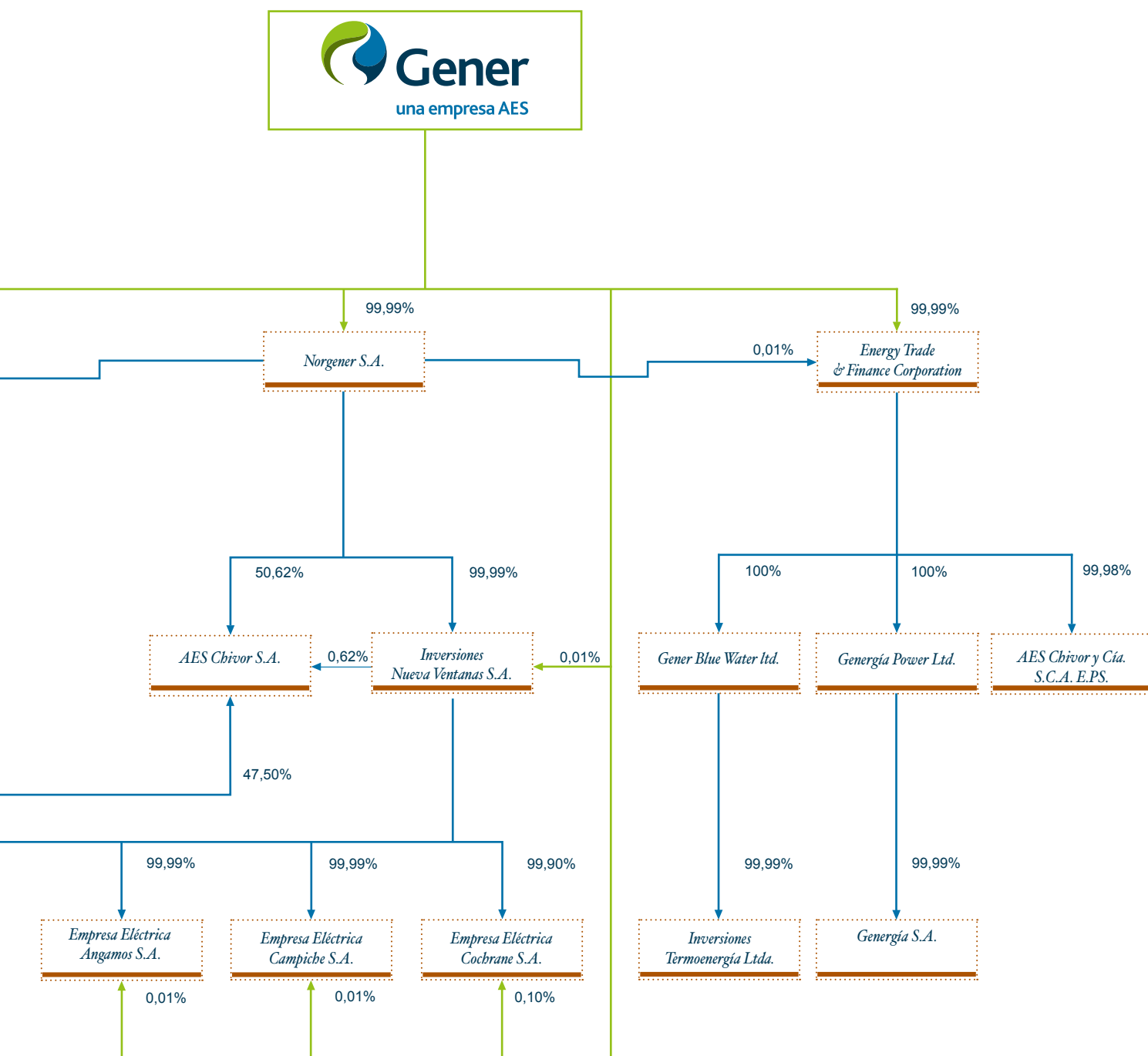
Grupo de empresas

12



Nota:

En este cuadro las empresas son denominadas de acuerdo a su razón social (ej: AES Gener S.A. y Sociedad Eléctrica Santiago S.A.). En lo sucesivo en esta memoria, con excepción de los Estados Financieros, se hará alusión a ellas de manera simplificada (ej. Gener y Eléctrica Santiago). Adicionalmente, Grupo Gener hará referencia a Gener, sus filiales y coligadas.





Directorio

al 31 de diciembre de 2009

Titulares

Andrés Gluski Weilert (Presidente)

Master in Economics,
University of Virginia
Ph.D. in Economics and International Finance,
University of Virginia
Pasaporte: 6024620
Extranjero (venezolano)

Jorge Rodríguez Grossi

Ingeniero Comercial,
Universidad de Chile
Master of Arts in Economics,
Boston University
RUT: 5.141.013-0
Chileno

Juan Andrés Camus Camus

Ingeniero Comercial,
Universidad Católica
RUT: 6.370.841-0
Chileno

Andrew Vesej

Ingeniero,
Union College, New York
Pasaporte: 017382663
Extranjero (estadounidense)

Bernerda Santos

Licenciado en Administración Comercial,
Master en Finanzas y Gerencia Empresarial,
Universidad José María Vargas, Venezuela
Pasaporte: 6557231
Extranjero (venezolano)

Arminio Borjas

Abogado,
Universidad Católica Andrés Bello, Venezuela
Pasaporte: D0259811
Extranjero (venezolano)

Iván Díaz-Molina

Ingeniero Civil,
Universidad Nacional de Córdoba, Argentina
Master of Science, Carnegie-Mellon University
RUT: 14.655.033-9
Extranjero (argentino)

Suplentes

Jorge Rauber

Ingeniero Electricista,
Universidad Nacional de la Plata
Pasaporte: 20605997N
Extranjero (argentino)

Britaldo Soares

Ingeniero Metalúrgico y Comercial,
Fundacao don Cabral
Universidad Federal de Minas Gerais
Pasaporte: CP 641 487
Extranjero (brasileño)

Jorge Errázuriz Grez

Ingeniero Comercial,
Universidad Católica de Chile
RUT 6.498.714-7
Chileno

Fernando Pujals

Ingeniero Mecánico,
Universidad Nacional de Rosario
MBA de I.M.D., Laussane, Suiza
Pasaporte: 7.685.597M
Extranjero (argentino)

Edgardo Víctor Campelo

Contador Público,
Universidad de Buenos Aires, Argentina
Pasaporte 16171019N
Extranjero (argentino)

Jaime Andrés Tupper Bracho

Ingeniero Electrónico,
Universidad Simón Bolívar, Venezuela
RUT 22.048.788-1
Chileno

Pedro Pellegrini Ripamonti

Abogado,
Universidad Católica de Chile
RUT 7.017.242-9
Chileno

Ejecutivos

al 31 de diciembre de 2009



Gerente General

Luis Felipe Cerón Cerón

Ingeniero Civil de Industrias,
Pontificia Universidad Católica de Chile
Master of Science in Accounting and Finance,
The London School of Economics
RUT: 6.375.799-3
Chileno

Gerente de Explotación

Javier Giorgio

Ingeniero Electrónico,
Universidad Tecnológica Nacional, Argentina
RUT 23.202.311-2
Extranjero (argentino)

Gerente de Desarrollo

Derek E. Martin

Abogado,
Bachelor of Arts, Tulane University
MBA / Doctor of Law,
George Washington University
RUT: 22.490.792-3
Extranjero (estadounidense)

Fiscal (Interina)

Evelyn B. Kägi Guzmán

Abogado,
Universidad de Chile
RUT: 8.347.538-2
Chilena

Gerente de Finanzas

Daniel Stadelmann Rojas,

Lic. Administración y Finanzas,
Universidad de St. Gallen, St. Gallen, Suiza
Master of Foreign Service,
MBA IMD, Lausanne - Suiza
RUT: 6.921.313-8
Chileno

Gerente de Mercado

Juan Ricardo Inostroza López

Ingeniero Electrónico,
Universidad de Chile
Magíster en Ingeniería Eléctrica,
Universidad de Chile
RUT: 7.838.601-0
Chileno

Gerente de Ingeniería y Construcción

Héctor Rojas Brito

Ingeniero Mecánico,
Universidad de Chile
RUT: 4.283.784-9
Chileno

Gerente de Asuntos Corporativos

María Teresa Bravo de Goyeneche

Periodista y Diplomada en Gestión de Empresas,
Pontificia Universidad Católica de Chile
RUT: 7.728.901-1
Chilena

Propiedad y control

Gener es una sociedad anónima abierta cuyas acciones se transan en tres bolsas de valores: la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa de Valores de Valparaíso y la Bolsa Electrónica de Chile.

Al 31 de diciembre de 2009, el patrimonio de la compañía ascendía a US\$2.602 millones, dividido en 8.069.699.033 acciones y distribuido entre 1.646 accionistas.

Al término del ejercicio, Inversiones Cachagua registraba una participación de 70,67% en Gener. Inversiones Cachagua es el controlador directo de la Compañía, no tiene acuerdo de actuación conjunta con otros accionistas y pertenece aproximadamente en un 99,9% a la sociedad norteamericana AES, siendo esta última el controlador final de Gener.

La propiedad accionaria de AES se encuentra atomizada, por lo cual son omitidos en esta memoria los nombres de las personas naturales que están tras esta sociedad extranjera.



Participación accionistas al 31 de diciembre de 2009

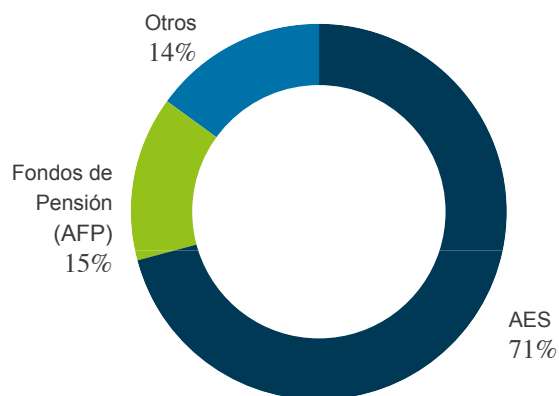
Nombre	Acciones	Participación
Inversiones Cachagua Limitada	5.703.106.137	70,67%
Celfin Capital S.A. Corredores de Bolsa	314.134.731	3,89%
Fondo de Pensiones Provida C	142.941.279	1,77%
Fondo de Pensiones Habitat C	139.130.597	1,72%
Bolsa Electronica de Chile, Bolsa de Valores	111.935.697	1,39%
Fondo de Pensiones Habitat A	103.816.050	1,29%
Fondo de Pensiones Capital C	99.193.196	1,23%
Fondo de Pensiones Provida A	96.938.948	1,20%
Fondo de Pensiones Capital A	96.020.068	1,19%
Fondo de Pensiones Habitat B	81.054.306	1,00%
Fondo de Pensiones Cuprum A	70.282.600	0,87%
Fondo de Pensiones Cuprum C	68.134.108	0,84%
Total 12 mayores accionistas	7.026.687.717	87,07%
Otros accionistas (1.634)	1.043.011.316	12,93%
Total accionistas	8.069.699.033	100%

Accionistas por tipo al 31 de diciembre de 2009

Tipo de accionista	Cantidad de accionistas	Número de acciones	Participación
Persona natural nacional	1.393	29.867.799	0,37%
Persona natural extranjera	1	1.000	0,00%
Persona jurídica nacional	250	8.037.182.874	99,60%
Persona jurídica extranjera	2	2.647.360	0,03%
Total accionistas	1.646	8.069.699.033	100%

2.062 millones de dólares es el patrimonio de la empresa

Accionistas al 31 de diciembre de 2009



A close-up photograph of a traffic light. The red light is illuminated and in the foreground, while the green light is visible in the background. Above the lights, the words 'MARCHA' and 'PARADA' are printed on a white surface. A vertical green bar is on the left side of the image, containing the number '02' in white.

02

18

GESTIÓN FINANCIERA Y ADMINISTRATIVA

Políticas de inversión y financiamiento

Clasificación de riesgo • Hitos financieros del año • Utilidad distribuible • Política de dividendos

Transacciones de acciones • Síntesis de comentarios y proposiciones de accionistas • Remuneraciones y actividades

Seguros • Marcas y dominios

Políticas de inversión y financiamiento

Según lo acordado en la junta general extraordinaria de accionistas celebrada el 4 de julio de 2001, los estatutos de la compañía no hacen referencias a políticas de inversión, de financiamiento ni comerciales, tanto respecto de la compañía como de sus filiales.

Sin perjuicio de ello, se establece en los estatutos que la sociedad, para cumplir con lo establecido en su objeto social, podrá administrar la inversión que haga en cada una de las sociedades que constituya o en las que efectúe aportes; supervisar y coordinar la gestión de las sociedades que constituya y la de aquéllas en que efectúe aportes; prestar a las sociedades que constituya o a las que efectúe aportes, servicios gerenciales, de auditoría, de asesoría financiera, comercial, técnica y legal, y en general, los servicios de cualquier índole que aparezcan como necesarios para su mejor desempeño.

Se agrega que en el evento de constituir sociedades aportando a ellas activos directamente relacionados con la generación eléctrica, Gener mantendrá a lo menos el 51% de la propiedad.

Clasificación de riesgo

Durante 2009, la clasificación de riesgo de Gener se mantuvo en nivel de “grado de inversión” por las tres principales clasificadoras de riesgo internacionales. En abril, S&P ratificó la clasificación de la compañía como grado de inversión “BBB-”, pero redujo la perspectiva desde estable a negativa. Moody’s, por su parte, en agosto de 2009, mantuvo la clasificación de Gener como grado de inversión “Baa3”, con perspectiva negativa. En septiembre, Fitch Ratings mantuvo la clasificación de la compañía como grado de inversión “BBB-”, pero redujo la perspectiva desde estable a negativa. Cabe señalar que posterior al cierre de 2009, en enero de 2010, Fitch Ratings cambió la perspectiva desde negativa a estable.

Al cierre del ejercicio, las acciones de la compañía estaban clasificadas en primera clase nivel 2 por Fitch Ratings y en primera clase nivel 3 por Feller Rate.

Hitos financieros del año

Aumento de capital

En junta extraordinaria de accionistas de fecha 19 de noviembre de 2008, se aprobó un aumento de capital por hasta US\$250 millones divididos en 945.000.000 acciones, cuyos fondos estarían destinados a financiar en parte las inversiones necesarias para el desarrollo del plan de crecimiento de Gener. El período preferente de suscripción de acciones finalizó el día 5 de febrero de 2009 y la suscripción alcanzó al 99,3% de nuevas acciones emitidas, por un monto total equivalente a US\$246 millones.



La emisión de bonos locales en dólares, para financiar inversiones, contó con una sobreoferta superior al 25%, lo que refleja la confianza del mercado en Gener



20

Emisión de bono local

En abril de 2009, Gener colocó exitosamente una emisión de bonos locales en dólares, la cual tuvo como objeto el financiamiento de inversiones. La emisión contó con una sobreoferta superior al 25% al momento del remate, lo que refleja la confianza del mercado en la Compañía pese al contexto de volatilidad y falta de liquidez de los mercados financieros internacionales.

La emisión estuvo compuesta por la Serie Q por un monto de US\$196 millones en una estructura “bullet” a 10 años plazo, que se colocó a una tasa de 8,5%.

Cambio a IFRS

En cumplimiento a las normas establecidas por la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), los estados financieros del Grupo Gener fueron convertidos del sistema basado en los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Chile (PCGA) al sistema basado en Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS, por sus siglas en inglés). Dentro de los cambios más importantes introducidos en la preparación de los estados financieros destaca el cambio de moneda funcional, de pesos chilenos a dólar estadounidense.

Desde 2008 la Compañía viene trabajando en el proyecto de adopción de IFRS, proyecto liderado por el área de Reportes y que involucró transversalmente diversas áreas, entre otras a las de Finanzas, Impuestos, Administración, Ingeniería, Producción y Operación. Este proyecto requirió de capacitaciones, adaptación de sistemas computacionales, además de grandes esfuerzos y largas jornadas de trabajo. Gener se convirtió en la primera compañía pública del grupo de empresas AES en realizar esta conversión financiera. Los primeros estados financieros de Gener preparados bajo IFRS son los correspondientes al periodo terminado el 30 de junio de 2009.

Línea de crédito comprometida

Con el propósito de dar mayor liquidez y flexibilidad a la compañía, en octubre de 2009 se contrató una línea de crédito a tres años plazo por el equivalente a UF 3.940.000 con un grupo de bancos nacionales.

328 millones de dólares es la
utilidad neta del año 2009

Utilidad Distribuible

Utilidad Distribuible	MUS\$
Ganancia Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora Ejercicio 2009	327.939
Menos: Dividendos Provisorios Pagados	(40.026)
Saldo Ganancia Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora Distribuible Ejercicio 2009	287.913
Resultados Retenidos al 31-12-2008 (Principios Contables Chilenos a tipo de cambio cierre \$636,45)	142.651
Ajuste IFRS Primera Adopción según Circular N° 1945 S.V.S.	375.845
Resultados Retenidos IFRS al 31-12-2008	518.496
Reservas para Dividendos Propuestos al 31-12-2008	97.871
Dividendos Definitivos Año 2008 Pagados con Cargo a Utilidad Ejercicio 2008	(79.985)
Reverso Dividendo Mínimo Ejercicio 2008	40.939
Resultados Retenidos y Reserva para Dividendos Propuestos Acumulados por Distribuir	577.321

21





Política de dividendos

El Directorio de la compañía, en sesión ordinaria efectuada el 25 de marzo de 2009, acordó su intención de distribuir como dividendo hasta el 65% de las utilidades que se generasen durante el año 2009 y de distribuir dividendos provisorios durante dicho ejercicio. Asimismo, el Directorio acordó dejar expresa constancia de que el cumplimiento de esa política de dividendos estaría condicionada a las utilidades que realmente se obtuvieran, así como también, a los resultados de las proyecciones que periódicamente efectúa la sociedad, a la necesidad de aportar recursos propios al financiamiento de proyectos de inversión, a las políticas de caja e inversiones de la Compañía, y al cumplimiento de las restricciones que, en materia de dividendos, contienen tanto los estatutos de la compañía como los contratos de crédito suscritos con acreedores. En cuanto a los dividendos para los años sucesivos, el Directorio consideró adecuado mantener en el mediano plazo una política similar a la expuesta.

Esta política fue aprobada en la junta general ordinaria de accionistas de AES Gener S.A. celebrada el 28 de abril de 2009.

En esta asamblea, los accionistas acordaron distribuir como dividendo mínimo obligatorio el 30% de las utilidades del ejercicio 2008, y como dividendo adicional el 25,19% de las utilidades del ejercicio 2008; lo que equivale a un dividendo mínimo obligatorio por acción de Ch\$3,23352; y un dividendo adicional por acción de Ch\$2,71466.

En sesión del 18 de noviembre de 2009, el Directorio acordó distribuir, con cargo a las utilidades del ejercicio 2009, un monto equivalente en dólares a US\$40 millones, mediante el reparto de un dividendo provisorio de US\$0,00496 por acción. Este dividendo fue pagado a los accionistas a partir del 15 de diciembre de 2009.

Dividendos pagados por acción en pesos de diciembre 2009

2004▶	18,98	2007▶	3,86
2005▶	3,72	2008▶	4,39
2006▶	9,14	2009▶	8,41

55%
*de la utilidad del ejercicio
 2008 distribuida en dividendos*

Transacciones de acciones

Con fecha 14 de enero de 2009, el director titular señor Jorge Rodríguez Grossi suscribió 10.104 acciones de la compañía, a un valor por acción de Ch\$162,5, ejerciendo su opción preferente en el aumento de capital efectuado entre enero y febrero de 2009.

Con fechas 15, 16, 19, 20, 21 y 22 de enero de 2009, Inversiones Cachagua suscribió en total 667.291.946 acciones de la compañía, a un valor por acción de Ch\$162,5, ejerciendo su opción preferente en el aumento de capital efectuado entre enero y febrero de 2009.

Con fecha 21 de enero de 2009, el gerente general señor Luis Felipe Cerón Cerón suscribió 8.083 acciones de la compañía, a un valor por acción de Ch\$162,5, ejerciendo su opción preferente en el aumento de capital efectuado entre enero y febrero de 2009.

Con fecha 8 de mayo de 2009, la señora Sara Cerón Cerón, adquirió en bolsa 4.650 acciones de la compañía a un valor por acción de Ch\$234 y 2.904 acciones a un valor por acción de Ch\$236.

Con fecha 2 de junio de 2009, la señora Sara Cerón Cerón, adquirió en bolsa 1.112 acciones de la compañía a un valor por acción de Ch\$248,9.

23

*Transacciones de acciones**

Año	Período	Nº acciones	Ch\$ Totales	Precio Promedio (Ch\$)
2007	1 ^{er} trimestre	207.108.545	45.666.959.140	220,5
	2 ^{do} trimestre	457.279.044	114.485.287.336	250,4
	3 ^{er} trimestre	249.786.510	67.653.275.205	270,8
	4 ^{to} trimestre	1.398.705.595	327.793.244.908	234,4
2008	1 ^{er} trimestre	374.099.529	70.250.879.716	187,8
	2 ^{do} trimestre	443.645.743	92.173.590.209	207,8
	3 ^{er} trimestre	298.599.080	54.787.027.006	183,5
	4 ^{to} trimestre	1.291.795.736	218.719.345.718	169,3
2009	1 ^{er} trimestre	556.682.548	110.903.979.788	199,2
	2 ^{do} trimestre	935.978.763	221.021.074.133	236,1
	3 ^{er} trimestre	391.419.735	92.382.308.608	236,0
	4 ^{to} trimestre	297.378.356	68.250.655.749	229,5

* Incluye transacciones en Bolsa de Comercio de Santiago, Bolsa de Valores de Valparaíso y Bolsa Electrónica de Chile.



*Precio y volumen transado de la acción
en la Bolsa de Comercio de Santiago 2009*

Mes	volumen	precio promedio cierre (Ch\$)
Enero	249.683.356	192,3
Febrero	171.434.523	205,6
Marzo	86.401.966	206,9
Abril	227.761.749	223,9
Mayo	356.010.572	242,9
Junio	272.038.159	236,8
Julio	152.343.146	232,8
Agosto	113.704.561	238,6
Septiembre	83.197.419	237,2
Octubre	71.834.607	231,8
Noviembre	45.678.461	225,8
Diciembre	121.719.355	229,5
Promedio		225,6

Gener precio por acción (Ch\$)



Síntesis de comentarios y proposiciones de accionistas

Durante el año 2009, la compañía no recibió comentarios o proposiciones relativas a la marcha de los negocios sociales de parte de accionistas que posean o representen 10% o más de las acciones emitidas con derecho a voto, de conformidad a lo dispuesto por el artículo 74 de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas y el artículo 13 del Reglamento de esa ley.

Remuneraciones y actividades

Directorio

El Directorio es el órgano colegiado al que, de acuerdo con la ley y los estatutos de la sociedad, corresponde la administración de la compañía. Está compuesto por siete directores titulares y sus respectivos suplentes, los que son elegidos por un período de tres años en la junta general ordinaria de accionistas.

Los estatutos de Gener establecen que sus directores no perciben remuneración por el ejercicio de su cargo.

Durante el ejercicio 2009, los directores de la compañía no percibieron ninguna clase de remuneraciones por funciones distintas a las de su cargo, ni gastos de representación, viáticos, regalías, ni ningún otro estipendio. Lo anterior, sin perjuicio de la remuneración que perciben aquellos directores que son miembros del Comité de Directores y cuyo monto se encuentra detallado en el acápite siguiente.

Cómite de directores

Integrantes

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley N° 18.046 sobre sociedades anónimas, en sesión del Directorio celebrada el 28 de abril de 2009 se designó como miembros del Comité de Directores a los señores Iván Díaz-Molina, Juan Andrés Camus Camus y Jorge Rodríguez Grossi y como sus respectivos suplentes, a los señores, Pedro Pellegrini Ripamonti, Jorge Errázuriz Grez y Britaldo Soares.

Al cierre del año 2009, los miembros del Comité de Directores (Comité), los señores Iván Díaz-Molina y Juan Andrés Camus Camus, no son relacionados al controlador, pues fueron elegidos con votos de otros accionistas.

Remuneraciones y presupuesto

En la junta ordinaria de accionistas del 28 de abril de 2009, se acordó fijar como remuneración de los miembros el Comité de Directores, la suma de 160 Unidades de Fomento mensuales.

Durante el ejercicio 2009, las remuneraciones pagadas a los directores que forman parte del Comité ascienden a los montos detallados en el cuadro a continuación.

Por otra parte, durante el año 2009 el Comité no hizo uso del presupuesto anual de gastos acordado por la junta ordinaria de accionistas, ascendente a US\$25.000.

Remuneraciones del Comité de Directores (UF)

	2009	2008
Axel Christensen	640	1.920
Jorge Rodríguez	1.920	1.920
Juan Andrés Camus	1.920	1.280
Iván Díaz-Molina	1.280	-
Totales	5.760	5.120

Informe de actividades

Durante el año 2009, el Comité de Directores sesionó en nueve oportunidades, para pronunciarse sobre operaciones y contratos de la compañía con empresas relacionadas de acuerdo con los artículos 44 y 89 de la Ley N° 18.046, y tratar otras materias de su competencia legal, informando al Directorio sus acuerdos y recomendaciones.

En sesión del 21 de enero examinó los antecedentes y evacuó su informe favorable respecto de la nueva tarifa de transmisión a ser aplicada por TermoAndes a partir del 1 de enero de 2009.

En sesión del 25 de febrero analizó los antecedentes y evacuó su informe favorable respecto del balance y estados financieros de la Compañía correspondientes al ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2008, así como respecto del informe de los auditores externos.

En sesión del 25 de marzo: i) tomó conocimiento, examinó los antecedentes y evacuó su informe favorable respecto a la renovación anual de la póliza de seguros contra todo riesgo y perjuicio por paralización de Gener y filiales con la compañía aseguradora AES Global Insurance; ii) se informó sobre el estado del proceso de financiamiento del Proyecto Campiche; y recomendó al Directorio aprobar la emisión de bonos locales por hasta US\$196.000.000 y designar como agente colocador de





esta operación a la empresa relacionada Celfin Capital S.A. Corredora de Bolsa; iii) recomendó al Directorio aumentar los montos del contrato de cuenta corriente mercantil con la filial Eléctrica Santiago; iv) acordó proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas la designación como auditores externos para el ejercicio 2009 a la empresa de auditoría Ernst & Young; y v) recomendó seguir apoyando los programas de investigación de la Universidad Alberto Hurtado, mediante una donación de UF 2.000.

En sesión extraordinaria del 26 de mayo: i) acordó designar como presidente del Comité al director señor Jorge Rodríguez Grossi, quien aceptó su designación; ii) recomendó aprobar las modificaciones del contrato de suministro eléctrico con la filial TermoAndes; y iii) acordó recomendar la cesión de créditos fiscales de TermoAndes generados en la exportación de energía.

En sesión del 17 de junio examinó los antecedentes y evacuó su informe favorable a fin de suscribir el contrato de conexión del banco de baterías de litio de alta eficiencia de la filial Norgener a la Subestación Andes de Gener.

En sesión del 22 de julio examinó los antecedentes y evacuó su informe favorable sobre las siguientes operaciones con empresas relacionadas: i) celebración del contrato de prestación de servicios SCADA con la coligada Eléctrica Guacolda; y ii) operación de swap de 35 toneladas de carbón con la coligada Eléctrica Guacolda, en atención a los requerimientos del Proyecto Nueva Ventanas.

En sesión del 12 de septiembre examinó los antecedentes y evacuó su informe favorable sobre las siguientes operaciones

con empresas relacionadas: i) celebración de un contrato de prestación de servicios para implementar el sistema Gestión de Datos Operacionales con AES Servicios América; y ii) ejecución de la transferencia de dos fletes de carbón entre Gener y la filial de AES, Masinloc.

En sesión del 28 de octubre examinó los antecedentes y evacuó su informe favorable respecto de la transferencia de flete de carbón con AES Alicurá.

En sesión del 18 de diciembre examinó los antecedentes y evacuó su informe favorable sobre la modificación el contrato de prestación de servicios de asistencia técnica para el sistema SAP con AES Servicios América S.R.L.

Ejecutivos

La remuneración global de los ejecutivos de la compañía durante 2009 ascendió a la cantidad de 126.509 UTM. Ello incluye remuneración fija mensual y bonos variables según desempeño y resultados corporativos, que también se otorgan a los demás trabajadores de Gener. El plan de incentivos de los ejecutivos de la compañía consiste en un bono variable anual según desempeño y resultados corporativos, cuyo monto es determinado cada año según los referidos parámetros.

Cabe señalar que por política de la compañía, los ejecutivos de Gener que participan en directorios de empresas relacionadas no perciben por ello remuneración o pueden renunciar a las dietas que individualmente les correspondan.

Durante el 2009 hubo pago de indemnización a ejecutivos por 1.289 UTM.

Seguros

Tanto la empresa como los trabajadores de Gener están protegidos por seguros que los cubren frente a los riesgos más importantes.

Los bienes físicos de la compañía están protegidos por pólizas de todo riesgo, incluyendo potenciales perjuicios financieros derivados de una paralización de actividades, la que se contempla con una póliza de avería de maquinaria. Los bienes que deben ser transportados, particularmente el carbón, están asegurados mediante una póliza de transporte marítimo, terrestre y aéreo. Para cubrir los proyectos en desarrollo, existen pólizas de todo riesgo de construcción y montaje. Asimismo, los vehículos motorizados de la empresa están debidamente asegurados.

Todos los trabajadores de Gener están cubiertos por seguros de vida, a lo que se suma una póliza flotante que asegura a quienes deben realizar viajes.

Adicionalmente, la eventual responsabilidad civil de Gener está cubierta por una póliza de responsabilidad civil general de empresa.

Marcas y dominios

La compañía cuenta con registros vigentes y solicitudes en trámite de todas sus marcas comerciales y de las de sus filiales en los registros públicos correspondientes, según el ordenamiento legal vigente. Se incluyen en estos registros las respectivas razones sociales y lemas corporativos.

Como complemento, la compañía ha registrado los dominios de internet vinculados a sus marcas, en resguardo de sus intereses y activos intangibles.

Matriz

energética

diversificada

en geografía,

tecnología

y fuentes

de energía

27



03

28



GESTIÓN COMERCIAL

Sistema eléctrico chileno • Sistema eléctrico colombiano • Negocios no eléctricos



Sistema eléctrico chileno

Descripción general

Desde el año 1982, el sector eléctrico en Chile está estructurado sobre la base de la iniciativa y la propiedad privada, en un marco de competencia de mercado para la generación y las expansiones de transmisión, y de regulación basada en una empresa eficiente para la distribución y transmisión.

De acuerdo al orden constitucional y a la legislación vigente, las entidades estatales, incluyendo las relacionadas con el sector eléctrico, desempeñan un rol regulador y fiscalizador. Estas entidades quedan agrupadas en los recientemente creados Ministerios de Energía y Medio Ambiente, y son – entre otros organismos – la Comisión Nacional de Energía (CNE), que define, regula y coordina la política energética, y elabora semestralmente el plan indicativo de obras de inversión en las actividades de generación y transmisión, cuyo cumplimiento no es obligatorio para las empresas del sector; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) que fiscaliza el cumplimiento de las normas de calidad y seguridad del servicio y la Comisión Nacional del Medio Ambiente (CONAMA), que administra el sistema de evaluación de impacto ambiental de los proyectos.

La Dirección General de Aguas (DGA), dependiente del Ministerio de Obras Públicas es la que otorga los derechos de aprovechamiento de aguas necesarios para las actividades de generación hidroeléctrica; mientras que el Ministerio de Energía otorga las concesiones para la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica. Para la construcción y la entrada en operación de centrales termoeléctricas, no se requiere el otorgamiento de concesiones ni de cualquier otro derecho por parte de entidades estatales.

La institucionalidad eléctrica chilena considera un Panel de Expertos como organismo técnico independiente que tiene por rol conocer y resolver en forma expedita las controversias que surgen entre las empresas del sector eléctrico, y entre una o más de estas empresas y las autoridades energéticas.

Las distintas actividades del sector eléctrico se encuentran reguladas por la Ley General de Servicios Eléctricos, DFL N° 1/1982 del Ministerio de Minería, con sus modificaciones posteriores: Ley N° 19.940/2004, conocida como Ley Corta I, y Ley N° 20.018/2005, o Ley Corta II, que mantuvieron inalterados los aspectos medulares del estable modelo eléctrico chileno. Estas leyes fueron refundidas y sistematizadas por el DFL N° 4/2007. Asimismo, las actividades del sector eléctrico se encuentran reguladas por los correspondientes reglamentos y normas técnicas.

La actividad de generación está basada principalmente en contratos de largo plazo entre generadores y clientes, que especifican el volumen, el precio y las condiciones para la venta de energía y potencia.

La ley establece dos tipos de clientes de las empresas generadoras: clientes libres y clientes regulados.

Son clientes libres principal y obligatoriamente los consumidores cuya potencia conectada es superior a 2 MW, por lo general de tipo industrial o minero, y adicionalmente aquellos con potencia conectada de entre 500 kW y 2 MW que hayan optado – por un período de al menos cuatro años – por la modalidad de precio libre. Estos clientes no están sujetos a regulación de precios, y por lo tanto las empresas generadoras y distribuidoras pueden negociar libremente con ellos los valores y condiciones del suministro eléctrico.

Son clientes regulados, por su parte, los consumidores cuya potencia conectada es igual o inferior a 500 kW, y adicionalmente aquellos clientes con potencia conectada de entre 500 kW y 2 MW que hayan optado –también por cuatro años– por un régimen de tarifa regulada. Estos clientes reciben suministro desde las empresas distribuidoras, las cuales deben desarrollar licitaciones públicas para asignar los contratos de suministro de energía eléctrica que les permitan satisfacer su consumo.

De acuerdo a los cambios introducidos a la ley eléctrica en mayo del año 2005, los nuevos contratos que asignen las empresas distribuidoras para el consumo de sus clientes a partir de 2010, deben ser adjudicados a las empresas generadoras que ofrezcan en licitaciones públicas reguladas el menor precio de suministro. Estos precios toman el nombre de precios de nudo de largo plazo, contemplan fórmulas de indexación y son válidos para todo el período de vigencia del respectivo contrato, hasta un máximo de 15 años. En términos más precisos, el

precio de nudo de la energía de largo plazo para un determinado contrato corresponde al más bajo precio de energía ofrecido por las generadoras participantes del respectivo proceso de licitación, en tanto el precio de nudo de la potencia de largo plazo corresponde al precio de nudo de la potencia fijado en el decreto de precio de nudo vigente al momento de la licitación.

Sin embargo, puesto que los nuevos contratos de suministro asignados según esta modalidad empezarán a regir gradualmente a partir de 2010, los contratos que se encontraban vigentes al momento de aprobarse la Ley N° 20.018/2005 deberán seguir considerando como tarifa, hasta el momento de su expiración, los precios de nudo fijados semestralmente por la autoridad.

Los precios de nudo son determinados cada seis meses por la CNE sobre la base de una comparación entre los precios proyectados y el precio medio ofrecido por las generadoras a clientes libres y a distribuidoras a precio de nudo de largo plazo. En primera instancia, el precio de nudo de energía es fijado sobre la base de las proyecciones de los costos marginales esperados del sistema para los siguientes 48 meses, y el precio de nudo de potencia a partir del cálculo del precio básico de la potencia de punta. Sin embargo, en segunda instancia, para asegurar que los precios de nudo se mantengan en torno a valores de mercado, se aplica un mecanismo de banda de precios en el caso que los valores teóricos resultantes de esos cálculos de la autoridad, en términos monómicos (por concep-



to tanto de energía como de potencia), disten 5% o más de los precios medios de mercado. Dicha banda puede fluctuar entre 5% y 30%, dependiendo de la diferencia entre el precio de nudo teórico y el precio medio de suministro que enfrentan los clientes no sometidos a regulación de precios.

En Chile, con la excepción de los pequeños sistemas aislados de Aysén y Punta Arenas, las actividades de generación se desarrollan en torno a dos sistemas eléctricos: el Sistema Interconectado Central (SIC), que cubre desde el sur de la II Región (rada de Paposos) a la X Región (localidad de Quellón), abasteciendo el consumo de aproximadamente 92% de la población nacional; y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), que abarca la I, II y XV regiones, y cuyos principales usuarios son empresas mineras e industriales. En cada uno de estos grandes sistemas, la generación eléctrica es coordinada por su respectivo e independiente Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) de manera tal de minimizar los costos de operación y asegurar la mayor eficiencia económica del conjunto, cumpliendo a la vez con las exigencias de calidad y seguridad de servicio definidas en la normativa vigente.

Concretamente, para satisfacer la demanda en cada momento y al mínimo costo posible, cada CDEC ordena el despacho de las centrales generadoras estrictamente según sus costos variables de generación, comenzando por las de costo variable menor, y lo hace con independencia de las posiciones contractuales de cada empresa generadora propietaria de esas centrales. Así, a pesar que las compañías generadoras son libres de firmar contratos de suministro con clientes libres y regulados, y están obligadas a su cumplimiento, en general la energía necesaria para satisfacer esos contratos es producida por las unidades generadoras de los distintos integrantes del CDEC cuyos costos variables de producción son inferiores al costo marginal del sistema en el momento de realizar el despacho.

Adicionalmente, el diseño del mercado chileno contempla la existencia de pagos por capacidad (o potencia firme), que corresponden a pagos explícitos que reciben los generadores por su contribución a la suficiencia del sistema. Estos pagos son asignados de acuerdo a la disponibilidad que cada generador puede asegurar durante eventos críticos del sistema, particularmente sequías, indisponibilidad de combustibles y fallas de las centrales, y son trasladados al precio final del suministro eléctrico tanto a clientes libres como a clientes regulados.

Producto de lo anterior, se presentan diferencias entre la energía realmente producida y la energía contratada por cada generador, y entre la potencia asignada y la contratada por cada uno de ellos, lo que da lugar a transferencias de energía y de potencia al interior del CDEC entre los diversos actores. En estas transacciones spot, las compañías generadoras que, como resultado del despacho económico realizado por el CDEC presentan una generación propia superior a la comprometida por contratos (empresas excedentarias), venden energía a aquellas que presentan una producción inferior a la energía contratada con sus clientes (empresas deficitarias). Una situación análoga ocurre con las transacciones de potencia, las cuales son determinadas en forma anual por el CDEC y generan transferencias desde aquellas compañías generadoras que presenten excedentes de potencia firme con respecto a sus compromisos de potencia de punta con sus propios clientes, hacia aquellas que por el contrario resultan deficitarias. Las transferencias físicas y monetarias son determinadas por el CDEC, y se valorizan, en el caso de la energía, en forma horaria al costo marginal resultante de la operación del sistema. En el caso de la potencia, su precio corresponde al precio de la potencia de punta, el cual es calculado semestralmente por la CNE.

La ley permite a las compañías generadoras y clientes regulados convenir reducciones o aumentos voluntarios y temporales del consumo de energía eléctrica mediante incentivos. Se busca así facilitar que en situaciones de escasez esos clientes se vean motivados a ahorrar energía eléctrica y a hacer uso eficiente de la que consumen.



15.058^{MW}

es la potencia

total instalada

para el suministro

eléctrico chileno

en el SIC y SING

considerando

las centrales

de todas

las empresas

participantes

Adicionalmente, la Ley 20.257, promulgada en 2008, promueve las fuentes de energía renovable no convencionales tales como: solar, eólica, mini-hidro y biomasa. En particular, esta ley requiere que un porcentaje de los nuevos contratos de suministro de los generadores efectuados con posterioridad al 31 de agosto de 2007 sean abastecidos con fuentes renovables. El porcentaje de energía requerido comienza con 5% para el período 2010-2015, y gradualmente se incrementa hasta un máximo de 10% en 2024.

Por otra parte, en cuanto a la actividad de transmisión de energía eléctrica en alta tensión, la ley asegura a los propietarios de redes de transmisión el derecho a recuperar todos sus costos de capital, operación, mantenimiento y administración. Lo hace dividiendo la red de transmisión en tres subsistemas: troncal, compuesto por las líneas de transmisión que son imprescindibles para posibilitar el abastecimiento integral del sistema eléctrico; de subtransmisión, integrado fundamentalmente por los tendidos eléctricos que permiten abastecer los consumos en zonas de concesión de empresas distribuidoras; y adicional, integrado por líneas destinadas esencial y principalmente al suministro de energía eléctrica a clientes libres o a evacuar la energía de centrales generadoras.

En el caso de los sistemas troncales y de subtransmisión, cada cuatro años la CNE establece tarifas reguladas que son calculadas tomando como base estudios de valorización y expansión de cada una de estas redes, que son realizados por consultores independientes. Estos estudios valorizan las instalaciones existentes, y además recomiendan obras para realizar en los próximos diez años. Sin embargo, principalmente para el caso del sistema troncal, es la interacción del mercado la que finalmente determina qué obras son desarrolladas, dado que se considera también la opinión del CDEC y de la CNE, y que en caso de controversias la materia es sometida a la resolución del Panel de Expertos. Las obras son finalmente asignadas por menor canon (cobro anual) en licitaciones abiertas convocadas por cada CDEC.

Política comercial

La política comercial de la Compañía busca minimizar la volatilidad de flujo de caja de su negocio eléctrico, administrando sus riesgos de acuerdo con la realidad del mercado y la industria. Para estos efectos se consideran, entre otros factores, el nivel de contratación, la proporción de clientes libres y regulados que conforman la cartera de clientes de Gener y sus filiales, y los plazos de los contratos.

En sus estudios comerciales, Gener hace estimaciones del crecimiento de la demanda y proyecciones de los costos marginales y precios del sistema. De esta forma, la empresa determina el nivel de contratos que permite estabilizar sus flujos, administrando un nivel de riesgo aceptable.

Un factor comercial relevante para la empresa es su condición de principal generador termoeléctrico en el SIC, lo que otorga un alto nivel de seguridad a su suministro, con independencia de las condiciones hidrológicas.



3.129 ^{MW}
aporta Gener al SIC y SING

Participación global en el SIC y en el SING

La potencia total instalada para el suministro eléctrico en Chile, considerando las centrales de todas las empresas integrantes del CDEC-SIC y del CDEC-SING, alcanzaba al cierre de 2009 a 15.058 MW. El 35,5% de esa potencia era hidroeléctrica, el 64,4% termoeléctrica y el 0,1% eólica.

De ese total, el Grupo Gener aporta 3.129 MW, equivalente a una participación de 20,8%, considerando 2.858 MW de capacidad termoeléctrica y 271 MW de capacidad hidroeléctrica.

Durante el período, el Grupo Gener continúa como el segundo mayor generador del país y principal generador termoeléctrico.

Estos cálculos consideran la central Salta, de la filial TermoAndes, que se ubica en el noroeste argentino y está conectada al SING mediante una línea de transmisión.





Principales contratos de suministro de Gener y filiales vigentes durante el año 2009

Principales contratos de venta de energía y potencia energía (GWh)

Clientes regulados

Chilectra S.A.	3.759,0
Chilquinta Energía S.A.	2.016,4

Clientes libres

Minera Escondida	1.811,5
Cemento Polpaico S.A.	148,6
SQM Salar	92,2
Chilquinta Energía S.A. (RPC)	83,7
Proacer Ltda.	56,5
Mantos de la Luna S.A.	54,4

Principales contratos de compra de energía y potencia energía (GWh)

Sociedad Eléctrica Santiago S.A.*	1.723,7
TermoAndes S.A.*	1.284,3
Energía Verde S.A.*	87,8
Compañía Eléctrica Los Morros S.A.	18,9
EnorChile S.A.	2,1

*Contrato intercompañía con Gener

Contratos de peajes de Gener y filiales vigentes 2009

Gener cuenta con diversos contratos con terceros quienes utilizan los sistemas de transmisión de propiedad de Gener. Entre estos se encuentran los suscritos con Chilquinta, CGE y ENAP entre otros. A su vez Gener, mantiene contratos con Chilquinta, Chilectra y Transelec por el uso de sus sistemas de transmisión e instalaciones.



Sistema Interconectado Central

La potencia total instalada en el SIC, considerando las centrales de todas las empresas integrantes del CDEC, alcanzaba al cierre de 2009 a 11.361 MW, equivalentes al 75,5% de la potencia total instalada de los sistemas SIC y SING en Chile. El 46,9% de esa potencia es hidroeléctrica, el 52,9% termoeléctrica y el 0,2% eólica.

La hidrología sigue siendo un factor relevante para el SIC, ya que la condición de los afluentes y el nivel inicial de los embalses determinan en gran medida el despacho de centrales hidroeléctricas y termoeléctricas. El año 2009 se inició con una disponibilidad 7,9% mayor de energía hidráulica embalsada respecto del año anterior, alcanzando el 1° de enero de 2009 a 7.100 GWh. Al término del año el sistema contaba con agua embalsada suficiente para generar cerca de 7.037 GWh, 0,8% menor que al 31 de diciembre del año 2008.

La disminución en el costo marginal desde diciembre de 2008 a diciembre de 2009 se explica por la reducción en los precios de combustible, principalmente diesel, una mayor generación hidráulica durante el periodo y la entrada de nuevas centrales al sistema, entre ellas la Unidad III de la coligada Guacolda. Es así que durante el mes de febrero se observó un costo marginal promedio de 148,4 US\$/MWh, lo que fue bajando paulatinamente para llegar a 65,0 US\$/MWh en diciembre de 2009.

El 58,7% de la demanda de energía anual fue abastecida por centrales hidroeléctricas, el 41,1% fue abastecida con generación termoeléctrica y el 0,2% restante con generación eólica.

La producción total de energía eléctrica durante 2009 en el SIC alcanzó los 41.781 GWh, 0,2% inferior a la registrada en el año 2008.

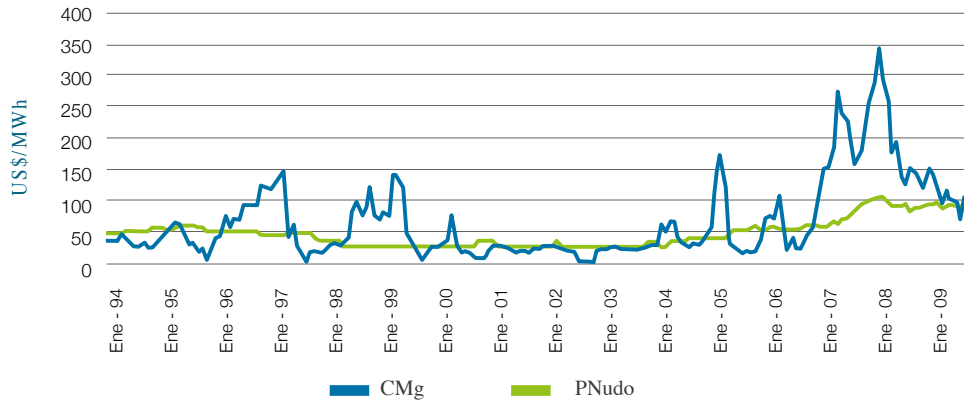
La generación bruta máxima en el SIC durante el año 2009 fue 6.147 MWh, el día 14 de diciembre, entre las 16:00 y 17:00 hrs. Dicha generación fue 0,1% inferior que la registrada el año anterior. Si se consideran sólo las horas de punta del SIC, la demanda máxima en dichas horas alcanzó a 5.997 MWh y se registró el día 18 de agosto entre las 13:00 y 14:00 hrs., lo que representó un aumento de 9,4% respecto al año 2008.

35





Precio nudo vs. costo marginal de energía SIC en Alto Jabuel 220kV



*Valores reales actualizados por CPI a diciembre 2009

36

Costo marginal de energía en Alto Jabuel 220 kV

Mes	2006 [US\$/MWh]	2007 [US\$/MWh]	2008 [US\$/MWh]	2009 [US\$/MWh]
Enero	27,4	58,5	251,0	120,7
Febrero	67,0	125,4	279,5	148,4
Marzo	70,5	145,8	333,6	140,6
Abril	65,7	148,2	283,9	126,2
Mayo	101,0	175,6	252,2	98,0
Junio	49,3	264,6	172,0	111,5
Julio	18,0	229,7	188,6	102,7
Agosto	35,9	218,1	132,5	97,5
Septiembre	23,9	181,6	125,5	67,6
Octubre	21,8	154,8	146,1	103,2
Noviembre	38,8	169,4	139,2	83,6
Diciembre	44,7	218,3	130,5	64,9
Promedio	47,0	174,2	202,9	105,4

* Valores en dólares reales a diciembre de 2009

Precio nudo energía y potencia en Alto Jabuel 220 kV

N° Decreto	vigencia		energía [Ch\$/kWh]	potencia [Ch\$/kW mes]
	desde	hasta		
283 indexado (Of.1760)	29/12/05	26/02/06	24,363	3.640,90
283 indexado (Of.0275)	27/02/06	30/04/06	26,992	3.699,30
147/2006	01/05/06	31/10/06	25,996	3.801,00
340/2007	01/11/06	30/04/07	28,774	4.078,80
147/2007	01/05/07	16/07/07	31,617	4.227,72
147 indexado (RE N° 446)	17/07/07	15/09/07	35,443	4.182,48
147 indexado (RE N° 639)	16/09/07	31/10/07	40,293	4.296,21
311/2007	01/11/07	30/04/08	45,904	4.281,19
130/2008	01/05/08	15/08/08	45,253	3.876,37
130 indexado (RE N° 537)	16/08/08	31/10/08	49,570	4.369,44
381/2008	01/11/08	30/04/09	54,583	4.704,12
125/2009	01/05/09	15/10-09	49,107	5.534,94
125 Indexado (RE N° 1063)	16/10/09	31/10/09	42,602	5.208,42
281/2009	01/11/09	30/04/10	41,733	5.124,54

* Valores en pesos nominales.



Participación del Grupo Gener en el SIC

La capacidad de generación eléctrica del Grupo Gener en el SIC, al 31 de diciembre de 2009, fue de 2.209 MW. La matriz Gener aporta 1.225 MW, distribuidos en cuatro plantas hidroeléctricas y cinco plantas termoeléctricas. Las plantas hidroeléctricas Alfalfal, Maitenes, Queltehues y Volcán están agrupadas en el complejo hidroeléctrico Cordillera. A su vez, las centrales Ventanas con sus dos unidades, Laguna Verde TV (turbina a vapor), y Laguna Verde TG (turbogas) conforman el complejo termoeléctrico Costa, mientras que la central Los Vientos TG y la central Santa Lidia TG forman parte de la unidad de negocios denominada Gener TG.

El complejo termoeléctrico Renca, en tanto, cuenta con una potencia instalada de 479 MW y está conformado por las centrales termoeléctricas Renca y Nueva Renca, ambas pertenecientes a la filial Eléctrica Santiago.

Respecto a las centrales de las demás empresas del Grupo Gener presentes en el SIC, la filial Energía Verde contribuye con 49 MW mediante sus centrales de cogeneración Constitución y Laja y su central turbogas Mostazal y la filial Eléctrica Ventanas aporta 272 MW a través de su nueva central Nueva Ventanas. Por su parte, la coligada Guacolda aporta al sistema 456 MW mediante su central termoeléctrica Guacolda con sus tres unidades.



Centrales termoeléctricas del Grupo Gener en el SIC

Potencia instalada [MW]

AES Gener	
Central Ventanas (1)	338,0
Central Laguna Verde TV	54,7
Central Laguna Verde TG	18,8
Central Los Vientos TG	132,0
Central Santa Lidia TG	139,0
Eléctrica Santiago	
Central Nueva Renca	379,0
Central Renca	100,0
Energía Verde	
Central Constitución	11,1
Central Laja	12,7
Central San Francisco de Mostazal TG	25,0
Eléctrica Ventanas	
Nueva Ventanas	272,0
Guacolda	
Central Guacolda (2)	456,0
Total	1.938,3

(1) Unidad 1 de Ventanas: 118 MW; Unidad 2 de Ventanas: 220 MW.

(2) Unidad 1 de Guacolda: 152 MW; Unidad 2 de Guacolda: 152 MW; Unidad 3 de Guacolda: 152 MW



2.209 MW
aporta GENER al SIC

Centrales hidroeléctricas del Grupo Gener en el SIC

	Potencia instalada [MW]
AES Gener	
Alfalfal	178,0
Queltehues	48,9
Maitenes	30,8
Volcán	13,3
Total	270,7

A nivel individual, durante el año 2009, Gener vendió a sus clientes en el SIC y a otros productores del sistema, un total de 6.897 GWh, de los cuales 5.776 GWh fueron destinados a Chilectra y Chilquinta.



Los compromisos contractuales de Gener en el SIC vigentes el 31 de diciembre de 2009 disminuyeron 2,2% respecto a los vigentes al cierre del año 2008 debido al término de los contratos de Chilquinta RPC y Minera Río Colorado. El suministro a empresas distribuidoras aumentó levemente, subiendo las ventas a Chilquinta 1,3% y a Chilectra 0,2%.

Debido principalmente a una menor generación de centrales térmicas, el despacho de las centrales de Gener disminuyó 10,6% respecto al despacho del año 2008, lo que significó que el 60% del total vendido a clientes fuera cubierto con generación propia. Del restante 40%, el 33% fue suministrado a través de compras en mercado spot, y el 67% fue adquirido a otros productores del sistema en virtud de contratos vigentes que la empresa posee con Eléctrica Los Morros y EnorChile, y con las empresas filiales Eléctrica Santiago y Energía Verde.

Por su parte, Energía Verde comercializó un total de 122,7 GWh, de los cuales 34,9 GWh están asociados a ventas a los clientes CMPC Maderas, Aserraderos Arauco, Forestal Copihue y Masoñite Chile. Adicionalmente, 87,8 GWh fueron comercializados en el SIC a través de contratos con Gener. La generación disminuyó en 31% debido a que la turbina a diesel San Francisco de Mostazal prácticamente no fue despachada en 2009 como consecuencia de los menores costos marginales del sistema.



La generación de la central Nueva Renca fue de 34,6 GWh a gas y 1.188,3 GWh a petróleo diesel durante 2009, 16% menor a la generación del año 2008, como consecuencia del menor nivel de despacho debido a la reducción en los costos marginales del sistema. Eléctrica Santiago mantiene vigente sólo un contrato de suministro con la matriz Gener.

Durante el año 2009, las centrales del Grupo Gener, incluyendo Guacolda, aportaron el 21% de la generación bruta del SIC.

*Durante el
año 2009,
Gener
aportó el 21%
de la generación bruta
del SIC*

Balance de energía Gener en el SIC 2009

energía (GWh)	
Producción neta	4.072,8
Compras	
CDEC - SIC	1.077,7
Eléctrica Santiago	1.723,7
Los Morros	18,9
Energía Verde	87,8
EnorChile	1,3
Total compras	2.909,4
Ventas	
CDEC - SIC	61,0
Clientes regulados	5.776,3
Clientes no regulados	338,0
Distribuidoras sin contrato	782,8
Total ventas	6.958,1
Pérdidas del sistema	24,1

41

Balance de energía Energía Verde en el SIC 2009

energía (GWh)	
Producción neta	87,8
Compras	
Gener	38,5
Total compras	38,5
Ventas	
Gener	87,8
Clientes no regulados	34,9
Total ventas	122,7
Pérdidas del sistema	3,7



Balance de energía Eléctrica Santiago en el SIC 2009

energía (GWh)	
Producción neta	1.222,9
Compras	
CDEC - SIC	1.012,5
Gener	0,0
Total compras	1,012,5
Ventas	
CDEC - SIC	114,3
Gener	1.723,7
Distribuidoras sin contrato	396,4
Total ventas	2.234,4
Pérdidas del sistema	1,1

152

MW

*aporta al SIC Guacolda III,
la primera central eficiente que inicia
operación comercial desde la Ley Cota II*

Novedades relevantes del SIC

Licitaciones de empresas distribuidoras y contratos de suministros

En febrero de 2009, Gener se adjudicó un contrato de largo plazo con Chilquinta Energía S.A. y filiales por 1.100 GWh. La vigencia de este contrato es entre los años 2010 y 2023.

Con fecha diciembre de 2009, Gener se adjudicó un contrato de suministro eléctrico con el grupo Hundaya para la operación de sus plantas de Cristalerías Padre Hurtado y Fundación Talleres.

Al fin del año 2009, AES Gener dejó de suministrar energía a las distribuidoras sin contrato. Esto debido a que a partir de 2010, todas las compañías distribuidoras cuentan con suministro en base a los procesos de licitación llevados a cabo por las mismas.

Aumento de capacidad en el SIC

Durante el año 2009, las centrales Santa Lidia (139 MW – diesel) y Guacolda III (152 MW – carbón) ambas pertenecientes al Grupo Gener entraron en operación comercial en el SIC. Cabe destacar que Guacolda III, que inició servicio en julio 2009, es la primera central a carbón que se pone en operación para dotar al país de mayor seguridad de suministro eléctrico con energía eficiente y competitiva, tras la aprobación de la Ley Corta II.

Otras centrales de terceros que entraron al sistema durante 2009 incluyen: Quintero (257 MW – GNL), Los Pinos (100 MW – diesel) y Lircay (20 MW – hidro).

43

Sistema Interconectado del Norte Grande

El SING se caracteriza por disponer de muy escasos recursos hídricos para la generación eléctrica, por lo que la potencia instalada del sistema, que al cierre de 2009 alcanza 3.697 MW, se basa 99,6% en generación termoeléctrica, a su vez compuesta en 56,3 % por centrales a gas natural; 38,1% por centrales a carbón, y 5,6% por centrales a petróleo. Los centros de consumo están separados por grandes distancias y corresponden mayoritariamente a empresas mineras, algunas de ellas con un alto peso relativo respecto al consumo total del sistema. La población del territorio cubierto por el SING alcanza al 5,6% de la población nacional.

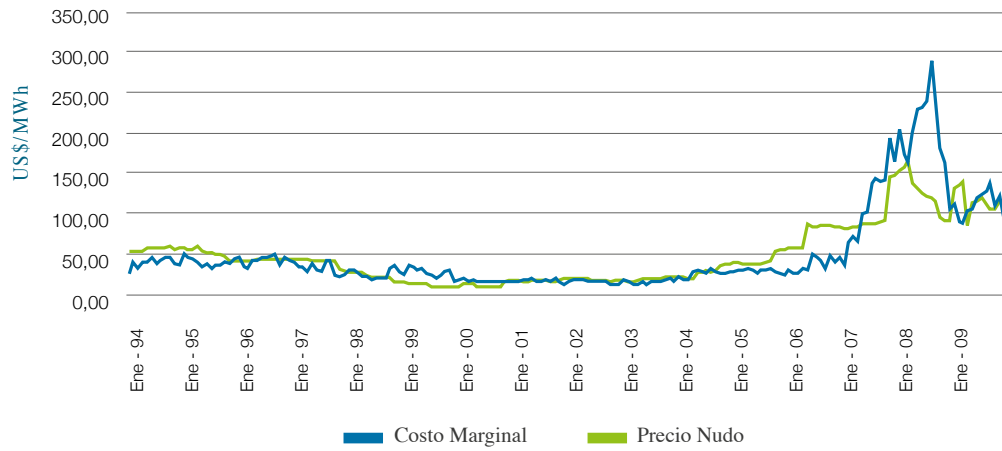
Durante el año 2009 se observó un descenso en los costos marginales, principalmente producto de la disminución del costo del diesel y la mayor disponibilidad de gas para las unidades del SING.

La producción total de energía eléctrica durante 2009 en el SING alcanzó los 14.905 GWh, 3,3% superior a la registrada en el año 2008.

La generación máxima bruta del año se produjo el 27 de septiembre entre las 22:00 y 23:00 horas, alcanzando 1.907 MW. Dicha generación fue 0,5% superior que la registrada el año anterior.



Precio nudo vs. costo marginal de energía SING en Crucero 220 kV



*Valores reales actualizados por CPI a diciembre 2009

Costo marginal de energía en Crucero 220 kV

Mes	2006 [US\$/MWh]	2007 [US\$/MWh]	2008 [US\$/MWh]	2009 [US\$/MWh]
Enero	26,8	34,2	205,3	112,2
Febrero	24,8	61,1	175,4	89,9
Marzo	23,1	70,2	166,5	91,8
Abril	29,7	63,8	205,4	104,7
Mayo	29,0	99,2	237,1	105,0
Junio	47,0	100,0	241,2	120,4
Julio	43,3	137,1	251,8	123,1
Agosto	40,1	141,4	303,0	127,4
Septiembre	30,2	137,9	245,3	140,1
Octubre	46,1	140,4	186,5	110,3
Noviembre	37,4	193,9	165,5	120,9
Diciembre	43,7	163,0	105,9	89,3
Promedio	35,1	111,9	207,4	111,3

*Valores en dólares reales a diciembre de 2009

Participación del Grupo Gener en el SING

En el SING, el Grupo Gener cuenta con una capacidad de generación bruta de 920,1 MW, compuesta por el aporte de 277,3 MW de la central Norgener, de la filial del mismo nombre, y de 642,8 MW de la central Salta, perteneciente a la filial TermoAndes. Esta última, ubicada en la provincia argentina de Salta, se encuentra conectada al SING a través de una línea de transmisión en 345 kV de 408 kilómetros de longitud, que une la subestación Salta con la subestación Andes, en la II Región. Adicionalmente, parte de la central TermoAndes está conectada al sistema argentino.





Centrales termoeléctricas del Grupo Gener en el SING

	Potencia instalada [MW]
Norgener	
Central Norgener (1)	277,3
TermoAndes	
Central Salta	642,8
Total	920,1

(1) Unidad 1 de Norgener: 136,3 MW; Unidad 2 de Norgener: 141 MW.

Durante 2009, las centrales Norgener y Salta aportaron al SING una producción bruta de 1.966 GWh y de 1.348 GWh, respectivamente, equivalentes al 22% de la producción total del SING. Norgener presentó una disminución de generación de 147 GWh con respecto al año 2008 asociado a la realización de un mantenimiento mayor de 55 días de la Unidad N° 2, mientras que Salta presentó un aumento de 194 GWh, por el aumento de la disponibilidad de gas. En el año 2009, TermoAndes vendió 2.267 GWh en el SADI.

En el SING, Gener adquirió 1.342,8 GWh netos de generación de la central Salta en la sub-estación Andes, y en términos anuales vendió 1.201,4 neto en el mercado spot. El consumo total del cliente de Gener, Minera Mantos de la Luna, alcanzó 54,4 GWh durante el año 2009.

Por su parte, Norgener generó un total de 1.827 GWh netos, y en términos anuales netos realizó ventas en el mercado spot por un total de 82,7 GWh. El consumo total anual de sus clientes SQM Nitratos, SQM Salar y Minera Escondida fue de 1.932,1 GWh.

Durante el año 2009, las centrales del Grupo Gener, aportaron el 22% de la generación bruta del SING.

Balance de energía Gener en el SING 2009

	energía (GWh)
Producción neta	1.342,8
Compras	
CDEC – SING	0,0
Total compras	0,0
Ventas	
CDEC - SING	1.201,4
Clientes regulados	82,9
Total ventas	1.284,3
Pérdidas del sistema	58,5

Balance de energía Norgener en el SIC 2009

	energía (GWh)
Producción neta	1.827,4
Compras	
Gener	164,1
EnorChile	5,9
CDEC - SING	53,2
Total compras	223,2
Ventas	
Escondida	1.811,5
S.Q.M. Salar	92,2
S.Q.M. Nitratos	28,3
CDEC-SING	82,7
Total ventas	2.014,7
Pérdidas del sistema	35,8

Novedades relevantes del SING

Sistema de almacenamiento de energía.

El 19 de diciembre del 2009, inició operación comercial el sistema de almacenamiento de energía BESS (Battery Energy Storage System) instalado en la subestación Andes del SING. Este proyecto permitió aumentar la capacidad de generación de Norgener en 12 MW.

El proyecto BESS es uno de los más importantes que ha realizado Gener desde el punto de vista de innovación tecnológica. La implementación de este sistema permitió a Norgener reemplazar el 4% de la reserva base que, al igual que todas las centrales del SING, debe mantener para inyectar energía al sistema ante eventuales contingencias que pudieran provocar riesgos en la estabilidad de suministro. Producto de la incorporación de esta tecnología de punta, Norgener sigue contribuyendo a la seguridad de suministro eléctrico, pero con menores costos operacionales del sistema.

Participación del Grupo Gener en el SADI

Durante el año 2009, la central Salta de TermoAndes operó normalmente con las dos unidades turbogas al SADI argentino y la unidad turbovapor al SING chileno. La central se mantuvo operando en esa configuración con gas natural la mayor parte del año, operando durante pocas horas con combustible gasoil. Durante 2009, TermoAndes suscribió contratos con clientes por 38,6 MW en el SADI.

Durante el año 2009, la central vendió 3.612,9 GWh, de los cuales 3.605,1 GWh fueron generados con gas natural y 7,8 GWh con gasoil. La generación entregada al SADI fue 2.270,1 GWh y 1.342,8 GWh al SING. En el SADI, 48,3 GWh fue vendido a clientes y 2.221,8 GWh al mercado spot.





Sistema eléctrico colombiano

Descripción general

Desde el año 1994, el sector eléctrico en Colombia permite la participación privada en los diferentes negocios de la cadena en un marco de competencia de mercado para la generación y comercialización de energía eléctrica, y un ambiente regulado para la transmisión y distribución.

Las distintas actividades del sector eléctrico se encuentran reguladas por la Ley de Servicios Públicos, Ley 142 de 1994, y la Ley Eléctrica, Ley 143 de 1994. Asimismo, las actividades del sector eléctrico se encuentran reguladas por los correspondientes reglamentos y normas técnicas expedidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). El mercado de energía mayorista inició operaciones en julio de 2005 y a partir de ese momento las empresas generadoras deben hacer diariamente su oferta de precios y disponibilidad en un ambiente de competencia.

En el mercado existen dos tipos de clientes: no regulados y regulados. Los clientes no regulados pueden realizar negociaciones libremente con las empresas generadoras, distribuidoras o comercializadoras. El consumo mínimo que deben tener los clientes no regulados son de 100 KW o 55,000 KWh-mes. Los clientes regulados deben adquirir la energía por medio de convocatorias públicas y establecer contratos bilaterales que normalmente van de uno a tres años de duración.

Política comercial

La política comercial de Chivor busca la maximización del margen comercial reduciendo la volatilidad del mismo. Para lograr este objetivo se lleva a cabo una gestión integral del riesgo comercial que busca para cada año un nivel deseado de contratos bilaterales de acuerdo con el perfil de generación de la planta y una política de riesgo de crédito de clientes.

Como parte de la estrategia comercial Chivor trabajó en un estricto plan de manejo de riesgo durante el año 2009 para mitigar la baja hidrología presentada, logrando llevar el embalse al final del año al 78%, nivel adecuado para afrontar el fenómeno hidrológico de El Niño cumpliendo con los compromisos de energía y garantizando al país confiabilidad energética.

Participación global en el SIN

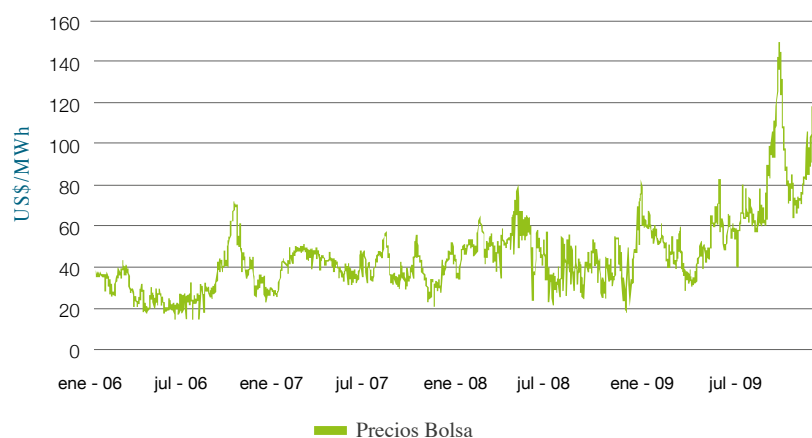
Sistema Interconectado Nacional colombiano

El sistema eléctrico colombiano está estructurado en torno a un único Sistema Interconectado Nacional (SIN), que al 31 de diciembre de 2009 contaba con una capacidad instalada efectiva de 13.542 MW.

De este total, el 66,7% corresponde a generación hidroeléctrica, 33,2% a generación termoeléctrica y 0,1% a generación eólica.

La demanda de energía durante 2009 alcanzó los 54.679 GWh, registrándose un crecimiento de 1,78% con respecto a la demanda de 2008, sin embargo si se incluyen las exportaciones al Ecuador el crecimiento de demanda fue del 3,16%.

Precio energía mercado colombiano



* Valores reales actualizados por CPI a diciembre 2009

Precio bolsa de energía Colombia

Mes	2006 [US\$/MWh]	2007 [US\$/MWh]	2008 [US\$/MWh]	2009 [US\$/MWh]
Enero	38,1	42,4	49,5	61,1
Febrero	36,6	51,2	54,2	50,1
Marzo	31,7	48,2	49,9	45,1
Abril	25,2	45,0	58,8	38,5
Mayo	24,1	38,9	54,9	54,0
Junio	22,4	40,9	44,2	60,6
Julio	25,0	42,6	35,0	61,9
Agosto	29,7	43,4	39,5	64,0
Septiembre	46,1	36,4	39,2	93,5
Octubre	59,3	41,8	36,9	101,2
Noviembre	38,0	31,8	38,4	77,9
Diciembre	30,8	43,7	50,1	98,7
Promedio	33,9	42,2	45,9	67,2

*Valores en dólares reales a diciembre de 2009



Participación del Grupo Gener en el SIN

Chivor posee la tercera mayor central hidroeléctrica del país, con una capacidad instalada de 1.000 MW.

Durante 2009, los aportes hidrológicos a su embalse La Esmeralda correspondieron al 73% del promedio histórico multianual. Al finalizar el año, el nivel del embalse alcanzó el 78,3% de su capacidad útil.

Centrales del Grupo Gener en Colombia

	Potencia instalada [MW]
Chivor	
Central Hidroeléctrica Chivor	1.000
Total	1.000

La producción de energía neta de Chivor durante el período alcanzó los 3.299,6 GWh. La generación disminuyó en 12% debido a las adversas condiciones hidrológicas como consecuencia de la presencia del fenómeno del Niño.

Durante el año 2009, la central Chivor aportó el 6% de la generación del SIN.

El margen comercial de Chivor en el año 2009 aumentó 5,9% en términos reales con respecto al 2008. Teniendo en cuenta los bajos aportes en la cuenca y su gran volatilidad, la estrategia comercial se fundamentó en la gestión de un nivel óptimo de contratos en cuanto a cantidad, precio, modulación y factor de carga, la maximización de la valoración del recurso, las ventas en el mercado de servicios complementarios (AGC) y la administración del riesgo.

Balance de energía Chivor en Colombia 2009

	energía (GWh)
Producción neta	3.299,6
Compras	2.847,9
Total compras	2.847,9
Ventas	
Contratos	3.290,8
Bolsa	2.876,5
Total ventas	6.167,3
Pérdidas del sistema	19,8

Novedades relevantes en el SIN

El año 2009 comenzó con la presencia del fenómeno de la Niña, sin embargo a mediados de mayo se dio un cambio de tendencia iniciando la formación del fenómeno del Niño. Los caudales afluentes de la cuenca de Chivor fueron del 73% de la media histórica, la más baja de los últimos 32 años, mientras que para el agregado nacional el caudal afluente fue del 89% de la media histórica. A diferencia de la tendencia histórica durante la formación del fenómeno del Niño la región oriental, donde se encuentra el embalse La Esmeralda, fue la más afectada recibiendo aportes únicamente del 75% de la media histórica.

Las transacciones internacionales de energía TIES con Ecuador y las exportaciones a Venezuela, permitieron a Colombia continuar siendo exportador, con un valor aproximado de 1.358 GWh, que representan 2,4% de la demanda atendida por el parque generador colombiano, importando sólo 21 GWh. Las exportaciones presentaron un incremento del 122,7% con relación al año 2008 y las importaciones disminuyeron un 44,6%.

En el 2009 culminaron los trabajos de ampliación de la capacidad de corto circuito en las subestaciones Chivor y San Carlos, brindándole de esta manera una mayor confiabilidad al sistema.

Negocios no eléctricos

Además de sus actividades propias en los sectores eléctricos de Chile, Colombia y Argentina, al 31 de diciembre de 2009 Gener tiene una participación minoritaria en las compañías GasAndes y GasAndes (Argentina), del ámbito del transporte de gas natural.

Gasoductos GasAndes y Gasoducto GasAndes (Argentina)

Estas empresas coligadas son propietarias y operadoras del gasoducto que une La Mora, en Argentina, con Santiago, en Chile. El ducto recorre un total de 463 kilómetros, 314 kilómetros en el lado argentino y 149 kilómetros en el lado chileno, y fue el primero en ponerse en servicio entre ambos países, en agosto de 1997.

Al 31 de diciembre de 2009, la participación accionaria de Gener en GasAndes y GasAndes (Argentina) es de 13%.



04

52



GESTIÓN DE PRODUCCIÓN Y OPERACIÓN

Negocios eléctricos en Chile • Negocios eléctricos en el extranjero



Negocios eléctricos en Chile

Durante el año 2009, los esfuerzos de producción continuaron centrados en mantener alta disponibilidad de las unidades, intensificar la prevención de accidentes y adecuar la organización y sus profesionales de operación y mantenimiento a los crecimientos futuros. En conjunto con el grupo de ingeniería y construcción, producción trabajó dedicadamente para asegurar la recepción y puesta en marcha de nuevos proyectos como es el caso de la planta Nueva Ventanas, que concluyó la fase de construcción en diciembre de 2009. Asimismo, durante el período se continuó compartiendo experiencias de operación y mantenimiento con los equipos de producción de otras empresas del grupo de AES en Latinoamérica.

Gener

Complejo termoeléctrico Costa

El complejo termoeléctrico Costa está compuesto por la central Ventanas con sus dos unidades, la turbina a vapor Laguna Verde y la turbogas Laguna Verde.

53

Las dos unidades de central Ventanas se mantuvieron en servicio en forma prácticamente continua durante 2009, con la sola excepción de los períodos de mantenimiento, generando un total de 2.402,5 GWh netos. En tanto, las unidades a carbón y la turbogas de Laguna Verde tuvieron un despacho en el cual se alcanzaron valores de generación de 20,0 GWh para las unidades a carbón y 19,1 GWh para la turbogas.

Entre los trabajos destacables durante el período, está la optimización de las labores de reparaciones generales, gracias a una adecuada estrategia de mantenimiento y planificación. Además, se incorporó a las labores habituales el Sistema de Gestión Ambiental con su exigente programa de auditorías internas.

Entre las actividades relevantes se puede mencionar el trabajo en equipo realizado, junto a la filial Eléctrica Ventanas, para el comisionamiento y puesta en servicio de la central Nueva Ventanas. Otra actividad relacionada fue la gestión de compra de repuestos aprovechando la sinergia con otros proyectos similares de AES en el mundo y su equipo de Global Sourcing, lo cual permitió una reducción en el costo de la adquisición de las partes.

Dentro del compromiso de la Compañía de tener un desarrollo sustentable, se dio inicio a una serie de proyectos orientados a reducir el impacto ambiental del proceso de generación, entre los cuales destacan: un nuevo sistema de decantación de cenizas de fondo en las calderas de la Unidad N° 1 y N° 2 de Ventanas, inicio de los trabajos de construcción e instalación de un sistema de desulfurización y reemplazo de los quemadores por nuevos de baja emisión de óxidos nitrosos en la Unidad N° 2 de Ventanas, instalación de pantallas de contención de particulado alrededor de la cancha de carbón, mejoramiento del nudo vial de acceso a la central y mejoramiento de la canalización de aguas lluvias así como mejoramiento de defensas fluviales en el estero Campiche.



2.402 GWh

netos generó Central Ventanas



54

Central	ubicación	inicio de operaciones	tipo turbina	unidades	consumo potencia (MW)	específico (BTU/kWh)	disponibilidad 2009
Laguna Verde	Laguna Verde, Valparaíso, V Región	1939-1949	carbón-vapor	2	54,7	18.476	79,1%
Ventanas	Quintero, V región	1964-1977	carbón-vapor	2	338,0	9,872	88,4%
Laguna Verde (TG)	Laguna Verde, Valparaíso, V Región	1990	turbogas-diesel	1	18,8	11,222	89,9%

* Estas instalaciones son de propiedad de Gener y se encuentran en buen estado.

Grupo de turbinas de combustión Gener TG

Como una manera de obtener mayor beneficio de las sinergias y similitudes de las nuevas plantas generadoras basadas en tecnología de turbina de combustión, durante 2008 las centrales Los Vientos y Santa Lidia se unieron en un grupo de administración denominado Gener TG.

Durante el año 2009, central Los Vientos estuvo en servicio 1.403 horas y generó 152,8 GWh netos, principalmente en los meses de febrero y marzo debido a una falla en otra central del sistema; cumpliendo así con su labor de central de respaldo. La disponibilidad comercial alcanzó un 98,9%, solamente afectada por un mantenimiento en el mes de abril, en el cual fueron reemplazadas las partes de combustión de la turbina que cumplieron 8.000 horas cronológicas de servicio, tiempo recomendado por el fabricante para su reemplazo.

La turbogas Santa Lidia, de 139 MW por su parte, entró en operación comercial en abril del 2009. Durante el período, esta central generó 10,3 GWh, principalmente en los meses de abril y mayo.

Central	ubicación	inicio de operaciones	tipo turbina	unidades	potencia (MW)	consumo específico (BTU/kWh)	disponibilidad 2009
Los Vientos (TG)	Las Vegas, Llay-Llay, V Región	2007	turbogas-diesel	1	132,0	11.051	88,9%
Santa Lidia (TG)	Cabrero, VIII Región	2009	turbogas-diesel	1	139,0	11.051	97,2%

* Estas instalaciones son de propiedad de Gener y se encuentran en buen estado.

Complejo hidroeléctrico Cordillera

Las centrales hidroeléctricas de Gener se mantuvieron en servicio en forma prácticamente constante durante todo el año 2009. La generación neta anual de las cuatro plantas fue de 1.468 GWh.

El período de invierno para la precordillera de la zona central del país se caracterizó por temperaturas muy bajas, lo que hizo que los caudales de los ríos que alimentan nuestras centrales comenzaran a incrementarse en forma notoria solo a partir de la segunda quincena de noviembre.

Cabe mencionar que el Complejo Cordillera, postuló y ganó un Proyecto INNOVA de CORFO con un financiamiento por parte del Estado de Ch\$125.000.000, referido a "Automatización Mediante Robot de la Aplicación de Recubrimientos Duros a Rodetes Pelton", proyecto que espera aumentar el tiempo de operación de los rodets en servicio, con el consiguiente aumento en generación.

55

Central	ubicación	inicio de operaciones	tipo turbina	unidades	potencia (MW)	disponibilidad 2009
Maitenes	Los Maitenes, Cajón Río Colorado, R.M.	1923-1989 ⁽¹⁾	francis	5	30,8	97,3%
Queltehues	Los Queltehues, Cajón Río Maipo, R.M.	1948	pelton	3	48,9	96,3%
Volcán	Cajón Río Maipo, R.M.	1949	pelton	1	13,0	99,2%
Alfalfal	Cajón Río Colorado, R.M.	1991	pelton	2	178,0	89,2%

(1) Reconstruida después del aluvión del Río Colorado, de noviembre de 1987; e incluye a la planta auxiliar Maitenes.

* Estas instalaciones son de propiedad de Gener y se encuentran en buen estado.

Despacho de carga, subestaciones y líneas de transmisión en el SIC

Durante el año 2009, se realizaron mantenimientos preventivos en todo el sistema de transmisión y subestaciones que pertenecen directamente a Gener. Se continuó con el reemplazo de las protecciones de líneas y subestaciones de acuerdo a la norma técnica vigente; se finalizó la estandarización de todas las torres de las líneas de transmisión para mejorar la seguridad de las personas que participan del mantenimiento y se finalizó exitosamente el trabajo orientado al refuerzo de la línea Ventanas – San Pedro de 110KV, la que aumentó su capacidad de 120MVA, a una capacidad de 190MVA por circuito.

I.468^{GWh}

generación de centrales hidroeléctricas
de Gener en el SIC

En relación al Sistema de Gestión Ambiental, se avanzó en el proceso con el fin de cumplir todas las etapas de la certificación obtenida y como cumplimiento de las políticas de AES. Asimismo, se continuó con la política de cero accidentes de personal propio y de contratistas. Adicionalmente, se licitó, construyó, montó y puso en servicio el nuevo SCADA (Sistema de Supervisión y Control del SIC), el cual entró en servicio durante el segundo semestre del año 2009.

Adicionalmente, se efectuó el reforzamiento de todas las torres de la línea San Pedro – Quillota, para durante el año 2010 cambiar el conductor y posteriormente montar la segunda posición en ambos extremos y se coordinó y ajustó las protecciones de líneas y subestaciones en el subsistema Costa para su correcto funcionamiento luego de los múltiples cambios en el sistema de generación y transmisión. Además, se finalizó y puso en servicio la nueva línea eléctrica subterránea de 110kV de alimentación al GNLQ, y se continuó trabajando con empresas externas para la conexión a instalaciones de Gener.

Cabe destacar que durante el período se recibió para explotación las nuevas instalaciones correspondientes al proyecto Nueva Ventanas.

Líneas de transmisión y subestaciones de Gener

Longitudes de líneas en 220kV	43,4 km
Longitudes de líneas en 110KV	249,4 km
Subestaciones propias*	Alfalfal, Maitenes, Queltehues, La Laja, Punta de Peuco, Pachacama, San Pedro, Ventanas, Torquemada y Laguna Verde
Acometida a subestaciones de otras empresas	Los Almendros, Florida, Cerro Navia 110kV, Las Vegas, La Calera y Miraflores

* Estas instalaciones son de propiedad de Gener y se encuentran en buen estado.





*Gener concluyó
la construcción de la
central Nueva Ventanas de 272 MW*

57

Eléctrica Ventanas

En diciembre 2009, se concluyó la construcción de la central Nueva Ventanas, de la filial Eléctrica Ventanas. Esta central consta de una unidad a carbón de 272 MW y su operación comercial se inició en febrero de 2010.

Esta central está emplazada en la Comuna de Puchuncaví, en la V Región, al costado de la Unidad N° 2 de la central Ventanas lo que le permite beneficiarse por la utilización de infraestructura existente. Nueva Ventanas utiliza como combustible carbón bituminoso y subbituminoso y posee sistemas de abatimiento para controlar emisiones de SO₂, NO_x y material particulado.

Durante 2009, la central generó 117 GWh como parte de su fase de pruebas.

Central	ubicación	inicio de operaciones	tipo turbina	unidades	potencia (MW)	consumo específico (BTU/kWh)	disponibilidad 2009
Nueva Ventanas	Quintero, V Región	2010	carbón-vapor	1	272,0 ⁽¹⁾	9.726 ⁽²⁾	n.a.

(1) Potencia real entregada por las máquinas en periodo de pruebas.

(2) Consumo específico de diseño

* Estas instalaciones son de propiedad de Eléctrica Ventanas y se encuentran en buen estado.



1.223 GWh

generación neta de central Nueva Renca

Eléctrica Santiago

Eléctrica Santiago realiza sus operaciones a través de la central de ciclo combinado Nueva Renca con potencia bruta de 379 MW que utiliza diesel como combustible principal y gas propano para los quemadores de ductos; y de la central Renca que utiliza diesel como combustible, con potencia bruta de 100 MW.

En 2009 la central Nueva Renca registró una generación neta de 1.222,9 GWh, con 4.162 horas de servicio lo que indica un promedio de generación de 308 MWh. A causa de las restricciones en el suministro de gas durante el año, la central operó un total de 4.162 horas con la utilización de petróleo diesel.

Durante el año 2009, la planta continuó operando fuegos suplementarios de caldera con uso de gas propano, logrando aumentar en 20 MWh en promedio la generación de la central. La generación bruta con la utilización de propano en fuegos suplementarios fue de 49,79 GWh y el consumo total anual de gas propano fue de 9.313 toneladas.

Durante los meses de septiembre a noviembre de 2009, el ciclo combinado permaneció fuera de servicio a causa de la ejecución de trabajos de mantenimiento y reparaciones en la turbina a vapor, en coordinación con el fabricante GE. Adicionalmente, se realizaron durante este periodo trabajos complementarios en la turbina a gas y sus sistemas auxiliares y se realizó la actualización del sistema de control de central Nueva Renca.

En relación al desempeño ambiental del negocio, durante el año 2009, central Nueva Renca fue auditada por la empresa DNV (Det Norske Veritas) aprobando la segunda re-certificación del Sistema de Gestión Ambiental bajo la norma ISO 14.001:2004.

La central Renca, por su parte, operó durante el año 2009 con sus dos unidades turbo vapor 5,5 horas; totalizando una generación bruta de 338 MWh. Estas horas de despacho tuvieron su origen en la realización de pruebas y ajustes de sintonización en los sistemas de combustión de calderas de cada unidad.

Central	ubicación	inicio de operaciones	tipo turbina	unidades	potencia (MW)	consumo específico (BTU/kWh)	disponibilidad 2009
Renca	Comuna de Renca, Santiago, R.M.	1962	turbina vapor	2	100,0	13.587	72,6%
Nueva Renca	Comuna de Renca, Santiago, R.M.	1997	ciclo combinado	1	379,0 ⁽¹⁾	7.948	64,4%

(1) La potencia de central Nueva Renca es de 355 MW operando con diesel y de 379 MW operando con gas natural.

* Estas instalaciones son de propiedad de Eléctrica Santiago y se encuentran en buen estado.

Energía Verde

Energía Verde realiza sus operaciones a través de dos centrales que operan con biomasa, Constitución de 11,1 MW y Laja de 12,7 MW y una central que opera con diesel, turbogas San Francisco de Mostazal de 25 MW. Durante el año 2009, estas centrales generaron un total de 87,8 GWh netos, de los cuales 97,6% corresponde a generación a partir de biomasa y 2,4% a generación con petróleo diesel.

La venta de vapor fue de 451.303 toneladas, lo que equivale a 48% de lo generado en las plantas. Esto representa una disminución del 12% respecto de lo vendido el año 2008, que se explica principalmente por una baja en los procesos de secado de madera de los clientes por la crisis en el sector forestal.

En el aspecto ambiental, se destacó la mantención de la certificación de acuerdo a la Norma ISO 14.001:2004, con lo que se continua consolidando el compromiso con el medio ambiente haciéndolo parte integrante de sus procesos productivos.

Energía Verde continúa evaluando la factibilidad de ofrecer suministro adicional de energía a sus clientes, a partir de los subproductos de la madera en la zona donde desarrolla sus negocios. De la misma forma, realiza estudios relacionados con energías renovables, entre los que se destacan estudios de energía eólica.



Central	ubicación	inicio de operaciones	tipo turbina	unidades	potencia (MW)	consumo específico (BTU/kWh)	disponibilidad 2009
Constitución	Constitución, VII Región	1995	Cogeneración con Biomasa	1	11,1	19.648	95,6% ⁽¹⁾
Laja	Cabrero, VIII Región	1995	Cogeneración con Biomasa	1	12,7	17.416	94,7% ⁽¹⁾
S.Fco. de Mostazal	San Fco. Mostazal, VI Región	2000	Generación de Vapor con Biomasa	1	0	33.208	98,4% ⁽²⁾
S.Fco. de Mostazal	San Fco. Mostazal, VI Región	2002	turbogas-diesel	1	25	16.541	92,8% ⁽³⁾

(1) Electricidad-vapor (2) Vapor (3) Electricidad

* Estas instalaciones son de propiedad de Energía Verde y se encuentran en buen estado

Guacolda

Guacolda posee tres unidades que operan con carbón y que totalizan 456 MW de potencia bruta. La Unidad 3 de Guacolda, que inició su operación comercial en julio de 2009, es la primera central a carbón que se pone en operación para dotar al país de mayor seguridad de suministro eléctrico con energía eficiente y competitiva, tras la aprobación de la Ley Corta II.

La generación neta de la central Guacolda durante 2009 alcanzó a 2.992 GWh. Esto le permitió alcanzar 93,3% de su capacidad máxima de generación, que en términos de potencia equivale a 343,4 MW de un total de 368 MW. Durante el período la disponibilidad de la central fue de 95,6%.

El año 2009 se procedió además con los mantenimientos de las unidades, dentro de lo que se destaca la labor desempeñada por el personal de la compañía y que ha permitido contar con los altos niveles de disponibilidad evidenciados.

Central	ubicación	inicio de operaciones	tipo turbina	unidades	potencia (MW)	consumo específico (BTU/kWh)	disponibilidad 2009
Guacolda	Huasco, III Región	1995-1996-2009	vapor-carbón	3	456	9.720	95,6%

* Estas instalaciones son de propiedad de Guacolda y se encuentran en buen estado.

Otras instalaciones de Guacolda

Puerto mecanizado multipropósito	1.500 toneladas/hora de capacidad. Apto para la descarga de carbón y graneles en general. Acondicionado para la prestación de servicios a terceros.
Líneas en 220 kV	168 Km.
Subestaciones propias	Guacolda.

* Estas instalaciones son de propiedad de Guacolda y se encuentran en buen estado.





Norgener

Entre los trabajos realizados en la central Norgener durante el período, destacaron el mantenimiento anual de la Unidad N° 1 en menor tiempo que el programado y el exitoso overhaul del turbogenerador de la Unidad N° 2, obteniéndose con este trabajo una importante mejora en la eficiencia. Trabajos de relevancia adicionales realizados incluyeron, entre otros, la modificación de pulverizadores al nuevo diseño y la migración del sistema de control DCS. Otra innovación lograda fue la realización de prueba no invasiva de estudio de vida de cables eléctricos de alta tensión (220kV).

También se destaca el aumento de potencia generada en ambas unidades producto de la disminución de la reserva en giro por la entrada en operación comercial del sistema BESS. Este sistema consiste en un banco de baterías de litio de alta eficiencia que permite a Norgener reemplazar el 4% de la reserva base que, al igual que todas las centrales del SING, debe mantener para inyectar energía al sistema ante eventuales contingencias que pudieran provocar riesgos en la estabilidad de suministro. Este proyecto es uno de los más importantes que ha realizado el Grupo Gener desde el punto de vista de innovación tecnológica.

Cabe destacar, que durante el año 2009 se recibió el reconocimiento de AES a nivel mundial por completar 5 años sin accidentes. Adicionalmente, se completó la recertificación de Normas ISO 14.001, y certificación de Norma OHSAS 18.001 versión 2007.

Norgener

*instaló el primer
banco de
baterías de
litio recargables
de alta eficiencia
y de escala
industrial
en el país*

61

Central	ubicación	inicio de operaciones	tipo turbina	unidades	potencia (MW)	consumo específico (BTU/kWh)	disponibilidad 2009
Norgener	Tocopilla, II Región	1995 - 1997	carbón - vapor	2	277,3	9.806	87.4%

* Estas instalaciones son de propiedad de Norgener y se encuentran en buen estado.

Despacho de carga, subestaciones y líneas de transmisión en el SING

Durante el año, se realizaron mantenimientos preventivos en todo el sistema de transmisión y subestaciones pertenecientes a Norgener y Gener en el SING, destacándose el cambio del sistema de comunicación en su jerarquía superior, lo cual significó un aumento de ancho de banda de 156 Mb a 1Gb, permitiendo el acceso del proyecto en construcción Angamos a la red de comunicaciones de Gener.

Adicionalmente, se puso en servicio el proyecto BESS con 12 MW de potencia instalada en la subestación Andes de Gener. Este proyecto, el primero de su característica que se instala en Latinoamérica, tiene como misión aportar reserva en giro primaria ante colapsos de frecuencia en el SING.

Durante 2009, se obtuvo la certificación ISO 14.001 y OHSAS 18.001 para toda la subgerencia de transmisión. Además, se realizó un mejoramiento del SCADA y del sistema de comunicación del despacho de Norgener, el que además fue trasladado a la ciudad de Antofagasta. Junto con ello, se implementó el monitoreo remoto de equipos de protección, cambios de medidores de última generación e implemento nuevos enlaces de comunicación. Todas estas inversiones han estado orientadas a cumplir con los requerimientos de la nueva norma técnica eléctrica.

Junto con lo anterior, se continuó con una política de cero accidentabilidad (LTA) para el personal propio y contratistas, llevando a la fecha más de 2.700 días sin LTA.

Líneas de transmisión y subestaciones de Gener y Norgener

Longitud de líneas en 345 kV:	140 Km. ⁽¹⁾
Longitud de líneas en 220 kV simple circuito:	117 Km. ⁽¹⁾ y 85 Km. ⁽²⁾
Longitud de líneas en 220 kV doble circuito:	63 Km. ⁽¹⁾ y 72 Km. ⁽²⁾
Longitud de líneas en 110 kV simple circuito:	33 Km. ⁽¹⁾
Longitud de líneas arrendadas en 220 kV simple circuito:	226 Km. ⁽¹⁾
Subestaciones propias:	Norgener, Oeste, Minsal, La Cruz, Andes, Nueva Zaldívar, Laberinto, Barriles Paño
Paño o acometida a subestaciones de otras empresas:	1 paño Mantos Blancos, 1 paño Lomas Bayas, 2 paños Crucero

(1) Estas instalaciones son de propiedad de Norgener y se encuentran en buen estado.

(2) Estas instalaciones son de propiedad de Gener y se encuentran en buen estado.





TermoAndes

Durante el año 2009 se operó normalmente con la central a ciclo combinado con ambas unidades turbogas (TG) conectadas al SADI y la unidad de vapor conectada al sistema SING. Sin embargo, durante algunos períodos de mayor disponibilidad de gas, se aumentó la generación al SING. El día 25 de abril se logró el récord histórico diario de generación, alcanzando los 13.991,13 MWh en el día.

La generación anual fue de 3.613 GWh, registrando un record histórico de la planta en donde también se logró la potencia instantánea máxima de 643 MW. La generación anual del 2009 fue superior en un 44% respecto a la del 2008.

En este año también se concretaron importantes desafíos que sumaron para alcanzar el récord de generación y disponibilidad de gas durante todo el 2009 para ambas TG, se finalizó la inspección de paso de gases calientes de la unidad TG12 antes de lo programado y se logró la flexibilización para la operación de las TG hacia ambos sistemas (SADI y SING), donde este cambio se realiza en un tiempo mínimo.

TermoAndes

alcanzó

record

de generación

3.613 GWh

Central	ubicación	inicio de operaciones	tipo turbina	unidades	potencia (MW)	consumo específico (BTU/kWh)	disponibilidad 2009
Salta	Campo Santo, Salta, Argentina	1999	ciclo combinado	2x1	642,8	7.299	92,26 %

* Estas instalaciones son de propiedad de la empresa y se encuentran en buen estado.



InterAndes

Esta compañía cuenta con una concesión para la transmisión de energía eléctrica entre Campo Santo en Argentina, y el nodo frontera en Paso Sico, punto limítrofe con Chile. Asimismo, cuenta con un contrato con TermoAndes para otorgarle el servicio de transporte de energía y potencia eléctrica entre la central Salta y el nodo frontera mencionado.

Durante el año 2009, se ampliaron las defensas costeras en los Ríos Wierna y Mojotoro a fin de proteger las torres de la línea de 345 KV. Adicionalmente, durante el período se cumplieron con las auditorías de seguridad pública respecto de la línea de 345 KV.

Líneas de transmisión y subestaciones de InterAndes

Longitud en líneas en 345 kV	280
Subestaciones propias	Salta

* Estas instalaciones son de propiedad de InterAndes y se encuentran en buen estado.

Negocios eléctricos en el extranjero

Chivor

Comparado con los últimos 32 años de historia hidrológica de la central Chivor en Colombia, el año 2009 se caracterizó como el más seco, debido a la influencia del fenómeno "El Niño", el cual se registró a partir de junio de 2009. Sin embargo en términos de cumplimiento de metas y ejecución de actividades, para Chivor fue un año de éxitos operacionales y técnicos. Se implementaron diversos proyectos de mejoramiento tecnológico, se ejecutó el Plan Anual de Mantenimiento, cumpliendo con las necesidades técnicas y comerciales que permiten garantizar la continuidad del negocio y al mismo tiempo maximizar los ingresos a pesar de la baja hidrológica en la cuenca. Igualmente, continuó el proceso hacia la excelencia operacional y optimización de costos operacionales.

Durante el año 2009, la capacidad efectiva neta de la central fue de 1.000 MW, la generación neta fue de 3.299,6 GWh siendo menor en 17,2% al promedio de la energía anual producida durante el período 2000-2008. Esta energía producida correspondió al 6,4% de la energía total demandada por el país durante el 2009 la cual ascendió a 54.677,5 GWh-año.

Cebe señalar que la disponibilidad promedio de la central fue 95,32%. Durante el período, se ejecutó el plan de mantenimiento programado de las Unidades 1, 5, 6 y 8. Entre las actividades se incluyó el montaje del nuevo sistema de excitación en las Unidades 1 y 6, con lo cual todas las unidades han quedado modernizadas en dicho sistema. Adicionalmente, se realizó el montaje de los nuevos sistemas de vibraciones en las Unidades 1, 5 y 8 con resultados satisfactorios.

Como parte de los proyectos de mejoramiento de la central, se realizaron actividades para reforzar la confiabilidad del SCADA mediante la implementación de redes de comunicaciones, el nivel de control II de la planta y el montaje de equipos de supervisión adicionales. Igualmente fueron modernizados los servidores asociados a dicho sistema. Adicionalmente, finalizó el proyecto de repotenciación de la subestación de conexión a 230 kV por parte de ISA, propietaria de dicha subestación. Los trabajos realizados permitieron incrementar el nivel de corto circuito y modernizar sus estructuras, equipos y esquemas de protección.

Como parte de las iniciativas de desarrollo, se ejecutó un estudio de prefactibilidad para seleccionar la mejor alternativa para el aprovechamiento energético de la desviación de río Tunjita, optándose por la construcción de una planta hidroeléctrica de 20 MW como la alternativa más viable. Para esta iniciativa, se aprobó la realización de la ingeniería de detalle del proyecto.

Como parte de la estrategia de mejoramiento continuo, personal de producción participó en la implementación exitosa del nuevo sistema ERP SAP. Se ejecutó la primera fase del Proyecto de Ampliación del Alcance del Sistema de Gestión de Calidad bajo norma ISO 9000 para los procesos de Operación y Mantenimiento. Varias auditorías externas e internas fueron atendidas con resultados satisfactorios. Igualmente se implementaron algunos proyectos AES Performance Excellence (APEX), metodología adoptada por AES para el mejoramiento y optimización de procesos, y se consolidó la implementación de nueva estructura por procesos en las áreas de Operación y Mantenimiento con el objeto de afrontar los nuevos retos de la administración de activos, ratificando los beneficios del modelo de organización y la metodología de gestión incorporados.

Central	ubicación	inicio de operaciones	tipo turbina	unidades	potencia (MW)	disponibilidad 2009
Chivor	Boyacá, Colombia	1977-1982	pelton	8	1.000	95,3%

*Estas instalaciones son de propiedad de Chivor y se encuentran en buen estado.



05

66



DESARROLLO DE NEGOCIOS

Proyectos en construcción • Proyectos en desarrollo



Proyectos en construcción

En el año 2006, Gener lanzó un ambicioso plan de expansión en respuesta a las necesidades y oportunidades de mercado presentes en Chile. A la fecha, la Compañía ha terminado la construcción de 695 MW, compuestos por dos centrales de respaldo a diesel y dos centrales a carbón. Las centrales Los Vientos y Santa Lidia, terminadas en 2007 y 2009, respectivamente, aumentaron la confiabilidad del sistema en momentos de escasez y las centrales Guacolda III y Nueva Ventanas son las primeras centrales eficientes construidas desde la crisis de gas. Adicionalmente, en 2009 Gener puso en marcha el primer banco de baterías de litio de alta eficiencia y de escala industrial que han sido integrados al sistema eléctrico chileno. Estos equipos, además de incrementar la capacidad de generación de la central Norgener, contribuyen a la eficiencia y la estabilidad energética del sistema eléctrico.

Atendiendo a las oportunidades que ofrece el mercado, Gener está impulsando el desarrollo de un conjunto de proyectos tanto en el SIC como en el SING. Estos desarrollos serán un aporte clave para la seguridad futura del sistema eléctrico chileno, que requiere aumentar su capacidad de generación al más breve plazo. Entre estos proyectos, se destacan los siguientes:

900 GWh
por año aportará Guacolda IV al SIC

Guacolda IV

Esta planta constituye la cuarta unidad del complejo Guacolda, con 152 MW de potencia y, al igual que la Unidad III, está siendo construida por Mitsubishi, mediante un contrato EPC llave en mano a suma alzada, firmado en octubre de 2007. Ese mismo mes se concretó el cierre del financiamiento del proyecto.

Se dio inicio a su construcción en febrero de 2008. Contempla el uso de tecnología de carbón pulverizado, utilizando carbón bituminoso y sub-bituminoso como combustible. Su operación comercial está prevista para junio de 2010, con lo cual la potencia instalada del complejo Guacolda alcanzará 608 MW. Esta unidad aportará aproximadamente 900 GWh por año al SIC.



El inicio de la operación comercial de la central Angamos en el SING, está programado para abril y octubre de 2011 para Unidad I y II, respectivamente.

68

518 MW
*de capacidad instalada
bruta aportará Angamos*



Angamos

El proyecto termoeléctrico Angamos considera la construcción de dos unidades termoeléctricas a carbón de 259 MW brutos cada una, ubicadas al norte de Antofagasta, en la comuna de Mejillones, II Región. La planta es desarrollada por la filial de Gener, denominada Empresa Eléctrica Angamos S.A.. La central contempla el uso de tecnología de carbón pulverizado, utilizando carbón bituminoso y sub-bituminoso como combustible, e incorpora sistemas de abatimiento para controlar emisiones de SO₂, NO_x y material particulado.

Durante el 2008, Empresa Eléctrica Angamos suscribió contratos de suministro de largo plazo asociados por un total de 430 MW, con las empresas Minera Escondida Limitada y Minera Spence S.A., ambas del grupo BHP Billiton; estableció acuerdos de provisión de servicios portuarios con el consorcio Terminal de Graneles Norte, conformado por Ultramar y Belfi, y consiguió el cierre del financiamiento del proyecto por un monto cercano a US\$1.000 millones.

La construcción de la central se inició durante el mes de abril de 2008 y actualmente presenta un avance total del proyecto de 71%. El inicio de la operación comercial en el SING de la Unidad I está programado para abril de 2011 y la Unidad II para octubre de 2011.

270_{MW}

de capacidad instalada bruta aportará Campiche

Campiche

El proyecto termoeléctrico Campiche, desarrollado por la filial de Gener, Empresa Eléctrica Campiche S.A., considera la construcción de una planta termoeléctrica a carbón de aproximadamente 270 MW brutos, que utilizará como combustible, carbón bituminoso y sub-bituminoso. Se ubicará al costado de la actual central Ventanas y Nueva Ventanas, en la comuna de Puchuncaví, Localidad de Ventanas, Provincia de Valparaíso, V Región. La central contempla sistemas de abatimiento para controlar emisiones de SO₂, NO_x y material particulado.

Durante el año 2008 las autoridades ambientales aprobaron el estudio de impacto ambiental requerido para la construcción de la central. El proyecto cuenta con un contrato de ingeniería, suministro y construcción, bajo la modalidad "llave en mano" suscrito con Posco E&C durante el año 2007.

Esta Central tenía programada su entrada en operación en mayo de 2011, sin embargo con fecha 22 de junio de 2009 un fallo de la Corte Suprema revocó su permiso ambiental fundado en problemas de índole territorial. Luego de la modificación de la Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones de fines de año 2009, que resolvió el tema de uso de suelo de la zona donde se emplaza esta central, el 26 de febrero de 2010 la Comisión Regional del Medio Ambiente de la V Región emitió una nueva Resolución de Calificación Ambiental de la central. Se espera reiniciar la construcción del proyecto durante 2010.

69





Proyectos en desarrollo

Gener evalúa permanentemente las oportunidades de mercado que se presentan para lograr la identificación y desarrollo oportuno de proyectos y para el aprovechamiento de su presencia de mercado y know-how. En la actualidad, Gener posee una amplia cartera de proyectos entre los cuales se estudia la construcción de centrales de carbón, centrales hidroeléctricas de pasada y proyectos renovables como mini-hidro, generación eólica, solar y baterías de almacenamiento de energía.

Entre los proyectos en desarrollo, aquellos que cuentan con un mayor grado de avance son los que han obtenido aprobación ambiental. Estos son el proyecto hidroeléctrico Alto Maipo, proyecto termoeléctrico los Robles y proyecto termoeléctrico Cochrane.

2.300 GWh

*aporte energético anual del proyecto
Alto Maipo en el SIC*

Proyecto hidroeléctrico Alto Maipo

El proyecto hidroeléctrico Alto Maipo consiste en la construcción de dos centrales de pasada en serie hidráulica en la cuenca del río Maipo: Alfalfa II y Las Lajas, cuya potencia total instalada alcanzará los 531 MW. No contempla embalse, y presenta ventajas para el SIC asociadas a su cercanía a la ciudad de Santiago y a los consiguientes ahorros en transmisión de energía eléctrica. Durante el año 2009 se continuó avanzando en el desarrollo del proyecto en materia de permisos, ingeniería, adecuación de derechos de agua, aprobación de obras hidráulicas y otros aspectos relacionados. La aprobación ambiental fue obtenida en marzo de 2009.

Alto Maipo constituye un aporte energético importante para el sistema, ya que se espera que produzca en torno a 2.300 GWh al año, lo que equivale a alrededor del 45% de la energía actualmente consumida en los hogares de la Región Metropolitana.



750 MW

*de capacidad instalada bruta
contempla el proyecto Los Robles*

Proyecto termoeléctrico Los Robles

El proyecto termoeléctrico Los Robles contempla la construcción de dos unidades a carbón de 375 MW brutos cada una, con calderas aptas para carbón pulverizado, que permiten utilizar como combustible carbón bituminoso y sub-bituminoso. El proyecto considera la construcción, equipamiento y la operación de un puerto. El proyecto obtuvo su aprobación ambiental en octubre del año 2008.

El terreno en que se proyecta el emplazamiento de Los Robles está ubicado a 290 km al suroeste de Santiago, aproximadamente 30 km al sur de la ciudad de Constitución, en la VII Región.

Durante el año 2009 el proyecto ha continuado con la tramitación de permisos necesarios para el desarrollo del mismo como por ejemplo la concesión marítima y la concesión eléctrica de la línea. El proyecto está orientado a dar suministro al SIC.



71

Proyecto termoeléctrico Cochrane

El proyecto termoeléctrico Cochrane considera la construcción de dos unidades termoeléctricas a carbón de hasta 280 MW brutos cada una, ubicadas al norte de Antofagasta, en la comuna de Mejillones en la II Región. El proyecto obtuvo su aprobación ambiental en septiembre de 2009 y la línea de transmisión para evacuar la energía del proyecto al SING obtuvo su aprobación ambiental en abril de 2009.

El proyecto contempla emplazar la central a un costado de la central termoeléctrica Angamos, actualmente en construcción, aprovechando sinergias asociadas a servicios portuarios, acopio de carbón, entre otros. El proyecto está orientado a responder a las necesidades de electricidad del SING.



06



72

RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL

Responsabilidad social • Valores corporativos y ética de los negocios

- *Responsabilidad con accionistas e inversionistas* • *Responsabilidad con trabajadores* • *Responsabilidad con clientes*
- *Responsabilidad con proveedores y contratistas* • *Responsabilidad con la comunidad*



Responsabilidad social

La responsabilidad social corporativa, en sentido integral, excede largamente la realización de programas de beneficio social orientados a la comunidad.

73

Para Gener, ser socialmente responsable es cumplir su misión de negocios -proveer seguridad al suministro eléctrico- actuando de manera ética y responsable con todos los grupos de interés que forman parte de la Compañía o se relacionan con ella, principalmente trabajadores, accionistas, inversionistas, clientes, proveedores, socios y comunidades en las que se insertan sus instalaciones. En otros términos, es ser una empresa eficiente y confiable que crea valor sustentable para todos esos grupos y que vela así por su propia sustentabilidad. Una empresa cuyo negocio, como un todo, hace una contribución positiva a la sociedad.

Reporte de Sustentabilidad

La Compañía entiende que la gestión de los públicos de interés es clave para el éxito del negocio y debe realizarse de manera permanente y sistemática, a la vez que debe ser evaluada mediante la aplicación de indicadores que permitan superar las deficiencias existentes. Con este propósito es que durante 2009 la Compañía tomó la decisión de preparar su primer Reporte de Sustentabilidad, el que se encuentra en fase de elaboración. Este instrumento permitirá contar con la información detallada sobre el quehacer de la empresa en los ámbitos financiero, ambiental y social desde la perspectiva de la sustentabilidad y plantearse metas para mejorar en aquellas áreas en que se adviertan brechas entre lo reportado y las mejores prácticas existentes para cada aspecto. En otras palabras, el Reporte es visto como una herramienta de gestión y no como un fin en sí mismo.



Valores corporativos y ética de los negocios

Gener, al igual que todas las empresas del grupo AES, ha establecido cinco valores corporativos como principales guías para la acción concreta en el trabajo y como marco para el comportamiento y las decisiones de negocios.

1. Poner la seguridad primero: Los integrantes de la empresa deben privilegiar la seguridad y la prevención de riesgos asociados al trabajo, para su personal, contratistas y comunidades del entorno.

2. Actuar con integridad: Las personas de la Compañía deben ser honestas, dignas de confianza y responsables. La integridad debe ser parte de la esencia de la conducción individual, de la interacción de unos con otros y de la vinculación con terceros en el trabajo.

3. Cumplir los compromisos: Quienes forman parte de la Compañía deben cumplir los compromisos que la organización ha adoptado con todos los grupos de interés con los que se relaciona, en especial clientes, trabajadores, comunidades, accionistas, proveedores y socios. La empresa busca que su negocio, como un todo, haga una contribución positiva a la sociedad.

4. Esforzarse por la excelencia: Los integrantes de la Compañía deben esforzarse para ser los mejores en todo lo que hacen y para tener un desempeño con niveles de clase mundial.

5. Disfrutar su trabajo: Quienes forman parte de la organización saben que el trabajo puede ser interesante y gratificante. Están llamados a disfrutar su trabajo y a apreciar la satisfacción de ser parte de un equipo que positivamente marca una diferencia, y tienen presente que si ello deja de ser así, deben introducir cambios en su trabajo y en la forma de realizarlo.

Programa de cumplimiento (compliance)

Por diversas vías, la Compañía fomenta la aplicación concreta de estos valores en el trabajo y desarrolla actividades y materiales para propiciar la reflexión en torno a ellos. Además mantiene canales abiertos para pedir orientación y denunciar eventuales irregularidades, que son investigadas y -si corresponde- sancionadas.

Todo lo anterior forma parte de un completo y estructurado programa de cumplimiento (compliance) de todo el grupo AES, que busca asegurar que la conducta y los procesos de toma de decisiones de los integrantes de la Compañía y sus filiales alcancen los más altos estándares éticos y legales, y que a la vez tiene como objetivo que estos estándares sean cumplidos en todas las relaciones comerciales que mantiene el grupo AES con terceros a nivel mundial.

Responsabilidad con accionistas e inversionistas

La generación de electricidad es un negocio intensivo en capital, en el que las inversiones normalmente se evalúan a 25 o 30 años plazo. En consecuencia, Gener no sólo busca el resultado económico de corto plazo, sino vela por hacerlo sustentable hacia el futuro como principal responsabilidad con respecto a sus accionistas e inversionistas.

Asimismo, Gener considera que la transparencia de la información relevante de la Compañía, así como la calidad, la efectividad y la oportunidad de su divulgación pública, en concordancia con las disposiciones de las leyes de sociedades anónimas y de mercado de valores, son parte importante de su responsabilidad hacia ellos. El límite de la transparencia de la información está dado por el respeto a las disposiciones de los mencionados cuerpos legales que resguardan el acceso equitativo y simultáneo a ella, así como la importancia de mantener la confidencialidad de información estratégica que, de ser conocida por la competencia, debilitaría la posición competitiva de la empresa.

Durante el año 2009, se realizaron reuniones periódicas con analistas locales para presentar los resultados oficiales de la Compañía, conversar sobre los proyectos de desarrollo y contestar preguntas de los asistentes. Adicionalmente, la Compañía participó en diversas reuniones y conferencias con inversionistas locales y extranjeros.

*Ser una
empresa
eficiente y
confiable
que crea
valor sustentable
para todos*





Responsabilidad con trabajadores

La responsabilidad de la empresa con los trabajadores tiene dos principales aristas: la seguridad industrial y el desarrollo de Recursos Humanos (RRHH), incluyendo beneficios y calidad de vida laboral.

Seguridad industrial

Gener otorga gran importancia a la prevención de riesgos, en consistencia con su consideración de la seguridad como primer valor corporativo. La compañía trabaja constantemente en acercar sus negocios a los exigentes estándares internacionales de AES, y por cumplir tanto con las normas de seguridad chilenas (Ley N° 16.744) como con las norteamericanas (OSHA).

En este marco, la compañía orientó un importante esfuerzo hacia la aplicación, en todas sus unidades productivas, del modelo de gestión de seguridad OHSAS 18.000. En el año 2008, este estándar fue implementado en todas las empresas del Grupo Gener.

Adicionalmente, en estrecha colaboración con AES, se avanzó en la aplicación de una nueva versión de estándares de seguridad cuyo nivel de exigencia es el más alto de la industria eléctrica. Este proceso ya ha puesto en funcionamiento 35 nuevos estándares.

Con el objetivo de resguardar sus estándares de seguridad, la Compañía lleva a cabo un completo plan de auditorías en sus distintas centrales generadoras, y hace seguimiento de las iniciativas y medidas preventivas y correctivas que los comités paritarios de higiene y seguridad emprenden en este ámbito. Adicionalmente, las personas de la empresa con cargos de liderazgo tienen la responsabilidad de efectuar “caminatas de seguridad”, que son recorridos de inspección que buscan involucrar a las jefaturas en la promoción y el control de la seguridad en la empresa.

*La responsabilidad de la empresa con los trabajadores tiene dos principales aristas:
la seguridad industrial y el desarrollo de Recursos Humanos,
incluyendo beneficios y calidad de vida laboral*

Durante el año 2009 se trabajó fuertemente en mejorar los estándares de seguridad de las empresas contratistas, pres-tándoles apoyo técnico para mejorar sus estándares y así lo-grar una mayor eficiencia en sus trabajos. Todas las empresas contratistas que trabajan en Gener deben cumplir los mismos estándares que tiene la Compañía y esto ha significado una disminución importante en los accidentes.

Considerando todos los trabajadores del Grupo Gener en Chile, en 2009 se registraron un total de siete accidentes con tiempo perdido, cifra que se compara con siete accidentes ocurridos en 2008. Cabe destacar que en 2009 la dotación de trabajadores de la compañía aumentó, alcanzando un total de horas hombre trabajadas de 1.976.809, lo que representa un aumento respecto de las 1.837.463 horas de 2008. Con esto la accidentabilidad* del año 2009 fue de un 0,80%, lo que representa una reducción con respecto al año 2008 que fue de un 0,88%. Cabe señalar, que estos valores están muy por debajo del promedio nacional de accidentabilidad.

En cuanto a accidentes con tiempo perdido de contratistas, en 2009 hubo cinco accidentes en comparación con los 16 accidentes registrados en 2008, representando casi un tercio menos de accidentes. Esta disminución adquiere una mayor relevancia si se considera que en 2009 la base de trabajadores contratistas tuvo una disminución menor, llegando a 1.871.522 horas hombres trabajadas, en comparación con las 2.102.606 horas del 2008. Con esto la accidentabilidad del año 2009 fue de un 0,59% lo que representa una baja significativa con respecto al año 2008 que fue de un 1,67%. Estos valores también son considerablemente más bajos que el promedio nacional de accidentabilidad.

En relación a los proyectos, éstos están siendo construidos con elevados estándares de seguridad. Durante el año 2009

se registraron 38 accidentes de personal contratista en un total de 13.613.043 horas trabajadas. En el año 2008 se registraron 30 accidentes con un total de 10.100.043 horas trabajadas. Con esto, la accidentabilidad del año 2009 fue de un 0,64% lo que representa una disminución con respecto al año 2008 que fue de un 0,70%. Estos valores también son significativamente menores que el promedio nacional de accidentabilidad en la construcción.

Desarrollo de RRHH, beneficios y calidad de vida laboral

Apuntando a la sustentabilidad de la compañía y en beneficio de sus trabajadores, Gener busca que los integrantes de su equipo humano vayan desarrollándose con la organización, de manera tal que puedan enfrentar adecuadamente los desafíos del presente y del futuro. Así, para administrar eficientemente su parque generador y concretar su cartera de proyectos, la empresa busca estimular y retener a su personal eficiente y especializado, y a la vez, refuerza su equipo humano con personas idóneas y con potencial de desarrollo para enfrentar los nuevos proyectos e ir formando los cuadros de reemplazo.

En este marco, cobra importancia el trabajo que la compañía está realizando para el desarrollo del personal de producción, tanto para los trabajadores actuales, como para preparar a los que ingresarán a ocupar puestos en las nuevas plantas en ejecución, cuando entren en funcionamiento. Además, desde el año 2008 se han estado realizando talleres de liderazgo, todo esto en un programa continuo de promoción de habilidades de conducción de equipos que busca facilitar las herramientas necesarias para una gestión de excelencia por parte de los líderes. El año 2009 participaron un total de 99 personas entre las que se encuentran subgerentes, jefes de departamento, jefes de área y supervisores de todas las empresas del grupo.

*La tasa de accidentabilidad indica el número de accidentes por cada 100 trabajadores en un año.



Durante el año 2009, la inversión del Grupo Gener en Chile en planes de capacitación ascendió a Ch\$193.440.222, equivalentes aproximadamente a 163 cursos efectuados y a 13.763 horas contratadas; contando con 917 participaciones en el período.

Por otra parte, se continuó dando importancia a los sistemas de gestión del desempeño. Este año, como en años anteriores, se continúan aplicando principalmente tres sistemas de evaluación: Performance Appraisal; que este año estrenó un nuevo software corporativo que busca facilitar y potenciar la gestión de los trabajadores, evaluación complementaria en 360° grados, principalmente para el nivel de subgerente y gerente; y el Sistema General de Evaluación que incorporó este año una autoevaluación.

En términos generales, los sistemas de gestión del desempeño aplicados en la empresa buscan promover el adecuado desenvolvimiento de una persona en un determinado cargo, considerando las habilidades generales relevantes y los perfiles de competencias necesarios para las distintas familias de cargos, pudiendo a partir de esto, determinar los aspectos a ser desarrollados para maximizar el rendimiento de la persona en esa posición.

Las personas que trabajan en Gener además tienen una serie de beneficios adicionales a las remuneraciones, tales como seguro complementario de salud, complemento de remuneraciones en casos de licencias médicas, seguro de vida, aporte para jardines infantiles para hijos de trabajadoras hasta los cinco años de edad, beneficios médicos expresados en un plan colectivo y solidario, contando también con exámenes preventivos a sus trabajadores cada dos años. Además de indemnización convencional, bonos de ayuda por nacimiento, matrimonio y vacaciones, entre otros.

En el plano de educación, la compañía cuenta con programas de desarrollo que contemplan, entre otros, becas de estudio para trabajadores e hijos estudiantes, y otras becas para estudios de postítulo y postgrado, orientados a trabajadores que deseen perfeccionarse en su ámbito laboral.

En el ámbito recreacional y deportivo, se cuenta con instalaciones habilitadas para los trabajadores y sus familias en Valle Alegre, Maitenes y Renca. Así mismo para los hijos de los trabajadores se realizan actividades en sus vacaciones de invierno y verano.

I.082

Trabajadores en Gener y Filiales

Los buenos resultados del año anterior del Programa de Calidad de Vida, permitió en 2009, que las actividades propias del programa se expandieran a otros centros de trabajo, incluyendo gimnasia de pausa, masaje express, trekking y nutrición.

Otro proceso importante realizado este año fue el lanzamiento de la Política de Alcohol y Drogas que se llevó a cabo en todos los centros de trabajo, con el propósito de explicar y difundir los alcances de esta política, por medio de la cual la empresa busca desarrollar una cultura de prevención en torno a las adicciones, a la vez que establecer un procedimiento transparente, orientado a fortalecer los estándares de seguridad en el trabajo.

En la búsqueda de mejores beneficios para los trabajadores y bajo un completo proceso, donde se incluyeron todos los centros de trabajo la Región Metropolitana, incluyendo Eléctrica Santiago y Central Los Vientos, se eligió por votación mayoritaria cambiarse a la Caja de Compensación Los Andes. Este proceso se replicó para el personal de Norgener y Eléctrica Angamos.

En el año 2009, se llevó a cabo el proceso de negociación colectiva con el Sindicato N° 1 de trabajadores de AES Gener S.A., que involucra principalmente personal técnico de operación y mantenimiento de los complejos Costa y Cordillera, donde se alcanzó un exitoso acuerdo.

Durante el año, la dotación de trabajadores de la compañía registró un incremento de 2,1% en comparación al periodo anterior, debido principalmente a los proyectos de inversión que se encuentran en curso.

79



*El cuidado
ambiental
es prioritario
en la operación
de las centrales de
Gener*

Personal Gener y filiales, al 31 de diciembre de 2009

Trabajadores de AES Gener

Ejecutivos	29
Profesionales	309
Técnicos y administrativos	292

Subtotal	630
-----------------	------------

Trabajadores de filiales

Chivor	88
TermoAndes	61
Norgener	108
Eléctrica Santiago	34
Energía Verde	104
Eléctrica Ventanas	20
Eléctrica Angamos	37
Eléctrica Campiche	-

Subtotal	452
-----------------	------------

Total Gener y filiales	1.082
-------------------------------	--------------

Responsabilidad con clientes

Gener está conciente que el servicio que provee es fundamental para la calidad de vida de las personas y para el desarrollo económico de los países en los que se desenvuelve, y sabe que la seguridad y la eficiencia de su proceso incide en la competitividad de sus clientes industriales y en el presupuesto de los consumidores finales.

Bajo la perspectiva de seguridad de suministro, Gener siempre busca respaldar sus contratos con capacidad de generación efectiva, que esté realmente disponible bajo condiciones críticas de abastecimiento. A esto contribuye su condición de principal generador termoeléctrico en Chile.

En vista de la eficiencia de su proceso, la Compañía mantiene control constante de sus parámetros operacionales, buscando alcanzar estándares de clase mundial en sus prácticas productivas. Adicionalmente, para el desarrollo de cada uno de sus proyectos, la empresa selecciona la opción de generación económicamente más eficiente, que alcance estándares definidos de confiabilidad y seguridad, y que a la vez cumpla con todas las normas aplicables y con su política ambiental.

Por otra parte, Gener da importancia a la prevención de fallas o problemas técnicos de baja probabilidad de ocurrencia y alto impacto potencial, y busca mejorar continuamente la calidad de su servicio.



Responsabilidad con proveedores y contratistas

Con respecto a proveedores y contratistas que desarrollan sus labores regular u ocasionalmente en instalaciones de la empresa, Gener considera su primera responsabilidad proveerles adecuadas condiciones de higiene y seguridad. Las medidas y el estándar de equipamiento de seguridad en las instalaciones de Gener son compartidos por trabajadores propios y externos, y para trabajos técnicos en las centrales todos están igualmente obligados a someterse a exámenes médicos preocupacionales que buscan aminorar los riesgos de accidentes.

Otro aspecto relevante de la responsabilidad de la empresa con respecto a sus contratistas, principalmente en el caso de quienes prestan servicios especializados, es la relación de largo plazo que la empresa busca establecer con ellos. Esto obedece al alto grado de especialización y de elevados estándares de seguridad que demanda el mantenimiento de centrales eléctricas y líneas de transmisión, y se traduce en un incentivo a la capacitación y al desarrollo del personal externo por parte de sus empleadores, en el marco de una relación estable de colaboración mutua que exige alta calidad de servicio a precios competitivos.

Asimismo, cuando en el mercado la oferta de servicios es limitada y poco competitiva, la empresa incentiva la competencia y promueve el desarrollo de nuevas capacidades en contratistas responsables y aptos para los respectivos desafíos. Para el suministro de bienes, dependiendo de los montos involucrados, la empresa selecciona a sus proveedores mediante la comparación de cotizaciones o la realización de licitaciones.

81

Responsabilidad con la comunidad

Política de Vinculación y Relacionamento con Comunidades Locales

Durante 2009, Gener dio un paso relevante en este ámbito al emitir su Política de Vinculación y Relacionamento con las Comunidades Locales (PVRCL). Este documento contiene los lineamientos conceptuales y el enfoque de la Compañía para su relación con las comunidades en las que se emplazan las plantas y su aplicación será un proceso que se debe fundar en un cambio cultural interno. De esta manera se asegura la incorporación de este enfoque, en el que la consideración y relación con este grupo de interés clave que es la comunidad, forme parte de la mirada de cada uno de los trabajadores de la Compañía. Ese trabajo ha sido definido en conjunto con la gerencia de Recursos Humanos y se desarrollará durante 2010, mediante capacitación y el establecimiento de indicadores de desempeño asociados a estas tareas.

La nueva PVRCL representa un gran avance porque permitirá gestionar con efectividad y con un enfoque de sustentabilidad la relación con las comunidades vecinas a las instalaciones de la empresa, sin embargo esta política capitalizará lo que Gener ha venido haciendo en materia de comunidad, tanto en el ámbito del medioambiente como en el social.



Medioambiente

Para Gener, el cuidado ambiental constituye un aspecto prioritario en la operación de sus centrales, muestra de ello es que desde 2008 Gener cuenta con un Sistema de Gestión Ambiental. Gener considera la protección del medioambiente como una dimensión de su desempeño, y ubica la gestión medioambiental como una de las responsabilidades de su línea gerencial. En este contexto, la empresa está comprometida a cumplir con toda la legislación aplicable y con los compromisos voluntariamente suscritos en la materia.

Para asegurar ese cumplimiento y detectar oportunidades para el mejoramiento continuo, el Sistema de Gestión Ambiental incorpora un exigente y completo programa de auditorías internas en materia ambiental en las centrales y en los sistemas de transmisión del Grupo Gener. Dichos programas de auditorías han permitido hacer más eficientes los sistemas de gestión ambiental implementados o en vías de implementación en cada una de las áreas de negocios de las empresas Gener, y ha contribuido también a la gestión global de producción.

En el marco de la colaboración permanente en esta materia con las empresas del grupo AES, durante 2009 se realizó en Chile el encuentro anual de AES Latino America de Medio Ambiente y Seguridad. También durante el ejercicio 2009, el grupo de Medio Ambiente de Latino América y África de AES, desarrolló cinco auditorías en los centros productivos y proyectos en construcción del Grupo Gener, incluyendo sistemas de transmisión en el SIC y SING, las centrales Renca, Nueva Renca y los Vientos, y los proyectos en construcción Nueva Ventanas, Angamos y Guacolda IV.

Durante el año se efectuaron tres encuentros nacionales para capacitar a los profesionales de medioambiente, uniformar criterios técnicos respecto a la interpretación, aplicación y cumplimiento de las normativas ambientales aplicables y coordinar la participación y responsabilidades de los profesionales en las auditorías en Chile y Latinoamérica, para así mejorar la gestión ambiental en cada sitio de trabajo de la Compañía.

Programas sociales

Hace más de 10 años Gener asumió un compromiso en materia de educación de niños y jóvenes del entorno directo de sus centrales, en el marco de su política de integración local y de colaboración con el desarrollo de las comunidades de las que forma parte.

Entre estos programas, se destacan los siguientes:

Programas amigos de la naturaleza

Programa de educación ambiental y de fomento del trabajo en equipo, desarrollado anualmente desde 1996. Específicamente, busca motivar a los alumnos de séptimo básico de diversas comunas de Chile a trabajar en equipo y a esforzarse para el logro de una meta común, y los invita a valorar y cuidar el medio ambiente.

Desde 1996, han sido ya premiados en el marco de este programa aproximadamente 6.000 jóvenes de Tocopilla, Mejillones, Huasco, Puchuncaví, Laguna Verde, Renca, San José de Maipo, San Francisco de Mostazal, Nacimiento, Cabrero, Yumbel, Constitución y Laja. Todos ellos han participado en un

programa formativo y recreativo de tres días de duración, que se desarrolla en el Centro Los Maitenes, en la zona del Cajón del Maipo.

Programas de educación dual de Ventanas

Programa educativo desarrollado en conjunto, desde 1999, por Gener y el Complejo Educacional Sargento Aldea de Las Ventanas, que permite formar a alumnos de tercero y cuarto medio como técnicos electricistas y técnicos administrativos de nivel medio.

El programa combina la formación teórico-práctica, en el colegio, con formación práctica y experiencia como aprendices, en la central termoeléctrica Ventanas. Durante 2009, 10 alumnos realizaron su plan de aprendizaje en la central Ventanas, cupos que se mantendrán en 2010.

Programas de fomento a microempresarias de las flores

Proyecto de capacitación y respaldo a cerca de 50 mujeres de la comuna de Puchuncaví, específicamente de las comunidades de La Greda, Las Ventanas, La Chocota, Campiche y Horcón, para que cumplan su aspiración de constituirse en microempresarias de las flores. El proyecto es desarrollado, desde 2006, en conjunto por AES Gener S.A., Puerto Ventanas S.A. y el Programa de Desarrollo Agrícola (PRODESAL) de la Municipalidad de Puchuncaví, que cuenta con respaldo de la Dirección Regional del Instituto de Desarrollo Agropecuario (INDAP).



07

84

» ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

<i>US\$</i>	<i>Dólares estadounidenses</i>
<i>MUS\$</i>	<i>Miles de dólares estadounidenses</i>
<i>\$</i>	<i>Pesos Chilenos</i>
<i>M\$</i>	<i>Miles de pesos chilenos</i>
<i>Col\$</i>	<i>Pesos colombianos</i>
<i>MCol\$</i>	<i>Miles de pesos colombianos</i>
<i>Ar\$</i>	<i>Pesos argentinos</i>





Correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009

- ▶ *Informe de los auditores independientes*
- ▶ *Estados consolidados de situación financiera*
- ▶ *Estados consolidados de resultados integrales*
- ▶ *Estados de cambios en el patrimonio neto consolidado*
- ▶ *Estados consolidados de flujo efectivo*
- ▶ *Notas a los estados financieros consolidados*
- ▶ *Análisis razonado de los estados financieros consolidados*

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES REVISIÓN DE ESTADOS FINANCIEROS



Señores
Accionistas y Directores
AES Gener S.A.:

Hemos efectuado una auditoría a los estados consolidados de situación financiera de AES Gener S.A. y afiliadas (“la Compañía”) al 31 de diciembre de 2009 y 2008, del estado consolidado de situación financiera de apertura al 1 de enero de 2008 y de los correspondientes estados consolidados integrales de resultados, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2009 y 2008. La preparación de dichos estados financieros (que incluyen sus correspondientes notas), es responsabilidad de la Administración de AES Gener S.A.. Nuestra responsabilidad consiste en emitir una opinión sobre estos estados financieros con base en las auditorías que efectuamos. No hemos auditado los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2009 y 2008 de la coligada Empresa Eléctrica Guacolda S.A. y filial contabilizada por el método de la participación. El valor de la inversión directa de la Compañía en esta sociedad al 31 de diciembre de 2009 asciende a MUS\$ 224.978 (MUS\$ 178.069 en 2008, MUS\$ 174.114 al 1 de enero de 2008) y la participación en sus resultados representa una utilidad al 31 de diciembre de 2009 de MUS\$ 28.049 (MUS\$ 7.818 en 2008). Dichos estados financieros consolidados fueron auditados por otros auditores independientes, cuyo informe nos ha sido proporcionado, y nuestra opinión aquí presentada, en lo que se refiere a los importes utilizados para el cálculo del valor de inversión y correspondiente participación en su resultado de esa sociedad al 31 de diciembre de 2009 por el método de participación, se basa en el informe emitido de esos auditores independientes.

Nuestras auditorías fueron efectuadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros están exentos de representaciones incorrectas significativas. Una auditoría comprende el examen, a base de pruebas, de evidencias que respaldan los montos e informaciones revelados en los estados financieros. Una auditoría comprende, también, una evaluación de los principios de contabilidad utilizados y de las estimaciones significativas hechas por la Administración de la Compañía, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros. Consideramos que nuestras auditorías y el informe de los otros auditores constituyen una base razonable para fundamentar nuestra opinión.

En nuestra opinión, basada en nuestras auditorías y en el informe de otros auditores, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de AES Gener S.A. y afiliadas al 31 de diciembre de 2009 y 2008 y al 1 de enero de 2008, los resultados integrales de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados el 31 de diciembre de 2009 y 2008, de acuerdo con Normas de Información Financiera de Chile y Normas Internacionales de Información Financiera.



Rubén López D.

ERNST & YOUNG LTDA.

Santiago, 15 de marzo de 2010

ESTADO DE SITUACION FINANCIERA

al 31 de diciembre 2009,
31 de diciembre de 2008
y 1 de enero de 2008

ACTIVOS	Nota	31/12/2009 MUS\$	31/12/2008 MUS\$	1/1/2008 MUS\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	7	162.647	61.541	123.088
Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Resultados	10	10.385	5.689	1.544
Activos Financieros Disponibles para la Venta, Corriente	8	318.825	1.021	826
Otros Activos Financieros, Corriente	9	-	3.829	14.533
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto, Corriente	11	435.178	338.166	363.629
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente	12	5.426	358	719
Inventarios	13	52.100	69.406	41.528
Pagos Anticipados, Corriente	14	15.993	9.539	4.519
Cuentas por cobrar por Impuestos Corrientes	15	1.166	8.094	11.529
Otros Activos, Corriente	16	446	-	-
Total Activos Corrientes		1.002.166	497.643	561.915
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Activos Financieros Disponibles para la Venta, No Corriente	8	14.985	14.985	15.242
Otros Activos Financieros, No Corriente	9	135	-	-
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto, No Corriente	11	79.293	85.883	21.109
Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	17	224.978	178.069	243.895
Activos Intangibles, Neto	18	17.448	16.136	12.808
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	19	3.962.339	3.186.789	2.739.616
Activos por Impuestos Diferidos	20	11.734	25.627	4.041
Activos de Cobertura, No Corriente	10	82.191	8.412	788
Pagos Anticipados, No Corriente	14	3.117	5.142	-
Efectivo de Utilización Restringida o Pignorado	7	803	46.653	853
Otros Activos, No Corriente	16	24.883	27.058	16.489
Total Activos No Corrientes		4.421.906	3.594.754	3.054.841
TOTAL ACTIVOS		5.424.072	4.092.397	3.616.756

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	<i>Nota</i>	31/12/2009	31/12/2008	1/1/2008
		<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>
PASIVOS CORRIENTES				
Préstamos que Devengan Intereses, Corriente	21	58.885	52.470	52.286
Otros Pasivos Financieros, Corriente	10	255	8.643	2.506
Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar, Corriente	22	406.845	266.431	244.410
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente	12	6.474	3.411	3.290
Provisiones, Corriente	23	6.819	10.296	8.422
Cuentas por Pagar por Impuestos Corrientes	15	29.149	10.498	15.569
Ingresos Diferidos, Corriente	25	7.231	6.826	7.115
Obligación por Beneficios Post Empleo, Corriente	26	2.695	1.873	2.191
Pasivos de Cobertura, Corriente	10	25.425	12.797	-
Pasivos Acumulados (o Devengados)		13.042	10.199	8.370
Total Pasivos Corrientes		556.820	383.444	344.159
PASIVOS NO CORRIENTES				
Préstamos que Devengan Intereses, No Corriente	21	1.729.988	1.102.756	898.136
Otros Pasivos Financieros, No Corriente	10	377	5.244	5.715
Provisiones, No Corriente	23	43.082	23.865	27.097
Pasivos por Impuestos Diferidos	20	376.892	343.527	316.204
Otros Pasivos, No Corrientes	24	15.928	11.849	9.001
Ingresos Diferidos, No Corriente	25	32.546	38.106	37.134
Obligación por Beneficios Post Empleo, No Corriente	26	25.706	21.987	24.019
Pasivos de Cobertura, No Corriente	10	40.235	122.566	15.428
Total Pasivos No Corrientes		2.264.754	1.669.900	1.332.734
TOTAL PASIVOS		2.821.574	2.053.344	1.676.893
PATRIMONIO NETO				
Capital Emitido		1.951.627	1.706.048	1.299.497
Otras Reservas	27	(3.642)	(194.916)	46.508
Resultados Retenidos	27	645.781	518.496	582.081
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora		2.593.766	2.029.628	1.928.086
Participaciones Minoritarias		8.732	9.425	11.777
Total Patrimonio Neto		2.602.498	2.039.053	1.939.863
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		5.424.072	4.092.397	3.616.756

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES

Por los ejercicios terminados
al 31 de diciembre de 2009 y 2008

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	2009 MUS\$	2008 MUS\$
Ingresos Ordinarios	28	1.653.420	1.857.912
Costo de Ventas	29	1.165.487	1.487.329
Margen Bruto		487.933	370.583
Otros Ingresos de Operación	28	27.497	11.031
Investigación y Desarrollo	29	90	1.714
Gastos de Administración	29	88.288	71.228
Otros Gastos Varios de Operación	29	8.394	8.804
Costos Financieros (de Actividades No Financieras)	30	90.222	87.769
Participación en Ganancia (Pérdida) de Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación	17	28.049	13.128
Diferencias de Cambio	30	60.115	(102.728)
Ganancia (Pérdida) por Baja en Cuentas de Activos no Corrientes no Mantenidos para la Venta		(624)	(5.804)
Otras Ganancias (Pérdidas) Netas		1.881	(25.106)
Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto		417.857	91.589
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	31	92.262	57.321
Ganancia (Pérdida) de Actividades Continuas después de Impuesto		325.595	34.268
Ganancia (Pérdida)		325.595	34.268
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora		327.939	34.103
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación Minoritaria		(2.344)	165
Ganancia (Pérdida)		325.595	34.268
Ganancias (Pérdidas) Básicas por Acción		0,041	0,005
Ganancias (Pérdidas) Básicas por Acción de Operaciones Discontinuas		-	-
Ganancias (Pérdidas) Básicas por Acción de Operaciones Continuas		0,041	0,005
Ganancias (Pérdidas) Diluidas por Acción		0,041	0,005
Ganancias (Pérdidas) Diluidas por Acción de Operaciones Discontinuas		-	-
Ganancias (Pérdidas) Diluidas por Acción de Operaciones Continuas		0,041	0,005

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	<i>Nota</i>	2009 MUS\$	2008 MUS\$
Ganancia (Pérdida)		325.595	34.268
Cobertura de Flujo de Caja		100.218	(72.674)
Ajustes por Conversión		38.101	(38.814)
Ajustes de Asociadas		7.003	(30.643)
Otros Ajustes al Patrimonio Neto		433	276
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto		(19.433)	12.175
<i>Total Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto</i>		<i>126.322</i>	<i>(129.680)</i>
TOTAL RESULTADO DE INGRESOS Y GASTOS INTEGRALES		451.917	(95.412)
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales Atribuible a los Accionistas Mayoritarios		454.261	(95.577)
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales Atribuible a Participaciones Minoritarias		(2.344)	165
TOTAL RESULTADO DE INGRESOS Y GASTOS INTEGRALES		451.917	(95.412)

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

Por los ejercicios terminados
al 31 de diciembre de 2009 y 2008

2009

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO	Cambios en Capital Emitido Acciones Ordinarias		Cambios en	
	Capital en Acciones MUS\$	Prima de Emisión MUS\$	Reservas para Dividendos Propuestos MUS\$	Reservas de Conversión MUS\$
Saldo Inicial Periodo Actual 01/01/2009	1.662.196	43.852	97.871	(38.814)
Cambios (Presentacion)	-	-	-	-
Emisión de Acciones Ordinarias	245.797	(218)	-	-
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	-	-	-	38.101
Dividendos	-	-	-	-
Transferencias a (desde) Resultados Retenidos	-	-	64.952	-
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto (Nota 27 e) y f))	-	-	-	-
CAMBIOS EN PATRIMONIO	245.797	(218)	64.952	38.101
SALDO FINAL PERIODO ACTUAL 31/12/2009	1.907.993	43.634	162.823	(713)

92

2008

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO	Cambios en Capital Emitido Acciones Ordinarias		Cambios en	
	Capital en Acciones MUS\$	Prima de Emisión MUS\$	Reservas para Dividendos Propuestos MUS\$	Reservas de Conversión MUS\$
Saldo Inicial Periodo Anterior 01/01/2008	1.255.392	44.105	72.874	-
Cambios (Presentacion)	-	-	-	-
Emisión de Acciones Ordinarias	270.063	(253)	-	-
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	-	-	-	(38.814)
Dividendos	-	-	-	-
Transferencias a (desde) Resultados Retenidos	-	-	24.997	-
Otro Incremento (Decremento) en Patrimonio Neto (Nota 27 e) y f))	136.741	-	-	-
CAMBIOS EN PATRIMONIO	406.804	(253)	24.997	(38.814)
SALDO FINAL PERIODO ANTERIOR 31/12/2008	1.662.196	43.852	97.871	(38.814)

<i>Otras Reservas</i>		<i>Cambios en Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)</i> MUS\$	<i>Cambios en Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora, Total</i> MUS\$	<i>Cambios en Participaciones Minoritarias</i> MUS\$	<i>Cambios en Patrimonio Neto, Total</i> MUS\$
<i>Reservas de Coberturas</i> MUS\$	<i>Otras Reservas Varias</i> MUS\$				
(108.911)	(145.062)	518.496	2.029.628	9.425	2.039.053
-	-	-	-	-	-
-	-	-	245.579	-	245.579
87.788	433	327.939	454.261	(2.344)	451.917
-	-	120.011	120.011	-	120.011
-	-	(64.952)	-	-	-
-	-	(15.691)	(15.691)	1.651	(14.040)
87.788	433	127.285	564.138	(693)	563.445
(21.123)	(144.629)	645.781	2.593.766	8.732	2.602.498

93

<i>Otras Reservas</i>		<i>Cambios en Resultados Retenidos (Pérdidas Acumuladas)</i> MUS\$	<i>Cambios en Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora, Total</i> MUS\$	<i>Cambios en Participaciones Minoritarias</i> MUS\$	<i>Cambios en Patrimonio Neto, Total</i> MUS\$
<i>Reservas de Coberturas</i> MUS\$	<i>Otras Reservas Varias</i> MUS\$				
(17.769)	(8.597)	582.081	1.928.086	11.777	1.939.863
-	-	-	-	-	-
-	-	-	269.810	-	269.810
(91.142)	276	34.103	(95.577)	165	(95.412)
-	-	56.071	56.071	-	56.071
-	-	(24.997)	-	-	-
-	(136.741)	(16.620)	(16.620)	(2.517)	(19.137)
(91.142)	(136.465)	(63.585)	101.542	(2.352)	99.190
(108.911)	(145.062)	518.496	2.029.628	9.425	2.039.053

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO INDIRECTO

Por los ejercicios terminados
al 31 de diciembre de 2009 y 2008

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO INDIRECTO	2009 MUS\$	2008 MUS\$
Estado de Flujo de Efectivo (Presentación)		
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación, Método Indirecto (Presentación)		
Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Operaciones, Método Indirecto (Presentación)		
Flujos de Efectivo Antes de Cambios en el Capital de Trabajo (Presentación)		
Conciliación de la Ganancia (Pérdida) con la Ganancia (Pérdida) de Operaciones (Presentación)		
Ganancia (Pérdida)	325.595	34.268
Gasto por Intereses para Conciliar con Ganancia (Pérdida) de Operaciones	90.222	87.769
Ingreso por Intereses para Conciliar con Ganancias (Pérdidas) de Operaciones	15.873	924
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	92.262	57.321
Participación en la Ganancia (Pérdida) de Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación, Neta del efectivo por distribuciones recibidas	28.049	13.128
Otros Incrementos (Decrementos) a Conciliar con Ganancia (Pérdida) de Operaciones	(49.916)	(76.135)
Ajustes para Conciliar con la Ganancia (Pérdida) de las Operaciones, Total	88.648	54.903
Ganancia (Pérdida) de Operaciones	414.243	89.171
Ajustes No Monetarios (Presentación)		
Depreciación	130.206	105.034
Amortización de Activos Intangibles	1.043	1.544
Ganancias (Pérdidas) de Cambio No Realizadas	60.115	(102.728)
Ganancia (Pérdida) de Valor Razonable No Realizada sobre Instrumentos Financieros Designados como al Valor Razonable con Cambios en Resultados	4.290	11.089
Ganancia (Pérdida) de Valor Razonable No Realizada sobre Parte Ineficaz de Instrumentos de Cobertura	872	(17.820)
Ganancia (Pérdida) de Valor Razonable No Realizada sobre Instrumentos de Cobertura del Valor Razonable	(11.874)	-
Ganancia (Pérdida) por Baja en Cuentas de Activos no Corrientes no Mantenidos para la Venta	(624)	(5.804)
Participación en Ganancia (Pérdida) de Inversiones	-	(10.790)
Reconocimiento de Provisiones	(237)	3.723
Reversión de Provisión No Utilizada	6.507	285
Incremento (Decremento) en Activos por Impuestos Diferidos	(19.973)	(8.797)
Incremento (Decremento) en Pasivos por Impuestos Diferidos	6.149	(2.069)
Otros Ajustes No Monetarios	8.502	(19.027)
Ajustes No Monetarios, Total	106.350	223.770
Flujos de Efectivo Antes de Cambios en el Capital de Trabajo, Total	520.593	312.941
Incremento (Decremento) en Capital de Trabajo (Presentación)		
Incremento (Decremento) en Activos no Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	14.063	604
Incremento (Decremento) en Inventarios	3.689	29.614
Incremento (Decremento) en Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar	(155.999)	(125.984)
Incremento (Decremento) en Pagos Anticipados	6.698	48
Incremento (Decremento) en Instrumentos Financieros Designados como al Valor Razonable con Cambios en Resultados	27.634	2.169
Incremento (Decremento) en Otros Activos	(2.971)	9.948
Incremento (Decremento) en Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	(135.751)	(236.409)
Incremento (Decremento) en Ingreso Diferido	(4.907)	589
Incremento (Decremento) en Acumulaciones (o Devengos)	263	1.376
Incremento (Decremento) en Impuesto por Pagar	(21.992)	(28.910)
Incremento (Decremento) en Obligaciones por Beneficios Post-Empleo	8.689	214
Incremento (Decremento) en Otros Pasivos	74.219	73.003

(Continúa)

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO INDIRECTO	2009	2008
	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>
<i>Incremento (Decremento) en Capital de Trabajo, Neto</i>	<i>27.407</i>	<i>(106.536)</i>
<i>Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Operaciones, Total</i>	<i>548.000</i>	<i>206.405</i>
Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Otras Actividades de Operación (Presentación)		
Importes Recibidos por Dividendos Clasificados como de Operación	1.327	2.947
Pagos por Intereses Clasificados como de Operaciones	300	-
Importes Recibidos por Impuestos a las Ganancias Devueltos	7.812	-
Pagos por Impuestos a las Ganancias	1.037	16.097
Otras Entradas (Salidas) Procedentes de Otras Actividades de Operación	90.024	50.278
<i>Flujos de Efectivo por (Utilizados en) Otras Actividades de Operación, Total</i>	<i>97.826</i>	<i>37.128</i>
<i>Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación</i>	<i>645.826</i>	<i>243.533</i>
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión (Presentación)		
Importes Recibidos por Desapropiación de Propiedades, Planta y Equipo	1.176	2.411
Importes Recibidos por Desapropiación de Activos Intangibles	69	62
Importes Recibidos por Desapropiación de Asociadas	-	68.000
Reembolso de Anticipos de Préstamos en Efectivo y Préstamos Recibidos	-	43
Otros Flujos de Efectivo de (Utilizados en) Actividades de Inversión	74.301	-
Importes Recibidos por Intereses Recibidos Clasificados como de Inversión	1.017	1.969
Incorporación de Propiedad, Planta y Equipo	864.719	656.952
Pagos para Adquirir Activos Intangibles	1.905	4.444
Pagos para Adquirir Asociadas	11.500	26.000
Pagos para Adquirir Otros Activos Financieros	391.391	-
Pagos para Adquirir Activos no Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas	333	500
Otros desembolsos de inversión	264	77
<i>Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión</i>	<i>(1.193.549)</i>	<i>(615.488)</i>
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación (Presentación)		
Importes Recibidos por Emisión de Instrumentos de Patrimonio Neto	245.579	269.810
Obtención de Préstamos	431.356	305.197
Importes Recibidos por Emisión de Otros Pasivos Financieros	188.312	-
Importes Recibidos por Arrendamiento Financiero	4.533	1.274
Pagos de Préstamos	36.677	48.212
Reembolso de Pasivos por Arrendamientos Financieros	12.388	1.483
Pagos por Intereses Clasificados como Financieros	87.819	59.089
Pagos de Dividendos por la Entidad que Informa	120.011	56.071
Otros Flujos de Efectivo de (Utilizados en) Actividades de Financiación	28.608	(71.984)
<i>Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación</i>	<i>641.493</i>	<i>339.442</i>
<i>Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo</i>	<i>93.770</i>	<i>(32.513)</i>
Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo	7.336	(29.034)
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	61.541	123.088
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO, ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO, SALDO FINAL	162.647	61.541

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Nota 1 - Información General

AES Gener S.A., (www.gener) (en adelante, “la Sociedad”, “la Compañía”, “AES Gener” o “Gener”), fue constituida por escritura pública del 19 de junio de 1981, otorgada ante el Notario Público de Santiago Don Patricio Zaldívar Mackenna. Su razón social era entonces Compañía Chilena de Generación Eléctrica S.A. (Chilectra Generación S.A.). Sus estatutos fueron aprobados por la Superintendencia de Valores y Seguros por resolución N° 410-S del 17 de julio de 1981, publicada en el Diario Oficial N° 31.023 del 23 de julio del mismo año. La Sociedad está inscrita en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago a fojas 13.107 N° 7.274 de 1981.

Gener es una sociedad anónima abierta orientada fundamentalmente a la generación de electricidad. Su rol es proveer energía eléctrica de manera eficiente, segura y sustentable, cumpliendo con los compromisos asumidos con clientes, accionistas, trabajadores, comunidades, proveedores, reguladores y demás personas y grupos con los cuales se relaciona.

La Compañía sirve al Sistema Interconectado Central, SIC, a través de cuatro centrales hidroeléctricas de pasada, dos centrales termoeléctricas a carbón y tres centrales turbogas a petróleo diesel, todas pertenecientes directamente a Gener. Además sirve al SIC mediante una central de ciclo combinado a gas natural y/o petróleo y a una central a petróleo diesel pertenecientes a su filial Sociedad Eléctrica Santiago S.A.; una central termoeléctrica a carbón perteneciente a la coligada Empresa Eléctrica Ventanas S.A., una central termoeléctrica a carbón perteneciente a la coligada Empresa Eléctrica Guacolda S.A.; y dos centrales de cogeneración y una turbina a gas de su filial Energía Verde S.A.

Gener también es proveedora de energía del Sistema Interconectado del Norte Grande, SING, a través de sus filiales Norgener S.A. y Termoandes S.A. La primera cuenta con una central termoeléctrica a carbón en la ciudad de Tocopilla; y la segunda, con una central de ciclo combinado a gas natural ubicada en Salta, Argentina, conectada al SING mediante una línea de transmisión de propiedad de la filial Interandes S.A.

Atendiendo a las oportunidades que ofrece el mercado chileno, Gener se encuentra en la fase de construcción de varias nuevas centrales. En el SIC, la Compañía terminó la construcción de una unidad de carbón perteneciente a la filial Empresa Eléctrica Ventanas S.A. en diciembre de 2009 y cuenta con otra unidad en construcción, perteneciente a la filial Empresa Eléctrica Campiche S.A. En el SING, están en proceso de construcción dos unidades de carbón adicionales pertenecientes a la filial Empresa Eléctrica Angamos S.A. Además, Gener ha recibido la aprobación de los estudios de impacto ambiental para otros tres proyectos en desarrollo.

Adicionalmente a su participación en el sector eléctrico chileno, Gener es productor de energía eléctrica en Argentina y Colombia, mediante las filiales Termoandes S.A. y AES Chivor & Cía. S.C.A. E.S.P. (“Chivor”) respectivamente.

El domicilio comercial de Gener se encuentra en Mariano Sánchez Fontecilla 310, piso 3, comuna de Las Condes, Santiago.

La Compañía está controlada por AES Corporation mediante su filial Inversiones Cachagua Limitada con participación accionaria de 70,67% al 31 de diciembre de 2009.

Estos estados financieros consolidados han sido aprobados por el Directorio el 17 de marzo de 2010.

Nota 2 - Resumen de Principales Políticas Contables

A continuación se describen las principales políticas contables adoptadas en la preparación de estos estados financieros consolidados de AES Gener y filiales (“el Grupo”). Tal como lo requieren las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), estas políticas han sido diseñadas en función de las NIIF vigentes al 31 de diciembre de 2009 y aplicadas de manera uniforme a todos los ejercicios que se presentan en estos estados financieros consolidados.

2.1 Bases de preparación y período

Los presentes estados financieros consolidados de AES Gener S.A. y filiales (el “Grupo”) comprenden los estados de situación financiera consolidados al 1 de enero de 2008 (fecha de transición), 31 de diciembre de 2008 (fecha de adopción), y 31 de diciembre de 2009 y los estados de resultados integrales por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008, y los estados de cambios en el patrimonio neto y de flujo de efectivo indirecto por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008, y sus correspondientes notas las cuales han sido preparadas y presentadas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”), emitidas por el International Standards Board (“IASB”) y Normas de Información Financiera de Chile (“NIFCH”) emitidas por el Colegio de Contadores de Chile A.G. y considerando regulaciones respectivas de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (“SVS”).

Hasta el 31 de diciembre de 2008, la Compañía mantenía sus registros y preparaba sus estados financieros anuales de acuerdo con principios de contabilidad generalmente aceptados en Chile y normas impartidas por la SVS (“PCGA en Chile”). Los efectos de la adopción de las NIIF son presentados en la Nota 3.

La preparación de los presentes estados financieros consolidados conforme a las NIIF requiere el uso de ciertas estimaciones contables críticas. También exige a la Administración que ejerza su juicio en el proceso de aplicación de las políticas contables de la Sociedad. En la Nota 5 se revelan las áreas que implican un mayor grado de juicio o complejidad o las áreas donde las hipótesis y estimaciones son significativas para los estados financieros consolidados.

La información contenida en los presentes estados financieros es responsabilidad de la Administración de AES Gener S.A.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados, los siguientes pronunciamientos contables han sido emitidos por el IASB, pero no son de aplicación obligatoria y serán aplicados a las fechas descritas más abajo.

Normas Revisadas y ModificadasFecha de aplicación
obligatoria**Nuevas Normativas**

NIIF 9 Instrumentos financieros: Clasificación y medición	01-01-2013
CINIIF 17 Distribución de activos no monetarios a propietarios	01-01-2010
CINIIF 19 Cancelación de Pasivos financieros con Instrumentos de Patrimonio	01-01-2011

Mejoras y Modificaciones

NIIF 1 Adopción por primera vez	01-01-2010
NIIF 2 Pagos basados en acciones	01-01-2010
NIIF 3 Combinaciones de negocios	01-01-2010
NIC 27 Estados financieros consolidados y separados	01-01-2010
NIIF 5 Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones descontinuadas	01-01-2010
NIIF 8 Segmentos operativos	01-01-2010
NIC 1 Presentación de estados financieros	01-01-2010
NIC 7 Estado de flujo de efectivo	01-01-2010
NIC 24 Partes relacionadas	01-01-2011
NIC 32 Instrumentos financieros: Presentación	01-01-2011
NIC 36 Deterioro de activos	01-01-2010
NIC 38 Activos intangibles	01-01-2010
NIC 39 Instrumentos financieros: Reconocimiento y medición – ítems de cobertura elegibles	01-01-2010

98

La Administración de la Sociedad estima que la adopción de las normas, enmiendas e interpretaciones antes descritas, no tendrá un impacto significativo en los estados financieros consolidados de la Sociedad en el período de su aplicación inicial.

2.2 Bases de consolidación

Los estados financieros consolidados comprenden los estados financieros de AES Gener S.A. (la “Matriz”) y sus filiales al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, respectivamente.

Los estados financieros de las filiales son preparados al y por los mismos ejercicios que la matriz, aplicando consistentemente las mismas políticas contables.

(a) Filiales

Filiales son todas las entidades sobre las que AES Gener S.A. tiene poder para dirigir las políticas financieras y operacionales y sobre las cuales generalmente tiene una participación superior a la mitad de los derechos de voto. Las filiales se consolidan a partir de la fecha en que se transfiere el control a AES Gener S.A., y se excluyen de la consolidación en la fecha en que cesa el mismo.

Para contabilizar la adquisición de filiales se utiliza el método de adquisición. El costo de adquisición es el valor razonable de los activos entregados, de los instrumentos de patrimonio emitidos y de los pasivos incurridos o asumidos en la fecha de intercambio, más los costos directamente atribuibles a la adquisición. Los activos y pasivos identificables adquiridos y las contingencias identificables asumidas en una combinación de negocios se valoran inicialmente por su valor razonable a la fecha de adquisición, con independencia del alcance de los intereses minoritarios. El exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de AES Gener S.A. en los activos netos identificables adquiridos, se reconoce como goodwill (menor valor). Si el costo de adquisición es menor que el valor razonable de los activos netos de la filial adquirida, la diferencia se reconoce directamente en el estado de resultados. Según lo indicado en la Nota 3.1 la Compañía eligió la exención de combinación de negocios en NIIF 1 y no ha reexpresado las combinaciones de negocios que tuvieron lugar con anterioridad a la fecha de transición (1 de enero de 2008).

A continuación se presenta el detalle de las filiales incluidas en la consolidación:

R.U.T.	Nombre Sociedad	Porcentaje de Participación			
		31/12/2009		31/12/2008	
		Directo	Indirecto	Total	Total
96.673.040-4	ENERGÍA VERDE S.A.	99,9900	0,0000	99,9900	99,9900
96.678.770-8	NORGENER S.A.	99,9999	0,0000	99,9999	99,9999
96.717.620-6	SOCIEDAD ELECTRICA SANTIAGO S.A.	90,0000	0,0000	90,0000	90,0000
96.814.370-0	EMPRESA ELECTRICA VENTANAS S.A.	0,0001	99,9999	100,0000	100,0000
Extranjera	ENERGY TRADE AND FINANCE CORPORATION	99,9999	0,0001	100,0000	100,0000
Extranjera	AES CHIVOR & CIA S.C.A. E.S.P.	0,0000	99,9800	99,9800	99,9800
Extranjera	GENER BLUE WATER (ISLAS CAYMAN)	0,0000	100,0000	100,0000	100,0000
76.803.700-0	INVERSIONES NUEVA VENTANAS S.A.	0,0001	99,9999	100,0000	100,0000
78.759.060-8	INVERSIONES TERMOENERGIA DE CHILE LTDA.	0,0000	99,9900	99,9900	99,9900
Extranjera	GENER ARGENTINA S.A.	92,0000	8,0000	100,0000	100,0000
Extranjera	TERMOANDES S.A.	33,0000	67,0000	100,0000	100,0000
Extranjera	INTERANDES S.A.	13,0000	87,0000	100,0000	100,0000
96.761.150-6	GENERGIA S.A.	0,0000	99,9999	99,9999	99,9999
Extranjera	GENERGIA POWER LTD. (ISLAS CAYMAN)	0,0000	100,0000	100,0000	100,0000
76.004.976-K	EMPRESA ELÉCTRICA ANGAMOS S.A.	0,0001	99,9999	100,0000	100,0000
76.008.306-2	EMPRESA ELÉCTRICA CAMPICHE S.A.	0,0001	99,9999	100,0000	100,0000
Extranjera	ENERGEN S.A.	94,0000	6,0000	100,0000	100,0000
Extranjera	AES CHIVOR S.A.	0,0000	99,9800	99,9800	99,9800
76.085.254-6	EMPRESA ELÉCTRICA COCHRANE S.A.	0,1000	99,9000	100,0000	0,0000

Durante el ejercicio comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2009 no ha habido cambios relevantes en las entidades que se han consolidado.

Para los efectos de los presentes estados financieros se eliminan las transacciones intercompañías, los saldos y las ganancias no realizadas por transacciones entre entidades. Las pérdidas no realizadas también se eliminan, a menos que la transacción proporcione evidencia de una pérdida por deterioro del activo transferido.

(b) Transacciones e intereses minoritarios

El interés minoritario representa la porción de utilidades o pérdidas y activos netos de filiales que no son 100% de la propiedad del Grupo. Intereses minoritarios son presentados separadamente en el estado de resultados, pero contenido en el patrimonio en el estado de situación financiera consolidado, separado del patrimonio de la matriz. AES Gener S.A. aplica la política de considerar las transacciones con minoritarios como transacciones con terceros externos al Grupo. La enajenación de intereses minoritarios conlleva ganancias y/o pérdidas para el Grupo que se reconocen en el estado de resultados. La adquisición de intereses minoritarios tiene como resultado un goodwill, siendo éste la diferencia entre el precio pagado y la correspondiente proporción del importe en libros de los activos netos de la filial.

2.3 Coligadas

Coligadas son todas las entidades sobre las que AES Gener S.A. ejerce influencia significativa pero no tiene control que, generalmente, viene acompañado por una participación de entre un 20% y un 50% de los derechos de voto. Las inversiones en coligadas o asociadas se contabilizan por el método de participación e inicialmente se reconocen por su costo. La inversión de AES Gener S.A. en coligadas o asociadas incluye el menor valor (goodwill) identificado en la adquisición, neto de cualquier pérdida por deterioro acumulada.

La participación del Grupo en las pérdidas o ganancias posteriores a la adquisición de sus coligadas o asociadas se reconoce en resultados, y su participación en los movimientos patrimoniales posteriores a la adquisición que no constituyen resultados, se imputan a las correspondientes reservas de patrimonio (y se reflejan según corresponda en el estado de otros resultados integrales). En la medida que la participación del Grupo en las pérdidas de una coligada o asociada es igual o superior a su participación en la misma, incluida cualquier otra cuenta a cobrar no asegurada, el Grupo no reconoce pérdidas adicionales, a no ser que haya incurrido en obligaciones o realizado pagos en nombre de la coligada o asociada.

Las ganancias no realizadas por transacciones entre el Grupo y sus coligadas o asociadas se eliminan en función del porcentaje de participación del Grupo en éstas. También se eliminan las pérdidas no realizadas, excepto si la transacción proporciona evidencia de pérdida por deterioro del activo que se transfiere. Cuando es necesario para asegurar su uniformidad con las políticas adoptadas por la Sociedad, se ajusta la información financiera de coligadas o asociadas.

2.4 Información financiera por segmentos operativos

La información por segmentos se presenta de manera consistente con los informes internos proporcionados al Ejecutivo que toma las decisiones de AES Gener S.A., el cual es responsable de asignar los recursos y evaluar el rendimiento de los segmentos operativos. La Administración identifica sus segmentos operativos según los mercados en los cuales participa, es decir, el mercado SIC y SING en Chile y Sistema Interconectado Nacional (SIN) en Colombia, para los que se toman las decisiones estratégicas.

Esta información financiera por segmentos operativos se detalla en Nota N°6.

2.5 Transacciones en moneda extranjera

(a) Moneda de presentación y moneda funcional

Las partidas incluidas en los estados financieros de cada una de las entidades de la Sociedad se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la entidad opera (moneda funcional). Los estados financieros consolidados de AES Gener S.A. se presentan en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica, que es la moneda funcional y de presentación de la Sociedad y todas sus filiales, con excepción de su filial colombiana, Chivor, cuya moneda funcional es el peso colombiano.

(b) Transacciones y saldos

Las transacciones en monedas distintas a la moneda funcional se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Las pérdidas y ganancias en moneda extranjera que resultan de la liquidación de estas transacciones y de la conversión a los tipos de cambio de cierre de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, se reconocen en el estado de resultados, excepto si se diferencian en patrimonio neto como las coberturas de flujos de efectivo y las coberturas de inversiones netas.

(c) Bases de conversión

Los activos y pasivos en moneda distinta a la moneda funcional y aquellos denominados en unidades de fomento, se presentan a los siguientes tipos de cambios y valores de cierre por US\$1, respectivamente:

	31/12/2009	31/12/2008	01/01/2008
Pesos Chilenos (\$)	507,10	636,45	496,89
Pesos Argentinos (Ar\$)	3,800	3,453	3,149
Pesos Colombianos (Col\$)	2.044,23	2.243,59	2.014,76
Unidad de Fomento (UF)	41,30	33,71	39,49

La Unidad de Fomento (UF) es una unidad monetaria denominada en pesos chilenos que está indexada a la inflación. La tasa de UF se establece a diario y con antelación, sobre la base de la variación del Índice de Precios al Consumidor del mes anterior. El valor presentado en la tabla arriba representa el valor en US\$ por 1 UF.

(d) Conversión de filiales con distintas monedas funcionales

Los resultados y la situación financiera de todas las entidades del Grupo (ninguna de las cuales tiene la moneda de una economía hiperinflacionaria) que tienen una moneda funcional diferente de la moneda de presentación se convierten a la moneda de presentación como sigue:

- (i) Los activos y pasivos se convierten al tipo de cambio a la fecha de cierre.
- (ii) Los ingresos y gastos de cada cuenta de resultados se convierten a los tipos de cambio mensuales promedios (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de la transacción, en cuyo caso los ingresos y gastos se convierten usando el tipo de cambio en la fecha de las transacciones); y
- (iii) Todas las diferencias de cambio resultantes se reconocen como un componente separado del patrimonio neto, en el rubro Reservas de Conversión.

En consolidación, las diferencias de cambio que surgen de la conversión de una inversión neta en entidades extranjeras, y de préstamos y otros instrumentos en moneda extranjera designados como coberturas de esas inversiones, se llevan al estado de resultados integrales. Cuando se vende la inversión, esas diferencias de cambio se reconocen en el estado de resultados como parte de la pérdida o ganancia en la venta.

Los ajustes al menor valor (goodwill) y al valor razonable que surgen en la adquisición de una entidad extranjera se tratan como activos y pasivos de la entidad extranjera y se convierten al tipo de cambio de cierre del ejercicio.

2.6 Propiedades, planta y equipos

Los terrenos del Grupo AES Gener se reconocen a su costo.

Las plantas, edificios, equipos, sistemas de transmisión mantenidos para el uso en la generación eléctrica y otros ítemes de propiedades, planta y equipos, se reconocen a su costo histórico menos la depreciación y pérdidas por deterioro acumuladas correspondientes.

El costo de un activo incluye su precio de adquisición, todos los costos directamente relacionados con la ubicación del activo en el lugar y en las condiciones necesarias para que pueda operar de la forma prevista por la Administración y la estimación inicial de los costos de desmantelamiento, retiro o remoción parcial o total del activo, así como la rehabilitación del lugar en que se encuentra, que constituyan la obligación para la Compañía, al adquirir el elemento o como consecuencia de utilizar el activo durante un determinado período.

Para efectos de adopción de NIIF, la Sociedad procedió a revaluar algunos ítemes de propiedades, plantas y equipos de acuerdo a la exención contenida en NIIF 1. Los valores razonables de esos activos determinados según la retasación efectuada a la fecha de transición representan su costo atribuido bajo NIIF. Además la Compañía ha elegido utilizar los valores razonables de ciertos ítemes de propiedades, planta y equipos transferidos en una transacción entre las entidades del Grupo en el año 2004, y los cuales fueron valorizados a la fecha de transferencia a sus valores razonables como costo atribuido a esa fecha de acuerdo a la exención permitida en NIIF 1.

Los costos posteriores se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado, sólo cuando es probable que los beneficios económicos futuros asociados con los elementos del activo fijo vayan a fluir al Grupo y el costo del elemento pueda determinarse de forma fiable. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente. Reparaciones y mantenciones se cargan en el resultado del ejercicio en el que se incurre.

Las obras en ejecución incluyen, entre otros conceptos, los siguientes gastos devengados únicamente durante el período de construcción:

- (i) Gastos financieros relativos a la financiación externa que sean directamente atribuibles a las construcciones, tanto si es de carácter específica como genérica. En relación con la financiación genérica, los gastos financieros activados se obtienen aplicando el costo promedio ponderado de financiación de largo plazo a la inversión promedio acumulada susceptible de activación no financiada específicamente.
- (ii) Gastos de personal relacionados en forma directa y otros de naturaleza operativa atribuibles a la construcción.

Las obras en curso se traspasan al activo fijo una vez finalizado el período de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

La depreciación de los activos fijos se calcula usando el método lineal, considerando el costo menos el valor residual sobre sus vidas útiles técnicas estimadas.

Las vidas útiles estimadas correspondientes a las principales clases de activos más relevantes se exponen en Nota 19.

El valor residual y la vida útil de los activos se revisan, y ajustan si fuera necesario, en cada cierre, de tal forma de tener una vida útil restante acorde con las expectativas de uso de los activos.

Cuando el valor de un activo es superior a su importe recuperable estimado, su valor se reduce de forma inmediata hasta su importe recuperable, mediante reconocimiento de pérdidas por deterioro (Nota 2.8).

Las pérdidas y ganancias por la venta de activo fijo, se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor en libros y se incluyen en el estado de resultados.

2.7 Activos intangibles

(a) Menor Valor (Goodwill)

El menor valor o Goodwill representa el exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación del Grupo en los activos netos identificables de la filial / coligada adquirida en la fecha de adquisición. El Goodwill relacionado con adquisiciones de filiales se incluye en activos intangibles. El Goodwill relacionado con adquisiciones de coligadas se incluye en inversiones en coligadas, y se somete a pruebas por deterioro de valor junto con el saldo total de la inversión en coligada. El Goodwill reconocido por separado se somete a pruebas por deterioro de valor anualmente y se valora por su costo menos pérdidas acumuladas por deterioro. Las ganancias y pérdidas por la venta de una entidad incluyen el importe en libros del Goodwill relacionado con la entidad vendida.

El Goodwill se asigna a las unidades generadoras de efectivo (UGE) con el propósito de probar si existe deterioro de las UGEs. La asignación se realiza en aquellas UGEs que se espera vayan a beneficiarse de la combinación de negocios en la que surgió dicho Goodwill.

(b) Programas informáticos

Las licencias para programas informáticos adquiridas, se capitalizan sobre la base de los costos en que se ha incurrido para adquirirlas y prepararlas para usar el programa específico. Estos costos se amortizan durante sus vidas útiles estimadas.

Los gastos relacionados con el desarrollo o mantenimiento de programas informáticos se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos directamente relacionados con la producción de programas informáticos únicos e identificables controlados por el Grupo, y que es probable que vayan a generar beneficios económicos superiores a los costos durante más de un año, se reconocen como activos intangibles. Los costos directos incluyen los gastos del personal que desarrolla los programas informáticos y un porcentaje adecuado de gastos generales.

Los costos de desarrollo de programas informáticos reconocidos como activos, se amortizan durante sus vidas útiles estimadas.

(c) Servidumbres

Los derechos de servidumbre se presentan a costo histórico. El período de explotación de dichos derechos no tiene límite por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida, y en consecuencia no estarán sujetos a amortización. Sin embargo, la determinación de vida útil como indefinida es objeto de revisión en cada ejercicio para evaluar si esa consideración sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas de deterioro de valor anualmente.

(d) Derechos de agua

Los derechos de agua se presentan a costo histórico. El período de explotación de dichos derechos no tiene límite por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida y en consecuencia no estarán sujetos a amortización. Sin embargo, la determinación de la vida útil como indefinida es objeto de revisión en cada ejercicio para evaluar si esa consideración sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas de deterioro de valor anualmente.

2.8 Deterioro de valor de los activos no financieros

Los activos sujetos a amortización se someten a pruebas de pérdidas por deterioro siempre que algún suceso o cambio en las circunstancias indique que el importe en libros puede no ser recuperable. Se reconoce una pérdida por deterioro por el exceso del importe en libros del activo sobre su importe recuperable. El importe recuperable es el menor entre valor razonable de un activo menos los costos para la venta y el valor de uso. A efectos de evaluar las pérdidas por deterioro del valor, los activos se agrupan al nivel más bajo para el que hay flujos de efectivo identificables por separado (unidades generadoras de efectivo). Los activos no financieros, distintos del Goodwill, que hubieran sufrido una pérdida por deterioro se someten a revisiones a cada fecha de cierre por si se hubieran producido eventos que justifiquen reversiones de la pérdida.

2.9 Activos financieros

Clasificación y presentación

AES Gener clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: a valor razonable con cambios en resultados, préstamos y cuentas a cobrar, activos financieros mantenidos hasta su vencimiento y disponibles para la venta. La clasificación depende del propósito con el que se adquirieron los activos financieros. La Administración determina la clasificación de sus activos financieros en el momento de reconocimiento inicial.

(a) Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados son activos financieros mantenidos para negociar. Un activo financiero se clasifica en esta categoría si se adquiere principalmente con el propósito de venderse en el corto plazo. Los derivados también se clasifican como adquiridos para su negociación a menos que sean designados como coberturas. Los activos de esta categoría se clasifican como activos corrientes.

(b) Préstamos y cuentas por cobrar

Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables que no cotizan en un mercado activo. Se incluyen en activos corrientes, excepto aquellos con vencimientos superiores a 12 meses desde la fecha de cierre que se clasifican como activos no corrientes. Los préstamos y cuentas por cobrar se incluyen en “Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar” en el estado de situación financiera.

(c) Activos financieros mantenidos hasta su vencimiento

Los activos financieros mantenidos hasta su vencimiento son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables y vencimiento fijo, que la Administración del Grupo tiene la intención positiva y la capacidad de mantener hasta su vencimiento. Si el Grupo vendiese un importe que no fuese insignificante de los activos financieros mantenidos hasta su vencimiento, la categoría completa se reclasificaría a categoría de activos financieros disponible para la venta.

(d) Activos financieros disponibles para la venta

Los activos financieros disponibles para la venta son no-derivados que se designan en esta categoría o no se clasifican en ninguna de las otras categorías. Se incluyen en activos no corrientes a menos que la Administración pretenda enajenar la inversión en los 12 meses siguientes a la fecha de cierre.

Valorizaciones en momento de reconocimiento inicial y enajenación

Las adquisiciones y enajenaciones de activos financieros se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en que el Grupo se compromete a adquirir o vender el activo. Las inversiones se reconocen inicialmente por el valor razonable más los costos de la transacción para todos los activos financieros no clasificados a valor razonable con cambios en resultados. Los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se reconocen inicialmente por su valor razonable, y los costos de la transacción se llevan a resultados. Las inversiones se dan de baja contablemente cuando los derechos a recibir flujos de efectivo de las inversiones han vencido o se han transferido y el Grupo ha traspasado sustancialmente todos los riesgos y beneficios derivados de su titularidad.

Valorización posterior

Los activos financieros disponibles para la venta y los activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se contabilizan posteriormente por su valor razonable. Los préstamos y cuentas a cobrar y los activos financieros mantenidos hasta su vencimiento se contabilizan por su costo amortizado de acuerdo con el método de tasa de interés efectiva.

Las pérdidas y ganancias que surgen de cambios en el valor razonable de la categoría de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se incluyen en el estado de resultados dentro de “Otras ganancias / (pérdidas) netas” en el ejercicio en que surgen. Los ingresos por dividendos derivados de activos financieros a valor razonable con cambios en resultados se reconocen en el estado de resultados dentro de “Otras ganancias / (pérdidas) netas” cuando se establece el derecho del Grupo a recibir el pago.

Las variaciones en el valor razonable de títulos de deuda denominados en monedas extranjeras y clasificadas como disponibles para la venta se analizan separando las diferencias surgidas en el costo amortizado del título y otros cambios en el importe en libros del título. Las diferencias de conversión de títulos monetarios se reconocen en el estado de resultados; las diferencias de conversión de títulos no monetarios se reconocen en el patrimonio neto. Las variaciones en el valor razonable de los títulos monetarios y no monetarios clasificados como disponibles para la venta se reconocen en el patrimonio neto.

Cuando los títulos clasificados como disponibles para la venta se enajenan o sufren una pérdida por deterioro, los ajustes acumulados al valor razonable reconocidos en el patrimonio neto se incluyen en el estado de resultados.

Los intereses de títulos disponibles para la venta calculados utilizando el método de tasa de interés efectiva se reconocen en el estado de resultados en la línea de “Otras ganancias / (pérdidas) netas”. Los dividendos de instrumentos de patrimonio neto disponibles para la venta se reconocen en el estado de resultados como “Otros ingresos” cuando se establece el derecho del Grupo a recibir el pago.

Los valores razonables de las inversiones que cotizan se basan en precios de compra corrientes. Si el mercado para un activo financiero no es activo (y para los títulos que no cotizan), el Grupo establece el valor razonable empleando técnicas de valoración que incluyen el uso de transacciones libres recientes entre partes interesadas y debidamente informadas, referidas a otros instrumentos sustancialmente iguales, el análisis de flujos de efectivo descontados, y modelos de fijación de precios de opciones haciendo un uso máximo de los inputs del mercado y confiando lo menos posible en los supuestos específicos de la entidad.

Deterioro

El Grupo evalúa en la fecha de cada cierre si existe evidencia objetiva de que un activo financiero o un grupo de activos financieros puedan haber sufrido pérdidas por deterioro. En el caso de títulos de capital clasificados como disponibles para la venta, para determinar si los títulos han sufrido pérdidas por deterioro se considerará si ha tenido lugar un descenso significativo o prolongado en el valor razonable de los títulos por debajo de su costo. Si existe cualquier evidencia de este tipo para los activos financieros disponibles para venta, la pérdida acumulada determinada como la diferencia entre el costo de adquisición y el valor razonable corriente, menos cualquier pérdida por deterioro del valor en ese activo financiero previamente reconocida en las pérdidas o ganancias se elimina del patrimonio neto y se reconoce en el estado de resultados. Las pérdidas por deterioro del valor reconocidas en el estado de resultados por instrumentos de patrimonio no se revierten a través del estado de resultados.

Las cuentas comerciales a cobrar se reconocen inicialmente por su valor razonable y posteriormente por su costo amortizado de acuerdo con el método de tasa de interés efectiva menos la provisión por pérdidas por deterioro de valor.

Se establece una provisión para pérdidas por deterioro de cuentas comerciales a cobrar cuando existe evidencia objetiva de que el Grupo no será capaz de cobrar todos los importes que se le adeudan de acuerdo con los términos originales de las cuentas a cobrar. La existencia de dificultades financieras significativas por parte del deudor, la probabilidad de que el deudor entre en quiebra o reorganización financiera y la falta o mora en los pagos se consideran indicadores de que la cuenta por cobrar se ha deteriorado. El importe de la provisión es la diferencia entre el importe en libros del activo y el valor actual de los flujos futuros de efectivo estimados, descontados a la tasa de interés efectiva. El importe en libros del activo se reduce a medida que se utiliza la cuenta de provisión y la pérdida se reconoce en el estado de resultados dentro de “Costo de ventas”. Cuando una cuenta a cobrar sea incobrable, se regulariza contra la cuenta de provisión para las cuentas a cobrar.

La recuperación posterior de importes dados de baja con anterioridad se reconoce como abono en “Costo de venta”.

2.10 Pasivos financieros

AES Gener clasifica sus pasivos financieros en las siguientes categorías: a valor razonable con cambios en resultados, acreedores comerciales, préstamos que devengan intereses o derivados designados como instrumentos de cobertura (ver Nota 2.11). La Administración determina la clasificación de sus pasivos financieros en el momento de reconocimiento inicial.

Los pasivos financieros son dados de baja cuando la obligación es cancelada, liquidada o vence. Cuando un pasivo financiero existente es reemplazado por otro del mismo prestador bajo términos sustancialmente diferentes, o los términos de un pasivo existente son sustancialmente modificados, tal intercambio o modificación es tratada como baja contable del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo, y la diferencia en los respectivos montos en libros es reconocida en el estado de resultados.

Los pasivos financieros son reconocidos inicialmente al valor justo y en el caso de préstamos, incluyen costos directamente atribuibles a la transacción. La medición posterior de los pasivos financieros depende de su clasificación tal como se explica a continuación.

(a) Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Los pasivos financieros son clasificados a la categoría de pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados cuando éstos sean mantenidos para negociación o designados en su reconocimiento inicial a valor razonable con cambios en resultados. Las ganancias y pérdidas de pasivos mantenidos para negociar se reconocen en resultados. Esta categoría incluye los instrumentos derivados no designados para la contabilidad de cobertura.

(b) Acreedores comerciales

Los saldos por pagar a proveedores son valorados posteriormente en su costo amortizado utilizando el método de tasa de interés efectiva.

(c) Préstamos que devengan intereses

Los préstamos se valorizan por su costo amortizado usando el método de tasa de interés efectiva. El costo amortizado es calculado tomando en cuenta cualquier prima o descuento de la adquisición e incluye costos de transacciones que son parte integral de la tasa de interés efectiva.

2.11 Instrumentos financieros derivados y actividades de cobertura

El Grupo usa instrumentos financieros derivados tales como contratos swaps de tasa de interés, swaps de moneda y forwards de moneda para cubrir sus riesgos asociados con fluctuaciones en las tasas de interés y tipo de cambio. Los derivados se reconocen inicialmente al valor razonable en la fecha en que se ha efectuado el contrato de derivados y posteriormente se vuelven a valorar a su valor razonable. El método para reconocer la pérdida o ganancia resultante del cambio en el valor razonable depende de si el derivado se ha designado como un instrumento de cobertura y, si es así, de la naturaleza de la partida que está cubriendo. El Grupo designa determinados derivados como:

- (a)** coberturas del valor razonable;
- (b)** coberturas de flujo de caja; y
- (c)** coberturas de una inversión neta en una operación en el extranjero (cobertura de inversión neta).

106

El Grupo documenta al inicio de la transacción la relación existente entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, así como sus objetivos para la gestión del riesgo y la estrategia para llevar a cabo diversas operaciones de cobertura. El Grupo también documenta su evaluación, tanto al inicio como sobre una base continua, de si los derivados que se utilizan en las transacciones de cobertura son altamente efectivos para compensar los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo de las partidas cubiertas.

El valor razonable de varios instrumentos derivados utilizados a efectos de cobertura se muestra en la Nota 10. El valor razonable total de los derivados de cobertura se clasifica como un activo o pasivo no corriente si el vencimiento restante de la partida cubierta es superior a 12 meses desde la fecha de cierre y como un activo o pasivo corriente si el vencimiento restante de la partida cubierta es inferior a 12 meses. Los derivados que no califican para contabilización de cobertura se clasifican como un activo o pasivo corriente.

(a) Cobertura del valor razonable

Los cambios en el valor razonable de derivados que se designan y califican como coberturas del valor razonable se registran en el estado de resultados, junto con cualquier cambio en el valor razonable del activo o pasivo cubierto que sea atribuible al riesgo cubierto.

El Grupo no ha utilizado coberturas de valor razonable en los ejercicios presentados.

(b) Cobertura de flujos de caja

La parte efectiva de cambios en el valor razonable de los derivados que se designan y califican como coberturas de flujos de efectivo se reconocen en el patrimonio neto. La pérdida o ganancia relativa a la parte no efectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados dentro de "Otras ganancias / (pérdidas) netas".

Los importes acumulados en el patrimonio neto se llevan al estado de resultados en los períodos en que la partida cubierta afecta al resultado. En el caso de las coberturas de tasas de interés, esto significa que los importes reconocidos en el patrimonio se reclasifican a resultados a la línea de “Costos financieros” a medida que se devengan los intereses de las deudas asociadas. En el caso de las coberturas de tasa de interés y moneda (cross currency swap), los importes reconocidos en patrimonio se reclasifican a resultados a la línea de “Costos financieros” a medida que se devengan los intereses y a “Diferencias de cambio” producto de la valorización de las deudas a tipos de cambio de cierre.

Cuando un instrumento de cobertura vence o se vende o cuando no cumple los requisitos exigidos para contabilidad de cobertura, cualquier ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio neto hasta ese momento permanece en el patrimonio y se reconoce cuando la transacción prevista es reconocida finalmente en el estado de resultados. Cuando se espera que la transacción prevista no se vaya a producir, la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio neto se lleva inmediatamente al estado de resultados dentro de “Otras ganancias / (pérdidas) netas”.

(c) Cobertura de la inversión neta

Las coberturas de inversiones netas en operaciones en el extranjero se contabilizan de forma similar a las coberturas de flujos de caja.

Cualquier ganancia o pérdida en el instrumento de cobertura relacionado con la parte efectiva de la cobertura se reconoce en el patrimonio neto. La pérdida o ganancia relativa a la parte no efectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados dentro de “Costos financieros”.

Las pérdidas y ganancias acumuladas en el patrimonio neto se incluyen en el estado de resultados cuando se enajena la operación en el extranjero cubierta.

107

El Grupo no ha utilizado coberturas de inversiones netas en operaciones en el extranjero en los ejercicios presentados.

(d) Derivados que no son registrados como contabilidad de cobertura

Determinados derivados no se registran bajo la modalidad de contabilidad de cobertura y se reconocen como valor razonable con cambios en resultados. Los cambios en el valor razonable de cualquier instrumento derivado registrado de esta manera se reconocen inmediatamente en el estado de resultados, dentro de “Otras ganancias / (pérdidas) - netas”.

(e) Derivados implícitos

La Compañía evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos de instrumentos financieros y no financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal, siempre que el conjunto no esté clasificado como un activo o un pasivo a valor razonable con cambios en resultados. En caso de no estar estrechamente relacionados, son registrados separadamente contabilizando las variaciones de valor en resultados.

2.12 Inventarios

Las existencias se valorizan al menor valor entre su costo o valor neto realizable. El costo se determina por el método precio medio ponderado (PMP). El valor neto realizable es el precio de venta estimado en el curso normal del negocio, menos los costos variables de venta aplicables.

2.13 Efectivo y equivalentes al efectivo

El efectivo y equivalentes al efectivo incluyen el efectivo en caja, los depósitos a plazo en entidades de crédito, otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de tres meses o menos y los sobregiros bancarios. En el estado de situación financiera, los sobregiros bancarios se clasifican como recursos ajenos en el pasivo corriente. La clasificación de efectivo y equivalente de efectivo no difiere de lo considerado en el estado de flujo de efectivo.

2.14 Capital emitido

El capital social está representado por acciones ordinarias de una sola clase, sin valor nominal y un voto por acción.

Los costos incrementales directamente atribuibles a la emisión de nuevas acciones u opciones se presentan en el patrimonio neto como una deducción, neta de impuestos, de los fondos obtenidos a través de una emisión de nuevas acciones.

2.15 Impuesto a las ganancias e impuestos diferidos

La Compañía y sus filiales determinan su impuesto a la renta corriente sobre la base de la renta líquida imponible determinada de acuerdo con las disposiciones legales vigentes en cada ejercicio.

Los impuestos diferidos originados por diferencias temporarias y otros eventos que crean diferencias entre la base contable y tributaria de activos y pasivos se registran de acuerdo con las normas establecidas en la NIC 12 “Impuesto a las ganancias”.

El resultado por impuesto a las ganancias del ejercicio se determina como la suma del impuesto corriente de la Compañía y sus respectivas filiales, y resulta de la aplicación del gravamen sobre la base imponible del período, la cual considera los ingresos imponibles y gastos deducibles tributariamente, más la variación de activos y pasivos por impuesto diferido y créditos tributarios.

Las diferencias entre los valores contables de activos y pasivos y sus bases tributarias generan (con posible excepción de inversiones en filiales, coligadas y participaciones en negocios conjuntos según lo indicado más adelante) los saldos de activos y pasivos por impuestos diferidos, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen. Un pasivo por impuesto diferido es reconocido por todas las diferencias temporarias tributables relacionadas con inversiones en filiales, coligadas, o con participaciones en negocios conjuntos, excepto cuando se cumplen ambas condiciones siguientes: (a) la matriz, inversionista o participante de un negocio conjunto pueda controlar la oportunidad del reverso de la diferencia temporaria y (b) es probable que la diferencia temporaria no se revierta en el futuro previsible.

Un activo por impuesto diferido es reconocido por todas las diferencias temporarias deducibles que se originan de inversiones en filiales, coligadas y participaciones en negocios conjuntos, sólo en la medida que sea probable que:

- (a) las diferencias temporarias se reviertan en un futuro previsible; y
- (b) se disponga de renta líquida imponible contra la cual puedan utilizarse las diferencias temporarias.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos que no provengan de combinaciones de negocios, se registran en resultado o en patrimonio, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Los activos por impuestos diferidos y créditos tributarios se reconocen únicamente cuando se considera probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectiva la utilización de créditos tributarios.

Las sociedades del Grupo que presentan pérdidas tributarias reconocen un activo por impuesto diferido cuando el uso de las mencionadas pérdidas es probable, para lo cual se considera la generación de ganancias tributarias futuras y la fecha de expiración de las pérdidas tributarias. Tanto en Chile como en Colombia las pérdidas tributarias no tienen plazo de expiración, en tanto que en Argentina expiran al quinto año.

Las filiales argentinas determinan el impuesto a la ganancia mínima presunta aplicando la tasa vigente del 1% sobre los activos computables al cierre de cada ejercicio. Este impuesto es complementario del impuesto a las ganancias. La obligación fiscal en cada ejercicio corresponde al monto mayor al comparar el impuesto a la ganancia mínima presunta con el impuesto a las ganancias. Sin embargo, si el impuesto a la ganancia mínima presunta excede en un ejercicio fiscal al impuesto a las ganancias, dicho exceso podrá computarse como pago a cuenta de cualquier excedente del impuesto a las ganancias sobre el impuesto a la ganancia mínima presunta que pudiera producirse en cualquiera de los diez ejercicios siguientes.

El Servicio de Impuestos Internos ha autorizado a la Compañía y sus filiales chilenas para llevar su contabilidad en dólares estadounidenses a partir del 1 de enero de 2009. Por tanto, a partir de esta fecha AES Gener S.A. y sus filiales controlan todos sus saldos tributarios de activos y pasivos no monetarios en dólares. Para efectos de determinar impuestos diferidos al 1 de enero de 2008 y 31 de diciembre de 2008 los saldos tributarios han sido convertidos a dólares estadounidenses usando el tipo de cambio de cierre de cada ejercicio. Las diferencias que se produjeron por efecto de la conversión desde pesos chilenos a dólares estadounidenses, han sido tratadas como temporales y en consecuencia, han afectado el gasto por impuesto registrado en el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2008.

2.16 Beneficios a los empleados

(a) Beneficios a los empleados – corto plazo

La Compañía registra los beneficios de corto plazo a empleados, tales como sueldo, vacaciones, bonos y otros, sobre base devengada y contempla aquellos beneficios emanados como obligación de los convenios colectivos de trabajo como práctica habitual de la Compañía.

(b) Beneficios post-empleo: planes de beneficios definidos

La Compañía ha reconocido el total de los pasivos relacionados a los planes de pensiones voluntarios para empleados retirados (los empleados activos no son acreedores de este beneficio al momento de su retiro) y otros beneficios post-retiro, tal como está estipulado en los acuerdos colectivos existentes en empresas chilenas del Grupo. Los beneficios de pensión incluyen el pago de una pensión complementaria adicional a la provista por el sistema de seguridad social chileno, el cual es pagado de por vida a los empleados retirados. Adicionalmente, estos beneficios incluyen servicios de salud y subsidios de electricidad. Asimismo, la filial colombiana Chivor posee un plan de pensiones limitado a cierto grupo del personal y consiste en una pensión complementaria para aquellas personas no cubiertas por las disposiciones de la Ley N°100 de 1993.

Las obligaciones por planes de beneficios post-empleo han sido registradas al valor de la obligación del beneficio proyectado determinado aplicando cálculo actuarial y utilizando el método del costo de la unidad de crédito proyectado (Projected Unit Credit Method). Los supuestos actuariales considerados en el cálculo incluyen la probabilidad de tales pagos o beneficios basada en la mortalidad (en el caso de empleados retirados) y en rotación de empleados, futuros costos y niveles de beneficios y tasa de descuento. En Chile la tasa de descuento es basada en referencia al rendimiento de los bonos soberanos en Unidad de Fomento del Banco Central de Chile y el promedio de inflación proyectada a largo plazo, mientras que en Colombia la tasa se determina en base al rendimiento de los bonos soberanos a largo plazo emitidos por el Gobierno Colombiano. El uso de las tasas de bonos soberanos considerando que en ambos países no existen mercados suficientemente activos de bonos corporativos de alta calidad crediticia. En el caso de empleados actuales en Chile, quienes sólo tienen derecho a beneficios médicos y subsidios de electricidad, los beneficios son reconocidos en base a una estimación de la proporción de los beneficios ganados a la fecha del balance. Las obligaciones por beneficios médicos y subsidios de electricidad han sido determinadas considerando la tendencia en costos médicos futuros y en electricidad fija para el bono entregado a los empleados retirados y activos después del retiro.

Las pérdidas y ganancias actuariales que surgen de ajustes por la experiencia y cambios en las hipótesis actuariales que superen el 10% de la obligación por beneficios definidos, se cargan o abonan en el estado de resultados durante la vida laboral media restante esperada de los empleados.

Las pérdidas y ganancias actuariales inferiores al 10% se cargan o abonan en el patrimonio neto reconocidos en el período en el que surgen las mismas.

(c) Compensaciones basadas en acciones

AES Corporation, accionista mayoritario de AES Gener S.A., otorga a ciertos empleados de sus subsidiarias compensaciones basadas en acciones, el cual consiste de una combinación de opciones y acciones restringidas. Los derechos sobre estos planes generalmente se devengan en plazos de tres años.

El valor razonable de los servicios de los empleados recibidos a cambio de la concesión de la opción se reconoce como un gasto y un correspondiente incremento o aporte en el patrimonio neto de la Compañía. El costo es medido a la fecha de otorgamiento basado en el valor razonable de los instrumentos de patrimonio o pasivos emitidos y es reconocido como gasto en base a un método lineal sobre el período de devengo, neto de una estimación por opciones no ejercitadas (ver Nota 35).

Actualmente, la Compañía utiliza el modelo de Black-Scholes para estimar el valor razonable de las opciones de acciones otorgadas a los empleados.

(d) Indemnizaciones por años de servicios

La obligación por indemnizaciones por años de servicio pactada con el personal en virtud de los convenios suscritos, es provisionada al valor actual de la obligación total sobre la base del método de costo proyectado del beneficio, considerando para estos efectos una tasa de descuento basada en el rendimiento de los bonos soberanos en Unidad de Fomento del Banco Central de Chile y el promedio de inflación proyectada a largo plazo.

Los supuestos actuariales considerados en el cálculo incluyen la probabilidad de tales pagos o beneficios basada en la mortalidad (en el caso de empleados retirados) y en rotación de empleados, futuros costos y niveles de beneficios y tasa de descuento. La tasa de descuento está determinada en la misma forma que para los beneficios post-empleo.

2.17 Provisiones

Las provisiones para restauración medioambiental, restauración de sitios y retiro de activos, costos de reestructuración y litigios se reconocen cuando el Grupo tiene una obligación presente, ya sea legal o implícita, como resultado de sucesos pasados; es probable que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación; y el importe se ha estimado de forma fiable. No se reconocen provisiones para pérdidas de explotación futuras.

Las provisiones se valoran por el valor actual de los desembolsos que se espera que sean necesarios para liquidar la obligación usando una tasa de descuento que refleje las evaluaciones del mercado actual del valor temporal del dinero y los riesgos específicos de la obligación. El incremento en la provisión con motivo del paso del tiempo se reconoce como un gasto por intereses.

2.18 Reconocimiento de ingresos

Los ingresos ordinarios incluyen el valor razonable de las contraprestaciones recibidas o a recibir por la venta de bienes y servicios en el curso ordinario de las actividades del Grupo. Los ingresos ordinarios se presentan netos del impuesto sobre el valor agregado, devoluciones, rebajas y descuentos y después de eliminadas las ventas dentro del Grupo.

El Grupo reconoce los ingresos cuando el importe de los mismos se puede valorar con fiabilidad, es probable que los beneficios económicos futuros vayan a fluir hacia el Grupo y se cumplen las condiciones específicas para cada una de las actividades del Grupo, tal y como se describe a continuación. No se considera que sea posible valorar el importe de los ingresos con fiabilidad hasta que no se han resuelto todas las contingencias relacionadas con la venta. El Grupo basa sus estimaciones en resultados históricos, teniendo en cuenta el tipo de cliente, el tipo de transacción y los términos concretos de cada acuerdo.

(a) Ingresos por venta de productos y servicios

Los ingresos por ventas de energía y potencia se contabilizan de acuerdo a las entregas físicas de energía y potencia, a los precios establecidos en los respectivos contratos o a los precios prevalecientes en el mercado eléctrico de acuerdo con las regulaciones vigentes. Estos incluyen ingresos de energía y potencia suministrada y no facturada, hasta la fecha de cierre, valorados a los precios definidos en los contratos o en las regulaciones respectivas para cada ejercicio. Estos valores se contabilizan en el rubro “Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar” en los activos corrientes.

Dentro de sus ingresos, la Sociedad registra como ingresos devengados las ventas de energía a distribuidoras sin contrato a costo marginal, de acuerdo a lo establecido en el artículo 3 transitorio de la Ley 20.018. Esta normativa establece que “las empresas generadoras recibirán, por los suministros sometidos a regulación de precios no cubiertos por contratos, el precio de nudo vigente”, abonándole o cargándole las diferencias positivas o negativas, respectivamente, que se produzcan entre el costo marginal y el precio de nudo vigente. La liquidación de estas diferencias de acuerdo a lo establecido en la Resolución Exenta N°885 de fecha 24 de diciembre de 2007, de la Dirección de Peajes de la Comisión Nacional de Energía se hará a través de aumentos en el precio de nudo, los cuales no podrán superar el límite tarifario del 20% de dicho precio y en caso que el 20% no fuere suficiente para cubrir las diferencias señaladas, se incorporarán estos remanentes, debidamente actualizados, en las sucesivas fijaciones de precios de nudo, hasta que se extingan por completo.

Adicionalmente, la Compañía reconoce ingresos por ventas de existencias, tales como carbón y gas natural al momento de transferencia de los riesgos y beneficios relacionados a sus clientes, así como también por servicios de ingeniería, asesorías y otros en la medida que se preste el servicio aplicando el método del grado de avance.

111

(b) Ingresos por intereses

Los ingresos por intereses se reconocen usando el método de tasa de interés efectiva.

(c) Ingresos por dividendos

Los ingresos por dividendos se reconocen cuando se establece el derecho del accionista a recibir el pago.

(d) Ingresos diferidos

La Compañía tiene formando parte de su pasivo corriente y no corriente, cobros por servicios pagados en forma anticipada, generados por el uso de instalaciones y contratos de suministro de energía y potencia. El efecto en resultado de estos pagos, está siendo reconocido dentro de los ingresos ordinarios durante el plazo de vigencia de los respectivos contratos.

2.19 Arrendamientos

Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios a la propiedad se clasifican como financieros. El resto de arrendamientos se clasifican como operativos. El Grupo aplica CINIIF 4 para determinación si un acuerdo es, o contiene, un arrendamiento

(a) Cuando una entidad del Grupo es el arrendatario – arrendamiento financiero

El Grupo arrienda determinadas propiedades, planta y equipo. Cuando el Grupo retiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios derivados de la propiedad de los activos arrendados los acuerdos se clasifican como arrendamientos financieros. Los activos sujetos a arrendamientos financieros se capitalizan al inicio del arrendamiento al menor entre el valor razonable de la propiedad arrendada y el valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento.

Cada pago por arrendamiento se distribuye entre el pasivo y las cargas financieras para conseguir una tasa de interés constante sobre el saldo pendiente de la obligación. Las correspondientes obligaciones por arrendamiento, netas de cargas financieras, se incluyen en otras cuentas a pagar no corriente. El elemento de interés del costo financiero se carga en el estado de resultados durante el período de arrendamiento de forma que se obtenga una tasa periódica constante de interés sobre el saldo restante del pasivo para cada ejercicio. Los ítemes de propiedades, planta y equipo adquirido en régimen de arrendamiento financiero se deprecian durante el menor período entre sus vidas útiles o la duración de los contratos respectivos.

(b) Cuando una entidad del Grupo es el arrendatario – arrendamiento operativo

Los arrendamientos en los que el arrendador conserva una parte importante de los riesgos y beneficios derivados de la titularidad se clasifican como arrendamientos operativos. Los pagos en concepto de arrendamiento operativo (netos de cualquier incentivo recibido del arrendador) se cargan en el estado de resultados sobre una base lineal durante el período de arrendamiento.

(c) Cuando una entidad del Grupo es el arrendador – arrendamiento financiero

Cuando los activos son arrendados bajo arrendamiento financiero, el valor actual de los pagos por arrendamiento se reconoce como una cuenta financiera por cobrar. La diferencia entre el importe bruto a cobrar y el valor actual de dicho importe se reconoce como rendimiento financiero del capital.

Los ingresos por arrendamiento se reconocen durante el período del arrendamiento de acuerdo con el método de la inversión neta, que refleja un tipo de rendimiento periódico constante.

(d) Cuando una entidad del Grupo es el arrendador – arrendamiento operativo

Los activos arrendados a terceros bajo contratos de arrendamiento operativo se incluyen dentro de Propiedades, Planta y Equipo en el Estado de situación financiera.

Los ingresos derivados de arrendamientos operativos se reconocen en el estado de resultados de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

2.20 Distribución de dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas de la Sociedad se reconoce como un pasivo y su correspondiente disminución en el patrimonio neto en las cuentas anuales consolidadas del Grupo en el ejercicio en que los dividendos son aprobados por la Junta de Accionistas de la Sociedad.

La Compañía provisiona al cierre de cada ejercicio el 30% del resultado del mismo de acuerdo a la Ley N°18.046 como dividendo mínimo dado que dicha ley obliga distribución de al menos el 30% del resultado financiero del ejercicio, a menos que la Junta de Accionistas disponga por unanimidad de las acciones emitidas con derecho a voto lo contrario.

2.21 Medio ambiente

Los desembolsos asociados a la protección del medio ambiente se imputan a resultados cuando se incurren. Las inversiones en obras de infraestructura destinadas a cumplir requerimientos medioambientales son activadas siguiendo los criterios contables generales para Propiedades, Planta y Equipos, de acuerdo a lo establecido en las NIIF.

Nota 3 - Transición a las NIIF

3.1 Base de la transición a las NIIF**3.1.1 Aplicación de NIIF 1**

La fecha de transición para el Grupo AES Gener es el 1 de enero de 2008. La Sociedad ha preparado su balance de apertura bajo NIIF a dicha fecha. La fecha de adopción de las NIIF por el Grupo AES Gener es el 1 de enero de 2009.

De acuerdo a NIIF 1 para elaborar los estados financieros consolidados antes mencionados, se han aplicado todas las excepciones obligatorias y algunas de las exenciones optativas a la aplicación retroactiva de las NIIF.

3.1.2 Exenciones a la aplicación retroactiva elegidas por AES Gener**(a) Combinaciones de negocios**

AES Gener S.A. ha aplicado la exención recogida en la NIIF 1 para las combinaciones de negocios. Por lo tanto, no ha reexpresado las combinaciones de negocios que tuvieron lugar con anterioridad a la fecha de transición de 1 de enero de 2008.

(b) Valor razonable o revalorización como costo atribuible

AES Gener S.A. ha elegido medir ciertos ítemes de Propiedad, Planta y Equipo a su valor razonable a la fecha de transición de 1 de enero de 2008.

(c) Beneficios al personal

AES Gener S.A. ha optado por reconocer todas las ganancias y pérdidas actuariales acumuladas al 1 de enero de 2008.

(d) Reserva de conversión

AES Gener S.A. ha elegido valorar a cero la reserva de conversión por inversiones en el extranjero surgidas con anterioridad al 1 de enero de 2008. Esta exención se ha aplicado a todas las filiales de acuerdo con lo estipulado en la NIIF 1.

3.2 Conciliación entre NIIF y Principios contables chilenos

Las conciliaciones presentadas a continuación muestran la cuantificación del impacto de la transición a las NIIF en AES Gener S.A. La conciliación proporciona el impacto de la transición con los siguientes detalles:

<i>Conciliación</i>	31/12/2008 MUS\$	1/1/2008 MUS\$
Patrimonio Neto, PCGA chilenos	1.995.172	1.928.649
Moneda funcional	(181.852)	(446.280)
Revaluación de activo fijo por única vez (IFRS 1)	670.697	700.554
Activo fijo en leasing	(8.382)	(6.052)
Ajuste por pensiones	(6.966)	(7.028)
Ajuste por gastos diferidos	(13.688)	(15.856)
Derivados de cobertura	(100.859)	(23.159)
Impuestos diferidos	(204.258)	(174.243)
Dividendo mínimo	(40.938)	(24.320)
Participación minoritaria	9.425	11.777
Otros IFRS	(40.530)	(4.179)
Ajuste de conversión	(38.768)	-
<i>Efecto de la transición a las NIIF</i>	<i>43.881</i>	<i>11.214</i>
PATRIMONIO NETO , NIIF	2.039.053	1.939.863

<i>Conciliación</i>	31/12/2008 MUS\$
Resultado PCGA chilenos	136.662
Moneda Funcional	(16.946)
Revaluación de activo fijo por única vez	(29.778)
Activo fijo en leasing	(2.331)
Derivados de cobertura	(12.183)
Impuestos diferidos	(35.236)
Otros IFRS	(6.085)
Participación Minoritaria	165
<i>Efecto de la transición a las NIIF a la fecha de los últimos Estados Financieros anuales</i>	<i>(102.394)</i>
RESULTADO , NIIF	34.268

Adicionalmente, producto de la aplicación de NIIF, ciertos fondos mutuos por un valor de MUS\$ 1.021 al 31 de diciembre de 2008, no se consideran como efectivo y equivalentes de efectivo bajo NIIF, mientras que bajo PCGA eran así considerados.

Explicación de los efectos de transición a NIIF

Se detallan a continuación las explicaciones de los diferentes conceptos enumerados en la conciliación incluida en el punto anterior.

a) Moneda funcional y corrección monetaria

De acuerdo a NIC 21 la moneda funcional de una entidad es aquella correspondiente al ambiente económico en el cual la entidad opera. Para AES Gener S.A. y todas sus filiales, la moneda funcional es el dólar estadounidense, con excepción de su filial colombiana Chivor, cuya moneda funcional es el peso colombiano. Eso difiere del uso del peso chileno en los registros contables y para fines de presentación bajo PCGA en Chile, excepto por el uso como moneda de medición el dólar estadounidense para filiales que operan en países no estables según Boletín N°64 del Colegio de Contadores de Chile A.G. Las diferencias en conciliación corresponden a diferencias de valorización de activos no monetarios a tipos de cambios históricos entre monedas de adquisición y monedas funcionales y valorización de esos activos en dólares estadounidenses a los tipos de cambios de peso chileno a las fechas de cierre.

Los PCGA en Chile contemplan la aplicación del mecanismo de corrección monetaria a fin de expresar los estados financieros en moneda homogénea a la fecha de cierre del ejercicio, ajustando los efectos de la inflación correspondientes. La NIC 29 (“Información financiera en economías hiperinflacionarias”) prevé que dicho mecanismo se aplique sólo en aquellos casos en los cuales la entidad se encuentra sujeta a un contexto económico hiperinflacionario. Por lo tanto, dado que ninguno de los países donde el Grupo AES Gener opera, califica como tal, se han eliminado la totalidad de los efectos de la corrección monetaria incluida en los estados financieros.

b) Revaluación de activo fijo a valor razonable como costo atribuido

Los PCGA en Chile establecen la valorización de los activos fijos al costo de adquisición corregido monetariamente menos las depreciaciones acumuladas y pérdidas por deterioros acumuladas, no permitiéndose las tasaciones de activo fijo (por única vez y en forma extraordinaria fueron autorizadas revaluaciones de acuerdo a las Circulares N° 550 y N° 566 del año 1985 de la Superintendencia de Valores y Seguros).

Para efectos de adopción de NIIF, la Sociedad procedió a revaluar algunos ítemes de propiedades, planta y equipos, principalmente de maquinarias y equipos de acuerdo a la exención contenida en NIIF 1. La retasación efectuada se realizó por única vez de acuerdo con NIIF 1 y el nuevo valor determinado utilizando el método de costo de reposición depreciado corresponde al costo inicial del activo a partir de la fecha de transición. Este valor razonable de los activos retasados ascendió a MUS\$ 1.090.748 al 1 de enero de 2008.

c) Activo fijo en leasing

De acuerdo a CINIIF4 una entidad que entra en un acuerdo, que comprenda una transacción o una serie de transacciones vinculadas que no tenga la forma legal de un arrendamiento, pero que implique el derecho de uso de un activo (por ejemplo un elemento de propiedad, planta y equipos), a cambio de un pago o una serie de pagos tiene que evaluar si este acuerdo es, o contiene, un arrendamiento. Esa determinación de si un acuerdo es, o contiene, un arrendamiento deberá basarse en el fondo económico del acuerdo, lo que exige una evaluación de si:

- (a) el cumplimiento del acuerdo depende del uso de un activo o activos específico (el activo), y
- (b) el acuerdo implica un derecho de uso del activo.

Los PCGA en Chile no contienen una normativa que requiere esa evaluación para los contratos que no tienen forma legal de un arrendamiento o similar. La Compañía determinó que ciertos ítemes de propiedades, planta y equipos de filiales, Chivor, Norgener y Sociedad Eléctrica Santiago clasificados bajo PCGA en Chile como activos propios están usados por sus clientes en base de acuerdos que contienen arrendamientos financieros según NIIF.

d) Ajuste por pensiones

De acuerdo a IFRS 1, AES Gener S.A. ha optado por reconocer todas las ganancias y pérdidas actuariales acumuladas al 1 de enero de 2008 en resultados a la fecha de transición. Bajo PCGA ciertas diferencias actuariales se encontraban diferidas y fueron amortizadas durante el periodo de realización de la obligación.

e) Ajuste por gastos diferidos

La Compañía entró en febrero de 2004 en acuerdos de coberturas futuras de “treasury rate” por un monto nocional de MUS\$200.000 válidos desde 31 de diciembre de 2003, para cubrir las variaciones de tasa de interés. Estos acuerdos fueron ejecutados en relación a la emisión de bonos senior cerrada con fecha del 22 de marzo de 2004. Al 31 de diciembre de 2003, el rendimiento de mercado de los bonos de 10 años del tesoro americano descendió, lo cual ha resultado en una disminución en el valor de la Compañía. Bajo PCGA en Chile el costo asociado con estas transacciones fue amortizado durante la vida de los bonos. Bajo NIIF, debido a que los acuerdos de cobertura de tasas mencionados anteriormente no calificaron como instrumentos de cobertura para efectos contables, los ajustes al valor de mercado fueron reconocidos inmediatamente en resultados acumulados.

f) Derivados de cobertura

En las coberturas de flujo de caja y de inversión neta bajo NIIF, la parte efectiva de cambios en el valor razonable de los derivados que se designan y califican como coberturas es reconocida en el patrimonio neto. La pérdida o ganancia relativa a la parte no efectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados dentro de “Otras ganancias / (pérdidas)”. Este tratamiento representa un cambio con respecto a PCGA en Chile, donde las ganancias o pérdidas realizadas por este concepto se reconocían dentro del resultado no operacional, mientras que ganancias y pérdidas no realizadas por cambios en los valores razonables de instrumentos derivados en las coberturas de flujo de caja eran diferidos en cuentas de activo y pasivo sin afectar resultados hasta liquidación de las partidas cubiertas y de cobertura.

g) Impuestos diferidos

Tal como se describe en la Nota 2.15, bajo NIIF deben registrarse los efectos de impuestos diferidos por todas las diferencias temporarias existentes entre los valores tributarios y financieros de activos y pasivos, en base al método denominado “método del pasivo”.

Si bien el método establecido en la NIC 12 es en algunos aspectos similar al de PCGA en Chile, la Compañía realizó los siguientes ajustes a NIIF: i) la eliminación de las “cuentas complementarias de impuesto diferido” en las cuales se difirieron los efectos sobre el patrimonio de la aplicación inicial del Boletín Técnico N° 60 del Colegio de Contadores de Chile A.G., amortizándose con cargo/abono a resultados, en el plazo previsto de reverso de la diferencia (o consumo de la pérdida tributaria relacionada); ii) la determinación del impuesto diferido sobre partidas no afectas al cálculo bajo PCGA en Chile, pero que califican como diferencias temporarias bajo NIIF; y iii) el cálculo del efecto tributario de los ajustes de transición a NIIF.

h) Dividendo mínimo

De acuerdo con PCGA en Chile, los dividendos a distribuir son registrados en los estados financieros al momento de la aprobación por parte de la Junta de Accionista. La Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas establece en su artículo N° 79 que las sociedades anónimas abiertas deberán distribuir como dividendos a sus accionistas, al menos el 30% de las utilidades líquidas del ejercicio, a menos que la Junta de Accionistas disponga por unanimidad de las acciones emitidas con derecho a voto lo contrario. Conforme a eso la Compañía provisiona bajo las NIIF al cierre de cada ejercicio el 30% del resultado del mismo.

i) Interés minoritario

Los PCGA en Chile aplicados en la preparación de los estados financieros, reconocían la participación de accionistas minoritarios en el patrimonio de las filiales como una cuenta separada entre el pasivo y el patrimonio neto de los estados financieros consolidados de la Sociedad. Asimismo, el estado de resultados consolidado del ejercicio bajo PCGA en Chile, excluía mediante una línea específica la participación de los minoritarios en los resultados de las filiales. Bajo NIIF los accionistas minoritarios constituyen parte del conglomerado económico dueño y, por lo tanto, sus participaciones se consideran formando parte del estado de cambios en el patrimonio neto y del estado de resultados integrales. Adicionalmente los ajustes en la conciliación incluyen efecto de ajustes a NIIF en las filiales con participación minoritaria.

j) Ajuste de conversión

Tal como fue mencionado anteriormente, la moneda funcional definida para la filial colombiana AES Chivor es el peso colombiano. De acuerdo a NIC 21, a efectos de convertir sus estados financieros a la moneda de reporte del Grupo (dólar estadounidense), la filial reconoce una reserva de conversión, que forma parte del patrimonio neto, la cual surge como la diferencia de convertir sus activos y pasivos al tipo de cambio de cierre de cada período, sus resultados al tipo de cambio promedio y su patrimonio neto a tipo de cambio histórico.

k) Otras NIIF

El rubro “Otras NIIF” incluye, entre otros, los siguientes efectos de conversión:

- Ajuste en los valores contables de inversiones en coligadas y otros activos financieros en función a sus propios ajustes individuales a NIIF;
- Ajustes en estimaciones de vidas útiles y obligaciones por desmantelamiento de propiedades, planta y equipo ;
- Ajuste a intangibles de acuerdo a NIC 36;
- Ajuste a ingresos diferidos en función a reconocimiento en resultados de ciertos importes previamente diferidos bajo PCGA en Chile;
- Ajuste en obligaciones financieras producto de la determinación basada en cálculo de tasa de interés efectiva.

3.3 Ajuste Estados Financieros (primera adopción – al 01.01.2008)

En la preparación de los estados financieros de primera adopción bajo NIIF, la Sociedad reformuló sus estados financieros consolidados producto de la detección de un error en el cálculo de los impuestos diferidos, relacionado con sus operaciones en Argentina. La reformulación de los estados financieros se detalla a continuación:

<i>Período Estados Financieros</i>	<i>Pasivo no corriente</i>		<i>Patrimonio neto</i>	
	<i>Saldo según información originalmente presentada</i>	<i>Saldo reformulado</i>	<i>Saldo según información originalmente presentada</i>	<i>Saldo reformulado</i>
	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>
01.01.2008	1.278.100	1.332.734	1.994.497	1.939.863
31.12.2008	1.615.264	1.669.900	2.093.687	2.039.053
30.06.2009	1.919.034	1.973.669	2.632.851	2.578.217
30.09.2009	2.010.614	2.065.248	2.713.133	2.658.497

Nota 4 - Gestión del Riesgo Financiero**4.1 Política de Gestión de Riesgos**

La estrategia de Gestión de Riesgos está orientada a resguardar la estabilidad y sustentabilidad del Grupo Gener en relación a todos aquellos componentes de incertidumbre financiera relevantes.

Eventos de “riesgo financiero” se refieren a situaciones en las cuales se está expuesto a condiciones de incertidumbre financiera, clasificando los mismos según las fuentes de incertidumbre y los mecanismos de transmisión asociados.

Es por ello que la Administración ha evaluado como estratégico, gestionar con responsabilidad y efectividad, todos aquellos componentes de incertidumbre financiera identificados y evaluados relevantes a las operaciones, tanto bajo condiciones normales como también excepcionales.

Entre los aspectos de relevancia se encuentran:

- Proveer de transparencia, estableciendo tolerancias de riesgo y determinando guías que permitan desarrollar estrategias que mitiguen una exposición significativa al riesgo revelante.
- Proveer una disciplina y proceso formal para evaluar los riesgos y ejecutar aspectos comerciales de nuestros negocios.

La estructura de gestión del riesgo financiero comprende la identificación, determinación, análisis, cuantificación, medición y control de estos eventos. Es responsabilidad de la Administración, y en particular de la Gerencia de Finanzas y la Gerencia Comercial, la evaluación y gestión constante del riesgo financiero.

4.2 Factores de Riesgo

4.2.1 Riesgos de mercado

Los riesgos de mercado corresponden a aquellas incertidumbres asociadas a variaciones en variables que afectan los activos y pasivos de la Compañía.

4.2.1.1 Riesgo de tipo de cambio

La moneda funcional de la Compañía es el dólar dado que los ingresos, costos e inversiones en equipos son principalmente determinados en base del dólar. Asimismo, la Compañía está autorizada para declarar y pagar sus impuestos en dólares. El riesgo de tipo de cambio está asociado a ingresos, costos, inversiones y deuda denominada en moneda distinta al dólar estadounidense. Los principales conceptos determinados en pesos chilenos corresponden a los saldos acumulados de créditos por Resolución Ministerial N° 88, créditos impositivos mayoritariamente relacionados con créditos de IVA y otras cuentas por cobrar. Al 31 de diciembre de 2009, Gener mantenía varios contratos a futuro de moneda con bancos con el propósito de disminuir su exposición al peso chileno. Al 31 de diciembre de 2009, el impacto de una variación de 10% en la tasa de cambio del peso chileno con respecto al dólar podría generar un impacto de aproximadamente MUS\$24.000 en los resultados de Gener. Durante 2009, aproximadamente 79% de los ingresos ordinarios y el 79% de los costos de la Compañía están denominados en dólares.

Cabe señalar que la moneda funcional de Chivor es el peso colombiano dado que la mayor parte de los ingresos, particularmente las ventas por contrato, y los costos operacionales de esa filial están principalmente ligados al peso colombiano.

Adicionalmente, las inversiones en plantas nuevas y equipos de mantención son principalmente fijadas en dólares. Las inversiones de corto plazo asociadas al manejo de caja son efectuadas mayoritariamente en dólares. Al 31 de diciembre de 2009, 90% de las inversiones de corto plazo están denominadas en dólares, 9% en pesos chilenos y 1% en pesos colombianos.

Con respecto a la deuda denominada en moneda distinta al dólar, Gener ha tomado coberturas en forma de swaps de moneda para eliminar el riesgo de tipo de cambio. Para los bonos denominados en UF emitidos en 2007 por aproximadamente MUS\$217.000, AES Gener contrató un swap de tipo de cambio con la misma vigencia de la deuda. Al cierre de diciembre 2009, el 96% de la deuda de Gener y sus filiales está denominado en dólares, incluyendo los bonos mencionados previamente. La siguiente tabla muestra la composición de la deuda por moneda al 31 de diciembre de 2009 y 2008:

<i>Moneda</i>	Diciembre 2009 %	Diciembre 2008 %
US\$	96	94
UF	3	4
\$	-	-
Col\$	1	2

4.2.1.2 Riesgo de tasa de interés

Las variaciones de tasa de interés afectan el valor de los activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como el flujo de los activos y pasivos financieros que toman en cuenta una tasa de interés variable.

Para mitigar el riesgo de tasa de interés con obligaciones a largo plazo, AES Gener ha tomado coberturas en forma de swaps de tasa de interés. Actualmente, existen swaps de tasa de interés para una parte de la deuda asociada a los proyectos Nueva Ventanas y Angamos. La siguiente tabla muestra la composición de la deuda por tipo de tasa al 31 de diciembre de 2009 y 2008:

<i>Tasa</i>	Diciembre 2009 %	Diciembre 2008 %
Tasa Fija	92	89
Tasa Variable	8	11

La Compañía no está expuesta a riesgo significativo de fluctuaciones de tasas de interés del mercado, dado que solamente una parte relativamente menor de las deudas tiene tasas de interés variables.

4.2.1.3 Riesgo de precio de combustible

Los combustibles utilizados por la Compañía, principalmente carbón y diesel, son “commodities” con precios internacionales fijados por factores de mercado ajenos a la Compañía. El riesgo de precio de combustible está asociado a las fluctuaciones en estos precios.

El precio de combustibles es un factor clave para el despacho de las centrales y los precios spot tanto en Chile como en Colombia. La variación del precio de los combustibles tales como el carbón, diesel y gas natural pueden hacer variar la composición de costos de la Compañía a través de las variaciones en el costo marginal. Dado que AES Gener es una empresa con una mezcla de generación principalmente térmica, el costo de combustible representa una parte importante de los costos de explotación.

Cabe destacar que ciertos contratos de venta de energía eléctrica incluyen mecanismos de indexación que ajustan el precio en base de aumentos o disminuciones en el precio de combustible. Asimismo, el precio nudo considera las variaciones en el precio de combustible en su cálculo semestral.

Con respecto a las compras de carbón, AES Gener ya cuenta con contratos de suministro a precio fijo para la mayoría del carbón requerido para el año 2010. Por lo tanto, variaciones al alza del precio de mercado no tendrían un impacto significativo en los resultados de la Compañía. Cabe señalar que la Compañía considera mecanismos de cobertura para el precio de carbón de manera de proteger su margen operacional alineando sus costos de producción con sus ventas de energía.

Actualmente, las compras de diesel no tienen una cobertura asociada, y se estima que una variación de 10% en los costos de este combustible en 2009, habría significado una variación de aproximadamente MUS\$8.000 de dólares en el margen bruto de la Compañía.

4.2.1.4 Riesgo de crédito

El riesgo de crédito tiene relación con la calidad crediticia de las contrapartes con que AES Gener y sus filiales establecen relaciones. Estos riesgos se ven reflejados fundamentalmente en los deudores por venta y en los activos financieros y derivados.

Con respecto a los deudores por venta, las contrapartes de AES Gener son principalmente compañías distribuidoras y otros generadores de elevada solvencia y sobre 90% de ellas cuenta con clasificaciones de riesgo local y/o internacional de grado de inversión.

En cuanto a los activos financieros y derivados, las inversiones que realizan AES Gener y sus filiales, se ejecutan con entidades financieras locales y extranjeras con clasificación de riesgo nacional y/o internacional mayor o igual a AA-. Asimismo, los derivados ejecutados para la deuda financiera, se efectúan con entidades internacionales de primer nivel. Existen políticas de caja, inversiones y tesorería, las cuales guían el manejo de caja de la Compañía y minimizan el riesgo de crédito.

La exposición máxima a la fecha de reporte es el valor contable para cada clase de activos financieros mencionados en la Nota 10. La Compañía no mantiene garantías por dichos activos financieros.

4.2.1.5 Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago. El objetivo de la Compañía es mantener un equilibrio entre la continuidad de fondos y flexibilidad financiera a través de flujos operacionales normales, préstamos bancarios, bonos públicos, inversiones de corto plazo, líneas de crédito comprometidas y no comprometidas.

Al 31 de diciembre de 2008, AES Gener contaba con un saldo de efectivo y equivalentes al efectivo de MUS\$62.000, en tanto que al 31 de diciembre de 2009, el saldo de efectivo y equivalentes al efectivo era de MUS\$163.000. Cabe señalar que el saldo de efectivo y equivalentes al efectivo incluye efectivo, depósitos a plazo con vencimiento inferior a tres meses, valores negociables, derechos con pactos con retroventa y derechos fiduciarios. Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2009, AES Gener contaba con activos financieros disponibles para la venta de MUS\$318.000 asociados a depósitos a plazo en dólares y fondos mutuos en dólares, superior a lo registrado al cierre de diciembre de 2008 de MUS\$1.000.

Al 31 de diciembre de 2009, AES Gener cuenta con líneas de crédito comprometidas y no utilizadas por aproximadamente MUS\$291.000, además de líneas de crédito no comprometidas y no utilizadas por aproximadamente MUS\$180.000.

120

Nota 5 - Estimaciones y Juicios Contables

La Administración necesariamente efectúa juicios y estimaciones que tienen un efecto significativo sobre las cifras presentadas en los estados financieros. A continuación se detallan las estimaciones y juicios críticos usados por la Administración:

- La valoración de activos y menor valor de inversiones (goodwill) para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos.
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de las obligaciones post empleo con los empleados.
- La vida útil y valores residuales de las propiedades, planta y equipos e intangibles.
- Los supuestos utilizados para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros incluyendo riesgo de crédito.
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes.
- Los plazos de recuperación de los saldos de deudores comerciales acumulados correspondientes a ventas de distribuidores sin contratos (Resolución Ministerial N°88). Ver nota 2.18 a).
- Los desembolsos futuros por obligaciones de desmantelamiento y retiro de activos.
- Determinación de existencia de arrendamientos financieros u operativos en función de la transferencia de riesgos y beneficios de los activos arrendados.

A pesar de que estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, es posible que nueva información o nuevos acontecimientos que tengan lugar en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos períodos, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de estimación en los correspondientes estados financieros consolidados futuros, de acuerdo con la NIC 8.

Nota 6 - Información Financiera por Segmentos

a) Resultados por mercados

La Compañía define y gestiona sus actividades en función a ciertos segmentos de negocios que reúnen cualidades particulares e individuales desde el punto de vista económico, regulatorio, comercial u operativo.

Un segmento es un componente del Grupo:

- que está involucrado en actividades de negocios desde el cual genera ingresos e incurre en costos
- cuyos resultados operativos son regularmente monitoreados por la Administración, con el fin de tomar decisiones, asignar recursos y evaluar el desempeño, y
- sobre el cual cierta información financiera está disponible

La Administración monitorea separadamente los resultados operativos de sus segmentos de negocios para la toma de decisiones relacionadas con asignación de recursos y evaluación de desempeño. El desempeño del segmento es evaluado basado en ciertos indicadores operativos, tales como margen bruto (diferencia entre ingresos ordinarios y costos de ventas) y EBITDA, (este último se define como el margen bruto antes de gastos de depreciación, deduciendo los gastos de administración y otros gastos varios de operación y finalmente adicionando ciertos ingresos de explotación que no forman parte del margen bruto). Resultados financieros e impuestos a la renta son analizados y administrados en forma consolidada y, por lo tanto, no están alocados a los segmentos operativos.

Los resultados y saldos de activos en segmentos se miden de acuerdo a las mismas políticas contables aplicadas a los estados financieros.

Los pasivos financieros de AES Gener están centralizados y controlados a nivel corporativo y no se presentan por segmentos reportables.

b) Productos y clientes por mercados

La Compañía segmenta sus actividades de negocios en función a los mercados interconectados de energía en los cuales opera, estos son:

- Sistema Interconectado Central (“SIC”)
- Sistema Interconectado Norte Grande (“SING y SADI”)
- Sistema Interconectado Nacional (“SIN”), referente a las operaciones en Colombia.

En todos los segmentos, la principal actividad de la Compañía consiste en generación de energía eléctrica.

Activos por Segmentos al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008.

<i>Activos por Segmentos</i>	31/12/2009				
	<i>Mercado SIC</i>	<i>Mercado SING</i>	<i>Mercado SIN</i>	<i>Eliminaciones Intero.</i>	<i>Total</i>
	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar (1)	315.365	151.229	53.306	(3)	519.897
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	1.724.115	1.582.737	657.632	(2.145)	3.962.339
Inv. En Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	224.978	-	-	-	224.978

(1) Los Deudores comerciales y Otras cuentas por cobrar neto, incluyen la porción corriente y no corriente y además el rubro "Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente"

Ingresos, costos y resultados por Segmentos por los ejercicios terminados al 31 de diciembre 2009 y 2008

<i>Informacion de Resultados por Segmentos</i>	31/12/2009				
	<i>Mercado SIC</i>	<i>Mercado SING</i>	<i>Mercado SIN</i>	<i>Eliminaciones Intero.</i>	<i>Total</i>
	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>
Ingresos Ordinarios	960.066	417.767	347.029	(71.442)	1.653.420
Costo de Ventas	790.172	241.792	204.965	(71.442)	1.165.487
Margen Bruto	169.894	175.975	142.064	-	487.933
EBITDA	168.578	214.243	145.221	-	528.042
Resultado en Inversión Guacolda	28.049	-	-	-	28.049
INVERSIONES DE CAPITAL	269.168	576.846	4.756	-	850.770

31/12/2008					1/1/2008				
<i>Mercado SIC</i>	<i>Mercado SING</i>	<i>Mercado SIN</i>	<i>Eliminaciones Intero.</i>	<i>Total</i>	<i>Mercado SIC</i>	<i>Mercado SING</i>	<i>Mercado SIN</i>	<i>Eliminaciones Intero.</i>	<i>Total</i>
<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>
554.804	77.247	55.222	(262.866)	424.407	370.541	189.440	69.673	(244.197)	385.457
1.516.761	1.058.947	613.278	(2.197)	3.186.789	1.148.810	893.647	699.757	(2.598)	2.739.616
178.069	-	-	-	178.069	174.114	-	-	-	174.114

31/12/2008				
<i>Mercado SIC</i>	<i>Mercado SING</i>	<i>Mercado SIN</i>	<i>Eliminaciones Intero.</i>	<i>Total</i>
<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>
1.297.585	383.335	287.744	(110.752)	1.857.912
1.210.996	244.461	142.624	(110.752)	1.487.329
86.589	138.874	145.120	-	370.583
81.237	170.912	144.563	-	396.712
7.818	-	-	-	7.818
314.822	124.841	2.070	-	441.733

Nota 7 - Efectivo y Equivalentes al Efectivo

<i>Clases de Efectivo y Equivalentes al Efectivo</i>	<i>Saldos</i>		
	<i>31/12/2009</i> <i>MUS\$</i>	<i>31/12/2008</i> <i>MUS\$</i>	<i>1/1/2008</i> <i>MUS\$</i>
Efectivo en caja	92	159	30
Saldos en bancos	26.565	8.468	8.296
Depósitos a corto plazo	102.516	51.466	42.041
Otro efectivo y equivalentes al efectivo	33.474	1.448	72.721
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	162.647	61.541	123.088

Los depósitos a corto plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan intereses de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo.

“Otros efectivo y equivalentes al efectivo” incluyen principalmente pactos con compromiso de retrocompra, los cuales corresponden a inversiones de corto plazo en bancos y corredoras de bolsa, respaldadas en instrumentos financieros emitidos por el Banco Central de Chile y bancos privados de calidad crediticia de primer nivel.

124

Los saldos de efectivo y equivalentes al efectivo incluidos en el estado de situación financiera, no difieren del presentado en el Estado de Flujos de Efectivo.

La composición del rubro por tipos de monedas al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, es el siguiente:

<i>Información del Efectivo y Equivalentes al Efectivo por moneda</i>	<i>Moneda</i>	<i>Saldos</i>		
		<i>31/12/2009</i> <i>MUS\$</i>	<i>31/12/2008</i> <i>MUS\$</i>	<i>1/1/2008</i> <i>MUS\$</i>
Monto del efectivo y equivalente al efectivo	\$	40.672	20.317	86.708
Monto del efectivo y equivalente al efectivo	Ar\$	3.530	1.971	1.185
Monto del efectivo y equivalente al efectivo	Col\$	2.325	225	224
Monto del efectivo y equivalente al efectivo	US\$	116.120	39.028	34.971
TOTAL DE EFECTIVO Y EQUIVALENTE AL EFECTIVO		162.647	61.541	123.088

La Compañía mantiene saldos de efectivo de utilización restringida, según se detalla en el siguiente cuadro:

<i>Compañía</i>	<i>Instrumento</i>	<i>Saldos</i>		
		<i>31/12/2009</i> <i>MUS\$</i>	<i>31/12/2008</i> <i>MUS\$</i>	<i>1/1/2008</i> <i>MUS\$</i>
AES Gener S.A.	efectivo	-	45.739	-
AES Gener S.A.	Otro efectivo	803	914	853
	TOTAL	803	46.653	853

El efectivo de utilización restrictiva al 31 de diciembre de 2008 de AES Gener por MUS\$ 45.739 fue relacionado a un collateral (garantía) que se mantenía por el valor de mercado (mark to market) de un contrato derivado swap, el cual posteriormente fue reemplazado por boleto de garantía.

Nota 8 - Activos Financieros Disponibles para la Venta

Al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, el detalle de los activos financieros disponibles para la venta es el siguiente:

<i>Activos financieros disponibles para la venta</i>	<i>Saldos</i>					
	<i>Corriente</i>			<i>No corriente</i>		
	<i>31/12/2009</i>	<i>31/12/2008</i>	<i>01/01/2008</i>	<i>31/12/2009</i>	<i>31/12/2008</i>	<i>01/01/2008</i>
	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>
Inversión en fondos mutuos	117.300	1.021	826	-	-	-
Depósitos a plazo	200.613	-	-	-	-	-
Inversión en Gasoducto Gasandes (Argentina)	-	-	-	2.200	2.200	2.200
Inversión en Gasoducto Gasandes S.A.	-	-	-	9.877	9.877	9.877
Cuenta por cobrar a Gasoducto Gasandes S.A.	-	-	-	2.215	2.215	2.215
CDEC SIC Ltda.	-	-	-	137	137	212
CDEC SING Ltda.	-	-	-	556	556	738
Otros	912	-	-	-	-	-
TOTAL	318.825	1.021	826	14.985	14.985	15.242

125

Los fondos mutuos corresponden a inversiones en dólares estadounidenses, los cuales se encuentran registrados a valor razonable (de mercado) a la fecha de cierre de los estados financieros.

Las inversiones en Gasoducto Gasandes S.A. (Argentina) y Gasoducto Gasandes S.A., corresponden a un 13% de la participación accionaria que AES Gener S.A. tiene en ambas sociedades. Debido a la situación jurídica de los contratos de transporte de gas natural, la que es objeto de diversos litigios actualmente en tramitación, la Compañía ha efectuado un análisis y evaluación del riesgo de que dichos contratos sean terminados o ajustados a nuevas condiciones. Como consecuencia de esto, se ha considerado ajustar el valor contable de esta inversión a la fecha de transición a NIIF.

Nota 9 - Otros Activos Financieros

Al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, el detalle de otros activos financieros es el siguiente:

	<i>Saldos</i>					
	Corriente			No Corriente		
	31/12/2009	31/12/2008	01/01/2008	31/12/2009	31/12/2008	01/01/2008
<i>Otros activos financieros</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>
Depósitos a plazo	-	-	10.551	-	-	-
Porfolio de inversiones	-	2.802	2.862	-	-	-
Otros	-	1.027	1.120	135	-	-
TOTAL	-	3.829	14.533	135	-	-

Nota 10 - Instrumentos Financieros

10.a) Instrumentos financieros por categoría

La clasificación de activos financieros a las categorías descritas en la Nota 2.9 se detalla a continuación:

<i>31 de diciembre de 2009</i>	Efectivo y equivalente al efectivo	Préstamos y cuentas por cobrar	Activos a valor razonable con cambios en resultado	Derivados de cobertura	Disponibles para la venta	Total
	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>
Activos financieros disponibles para la venta	-	-	-	-	333.810	333.810
Instrumentos financieros derivados	-	-	-	82.191	-	82.191
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	-	332.761	-	-	-	332.761
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	-	-	10.385	-	-	10.385
Efectivo y equivalentes al efectivo	162.647	-	-	-	-	162.647
Efectivo de utilización restringida o pignorado	-	803	-	-	-	803
Otros activos financieros	-	-	135	-	-	135
Cuentas por cobrar entidades relacionadas	-	5.426	-	-	-	5.426
TOTAL	162.647	338.990	10.520	82.191	333.810	928.158

<i>31 de diciembre de 2008</i>	Efectivo y equivalente al efectivo MUS\$	Préstamos y cuentas por cobrar MUS\$	Activos a valor razonable con cambios en resultado MUS\$	Derivados de cobertura MUS\$	Disponibles para la venta MUS\$	Total MUS\$
Activos financieros disponibles para la venta	-	-	-	-	16.006	16.006
Instrumentos financieros derivados	-	-	-	8.412	-	8.412
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	-	309.076	-	-	-	309.076
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	-	-	5.689	-	-	5.689
Efectivo y equivalentes al efectivo	61.541	-	-	-	-	61.541
Efectivo de utilización restringida o pignorado	-	46.202	451	-	-	46.653
Otros activos financieros	-	246	3.583	-	-	3.829
Cuentas por cobrar entidades relacionadas	-	358	-	-	-	358
TOTAL	61.541	355.882	9.723	8.412	16.006	451.564

<i>1 de enero de 2008</i>	Efectivo y equivalente al efectivo MUS\$	Préstamos y cuentas por cobrar MUS\$	Activos a valor razonable con cambios en resultado MUS\$	Derivados de cobertura MUS\$	Disponibles para la venta MUS\$	Total MUS\$
Activos financieros disponibles para la venta	-	-	-	-	16.068	16.068
Instrumentos financieros derivados	-	-	-	788	-	788
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	-	302.749	-	-	-	302.749
Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados	-	-	1.544	-	-	1.544
Efectivo y equivalentes al efectivo	123.088	-	-	-	-	123.088
Efectivo de utilización restringida o pignorado	-	308	545	-	-	853
Otros activos financieros	-	10.796	3.737	-	-	14.533
Cuentas por cobrar entidades relacionadas	-	719	-	-	-	719
TOTAL	123.088	314.572	5.826	788	16.068	460.342

127

Estimación del valor razonable de activos y pasivos financieros:

El valor razonable de los activos y pasivos financieros tales como efectivo y efectivo equivalente, otros activos financieros, porción corriente de las cuentas por cobrar y por pagar a entidades relacionadas, efectivo de utilización restringida o pignorado y acreedores comerciales se aproximan a sus valores razonables, debido a la naturaleza de corto plazo para sus vencimientos.

Los instrumentos registrados en activos financieros a valor razonable con cambios en resultados, instrumentos financieros derivados, otros activos financieros e instrumentos financieros derivados de cobertura se presentan a su valor razonable en el Estado de Situación Financiera. Los instrumentos antes mencionados corresponden principalmente a derivados financieros utilizados como cobertura contable. En Nota 10, acápite 10.e) se explica la metodología utilizada para el cálculo de sus valores razonables.

Los instrumentos financieros registrados en activos financieros disponibles para la venta corresponden a fondos de inversión los cuales se registran a valor razonable (valor cuota de los fondos) y también a las inversiones en el CDEC y Gasoducto Gasandes los cuales se presentan a valor costo debido a que no se posee información suficiente para determinar su valor de mercado (para mayor información ver Nota 8 “Activos financieros disponibles para la venta”).

El saldo de deudores comerciales y cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2009 se presenta en su parte no corriente a costo amortizado. Para efectos de la medición del valor razonable, la Compañía utiliza el método de valor descontado utilizando una tasa libre de riesgo más un spread de mercado. Al 31 de diciembre de 2008, para los deudores comerciales no corrientes la diferencia entre el costo amortizado y valor libro fue sólo de un 3% (valor nominal). En los tres períodos presentados, el valor libro se asemeja a su valor justo en la parte corriente debido al corto plazo de su vencimiento.

Los instrumentos financieros registrados en préstamos que devengan intereses presentan diferencias entre su valor libro y valor razonable debido principalmente a las fluctuaciones de tipo de cambio (dólar y unidad de fomento), y tasas de interés de mercado. La metodología de cálculo corresponde al valor presente de los flujos futuros de la deuda descontados utilizando una curva de rendimiento. Para efectos del cálculo del valor presente, se utilizan supuestos tales como moneda de la deuda, calificación crediticia del instrumento, calificación crediticia de la Compañía o del Grupo. El siguiente cuadro presenta el valor libro y valor razonable de los préstamos que devengan intereses:

<i>Préstamos que devengan intereses</i>	<i>Saldos</i>					
	<i>31/12/2009</i>		<i>31/12/2008</i>		<i>1/1/2008</i>	
	<i>Valor libro MUS\$</i>	<i>Valor libro MUS\$</i>	<i>Valor libro MUS\$</i>	<i>Valor libro MUS\$</i>	<i>Valor libro MUS\$</i>	<i>Valor libro MUS\$</i>
Préstamos que devengan intereses	1.788.873	2.000.418	1.155.226	1.167.846	950.422	982.232

128

Los instrumentos financieros con cambios en resultados presentados bajo PCGA en Chile, previo a transición a NIIF, se presentaban en balance de acuerdo a lo siguiente:

- 1) Los fondos mutuos en “valores negociables”
- 2) Los derivados financieros como swaps e instrumentos forwards se presentaban en “Otros activos u otros pasivos corrientes”.
- 3) No se registraron derivados implícitos bajo PCGA en Chile.

10.b) Calidad crediticia de activos financieros

La Compañía está expuesta al riesgo crediticio en sus actividades comerciales como también por sus actividades financieras.

Calidad crediticia de contrapartes de Gener y filiales chilenas

La calidad crediticia de contrapartes relacionadas a las operaciones comerciales y principales bancos locales del grupo se concentra principalmente en clientes con una clasificación de riesgo AA- o superior de acuerdo a la clasificadora de riesgo chilena Feller-Rate, la cual determina la solvencia de las entidades desde una categoría AAA hasta E, siendo la primera categoría mencionada considerada como la más solvente y con una alta capacidad de pago.

Respecto a los instrumentos financieros derivados las contrapartes internacionales se concentran principalmente en las clasificaciones de riesgo Aa de acuerdo a la clasificadora de riesgo Moody's, la cual determina la solvencia de instituciones comerciales como financieras en distintas categorías, siendo la categoría Aaa considerada como la con más alta capacidad de pago.

Calidad crediticia de contrapartes de filiales extranjeras

La filial colombiana AES Chivor S.A. concentra para sus contrapartes financieras (bancos) en pesos colombianos una clasificación crediticia AAA, considerada como la clasificación con la más alta calidad crediticia de acuerdo a la clasificadora de riesgo Duff & Phelps de Colombia. Respecto a la clasificación crediticia de contrapartes financieras en dólares, ésta se tiene como límite inferior A+ (Standard & Poors) o A1 (Moody's), lo que se considera como un riesgo crediticio bajo.

Respecto al riesgo de crédito correspondiente a las operaciones comerciales de Chivor, éste es históricamente muy limitado, dada la naturaleza de corto plazo de cobro a clientes.

La Administración considera que la filial argentina Termoandes S.A. no presenta mayores riesgos crediticios debido a que concentra mayoritariamente sus operaciones comerciales con AES Gener y CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Argentino, institución gubernamental).

10.c) Pasivos Financieros por Categoría

	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultado MUS\$	Derivados de cobertura MUS\$	Otros pasivos financieros MUS\$	Total MUS\$
31 de diciembre de 2009				
Préstamos que devengan intereses	-	-	1.788.873	1.788.873
Otros pasivos financieros	632	-	-	632
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	338.807	338.807
Instrumentos financieros derivados cobertura	-	65.660	-	65.660
Cuentas por pagar entidades relacionadas	-	-	6.474	6.474
TOTAL	632	65.660	2.134.154	2.200.446

<i>31 de diciembre de 2008</i>	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultado <i>MUS\$</i>	Derivados de cobertura <i>MUS\$</i>	Otros pasivos financieros <i>MUS\$</i>	Total <i>MUS\$</i>
Préstamos que devengan intereses	-	-	1.155.226	1.155.226
Otros pasivos financieros	13.887	-	-	13.887
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	220.504	220.504
Instrumentos financieros derivados cobertura	-	135.363	-	135.363
Cuentas por pagar entidades relacionadas	-	-	3.411	3.411
TOTAL	13.887	135.363	1.379.141	1.528.391

<i>1 de enero de 2008</i>	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultado <i>MUS\$</i>	Derivados de cobertura <i>MUS\$</i>	Otros pasivos financieros <i>MUS\$</i>	Total <i>MUS\$</i>
Préstamos que devengan intereses	-	-	950.422	950.422
Otros pasivos financieros	8.221	-	-	8.221
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	214.003	214.003
Instrumentos financieros derivados cobertura	-	15.428	-	15.428
Cuentas por pagar entidades relacionadas	-	-	3.290	3.290
TOTAL	8.221	15.428	1.167.715	1.191.364

10.d) Instrumentos derivados

Los derivados financieros de Gener y filiales corresponden fundamentalmente a operaciones contratadas con la intención de cubrir la volatilidad de tasas de interés y tipo de cambio producto de financiamientos para el desarrollo de proyectos eléctricos.

La Compañía, siguiendo su política de gestión de riesgos, realiza contrataciones de derivados de tasas de interés (swap tasa de interés) y tipos de cambio (cross currency swap) con el fin de reducir la variabilidad anticipada de los flujos de caja futuros del subyacente cubierto (deudas).

La cartera de instrumentos derivados al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 es la siguiente:

1) Instrumentos de contabilidad de cobertura de flujo de caja

1.1. Cobertura a través de swaps de tasa de interés

Empresa Eléctrica Ventanas S.A.

En junio de 2007, Empresa Eléctrica Ventanas S.A. firmó cuatro contratos de swap de tasa de interés con los Bancos Standard Chartered, Banco Scotiabank, Banco Calyon New York Branch y Banco Fortis Capital Corp., a 15 años por MUS\$315.000, para fijar tasas de interés variable a una tasa fija durante el período de construcción y el período de operación de su planta.

Estos contratos swap cubren parcialmente el crédito liderado por los Bancos Fortis Capital Corp. y Calyon New York Branch, para la Central Nueva Ventanas que finalizó su construcción en diciembre 2009.

Empresa Eléctrica Angamos S.A.

En diciembre de 2008, Empresa Eléctrica Angamos firmó siete contratos de swap de tasa de interés con los Bancos SMBC, Banco Royal Bank of Scotland, Banco BNP Paribas, Banco Calyon, Banco Fortis, Banco HSBC y Banco ING a un plazo aproximado de 17 años por MUS\$690.000, para fijar tasas de interés variable a una tasa fija durante el período de construcción y el período de operación de su planta.

Estos contratos swap cubren parcialmente el crédito sindicado liderado por los Bancos ABN AMRO y Banco BNP Paribas durante el año 2008.

131

Detalle de Instrumentos Derivados	Banco Contraparte	Clasificación	Tasas de Interés	Al 31/12/2009			
				Activo		Pasivo	
				Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
Swap Tasa de Interés	Varios	Cobertura de Flujo de Caja	2,80% - 5,77%	-	81.989	(25.425)	(28.396)
TOTAL				-	81.989	(25.425)	(28.396)

1.2. Cobertura a través de cross currency swaps – swaps de moneda

En diciembre de 2007, AES Gener firmó dos contratos de swap de moneda para red denominar la moneda de deuda de unidad de fomento a dólares estadounidenses, asociado a nueva obligación originada por la colocación de dos series de bonos en el mercado local (N y O), por un monto de U.F. 5,6 millones, equivalentes aproximadamente a MUS\$217.000 a la fecha de emisión con vencimientos en los años 2025 y 2028.

En septiembre de 2009, este contrato de swap para la serie larga de bonos (Serie N) fue modificado y una parte fue novada a Deutsche Bank Securities. Ambos contratos de swap incluyen provisiones que requieren que AES Gener otorgue garantía cuando el valor de mercado del swap excede el límite establecido en los contratos.

Detalle de Instrumentos Derivados	Banco Contraparte	Clasificación	Al 31/12/2009			
			Activo		Pasivo	
			Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
Cross Currency Swap	Credit Suisse - Deutsche Bank	Cobertura de Flujo de Caja	-	202	-	(11.839)
TOTAL			-	202	-	(11.839)

1.3. Otros antecedentes sobre cobertura flujo de efectivo

A continuación se detallan los vencimientos de las coberturas:

Empresa	Tipo de derivado	Institución	Partida Protegida
AES Gener S.A.	Swap de moneda	Credit Suisse	Flujos de efectivo
AES Gener S.A.	Swap de moneda	Deutsche Bank y Credit Suisse	Flujos de efectivo
Emp Eléctrica Angamos S.A.	Swap Tasa de interés	Varios	Tasa de interés
Emp Eléctrica Ventanas S.A.	Swap Tasa de interés	Varios	Tasa de interés
TOTAL			

Al 31/12/2008				Al 01/01/2008			
Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
-	8.412	(12.797)	(56.174)	-	-	-	(15.428)
-	8.412	(12.797)	(56.174)	-	-	-	(15.428)

133

Al 31/12/2008				Al 01/01/2008			
Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
-	-	-	(66.392)	-	788	-	-
-	-	-	(66.392)	-	788	-	-

Periodo cubierto		Vencimientos (valor del nominal)						
Inicio	Término	2010 MUS\$	2011 MUS\$	2012 MUS\$	2013 MUS\$	2014 MUS\$	Posteriores MUS\$	Total MUS\$
1/12/2007	1/6/2015	-	-	-	-	-	47.042	47.042
1/12/2007	1/12/2028	-	-	-	-	-	172.264	172.264
30/12/2008	30/9/2025	-	-	17.296	34.668	26.332	629.001	707.297
31/8/2007	30/6/2022	7.000	13.000	15.000	16.000	18.000	246.000	315.000
		7.000	13.000	32.296	50.668	44.332	1.094.307	1.241.603

Para mayor detalle sobre los vencimientos de la deuda, ver nota 21 “Préstamos que devengan intereses”.

La Compañía no ha realizado coberturas contables de flujo de caja para transacciones altamente probables y que luego no se hayan producido.

- Monto reconocido en Otro Resultado Integral (neto de impuestos)

	2009 MUS\$	2008 MUS\$	2007 MUS\$
Montos reconocidos en el patrimonio neto	87.788	(91.142)	(17.769)

- Montos reclasificados desde Patrimonio Neto a Resultado

<i>Partidas reclasificadas a Resultado</i>	2009 MUS\$	2008 MUS\$
Amortización del Seguro moneda de la serie N, redesignado	183	-

En los ejercicios 2009 y 2008 no se rebajaron montos del patrimonio que fueron incluidos en el valor libros de los ítemes cubiertos.

- Monto por ineffectividad del programa de cobertura que fue reconocido en Resultados

	2009 MUS\$	2008 MUS\$
Monto de ineffectividad reconocida en Resultados	25.704	20.115

2) Instrumentos derivados no asignados como de cobertura

En noviembre del año 2009, AES Gener S.A. celebró contratos forward de moneda con Banco de Chile, Scotiabank y HSBC, por un monto nominal total de US\$ 62.305.626, con vencimientos entre el 30 de noviembre de 2009 y el 28 de noviembre de 2011.

Con fecha 14 y 17 de noviembre de 2008, la Sociedad celebró dos contratos de forward de moneda con Banco Crédito Inversiones por un monto nominal de MUS\$50.000 cada uno, con vencimiento el 28 de enero de 2009.

Con fecha 21 y 24 de noviembre de 2008, la Sociedad celebró tres contratos de forward de moneda con Banco Scotiabank por montos nominales de MUS\$20.000, MUS\$30.000 y MUS\$25.000, respectivamente, con vencimiento el 13 de febrero de 2009.

Adicionalmente, algunos swaps de tasa de interés y de moneda no fueron asignados en todos los períodos presentados en los estados financieros como instrumentos de cobertura. Cambios en valores razonables de estos instrumentos en períodos sin designación como cobertura fueron reconocidos en resultados.

Valores razonables de estos instrumentos son incluidos en la siguiente tabla.

			31/12/2009			
Detalle de Instrumentos Derivados	Banco Contraparte	Clasificación	Activo		Pasivo	
			Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
Forward de moneda	Varios	Activo Financiero a Valor Razonable con Cambios en Resultado	406	135	(255)	(377)
Swap Tasa de Interés	Varios	Activo Financiero a Valor Razonable con Cambios en Resultado	-	-	-	-
TOTAL			406	135	(255)	(377)

3) Derivados implícitos (con cambios en resultado)

			31/12/2009			
Detalle de Instrumentos Derivados	Clasificación	Activo		Pasivo		
		Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	
Derivado Implícito	Activo Financiero a Valor Razonable con Cambios en Resultado	9.979	-	-	-	
TOTAL		9.979	-	-	-	

10.e) Valoración de instrumentos derivados

La Compañía utiliza dos sistemas para calcular el valor razonable de los instrumentos financieros derivados: (1) el sistema de Reval Hedge Rx es utilizado para el cálculo del valor razonable de los swap de tasa de interés y tipo de cambio, y (2) el Oracle Cristal Ball Monte Carlo para el cálculo de los valores razonables del derivado implícito.

Los principales supuestos utilizados en los modelos de valoración de instrumentos derivados son los siguientes:

- Supuestos de mercado como precios históricos, spot y proyecciones de precios, riesgo de crédito y tasas observables.
- Supuestos de tasas de descuento como tasa libres de riesgo, spread soberanos y de contraparte (basados en perfiles de riesgo e información disponible en el mercado).
- Adicionalmente, se incorporan al modelo variables tales como: volatilidades, correlaciones, fórmulas de regresión y spread de mercado utilizando información observable del mercado y a través de técnicas comúnmente utilizadas por los participantes del mercado.

31/12/2008				01/01/2008			
Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
-	-	(6.944)	-	-	-	-	-
-	-	(1.699)	(5.244)	-	-	(2.506)	(5.715)
-	-	(8.643)	(5.244)	-	-	(2.506)	(5.715)

31/12/2008				01/01/2008			
Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
5.689	-	-	-	1.544	-	-	-
5.689	-	-	-	1.544	-	-	-

Metodología de valoración de instrumentos derivados

a) Coberturas de Tasa de Interés

El modelo de valoración de swap de tasa de interés proyecta las tasas de interés forwards basados en tasas spots para cada fecha intermedia y final de liquidación del instrumento, y luego descuenta los flujos utilizando la tasa LIBOR cero cupón. Los supuestos utilizados en el modelo consideran: precios y tasas observables en el mercado; tasas libres de riesgo; riesgo país y/o contraparte; otros.

b) Coberturas de Tipo de Cambio

El modelo de valoración de swap de tipo de cambio y tasa, descuenta los flujos de caja del instrumento utilizando una tasa de interés representativa, y luego convierte tales flujos a dólares estadounidenses a tipo de cambio spot. Los supuestos considerados en el modelo son precios y tasas observables en el mercado, tasas libres de riesgo, riesgo país y/o contraparte, etc.

c) Diferencia de cambios - forward

Se utilizan los precios forward de mercado observable y luego se descuentan los flujos de acuerdo a una tasa de interés representativa para calcular el valor razonable de los forward de tipo de cambio.

d) Derivado implícito

Se utiliza el modelo de Monte Carlo para medir el valor razonable del derivado implícito, el cual simula el comportamiento futuro de los precios del derivado implícito identificado en el contrato. Los principales supuestos considerados en el modelo son transacciones históricas, precios de combustibles y curvas forward.

138

Jerarquía del valor razonable de instrumentos derivados.

Los instrumentos derivados reconocidos a valor razonable en el estado de situación financiera, se clasifican según las siguientes jerarquías:

Nivel 1: Precio cotizado en un mercado activo para activos y pasivos idénticos.

Nivel 2: Supuestos diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos y pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio); y

Nivel 3: Supuestos para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado.

El supuesto utilizado en el cálculo del valor razonable utilizado por la Compañía para los swap de tasa de interés, cross currency swap y forwards de moneda recaen en el Nivel 2 de la jerarquía antes mencionada. En el caso del cálculo del valor razonable del derivado implícito y del swap del tipo de cambio recaerían en el Nivel 3 de la jerarquía, debido a que la información de mercado no es fácilmente observable.

Nota 11 - Deudores Comerciales y Otras Cuentas a Cobrar

Los saldos de deudores comerciales corresponden a operaciones del giro de la Sociedad y sus filiales, principalmente, operaciones de venta de energía, potencia y carbón.

En el rubro deudores comerciales corriente, la Compañía y su filial Sociedad Eléctrica Santiago S.A. incluyen las ventas a distribuidoras sin contrato (Resolución Ministerial N°88); ver Nota 2.18 (a) por un monto de MUS\$58.724, las cuales representan un 13% del total del rubro al 31 de diciembre de 2009, y MUS\$66.870 que representan aproximadamente un 20% del total del rubro al 31 de diciembre de 2008. Al 31 de diciembre de 2009, de acuerdo a las proyecciones de facturación realizadas por la Administración de AES Gener y su filial Sociedad Eléctrica Santiago S.A., se ha clasificado en “Deudores comerciales y otras

cuentas por cobrar, no corrientes” un monto ascendente a MUS\$61.629 (MUS\$70.913 al 31 de diciembre de 2008), debido a que estos ingresos serán cobrados en un plazo superior a un año. Los costos relacionados a estos ingresos se contabilizan dentro de los costos operacionales.

El saldo de Deudores No Corrientes al 31 de diciembre de 2009 incluye reliquidaciones de peajes por el período comprendido entre los años 2004 y 2008, según Ley N°19.940 (Ley Corta).

Los saldos de otras cuentas por cobrar corresponden principalmente a remanentes de crédito fiscal producto de mayores costos de generación y compras de equipos de construcción para los proyectos de plantas de generación.

1) La composición del rubro al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 es la siguiente:

	<i>Saldos</i>					
	31/12/2009		31/12/2008		01/01/2008	
	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
<i>Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto</i>						
Deudores comerciales, bruto	241.327	68.409	229.966	70.913	292.971	1.546
Remanente crédito fiscal, bruto	170.210	9.840	97.509	14.532	63.609	19.198
Otras cuentas por cobrar, bruto	29.279	1.044	13.577	438	10.379	365
DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR, BRUTO	440.816	79.293	341.052	85.883	366.959	21.109

	<i>Saldos</i>					
	31/12/2009		31/12/2008		01/01/2008	
	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
<i>Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto</i>						
Deudores comerciales, neto	235.689	68.409	227.080	70.913	289.641	1.546
Remanente crédito fiscal, neto	170.210	9.840	97.509	14.532	63.609	19.198
Otras cuentas por cobrar, neto	29.279	1.044	13.577	438	10.379	365
DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR, NETO	435.178	79.293	338.166	85.883	363.629	21.109

2) Activos financieros por vencer

El detalle de los activos financieros por vencer se presenta a continuación:

<i>Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar por vencer</i>	<i>Saldos</i>		
	<i>31/12/2009 MUS\$</i>	<i>31/12/2008 MUS\$</i>	<i>01/01/2008 MUS\$</i>
Con vencimiento menor de tres meses	189.858	178.328	213.559
Con vencimiento entre tres y seis meses	13.212	15.953	24.108
Con vencimiento entre seis y doce meses	38.257	35.685	55.304
Con vencimiento mayor a doce meses	68.409	70.913	1.546
TOTAL DEUDORES COMERCIALES POR VENCER	309.736	300.879	294.517

Los valores razonables de Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar no difieren significativamente de sus valores en libros.

3) Los montos correspondientes a los Deudores Comerciales y Otras Cuentas por cobrar deteriorados son los siguientes:

<i>Deudores por Venta Vencidos y No Pagados con Deterioro</i>	<i>Saldo Corriente MUS\$</i>
SALDO AL 01 DE ENERO DE 2008	3.330
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	(444)
Montos castigados	-
SALDO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008	2.886
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	2.752
Montos castigados	-
SALDO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009	5.638

Nota 12 - Saldos y Transacciones con Entidades Relacionadas

Las transacciones entre la Sociedad y sus Filiales, corresponden a operaciones habituales en cuanto a su objeto y condiciones. Estas transacciones han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta nota.

12.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

a) Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas no consolidadas son los siguientes:

<i>Cuentas por cobrar a entidades relacionadas</i>						<i>Saldos Corriente</i>		
<i>R.U.T</i>	<i>Sociedad</i>	<i>País</i>	<i>Descripción de la transacción</i>	<i>Naturaleza de la relación</i>	<i>Moneda</i>	<i>31/12/2009 MUS\$</i>	<i>31/12/2008 MUS\$</i>	<i>01/01/2008 MUS\$</i>
96.635.700-2	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Chile	Servicios Varios	Coligada	\$	148	36	7
0-E	AES Energy Storage	Argentina	Asesorías por Proyecto	Matriz Común	US\$	49	-	-
0-E	AES Corp	Estados Unidos	Servicios Varios	Matriz	US\$	5.229	255	63
0-E	AES TEG Operations, S.de R.L. de CV	México	Servicios Varios	Matriz Común	US\$	-	67	-
0-E	C.G.E. Itabo S.A. (República Dominicana)	República Dominicana	Fee de administración y operación	Matriz Común	US\$	-	-	649
TOTAL						5.426	358	719

<i>Cuentas por pagar a entidades relacionadas</i>						<i>Saldos Corriente</i>		
<i>R.U.T</i>	<i>Sociedad</i>	<i>País</i>	<i>Descripción de la transacción</i>	<i>Naturaleza de la relación</i>	<i>Moneda</i>	<i>31/12/2009 MUS\$</i>	<i>31/12/2008 MUS\$</i>	<i>01/01/2008 MUS\$</i>
0-E	AES Corp	Estados Unidos	Servicios Varios	Matriz	US\$	6.262	3.409	1.887
0-E	AES Servicios América	Argentina	Asesorías en sistema información	Matriz Común	US\$	79	1	76
0-E	AES China Generating Co.Ltd	China	Servicios Varios	Matriz Común	US\$	50	-	-
0-E	AES Alicurá	Argentina	Servicios Varios	Matriz Común	US\$	10	1	-
0-E	AES Energy Ltd	Argentina	Servicios Varios	Matriz Común	US\$	4	-	-
0-E	Compañía de Alumbrado Eléctrico de San Salvador (AES Salvador)	El Salvador	Servicios Varios	Matriz Común	US\$	69	-	-
0-E	C.G.E. Itabo S.A. (República Dominicana)	República Dominicana	Servicios Varios	Matriz Común	US\$	-	-	26
96.721.360-8	Gasoducto Gasandes S.A.	Chile	Servicio Transporte de Gas	Coligada	US\$	-	-	1.154
96.635.700-2	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Chile	Servicio Descarga Carbón	Coligada	\$	-	-	147
TOTAL						6.474	3.411	3.290

141

b) Los efectos en el estado de resultados de las transacciones con entidades relacionadas no consolidadas en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009 y 2008 son los siguientes:

Transacciones								
R.U.T.	Sociedad	País	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	31/12/2009 MUS\$	Efecto en resultados (Cargo/Abono) MUS\$	31/12/2008 MUS\$	Efecto en resultados (Cargo/Abono) MUS\$
96.635.700-2	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Chile	Coligada	Venta de Energía y Potencia	2.317	2.317	35.421	35.421
96.635.700-2	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Chile	Coligada	Compra de Energía y Potencia	17.805	(17.805)	32	(32)
96.635.700-2	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Chile	Coligada	Ingreso Otros Servicios	44	44	14	14
99.588.230-2	Compañía Transmisora del Norte Chico S.A.	Chile	Coligada	Compra de Energía y Potencia	2.382	(2.382)	2.102	(2.102)
99.588.230-2	Compañía Transmisora del Norte Chico S.A.	Chile	Coligada	Costo Uso Sistema Transmisión	33	(33)	10	(10)
99.588.230-2	Compañía Transmisora del Norte Chico S.A.	Chile	Coligada	Ingreso Uso Sistema Transmisión	550	550	1.279	1.279
0-E	Gasoducto Gasandes Argentina S.A.	Argentina	Coligada	Dividendos Recibidos	1.327	1.327	2.947	2.947
77.345.310-1	CDEC SING Limitada	Chile	Coligada	Servicios de Coordinación	211	(211)	404	(404)
77.286.570-8	CDEC SIC Limitada	Chile	Coligada	Servicios de Coordinación	405	(405)	425	(425)
TOTAL					25.074	(16.598)	42.634	36.688

142

Las transacciones con empresas relacionadas en general, corresponden a transacciones propias del giro de la Sociedad y sus filiales, realizadas de acuerdo con las normas legales en condiciones de equidad en cuanto a plazo se refiere y a precios de mercado.

A la fecha de los presentes estados financieros, no existen provisiones por deudas de dudoso cobro.

12.2 Directorio y Alta Administración

AES Gener S.A. es administrada por un Directorio compuesto por siete directores titulares y sus respectivos suplentes, los que son elegidos por un período de tres años en la Junta General Ordinaria de Accionistas.

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 50 bis de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas, AES Gener S.A. y filiales cuenta con un Comité de Directores compuesto por 3 miembros, que tienen las facultades contempladas en dicho artículo.

a) Saldos y transacciones con miembros de Directorio y Alta Administración

No existen saldos pendientes por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus Directores y miembros de la alta Administración.

En los ejercicios cubiertos por estos estados financieros no se efectuaron transacciones entre la Sociedad y sus Directores y miembros de la alta Administración.

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

No existen garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Gerencia.

No existen planes de retribución a la cotización de la acción.

b) Remuneración del Directorio

Los estatutos de AES Gener S.A. establecen que sus directores no perciben remuneración por el ejercicio de su cargo.

Durante los ejercicios cubiertos por estos estados financieros, los directores de la Compañía no percibieron ninguna clase de remuneraciones, ni gastos de representación, viáticos, regalías, ni ningún otro estipendio. Lo anterior, sin perjuicio de la remuneración que perciben aquellos directores que son miembros del Comité de Directores y cuyo monto se encuentra detallado en el acápite siguiente.

En la Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 28 de abril de 2009, se acordó fijar la suma de 160 Unidades de Fomento como remuneración de los miembros del Comité de Directores de AES Gener S.A. para el ejercicio 2009. Durante los períodos cubiertos por estos estados financieros, las remuneraciones pagadas a los miembros del Comité de Directores y a los Directores de filiales, ascienden a los montos detallados en los siguientes cuadros

		31/12/2009		
<i>Retribución Directorio</i>		<i>Directorio AES Gener</i>	<i>Directorio de Filiales</i>	<i>Comité de Directores</i>
<i>Nombre</i>	<i>Cargo</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>
ANDRES GLUSKI	PRESIDENTE	-	-	-
ANDREW VESEY	DIRECTOR	-	-	-
BERNERD DA SANTOS	DIRECTOR	-	-	-
ARMINIO BORJAS	DIRECTOR	-	-	-
JORGE RODRIGUEZ GROSSI	DIRECTOR	-	-	72
AXEL JUAN CHRISTENSEN	DIRECTOR	-	-	17
IVAN DIAZ-MOLINA	DIRECTOR	-	-	50
JUAN ANDRES CAMUS CAMUS	DIRECTOR	-	-	79
TOTAL		-	-	218

		31/12/2008		
<i>Retribución Directorio</i>		<i>Directorio AES Gener</i>	<i>Directorio de Filiales</i>	<i>Comité de Directores</i>
<i>Nombre</i>	<i>Cargo</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>
ANDRES GLUSKI	PRESIDENTE	-	-	-
ANDREW VESEY	DIRECTOR	-	-	-
BERNERD DA SANTOS	DIRECTOR	-	-	-
ARMINIO BORJAS	DIRECTOR	-	-	-
JUAN ANDRES CAMUS CAMUS	DIRECTOR	-	-	56
JORGE RODRIGUEZ GROSSI	DIRECTOR	-	-	76
AXEL JUAN CHRISTENSEN	DIRECTOR	-	-	89
TOTAL		-	-	221

c) Remuneración global de los Ejecutivos que no son Directores

La remuneración global de los Ejecutivos de la Compañía durante el ejercicio terminado en diciembre de 2009 y 2008 ascendió a la cantidad de MUS\$6.619 y MUS\$4.674 respectivamente. Ello incluye remuneración fija mensual, bonos variables según desempeño y resultados corporativos por sobre el ejercicio anterior y compensaciones de largo plazo. Los Ejecutivos de la Compañía se desempeñan en las siguientes Gerencias: Gerencia General, de Explotación, de Producción, de Regulación y Negocios, de Operaciones, de Asuntos Legales y Corporativos, de Ingeniería y Construcción, de Desarrollo, de Finanzas, Comunicaciones, de Filiales y Proyectos.

AES Gener S.A. tiene para sus ejecutivos un plan de bonos anuales por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la empresa. Estos incentivos están estructurados en un mínimo y máximo de remuneraciones brutas y son canceladas una vez al año.

Nota 13 - Inventarios

Los inventarios han sido valorizados de acuerdo a lo indicado en Nota 2.12 e incluyen lo siguiente

<i>Clases de Inventarios</i>	<i>Saldos</i>		
	<i>31/12/2009</i> <i>MUS\$</i>	<i>31/12/2008</i> <i>MUS\$</i>	<i>01/01/2008</i> <i>MUS\$</i>
Carbón	34.806	43.276	19.355
Petróleo	5.588	5.192	6.726
Materiales	6.021	5.828	4.964
Carbón en tránsito	4.175	13.861	9.205
Materiales importados en tránsito	46	322	-
Otros inventarios	1.464	927	1.278
TOTAL	52.100	69.406	41.528

<i>Información a Revelar sobre Inventarios</i>	<i>31/12/2009</i> <i>MUS\$</i>	<i>31/12/2008</i> <i>MUS\$</i>
Importe de rebajas de importes de los inventarios	(1.981)	(2.550)
Importe de reversión de rebajas de importes de inventarios	875	983
Costos de inventarios reconocidos como gasto durante el ejercicio	(341.886)	(598.333)

Las reversiones de rebajas de inventarios están dadas principalmente por las liquidaciones de inventario de carbón que tienen lugar durante el ejercicio.

Nota 14 - Pagos Anticipados

Al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, el detalle es el siguiente:

<i>Pagos Anticipados</i>	<i>Saldos</i>					
	<i>Corriente</i>			<i>No corriente</i>		
	<i>31/12/2009</i>	<i>31/12/2008</i>	<i>01/01/2008</i>	<i>31/12/2009</i>	<i>31/12/2008</i>	<i>01/01/2008</i>
	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>
Seguros Anticipados	8.330	9.099	3.106	3.117	5.142	-
Contrato Chilquinta	133	400	932	-	-	-
Otros servicios asociados a proyectos	7.500	-	-	-	-	-
Otros	30	40	481	-	-	-
TOTAL	15.993	9.539	4.519	3.117	5.142	-

Nota 15 - Cuentas por Cobrar y Pagar por Impuestos Corrientes

Las cuentas por cobrar por impuestos al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, respectivamente, son las siguientes:

	<i>31/12/2009</i>	<i>31/12/2008</i>	<i>01/01/2008</i>
	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>
Pagos provisionales mensuales	765	2.553	1.545
Crédito de fuente extranjera	-	4.228	8.130
PPM absorción utilidades	-	841	1.193
Crédito donaciones	3	90	106
Crédito activo fijo	112	170	200
Créditos norma argentina	183	26	31
Otros	103	186	324
TOTAL	1.166	8.094	11.529

Por otra parte el detalle de las cuentas por pagar por impuestos corrientes (que no implican una posición neta del recuadro anterior) es el siguiente:

	31/12/2009 MUS\$	31/12/2008 MUS\$	01/01/2008 MUS\$
Provisión PPM Mensuales	1.010	1.112	608
Provisión impuestos gastos rechazados	733	565	557
Provisión impuesto Primera Categoría	38.158	24.449	28.003
Otros	3	838	1.354
Menos:			
Impuestos por recuperar PPM	(5.891)	(13.009)	(11.769)
PPM por absorción de utilidades tributables	(1.027)	(32)	(22)
Impuestos por recuperar corriente	(3.200)	(3.294)	(3.085)
Otros créditos varios	(637)	(131)	(77)
TOTAL	29.149	10.498	15.569

146

Nota 16 - Otros Activos

Al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, respectivamente, el detalle de otros activos es el siguiente:

	Saldos					
	Corriente			No corriente		
	31/12/2009 MUS\$	31/12/2008 MUS\$	01/01/2008 MUS\$	31/12/2009 MUS\$	31/12/2008 MUS\$	01/01/2008 MUS\$
Otros activos						
Garantía Gasandes (a)	-	-	-	18.056	18.071	-
Contrato de mantención y operación	446	-	-	1.800	1.934	3.304
Impuestos por recuperar (b)	-	-	-	5.013	7.041	12.696
Otros	-	-	-	14	12	489
TOTAL	446	-	-	24.883	27.058	16.489

a) Corresponde a cobro de boletas de garantía emitidas en favor de Gasoducto Gasandes S.A. y Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A. por parte de la filial Sociedad Eléctrica Santiago S.A. (Nota 33).

b) Corresponde a créditos por impuesto a las ganancias e impuesto mínimo presunto generado por Gener Argentina S.A., Termoandes S.A. e Interandes S.A.

Nota 17 - Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación

A continuación se incluye información detallada de las coligadas al 31 de diciembre de 2009 y 2008.

<i>Inversiones en Coligadas</i>	<i>País de origen</i>	<i>Moneda Funcional</i>	<i>Porcentaje de participación</i>	<i>Porcentaje poder de votos</i>	<i>Saldo al 31/12/2008</i> MUS\$	<i>Participación en Ganancia (Pérdida)</i> MUS\$	<i>Otro Incremento (Decremento)</i> MUS\$	<i>Saldo al 31/12/2009</i> MUS\$
Empresa Eléctrica Guacolda S.A	Chile	US\$	50,00%	50,00%	177.361	28.049	18.860	224.270
Menor Valor Inversión - Guacolda	Chile	US\$	-	-	708	-	-	708
TOTALES					178.069	28.049	18.860	224.978

<i>Inversiones en Coligadas</i>	<i>País de origen</i>	<i>Moneda Funcional</i>	<i>Porcentaje de participación</i>	<i>Porcentaje poder de votos</i>	<i>Saldo al 01/01/2008</i> MUS\$	<i>Participación en Ganancia (Pérdida)</i> MUS\$	<i>Otro Incremento (Decremento)</i> MUS\$	<i>Saldo al 31/12/2008</i> MUS\$
Empresa Eléctrica Guacolda S.A	Chile	US\$	50,00%	50,00%	173.406	7.818	(3.863)	177.361
Menor Valor Inversión - Guacolda	Chile	US\$	-	-	708	-	-	708
Empresa Eléctrica - CGE Itabo (a)	R. Dominicana	\$ Dominicanos	25,01%	25,01%	69.781	5.310	(75.091)	-
TOTALES					243.895	13.128	(78.954)	178.069

(a) Con fecha 7 de agosto de 2008, AES Gener procedió a vender las inversiones en las sociedades dominicanas Empresa Generadora de Electricidad Itabo S.A. y New Caribbean Investment S.A. por un precio total de MUS\$68.000, pago contado.

La empresa coligada Guacolda puede repartir dividendos siempre y cuando:

- (i) no esté en un evento de incumplimiento en sus contratos de crédito,
- (ii) tenga las cuentas de reserva de su deuda fondeadas o cubiertas por boletas de garantía y,
- (iii) cumpla con ratio de cobertura de deuda que aumenta inversamente a su capacidad contratada.

A continuación se presenta información al 31 de diciembre de 2009 y 2008 de los estados financieros de la sociedad contabilizada por el método de la participación:

31/12/2009								
<i>Inversiones en Coligadas</i>	% Participación	Activos corrientes MUS\$	Activos no corrientes MUS\$	Pasivos corrientes MUS\$	Pasivos no corrientes MUS\$	Ingresos Ordinarios MUS\$	Gastos Ordinarios MUS\$	Ganancia (Pérdida) neta MUS\$
Empresa Eléctrica Guacolda S.A	50,00%	156.689	1.079.217	81.982	700.770	359.739	303.642	56.097
TOTALES		156.689	1.079.217	81.982	700.770	359.739	303.642	56.097

31/12/2008								
<i>Inversiones en Coligadas</i>	% Participación	Activos corrientes MUS\$	Activos no corrientes MUS\$	Pasivos corrientes MUS\$	Pasivos no corrientes MUS\$	Ingresos Ordinarios MUS\$	Gastos Ordinarios MUS\$	Ganancia (Pérdida) neta MUS\$
Empresa Eléctrica Guacolda S.A	50,00%	204.884	908.199	121.732	632.013	358.596	342.960	15.636
TOTALES		204.884	908.199	121.732	632.013	358.596	342.960	15.636

148

Nota 18 - Activos Intangibles

El detalle y movimiento de las principales clases de activos intangibles, se muestran a continuación, los cuales fueron valorizados de acuerdo a lo indicado en Nota 2.7

<i>Activos intangibles neto</i>	31/12/2009 MUS\$	31/12/2008 MUS\$	01/01/2008 MUS\$
Plusvalía comprada	7.309	7.309	7.309
Activos intangibles de vida finita	1.411	1.736	2.397
Activos intangibles de vida indefinida	8.728	7.091	3.102
Activos Intangibles Neto	17.448	16.136	12.808
Programas informáticos	1.398	1.720	2.376
Servidumbres	6.183	4.674	742
Derechos de agua	2.351	2.225	2.172
Otros activos intangibles identificables	207	208	209
ACTIVOS INTANGIBLES IDENTIFICABLES NETO	10.139	8.827	5.499

	31/12/2009	31/12/2008	01/01/2008
	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Activos intangibles brutos			
Plusvalía comprada	7.309	7.309	7.309
Activos intangibles de vida finita	6.120	5.934	5.806
Activos intangibles de vida indefinida	8.728	7.091	3.102
Activos Intangibles Bruto	22.157	20.334	16.217
Programas informáticos	6.046	5.863	5.734
Servidumbres	6.230	4.716	781
Derechos de agua	2.351	2.225	2.172
Otros activos intangibles identificables	221	221	221
ACTIVOS INTANGIBLES IDENTIFICABLES BRUTO	14.848	13.025	8.908
Amortización acumulada y deterioro del valor			
	31/12/2009	31/12/2008	01/01/2008
	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Programas informáticos	(4.650)	(4.143)	(3.358)
Servidumbres	(45)	(42)	(39)
Otros activos intangibles identificables	(14)	(13)	(12)
AMORTIZACIÓN ACUMULADA Y DETERIORO DEL VALOR, ACTIVOS INTANGIBLES IDENTIFICABLES	(4.709)	(4.198)	(3.409)

Las servidumbres de paso y derechos de agua, normalmente, no tienen vida útil definida, por cuanto se establece en las escrituras y resoluciones que son de carácter perpetuas y permanentes continuos, respectivamente. Estas consideraciones no han sufrido modificación contractual ni legal a la fecha. La amortización acumulada de servidumbres al 31 de diciembre de 2009 y 2008 corresponde exclusivamente a la servidumbre de la Línea Charrúa-Bucalemu de su filial Energía Verde S.A., la cual tiene una vida útil definida relacionada con la duración del contrato subyacente.

<i>Vidas útiles estimadas o tasas de amortización utilizadas</i>	<i>Vida útil Máxima</i>	<i>Vida útil Mínima</i>
Vida o tasa para programas informáticos	5	2
Servidumbres	Indefinida	Indefinida
Derechos de agua	Indefinida	Indefinida
Vida o tasa para otros activos intangibles identificables	40	2

<i>Movimientos en Activos Intangibles</i>	2009					
	<i>Programas Informáticos MUS\$</i>	<i>Servidumbres MUS\$</i>	<i>Derechos de agua MUS\$</i>	<i>Otros Activos Intangibles Identificables MUS\$</i>	<i>Plusvalía Comprada MUS\$</i>	<i>Activos Intangibles, Neto MUS\$</i>
Saldo Inicial al 01/01/2009	1.720	4.674	2.225	208	7.309	16.136
Adiciones	728	1.512	126	-	-	2.366
Amortización	(1.039)	(3)	-	(1)	-	(1.043)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera	(11)	-	-	-	-	(11)
TOTAL CAMBIOS	(322)	1.509	126	(1)	-	1.312
SALDO FINAL ACTIVOS INTANGIBLES IDENTIFICABLES AL 31.12.2009	1.398	6.183	2.351	207	7.309	17.448

<i>Movimientos en Activos Intangibles</i>	2008					
	<i>Programas Informáticos MUS\$</i>	<i>Servidumbres MUS\$</i>	<i>Derechos de agua MUS\$</i>	<i>Otros Activos Intangibles Identificables MUS\$</i>	<i>Plusvalía Comprada MUS\$</i>	<i>Activos Intangibles, Neto MUS\$</i>
Saldo Inicial al 01/01/2008	2.376	742	2.172	209	7.309	12.808
Adiciones	875	3.935	68	-	-	4.878
Desapropiaciones	-	-	(15)	-	-	(15)
Amortización	(1.540)	(3)	-	(1)	-	(1.544)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera	9	-	-	-	-	9
TOTAL CAMBIOS	(656)	3.932	53	(1)	-	3.328
SALDO FINAL ACTIVOS INTANGIBLES IDENTIFICABLES AL 31.12.2008	1.720	4.674	2.225	208	7.309	16.136

<i>Activos Intangibles Identificables Individuales Significativos</i>	<i>Importe en libros de activo intangible identificables significativos MUS\$</i>	<i>Periodo de amortización restante de activo intangible identificables significativos</i>
Servidumbre Agrícola Konavle Ltda. Rep.486/2008	1.808	Indefinido
Derechos de Agua Rio Colorado afluente Rio Miapo	1.800	Indefinido
ERP SAP Project	788	22 Meses

<i>Compañía</i>	Plusvalía Comprada		
	<i>Saldo final 31/12/2009 MUS\$</i>	<i>Saldo final 31/12/2008 MUS\$</i>	<i>Saldo inicial 01/01/2008 MUS\$</i>
Eléctrica Santiago	7.309	7.309	7.309
TOTAL	7.309	7.309	7.309

Nota 19 - Propiedades, Planta y Equipos

El detalle de los saldos de las distintas categorías del activo fijo durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, se muestran en la tabla siguiente:

<i>Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Neto</i>	<i>31/12/2009</i> <i>MUS\$</i>	<i>31/12/2008</i> <i>MUS\$</i>	<i>01/01/2008</i> <i>MUS\$</i>
Construcciones en curso	1.458.112	795.718	215.075
Terrenos	40.354	36.543	27.049
Edificios	318.294	319.981	318.233
Planta y equipos	2.121.648	2.030.464	2.175.285
Equipamiento de tecnología de la información	4.252	786	546
Instalaciones fijas y accesorios	2.181	1.946	2.017
Vehículos de motor	776	677	664
Otras propiedades, planta y equipos	16.722	674	747
TOTALES	3.962.339	3.186.789	2.739.616

<i>Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Bruto</i>	<i>31/12/2009</i> <i>MUS\$</i>	<i>31/12/2008</i> <i>MUS\$</i>	<i>01/01/2008</i> <i>MUS\$</i>
Construcciones en curso	1.458.112	795.718	215.075
Terrenos	40.354	36.543	27.049
Edificios	383.527	373.801	362.174
Planta y equipos	2.701.320	2.500.885	2.558.017
Equipamiento de tecnología de la información	7.330	2.894	2.704
Instalaciones fijas y accesorios	5.163	4.839	4.621
Vehículos de motor	1.960	1.692	1.445
Otras propiedades, planta y equipos	17.350	1.176	1.176
TOTALES	4.615.116	3.717.548	3.172.261

El monto de construcciones en curso corresponde principalmente a las inversiones asociadas a los proyectos Nueva Ventanas, Angamos, Campiche y otras menores.

El 22 de junio de 2009, la Corte Suprema ha ratificado la decisión de la Corte de Apelaciones de Valparaíso de revocar el permiso ambiental originalmente otorgado al Proyecto Campiche, en el entendido que la regulación relevante de suelos no permitía la construcción de la Central. De acuerdo a lo mencionado en la Nota 33.4.i), la Administración cree que es probable que el proyecto será finalizado.

Durante el año 2009, la Central Santa Lidia con una potencia de 139MW (bruta) fue puesta en funcionamiento y a partir de ese momento se empezó a depreciar.

<i>Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo</i>	31/12/2009 MUS\$	31/12/2008 MUS\$	01/01/2008 MUS\$
Edificios	(65.233)	(53.820)	(43.941)
Planta y equipos	(579.672)	(470.421)	(382.732)
Equipamiento de tecnología de la información	(3.078)	(2.108)	(2.158)
Instalaciones fijas y accesorios	(2.982)	(2.893)	(2.604)
Vehículos de motor	(1.184)	(1.015)	(781)
Otras propiedades, planta y equipos	(628)	(502)	(429)
TOTALES	(652.777)	(530.759)	(432.645)

A continuación se indican las vidas útiles correspondientes a los activos más relevantes de la Sociedad.

153

<i>Método Utilizado para la Depreciación de Propiedades, Planta y Equipo (Vida)</i>	<i>Explicación de la tasa</i>	<i>Vida Mínima</i>	<i>Vida Máxima</i>
Vida para edificios	Años	20	40
Vida para planta y equipo	Años	5	45
Vida para equipamiento de tecnologías de la información	Años	2	5
Vida para instalaciones fijas y accesorios	Años	2	20
Vida para vehículos de motor	Años	2	5
Vida para otras propiedades, planta y equipo	Años	5	25

<i>Información Adicional a Revelar en Propiedades, Planta y Equipos</i>	Período Actual MUS\$	Período Anterior MUS\$
Importe de desembolsos sobre cuentas de Propiedades, planta y equipo en proceso de construcción	864.719	656.952
Importe de compromisos por la adquisición de Propiedades, planta y equipo	1.048.864	1.733.147

A continuación se presenta el movimiento de propiedades, planta y equipos durante el ejercicio 2009 y 2008.

<i>Movimiento año 2009</i>		<i>Construcción en Curso MUS\$</i>	<i>Terrenos MUS\$</i>	<i>Edificios, Neto MUS\$</i>
	Saldo Inicial al 1 de enero de 2009	795.718	36.543	319.981
Cambios	Adiciones	822.234	4.203	-
	Desapropiaciones	-	(510)	-
	Retiros	-	-	(59)
	Gasto por depreciación	-	-	(11.480)
	Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	328	112	74
	Obras terminadas	(160.168)	6	9.778
<i>Total Cambios</i>		<i>662.394</i>	<i>3.811</i>	<i>(1.687)</i>
SALDO FINAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009		1.458.112	40.354	318.294

154

<i>Movimiento año 2008</i>		<i>Construcción en Curso MUS\$</i>	<i>Terrenos MUS\$</i>	<i>Edificios, Neto MUS\$</i>
	Saldo Inicial al 1 de enero de 2008	215.075	27.049	318.233
Cambios	Adiciones	613.575	9.599	9.163
	Desapropiaciones	-	-	-
	Retiros	-	(1)	(1.302)
	Gasto por depreciación	-	-	(10.471)
	Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(202)	(131)	(24)
	Obras terminadas	(32.730)	27	4.382
<i>Total Cambios</i>		<i>580.643</i>	<i>9.494</i>	<i>1.748</i>
SALDO FINAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008		795.718	36.543	319.981

<i>Planta y Equipos, Neto MUS\$</i>	<i>Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto MUS\$</i>	<i>Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto MUS\$</i>	<i>Vehículos de Motor, Neto MUS\$</i>	<i>Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto MUS\$</i>	<i>Propiedades, Planta y Equipo, Neto MUS\$</i>
2.030.464	786	1.946	677	674	3.186.789
6.438	1.131	192	398	16.174	850.770
(135)	(3)	-	(28)	-	(676)
(4.383)	-	-	-	-	(4.442)
(116.639)	(1.130)	(471)	(360)	(126)	(130.206)
58.773	498	323	(4)	-	60.104
147.130	2.970	191	93	-	-
91.184	3.466	235	99	16.048	775.550
2.121.648	4.252	2.181	776	16.722	3.962.339

155

<i>Planta y Equipos, Neto MUS\$</i>	<i>Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto MUS\$</i>	<i>Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto MUS\$</i>	<i>Vehículos de Motor, Neto MUS\$</i>	<i>Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto MUS\$</i>	<i>Propiedades, Planta y Equipo, Neto MUS\$</i>
2.175.285	546	2.017	664	747	2.739.616
5.122	600	306	222	-	638.587
-	-	-	(9)	-	(9)
(9.512)	(3)	(2)	(1)	-	(10.821)
(93.535)	(333)	(371)	(251)	(73)	(105.034)
(75.020)	(31)	(134)	(8)	-	(75.550)
28.124	7	130	60	-	-
(144.821)	240	(71)	13	(73)	447.173
2.030.464	786	1.946	677	674	3.186.789

Los costos por intereses capitalizados acumulados y la tasa efectiva promedio de deuda de la Compañía se detallan a continuación:

<i>Detalle</i>	31/12/2009 MUS\$	31/12/2008 MUS\$
Importe de los costos por intereses capitalizados, Propiedades, planta y equipo	34.229	19.045
Tasa de capitalización de costos por intereses capitalizados, Propiedades, planta y equipo	6,14%	6,01%

La Compañía y sus filiales poseen contratos de seguro con respecto a sus plantas de generación, incluyendo pólizas de todo riesgo y perjuicios por interrupción de negocios, los cuales cubren entre otras cosas, daños causados por incendios, inundación y sismo.

Información adicional sobre activos en arriendo

Arrendamiento financiero por clase de activos donde el Grupo es el arrendatario

<i>Propiedades, planta y equipos en arrendamiento financiero Neto</i>	31/12/2009 MUS\$	31/12/2008 MUS\$	01/01/2008 MUS\$
Edificio en arrendamiento financiero	7.617	8.196	-
Planta y equipo bajo arrendamiento financiero	9.398	5.390	6.067
Equipamiento de tecnologías de la información bajo arrendamientos financieros	782	307	30
Instalaciones fijas y accesorios, bajo arrendamiento financiero	105	-	-
TOTAL PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPOS EN ARRENDAMIENTO FINANCIERO NETO	17.902	13.893	6.097

156

Reconciliación de los pagos mínimos del arrendamiento financiero

<i>Reconciliación de los pagos mínimos del arrendamiento financiero, arrendatario</i>	31/12/2009			31/12/2008			01/01/2008		
	<i>Bruto</i> MUS\$	<i>Interés</i> MUS\$	<i>Valor</i> <i>Presente</i> MUS\$	<i>Bruto</i> MUS\$	<i>Interés</i> MUS\$	<i>Valor</i> <i>Presente</i> MUS\$	<i>Bruto</i> MUS\$	<i>Interés</i> MUS\$	<i>Valor</i> <i>Presente</i> MUS\$
Menor a un año	1.874	898	976	195	9	186	2	-	2
Entre un año y cinco años	4.796	2.246	2.550	322	6	316	-	-	-
Más de cinco años	53.609	31.910	21.699	36.208	24.673	11.535	41.227	28.680	12.547
TOTAL	60.279	35.054	25.225	36.725	24.688	12.037	41.229	28.680	12.549

Informaciones sobre arrendamientos operativos donde el Grupo es el arrendatario

	31/12/2009			31/12/2008			01/01/2008		
	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor Presente MUS\$	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor Presente MUS\$	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor Presente MUS\$
Pagos futuros mínimos del arrendamiento no cancelables, arrendatarios									
Menor a un año	3.501	-	3.501	1.430	-	1.430	1.430	-	1.430
Entre un año y cinco años	6.120	-	6.120	5.719	-	5.719	5.719	-	5.719
Más de cinco años	10.842	-	10.842	12.271	-	12.271	13.820	-	13.820
TOTAL	20.463	-	20.463	19.420	-	19.420	20.969	-	20.969

Reconciliación de los pagos mínimos del arrendamiento financiero donde el Grupo es el arrendador

	31/12/2009			31/12/2008			01/01/2008		
	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor Presente MUS\$	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor Presente MUS\$	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor Presente MUS\$
Reconciliación de los pagos mínimos del arrendamiento financiero, arrendador									
Menor a un año	266	60	206	258	76	182	251	94	157
Entre un año y cinco años	576	55	521	842	115	727	1.100	191	909
Más de cinco años	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	842	115	727	1.100	191	909	1.351	285	1.066

	31/12/09 MUS\$	31/12/2008 MUS\$	01/01/2008 MUS\$
Ingresos financieros no acumulados (o no devengados) de arrendamientos financieros			
Ingresos financieros no acumulados (o no devengados) de arrendamientos financieros	115	191	285

Nota 20 - Impuestos Diferidos

Los saldos de activos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 son detallados en el siguiente cuadro:

<i>Activos por impuestos diferidos</i>	31/12/2009 MUS\$	31/12/2008 MUS\$	01/01/2008 MUS\$
Amortizaciones	6	15	-
Provisiones	4.136	3.247	3.259
Beneficios post-empleo	2.328	-	79
Revaluaciones de instrumentos financieros	11.206	24.192	4.020
Pérdidas fiscales	29.189	34.510	42.094
Ingresos diferidos	6.521	7.378	7.268
Deudas (diferencia tasa efectiva y carátula)	3.007	1.637	1.198
Obligaciones por leasing	4.378	3.119	2.139
Gastos por financiamiento	274	-	-
Otros	3.819	1.586	5.097
TOTALES	64.864	75.684	65.154

158

Los saldos de pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008 son detallados en el siguiente cuadro:

<i>Pasivos por impuestos diferidos</i>	31/12/2009 MUS\$	31/12/2008 MUS\$	01/01/2008 MUS\$
Depreciaciones	390.567	376.835	366.750
Amortizaciones	1.064	1.452	1.758
Provisiones	213	132	79
Obligaciones por beneficios post-empleo	-	341	-
Revaluaciones de instrumentos financieros	20.966	3.421	541
Deudas (diferencia tasa efectiva y carátula)	6.645	4.980	5.652
Gastos por financiamiento	8.778	4.950	1.647
Otros	1.789	1.473	890
TOTALES	430.022	393.584	377.317
SALDO NETO DE ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS DIFERIDOS	(365.158)	(317.900)	(312.163)

Conciliación entre saldos de balance y cuadros de impuestos diferidos

<i>Estados Financieros</i>	31/12/2009 MUS\$	31/12/2008 MUS\$	01/01/2008 MUS\$
Activo por impuestos diferidos	11.734	25.627	4.041
Pasivo por impuestos diferidos	376.892	343.527	316.204
POSICIÓN NETA DE IMPUESTOS DIFERIDOS	(365.158)	(317.900)	(312.163)

<i>Impuestos Diferidos</i>	31/12/2009 MUS\$	31/12/2008 MUS\$	01/01/2008 MUS\$
Activo por impuestos diferidos	64.864	75.684	65.154
Pasivo por impuestos diferidos	430.022	393.584	377.317
POSICIÓN NETA DE IMPUESTOS DIFERIDOS	(365.158)	(317.900)	(312.163)

Los movimientos de activo y pasivo por impuestos diferidos en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009 y 2008 fueron los siguientes:

<i>Movimientos en activos por impuestos diferidos</i>	31/12/2009 MUS\$	31/12/2008 MUS\$
Activos por impuestos diferidos, Saldo inicial	75.684	65.154
Incremento (decremento) en activos por impuestos diferidos	(11.050)	10.807
Incremento (decremento) en el cambio de la moneda extranjera, activos por impuestos diferidos	230	(277)
Cambios en activos por impuestos diferidos, Total	(10.820)	10.530
ACTIVOS POR IMPUESTOS DIFERIDOS, SALDO FINAL	64.864	75.684

<i>Movimientos en pasivos por impuestos diferidos</i>	31/12/2009 MUS\$	31/12/2008 MUS\$
Pasivos por impuestos diferidos, Saldo inicial	393.584	377.317
Incremento (decremento) en pasivos por impuestos diferidos	29.780	24.864
Incremento (decremento) en el cambio de la moneda extranjera, pasivos por impuestos diferidos	6.658	(8.597)
Cambios en pasivos por impuestos diferidos, Total	36.438	16.267
PASIVOS POR IMPUESTOS DIFERIDOS, SALDO FINAL	430.022	393.584

Nota 21 - Préstamos que Devengan Intereses

Al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, el detalle es el siguiente:

1) Clases de préstamos que acumulan (devengan) intereses:

Clases de préstamos que devengan intereses	31/12/2009		31/12/2008		01/01/2008	
	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
Préstamos Bancarios	26.425	716.140	29.902	332.095	21.613	108.204
Obligaciones con Público	31.484	989.599	22.035	752.895	18.089	789.930
Obligaciones por Leasing	976	24.249	533	17.766	12.584	2
TOTAL	58.885	1.729.988	52.470	1.102.756	52.286	898.136

2) Préstamos Bancarios

A continuación se detallan los préstamos bancarios por institución financiera, monedas, tasas y vencimientos al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre 2008 y 1 de enero de 2008:

Nombre Acreedor	Moneda	Tipo de Amortización	Tasa Carátula	Año Vencimiento	Corriente			No Corriente		
					Vencimiento 1 a 3 meses MUS\$	Vencimiento 3 a 12 meses MUS\$	Total Corriente al 31/12/2009 MUS\$	Vencimiento 1 a 5 años MUS\$	Vencimiento 5 o más años MUS\$	Total no corriente al 31/12/2009 MUS\$
Sindicato de Bancos - BNP PARIBAS	US\$	Mensual / Semestral	1,88%	2025	571	-	571	58.329	318.164	376.493
Fortis Bank S.A./ NV, NY Branch	US\$	Mensual	1,19%	2022	325	7.561	7.886	79.245	276.704	355.949
Bancolombia	Col\$	Trimestral	7,65%	2011	3.102	9.305	12.407	13.350	-	13.350
Otros préstamos bancarios					-	6.098	6.098	21.000	-	21.000
TOTAL					3.998	22.964	26.962	171.924	594.868	766.792

Nombre Acreedor	Moneda	Tipo de Amortización	Tasa Carátula	Año Vencimiento	Corriente			No Corriente		
					Vencimiento 1 a 3 meses	Vencimiento 3 a 12 meses	Total Corriente al 31/12/2008	Vencimiento 1 a 5 años	Vencimiento 5 o más años	Total no corriente al 31/12/2008
					MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Fortis Bank S.A./ NV, NY Branch	US\$	Mensual	2,87%	2022	662	-	662	56.203	240.225	296.428
Sindicato de Bancos - BNP PARIBAS	US\$	Mensual	4,41%	2025	119	-	119	1.322	10.895	12.217
Bancolombia	Col\$	Trimestral	12,20%	2011	2.946	8.838	11.784	22.977	-	22.977
Otros préstamos bancarios					2.524	13.293	15.817	35.241	-	35.241
TOTAL					6.251	22.131	28.382	115.743	251.120	366.863

Nombre Acreedor	Moneda	Tipo de Amortización	Tasa Carátula	Año Vencimiento	Corriente			No Corriente		
					Vencimiento 1 a 3 meses	Vencimiento 3 a 12 meses	Total Corriente al 01/01/2008	Vencimiento 1 a 5 años	Vencimiento 5 o más años	Total no corriente al 01/01/2008
					MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Fortis Bank S.A./ NV, NY Branch	US\$	Mensual	6,20%	2022	89	-	89	2.752	17.510	20.262
Bancolombia	Col\$	Trimestral	9,53%	2011	3.202	11.283	14.485	37.648	-	37.648
Otros préstamos bancarios					-	6.344	6.344	67.186	-	67.186
TOTAL					3.291	17.627	20.918	107.586	17.510	125.096

3) A continuación se detallan las obligaciones con público al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre 2008 y 1 de enero de 2008

N° de Inscripción o Identificación del instrumento	Serie	Moneda o Unidad de Reajuste	Tasa Carátula	Plazo Final	Corriente			No Corriente		
					Vencimiento 1 a 3 meses	Vencimiento 3 a 12 meses	Total Corriente 31/12/2009	Vencimiento 1 a 5 años	Vencimiento 5 o más años	Total no corriente 31/12/2009
					MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Bono Serie O	Serie O	U.F.	3,40%	1/6/2015	-	2.623	2.623	10.500	48.350	58.850
Bono Serie N	Serie N	U.F.	4,10%	1/12/2028	-	12.820	12.820	51.314	284.510	335.824
Bonos Rule 144 A/REG S	Bonos USD	US\$	7,50%	25/3/2014	15.000	15.000	30.000	505.000	-	505.000
Bonos Ordinarios 214	Serie Q Serie B	US\$ U.F.	8,00% 7,50%	1/4/2019 15/10/2024	- -	15.378 1.229	15.378 1.229	61.513 4.374	265.203 38.353	326.716 42.727
Bonos ordinarios	Unica	US\$	9,75%	30/12/2014	-	16.575	16.575	252.875	-	252.875
TOTAL					15.000	63.625	78.625	885.576	636.416	1.521.992

N° de Inscripción o Identificación del Instrumento	Serie	Moneda o Unidad de Reajuste	Tasa Carátula	Plazo Final	Corriente			No Corriente		
					Vencimiento 1 a 3 meses	Vencimiento 3 a 12 meses	Total Corriente 31/12/2008	Vencimiento 1 a 5 años	Vencimiento 5 o más años	Total no corriente 31/12/2008
					MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Bono Serie O	Serie O	U.F.	3,40%	1/6/2015	-	2.623	2.623	10.500	50.973	61.473
Bono Serie N	Serie N	U.F.	4,10%	1/12/2028	-	11.816	11.816	47.295	287.534	334.829
Bonos Rule 144 A/ REG S	Bonos USD	US\$	7,50%	25/3/2014	15.000	15.000	30.000	120.000	415.000	135.000
214	Serie B	U.F.	7,50%	15/10/2024	-	970	970	3.203	32.155	35.358
Bonos Ordinarios	Unica	US\$	9,75%	30/12/2014	-	16.575	16.575	82.875	186.575	269.450
TOTAL					15.000	46.984	61.984	263.873	972.237	1.236.110

N° de Inscripción o Identificación del Instrumento	Serie	Moneda o Unidad de Reajuste	Tasa Carátula	Plazo Final	Corriente			No Corriente		
					Vencimiento 1 a 3 meses	Vencimiento 3 a 12 meses	Total Corriente 01/01/2008	Vencimiento 1 a 5 años	Vencimiento 5 o más años	Total no corriente 01/01/2008
					MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$	MUS\$
Bono Serie O	Serie O	U.F.	3,40%	1/6/2015	-	2.630	2.630	10.500	53.596	64.096
Bono Serie N	Serie N	U.F.	4,10%	1/12/2028	-	11.848	11.848	47.295	299.350	346.645
Bonos Rule 144 A/REG S	Bonos USD	US\$	7,50%	25/3/2014	15.000	15.000	30.000	120.000	445.000	565.000
214	Serie B	U.F.	7,50%	15/10/2024	-	1.057	1.057	3.324	38.602	41.926
Bonos Ordinarios	Unica	US\$	9,75%	30/12/2014	-	16.575	16.575	82.875	203.150	286.025
TOTAL					15.000	47.110	62.110	263.994	1.039.698	1.303.692

Nota 22 - Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

Al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar corriente eran los siguientes:

Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Saldos		
	31/12/2009 MUS\$	31/12/2008 MUS\$	1/1/2008 MUS\$
Acreedores comerciales	330.836	220.125	215.112
Otras cuentas por pagar (*)	76.009	46.306	29.298
TOTAL ACREEDORES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR	406.845	266.431	244.410

(*) Este rubro incluye, principalmente, la provisión del dividendo mínimo obligatorio.

El período medio para el pago de proveedores es de 30 días, por lo que su valor libro no difiere de forma significativa a su valor razonable.

Nota 23 - Provisiones

Al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, los saldos de provisiones son los siguientes:

Clase de provisiones	Saldos					
	Corriente			No corriente		
	31/12/2009 MUS\$	31/12/2008 MUS\$	1/1/2008 MUS\$	31/12/2009 MUS\$	31/12/2008 MUS\$	1/1/2008 MUS\$
Provisión de reclamaciones legales	5.363	7.671	6.305	23.835	20.700	24.374
Desmantelamiento, costos de reestructuración y rehabilitación	-	-	-	18.601	2.096	1.949
Otras provisiones	1.456	2.625	2.117	646	1.069	774
TOTAL	6.819	10.296	8.422	43.082	23.865	27.097

Provisiones reclamaciones legales

Los saldos corrientes corresponden principalmente a multas y penalidades contingentes con el organismo regulador (Superintendencia de Electricidad y Combustibles o “SEC”), mencionadas en mayor detalle en Nota 33. Considerando las características propias de este tipo de provisiones no es posible determinar de manera fiable un calendario de fechas de pago si, en cada caso, correspondiere realizar dicho desembolso.

Los saldos de provisión por reclamaciones legales no corrientes corresponden principalmente a una provisión por créditos impositivos por MUS\$20.095, como resultado de una revisión del organismo fiscalizador a los ejercicios comerciales 1998 a 2004, considerando el plazo de prescripción establecido en el Código Tributario. Dicho proceso se encuentra en su etapa final. Por otra parte, un monto de MUS\$3.961 corresponden a procesos que tiene la filial Chivor como parte del proceso de revisión de impuestos al patrimonio por parte del organismo fiscalizador de Colombia.

Provisiones por desmantelamiento, costos de reestructuración y rehabilitación

El saldo no corriente de estas provisiones corresponden íntegramente al costo de retiro de activos y rehabilitación de los terrenos en que se ubican distintas centrales del Grupo, el plazo esperado de desembolso fluctúa entre 30 y 45 años, dependiendo de las leyes, regulaciones o contratos que originan la obligación.

Otras provisiones

Dentro de esta clase de provisión se registran principalmente, las provisiones por la participación de los empleados en los resultados de la Compañía y los bonos, los que en su mayor parte se pagan dentro del primer trimestre del ejercicio siguiente.

<i>Clase de provisiones</i>	<i>por reclamaciones legales MUS\$</i>	<i>por desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación MUS\$</i>	<i>Otras provisiones MUS\$</i>	<i>Total MUS\$</i>
Saldo inicial al 01-01-09	28.371	2.096	3.694	34.161
Movimientos en provisiones				
Desmantelamiento, costos de reestructuración y rehabilitación	-	16.505	-	16.505
Provisiones adicionales	800	-	137	937
Incremento (decremento) en provisiones existentes	964	-	(674)	290
Provisión utilizada	-	-	(1.914)	(1.914)
Reversión de provisión no utilizada	(2.080)	-	-	(2.080)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	1.143	-	859	2.002
<i>Cambios en provisiones, total</i>	<i>827</i>	<i>16.505</i>	<i>(1.592)</i>	<i>15.740</i>
PROVISIÓN TOTAL, SALDO FINAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2009	29.198	18.601	2.102	49.901
<i>Clase de provisiones</i>	<i>por reclamaciones legales MUS\$</i>	<i>por desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación MUS\$</i>	<i>Otras provisiones MUS\$</i>	<i>Total MUS\$</i>
Saldo inicial al 01-01-08	30.679	1.949	2.891	35.519
Movimientos en provisiones				
Desmantelamiento, costos de reestructuración y rehabilitación	-	147	-	147
Provisiones adicionales	-	-	1.548	1.548
Incremento (decremento) en provisiones existentes	1.660	-	653	2.313
Provisión utilizada	-	-	(1.231)	(1.231)
Reversión de provisión no utilizada	-	-	(182)	(182)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(427)	-	15	(412)
Otro incremento (decremento)	(3.541)	-	-	(3.541)
<i>Cambios en provisiones, total</i>	<i>(2.308)</i>	<i>147</i>	<i>803</i>	<i>(1.358)</i>
PROVISIÓN TOTAL, SALDO FINAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2008	28.371	2.096	3.694	34.161

Nota 24 - Otros Pasivos No Corrientes

Al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, respectivamente, los saldos de otros pasivos no corrientes son los siguientes:

<i>Otros Pasivos</i>	<i>Saldos</i>		
	<i>No corriente</i>		
	<i>31/12/2009</i> <i>MUS\$</i>	<i>31/12/2008</i> <i>MUS\$</i>	<i>01/01/2008</i> <i>MUS\$</i>
Impuesto por pagar Norma Argentina	82	386	521
Retención pagos contratistas	425	1.397	-
Obligación compra Terreno Huasco	9.038	10.000	-
Obligación Siemens Energy (a)	6.383	-	8.480
Otros Pasivos	-	66	-
TOTAL	15.928	11.849	9.001

(a) Corresponde a contrato celebrado entre filial argentina Termoandes y Siemens Power Generation Inc. y Siemens S.A. para provisión de repuesto y servicios de mantenimiento.

Nota 25 - Ingresos Diferidos

Al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, los ingresos diferidos son los siguientes:

<i>Otros Activos</i>	<i>Saldos</i>					
	<i>Corriente</i>			<i>No corriente</i>		
	<i>31/12/2009</i> <i>MUS\$</i>	<i>31/12/2008</i> <i>MUS\$</i>	<i>01/01/2008</i> <i>MUS\$</i>	<i>31/12/2009</i> <i>MUS\$</i>	<i>31/12/2008</i> <i>MUS\$</i>	<i>01/01/2008</i> <i>MUS\$</i>
Ingreso anticipado Escondida - Derecho a conexión	3.825	3.676	3.526	19.660	23.486	27.162
Ingreso anticipado Clientes Chivor	1.418	1.534	1.493	-	-	-
Ingreso anticipado BHP Chile Inc.	747	687	-	558	1.143	-
Ingreso anticipado Torquemada - Derecho a uso instalaciones Linea Ventanas - Miraflores	281	281	281	7.471	7.752	8.033
Ingreso anticipado GNL Quintero - Derecho a conexión y uso línea de transmisión	479	168	-	2.397	3.188	-
Otros Ingresos anticipados	481	480	1.815	2.460	2.537	1.939
TOTAL	7.231	6.826	7.115	32.546	38.106	37.134

Nota 26 - Obligaciones por Beneficios Post – Empleo

AES Gener S.A. y algunas de sus filiales otorgan diferentes planes de beneficio post empleo a parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la Nota 2.16 b) y d).

Al 31 de diciembre de 2009, 31 de diciembre de 2008 y 1 de enero de 2008, el saldo de las obligaciones post empleo es el siguiente:

	31/12/2009 MUS\$	31/12/2008 MUS\$	01/01/2008 MUS\$
Porción Corriente	2.695	1.873	2.191
Porción no Corriente	25.706	21.987	24.019
TOTAL	28.401	23.860	26.210

a) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas en los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008 es el siguiente:

<i>Valor presente de las obligaciones post empleo y similar</i>	31/12/2009 MUS\$	31/12/2008 MUS\$
<i>Valor presente obligación plan de beneficios definidos, Saldo Inicial</i>	<i>23.860</i>	<i>26.210</i>
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos	2.468	1.461
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos	1.519	1.247
Ganancias-pérdidas actuariales obligación planes de beneficios definidos	(2.021)	2.307
Incremento - disminución en el cambio de moneda extranjera obligación del plan de beneficios definidos	5.427	(4.761)
Contribuciones pagadas obligación de planes de beneficios definidos	(2.852)	(2.604)
VALOR PRESENTE OBLIGACIÓN PLAN DE BENEFICIOS DEFINIDOS, SALDO FINAL	28.401	23.860

b) Los montos registrados en los resultados consolidados e incluidos en “Costo de ventas” y “Gastos de administración” en el estado de resultados integrales en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009 y 2008 son los siguientes:

<i>Gastos reconocidos en resultados</i>	31/12/2009 MUS\$	31/12/2008 MUS\$	<i>Línea del estado de resultados en la que se ha reconocido</i>
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos	2.468	1.461	Costo Ventas - Gasto Adm.
Costo por intereses plan de beneficios definidos	1.519	1.247	Costo Ventas - Gasto Adm.
Pérdidas - ganancias actuarial neta de beneficios definidas	(2.021)	2.305	Costo Ventas - Gasto Adm.
EFFECTO DEL LÍMITE RECONOCIDO EN EL ESTADO DE RESULTADOS TOTAL	1.967	5.015	

c) Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios post empleo son las siguientes:

	Chile		Colombia	
	31/12/2009	31/12/2008	31/12/2009	31/12/2008
Tasa de descuento utilizada	6,35%	7,74%	11,50%	10,20%
Tasa promedio rotación de personal	2,50%	2,50%	0,005682%	0,004536%
Tasa esperada de incrementos salariales	UF + 1,5%	UF + 1,44%	6,50%	6,41%
Tabla de mortalidad	Tablas emitidas según norma conjunta de Superintendencia de Valores y Seguros y Superintendencia de AFP		Tablas emitidas según organismos norteamericanos GAM 1971	

Nota 27 - Patrimonio Neto

a) Gestión de capital

El patrimonio neto incluye capital pagado, resultados retenidos y otras reservas.

El objetivo principal de la gestión de capital de la Compañía es asegurar el mantenimiento de una calificación de crédito robusta e indicadores de capital sólidos de forma de soportar el negocio y maximizar el valor a los accionistas.

La Compañía gestiona su estructura de capital y realiza los ajustes a la misma, a la luz de los cambios en las condiciones económicas. Para mantener o ajustar la estructura de capital, la Compañía podrá ajustar el pago de dividendos a los accionistas, el capital de retorno a los accionistas o emitir nuevas acciones.

No se realizaron cambios en los objetivos, políticas o procedimientos durante el año 2008 y durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009.

b) Capital Suscrito y Pagado

En Junta General Extraordinaria de Accionistas de AES Gener S.A., celebrada con fecha 30 de junio de 2009, se aprobó el cambio de moneda en que se encuentra expresado el capital social, sin alterar el número de acciones en que se divide, de pesos moneda de curso legal de la República de Chile, a dólares de los Estados Unidos de América, convirtiendo los valores utilizando el tipo de cambio de cierre al 31 de diciembre de 2008.

Al 31 de diciembre de 2009, el capital social de la Compañía está compuesto por 8.069.699.033 acciones suscritas y pagadas.

El movimiento de las acciones de la Compañía se detalla a continuación:

	Movimiento acciones			
	<i>Autorizadas</i>	<i>Emitidas</i>	<i>Suscritas</i>	<i>Pagadas</i>
<i>Saldo al 01/01/2008</i>	<i>6.386.837.020</i>	<i>6.386.837.020</i>	<i>6.386.837.020</i>	<i>6.386.837.020</i>
Aumentos de capital	1.841.053.843	1.841.053.843	744.740.760	744.740.760
<i>Saldo al 31/12/2008</i>	<i>8.227.890.863</i>	<i>8.227.890.863</i>	<i>7.131.577.780</i>	<i>7.131.577.780</i>
Suscripción y pago	-	-	938.121.253	938.121.253
<i>Saldo al 31/12/2009</i>	<i>8.227.890.863</i>	<i>8.227.890.863</i>	<i>8.069.699.033</i>	<i>8.069.699.033</i>

c) Aumento de Capital

En Junta Extraordinaria de Accionistas de AES Gener S.A. celebrada el día 4 de marzo de 2008, se acordó aumentar el capital con la emisión de 896.053.843 acciones por un monto total \$165.420.500.000. El plazo para la emisión, suscripción y pago de estas acciones es de 3 años a contar de la fecha de la Junta. El Directorio decidió colocar con cargo al aumento de capital antes señalado 749.791.725 acciones por un monto total de \$135.000.000.086. Con cargo a este aumento de capital, fueron suscritas y pagadas 744.740.760 acciones por un monto total de \$134.090.573.864 (US\$270.063.464) en el ejercicio 2008.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de AES Gener S.A. celebrada el día 19 de noviembre de 2008, se acordó aumentar el capital con la emisión de 945.000.000 acciones de pago, de una única serie y sin valor nominal, por un monto total de \$153.562.500.000. El plazo para la emisión, suscripción y pago de estas acciones es de 3 años a contar de la fecha de la Junta. Al 31 de diciembre de 2009, han sido suscritas y pagadas 938.121.253 acciones por un monto total de \$152.444.703.824 (US\$245.797.415), con cargo a este aumento de capital.

d) Política de dividendos

La Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 28 de abril de 2009, acordó distribuir como dividendo entre sus accionistas, hasta el 65% de las utilidades que se generen durante el año 2009, condicionada a las utilidades que realmente se obtengan, los resultados de las proyecciones que periódicamente efectúa la Sociedad y la necesidad de aportar recursos propios al financiamiento de proyectos de inversión, entre otras. Asimismo se dejó constancia de que es intención de la Sociedad repartir dividendos provisorios durante el 2009.

Adicionalmente, en dicha Junta se acordó distribuir con cargo a las utilidades del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2008:

- i) La cantidad de \$26.093.533.217 (US\$43.481.250), correspondiente al 30% de las utilidades del ejercicio 2008, mediante el reparto de un dividendo mínimo obligatorio de \$3,23352 por acción; y
- ii) La cantidad de \$21.906.489.177 (US\$36.504.123), mediante el reparto de un dividendo adicional de \$2,71466 por acción.

El dividendo mínimo obligatorio se pagó en dinero a partir del día 7 de mayo de 2009 y el dividendo adicional se pagó a partir del día 7 de julio de 2009.

Con fecha 18 de noviembre de 2009, según consta en Acta de Sesión Ordinaria de Directorio N° 547 de AES Gener S.A., se acordó distribuir la cantidad de US\$40.025.707, con cargo a las utilidades del ejercicio 2009, mediante el reparto de un dividendo provisorio de US\$0,005 por acción. Este dividendo fue pagado con fecha 11 y 15 de diciembre de 2009.

e) Otras Reservas

El siguiente es el detalle de las Otras Reservas a cada fecha de Estado de situación financiera:

<i>Otras reservas</i>	<i>Saldos</i>		
	<i>31/12/2009</i> <i>MUS\$</i>	<i>31/12/2008</i> <i>MUS\$</i>	<i>01/01/2008</i> <i>MUS\$</i>
Reserva de dividendos propuestos	162.823	97.871	72.874
Reserva de conversión	(713)	(38.814)	-
Reserva de coberturas	(21.123)	(108.911)	(17.769)
Conversión del capital a tipo de cambio cierre (1)	(136.741)	(136.741)	-
Otras reservas	(7.888)	(8.321)	(8.597)
TOTAL	(3.642)	(194.916)	46.508

(1) Corresponde al ajuste por la diferencia entre el capital pagado a tipo de cambio de cierre al 31 de diciembre de 2008 y su valor histórico, de acuerdo a lo señalado en Oficio Circular 456 del 20 de junio de 2008 de la Superintendencia de Valores y Seguros.

f) Resultados retenidos

El siguiente es el detalle de los resultados retenidos en cada ejercicio:

<i>Resultados retenidos</i>	<i>Saldos</i>	
	<i>31/12/2009</i> <i>MUS\$</i>	<i>31/12/2008</i> <i>MUS\$</i>
Saldo inicial	518.496	582.081
Resultado del ejercicio	327.939	34.103
Dividendos	(120.011)	(56.071)
Distribución resultado a reserva futuros dividendos	(64.952)	(24.997)
(Provisión) / reverso dividendo mínimo	(15.691)	(16.620)
TOTAL	645.781	518.496

g) Restricciones a la disposición de fondos de las filiales

Las filiales de Gener pueden repartir dividendos siempre y cuando se cumplan con las restricciones, ratios y limitaciones establecidas en sus respectivos contratos de créditos.

Nota 28 - Ingresos

a) Ingresos ordinarios

Los ingresos ordinarios por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009 y 2008 se presentan en el siguiente detalle:

<i>Ingresos Ordinarios</i>	<i>Saldos al</i>	
	<i>31/12/2009</i>	<i>31/12/2008</i>
	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>
Ventas de energía y potencia contratos	1.011.295	1.075.544
Ventas de energía y potencia spot	552.968	727.197
Otros ingresos ordinarios	89.157	55.171
TOTAL	1.653.420	1.857.912

b) Otros ingresos de operación

<i>Otros ingresos de operación</i>	<i>Saldos al</i>	
	<i>31/12/2009</i>	<i>31/12/2008</i>
	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>
Otros ingresos de explotación	5.631	1.151
Ingresos financieros	21.866	9.880
TOTAL	27.497	11.031

Nota 29 - Composición de Resultados Relevantes

a) Gastos por naturaleza

El siguiente es el detalle de los principales costos y gastos de operación y administración por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008 clasificados en las siguientes líneas de estado de resultados integrales: “Costo de ventas”, “Investigación y desarrollo”, “Gastos de administración” y “Otros gastos varios de operación”.

<i>Gasto por naturaleza</i>	<i>31/12/2009</i>	<i>31/12/2008</i>
	<i>MUS\$</i>	<i>MUS\$</i>
Compra de energía y potencia	424.469	479.904
Consumo de combustible	443.462	723.368
Costo de venta de combustible	12.157	24.845
Costo uso sistema de transmisión	73.319	66.119
Otros costos productivos	128.618	118.264
Gastos de Personal	48.985	49.997
Depreciación	130.206	105.034
Amortización	1.043	1.544
TOTAL COSTOS POR NATURALEZA	1.262.259	1.569.075

b) Gastos de personal

Los gastos de personal por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008, se presentan en el siguiente detalle:

<i>Gastos de personal</i>	31/12/2009 MUS\$	31/12/2008 MUS\$
Sueldos y salarios	43.519	44.171
Beneficios a corto plazo a los empleados	3.120	3.486
Beneficios por terminación de relación laboral	1.469	1.353
Transacciones con pagos basados en acciones	693	808
Otros gastos de personal	184	179
TOTAL	48.985	49.997

Nota 30 - Resultado Financiero

El detalle del resultado financiero por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008, se presenta en el siguiente detalle:

<i>Resultado Financiero</i>	31/12/2009 MUS\$	31/12/2008 MUS\$
Ingresos por activos financieros	3.914	8.101
Otros ingresos financieros	17.952	1.779
TOTAL INGRESOS FINANCIEROS	21.866	9.880
Intereses por préstamos bancarios	(31.068)	(38.369)
Intereses por bonos	(60.512)	(48.287)
Ganancia / (pérdida) por valoración derivados financieros netos	(26.206)	(20.115)
Otros gastos	(9.805)	(7.090)
Gastos financieros activados	37.369	26.092
TOTAL GASTO FINANCIERO	(90.222)	(87.769)
DIFERENCIA DE CAMBIO NETA	60.115	(102.728)
TOTAL RESULTADO FINANCIERO	(8.241)	(180.617)

Nota 31 - Resultado por Impuesto a las Ganancias

El detalle del cargo a resultados por impuesto a las ganancias por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008, se presenta en el siguiente cuadro:

<i>Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias por Partes Corriente y Diferida (Presentación)</i>	<i>31/12/2009 MUS\$</i>	<i>31/12/2008 MUS\$</i>
Gasto por impuestos corrientes	70.158	34.446
Ajustes al impuesto corriente del periodo anterior	815	(322)
Otro gasto por impuesto corriente	17	79
<i>Gasto por impuestos corrientes, Neto, Total</i>	<i>70.990</i>	<i>34.203</i>
Gasto diferido (Ingreso) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	21.160	21.071
Otro Gasto por impuesto diferido	112	2.047
<i>Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Total</i>	<i>21.272</i>	<i>23.118</i>
GASTO (INGRESO) POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS	92.262	57.321

<i>Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias por Partes Extranjera y Nacional (Presentación)</i>	<i>31/12/2009 MUS\$</i>	<i>31/12/2008 MUS\$</i>
Gasto por Impuestos Corrientes, Neto, Extranjero	45.489	24.647
Gasto por Impuestos Corrientes, Neto, Nacional	25.501	9.556
<i>Gasto por Impuestos Corrientes, Neto, Total</i>	<i>70.990</i>	<i>34.203</i>
Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Extranjero	3.432	4.340
Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Nacional	17.840	18.778
<i>Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Total</i>	<i>21.272</i>	<i>23.118</i>
GASTO (INGRESO) POR IMPUESTO A LAS GANANCIAS	92.262	57.321

La conciliación entre el impuesto a la renta que resultaría de aplicar la tasa efectiva en los ejercicios 2009 y 2008, se presenta en el siguiente cuadro:

<i>Conciliación del Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal con el Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva</i>	31/12/2009 MUS\$	31/12/2008 MUS\$
<i>Gasto por impuestos utilizando la tasa legal</i>	71.036	15.570
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	21.689	8.729
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles	(11.257)	(7.301)
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	2.445	3.454
Ajustes tributarios por inflación	-	19.073
Castigo de crédito de fuente extranjera	-	2.635
Diferencia de cambio	9.044	15.161
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales	(695)	-
<i>Ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal, Total</i>	21.226	41.751
GASTO POR IMPUESTOS UTILIZANDO LA TASA EFECTIVA	92.262	57.321

El ítem “Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones” presenta las diferencias que se originan entre la tasa vigente en Chile (17%) y en las demás jurisdicciones en que están domiciliadas las filiales extranjeras (Argentina 35% y Colombia 33%).

El ítem “Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles” representa el impacto en la tasa efectiva asociado al reconocimiento del resultado financiero en las coligadas Guacolda (2008 y 2009) e Itabo (2008).

<i>Informaciones a Revelar sobre Impuestos Relativas a Partidas (Cargadas) Abonadas al Patrimonio Neto (Presentación)</i>	31/12/2009 MUS\$	31/12/2008 MUS\$
Tributación Corriente Agregada Relativa a Partidas Cargadas a Patrimonio Neto	-	-
Tributación Diferida Agregada Relativa a Partidas Cargadas a Patrimonio Neto	(19.433)	12.175
INFORMACIONES A REVELAR SOBRE IMPUESTOS RELATIVAS A PARTIDAS (CARGADAS) ABONADAS AL PATRIMONIO NETO, TOTAL	(19.433)	12.175

Los impuestos diferidos cargados a patrimonio, están relacionados al rubro Otro Resultado Integral (OCI en inglés) por derivados de cobertura sobre intereses y moneda.

Nota 32 - Utilidad por Acción

La utilidad por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas de la Compañía entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año, excluyendo, de existir, las acciones comunes adquiridas por la Compañía y mantenidas como acciones de tesorería.

(Los montos en dólares están expresados en miles, excepto en lo referente a valores unitarios).

<i>Ganancias (pérdidas) básicas por acción</i>	31/12/2009 MUS\$	31/12/2008 MUS\$
Ganancias (Pérdidas) atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la Controladora	327.939	34.103
RESULTADO DISPONIBLE PARA ACCIONISTAS COMUNES, BÁSICO	327.939	34.103
Promedio ponderado de número de acciones, básico	8.051.066.355	6.821.560.094
<i>Ganancias (Pérdidas) básicas por acción</i>	<i>0,041</i>	<i>0,005</i>

174

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

Nota 33 - Contingencias, Juicios y Otros

Contingencias Y Restricciones**1) Garantías Otorgadas**

Gener mantiene los siguientes compromisos, garantías y obligaciones contingentes:

a) Compromisos con Instituciones Financieras y Otras

Tanto los convenios de crédito suscritos por Gener con diversas instituciones financieras como los contratos de emisión que regulan los bonos, imponen ciertas obligaciones financieras durante el período de vigencia de los mismos, obligaciones que son usuales para este tipo de operaciones. De acuerdo a las condiciones en los contratos vigentes, Gener y ninguna de sus filiales importantes o filiales restringidas, según la definición correspondiente, podrán emitir, asumir o avalar endeudamientos con garantía sobre bienes o activos de la Compañía, a menos que se otorguen garantías proporcionales y/o equivalentes a los financistas. Al 31 de diciembre de 2009, Gener se encontraba en cumplimiento con todos los compromisos de deuda y restricciones financieras de acuerdo con los términos y condiciones de cada uno de dichos convenios y contratos.

b) Garantías a Terceros

(i) Como parte del crédito extendido a Gasoducto GasAndes S.A. (“GasAndes”), Gener se comprometió a no vender, preñar o disponer de su participación accionaria en dicha sociedad, sin contar con el consentimiento de los bancos acreedores, durante la vigencia del contrato de crédito con vencimiento en el año 2011.

- (ii) Gener presentó una carta de crédito stand-by por un monto de M\$914.764 (MUS\$1.804) con vencimiento el 31 de octubre de 2010 a favor de una empresa representante de Gener.
- (iii) El 16 de octubre de 2007, Gener entregó dos cartas de crédito stand-by por un total de MUS\$55.000 para garantizar la contribución de capital para la construcción de la unidad IV de Guacolda, de conformidad con los términos del acuerdo de préstamo celebrado entre Guacolda y un sindicato de bancos con fecha 16 de octubre de 2007. Al 31 de diciembre de 2009, el monto de dicha garantía ascendía a MUS\$8.393.
- (iv) El 19 de diciembre de 2007, Gener firmó un contrato de swap de tipo de cambio con Credit Suisse International a fin de cubrir el riesgo de variación de tipo de cambio entre la Unidad de Fomento y el dólar estadounidense, respecto del bono emitido en Unidades de Fomento en diciembre de 2007. El 16 de septiembre de 2009, este contrato de swap fue modificado y una parte fue novada a Deutsche Bank Securities. Ambos contratos de swap incluyen provisiones que requieren que Gener otorgue garantía cuando el valor de mercado del swap excede el límite establecido en los contratos. Al 31 de diciembre de 2009 y a la fecha de aprobación de los presentes estados financieros, Gener mantiene vigente una carta de crédito por US\$25 millones, para ser utilizados para futuros requerimientos de garantía.
- (v) Gener presentó una boleta de garantía por un monto de MUS\$200 con vencimiento el 31 de marzo de 2010 a favor de Cristalerías de Chile S.A. para garantizar la suscripción de un contrato de suministro de energía.

c) Garantías en nombre de Filiales

- (i) El convenio de transporte de gas suscrito entre la filial Termoandes S.A. (“Termoandes”) y Transportadora de Gas del Norte S.A. (en adelante “TGN”) no exige en la actualidad ninguna garantía de parte de Gener. De acuerdo al contrato, ninguna caución es necesaria si Termoandes o sus accionistas mantienen una clasificación de riesgo de grado de inversión, definida en el contrato como BBB- (en Argentina) o superior. Si Termoandes no mantiene una Clasificación de Grado de Inversión, y uno de sus accionistas controladores directos o indirectos mantiene una Clasificación de Grado de Inversión, dicho accionista deberá otorgar una garantía corporativa a TGN. En el evento que Termoandes y ninguno de sus accionistas no mantengan una clasificación de riesgo de grado de inversión, se deberá proporcionar una garantía bancaria por una cantidad igual al pago del servicio de transporte correspondiente a un año. La actual clasificación de riesgo de Termoandes emitida por Fitch Ratings es A (en Argentina) con perspectiva estable.
- (ii) Con fecha 4 de octubre de 2006, Gener suscribió un contrato de fianza y codeuda solidaria para garantizar todas las obligaciones de su filial Empresa Eléctrica Santiago S.A. (“ESSA”) bajo el contrato de crédito suscrito con un sindicato de bancos locales liderado por el Banco de Crédito e Inversiones por un monto total de MUS\$ 30.000. A la fecha de aprobación de los presentes estados financieros, dicho monto asciende a MUS\$27.000. Este contrato fue modificado con fecha 29 de mayo de 2009 (Ver punto 3 e)).
- (iii) El 27 de enero de 2009, Gener entregó en nombre de Empresa Eléctrica Angamos S.A. (“EEA”), una boleta de garantía bancaria a la Municipalidad de Mejillones por un monto de UF12.666 (MUS\$523) con vencimiento el 31 de enero de 2011, a fin de garantizar obras de urbanización comprometidas por el proyecto Angamos.

175

2) Litigios Y Divergencias

a) Procedimientos Judiciales

a.1 Junta de Vigilancia del Río Maipo con Gener

El 22 de febrero de 2006, la Junta de Vigilancia del Río Maipo presentó una demanda ante el 26° Juzgado Civil de Santiago en contra de Gener por un monto de M\$421.880 (MUS\$767) (incluyendo un interés mensual del 2%). Este juicio está relacionado con el pago de cuotas pretendidamente adeudadas a dicha Junta por los años 2001 a 2005. Gener opuso excepciones con fecha 28 de febrero de 2006. Además, a fin de evitar el embargo sobre bienes de la Compañía, Gener efectuó un depósito en cuenta del Tribunal equivalente al capital reclamado de M\$135.186 (MUS\$246). El 26 de junio de 2007, el Tribunal dictó sentencia de primera instancia que condenó a Gener a pagar el monto demandado, más intereses y costas. Gener apeló dicha decisión el 13 de julio de 2007. El 30 de diciembre de 2009, la Corte de Apelaciones de Santiago aceptó el recurso presentado por Gener, aplicando la prescripción a las cuotas correspondiente a los años 2001, 2002 y 2003, y reduciendo de este modo el capital reclamado de M\$135.186 (MUS\$267) a M\$58.797(MUS\$116). Gener ha efectuado una provisión por esta obligación contingente por la cantidad de M\$152.130 (MUS\$300).

a.2 Imposición de multas Superintendencia de Electricidad y Combustibles (en adelante “SEC”)

El 6 de diciembre de 2002, la SEC presentó cargos contra Gener, ESSA y Guacolda por pretendidas fallas en la coordinación eléctrica como miembros del CDEC-SIC, relacionada con la falla ocurrida el 23 de septiembre de 2002 en el Sistema Interconectado Central (en adelante “SIC”). El 24 de enero de 2003, Gener presentó sus descargos y rechazó la validez del reclamo en una presentación efectuada ante la SEC.

El 20 de agosto de 2003, la SEC multó a la totalidad de los miembros del CDEC-SIC como consecuencia de la falla, alegando responsabilidad fundada en su calidad de miembros del CDEC-SIC. A Gener se le impuso una multa de 1.500 UTA (equivalente a aproximadamente MUS\$1.308). ESSA fue una multada con 1.000 UTA (equivalente a MUS\$872).

Las Compañías presentaron recursos de reposición ante la SEC el 29 de agosto de 2003, los cuales fueron rechazados el 21 de junio de 2004. El 26 de junio de 2004, las Compañías presentaron recursos de reclamación por ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago consignando el 25% de la multa en la cuenta del tribunal, de acuerdo a la normativa aplicable. El 4 de septiembre de 2009, la Corte de Apelaciones de Santiago ratificó las dos multas. Las Compañías presentaron recursos de apelación ante la Corte Suprema el 24 de septiembre de 2009, los que fueron rechazados el 25 de enero de 2010. Las Compañías pagaron las multas el 4 de febrero de 2010.

En otro procedimiento, el 21 de febrero de 2003, la SEC formuló cargos contra Gener y los otros miembros del CDEC-SIC, en relación a la falla ocurrida en el SIC el 13 de enero de 2003. La Compañía respondió oportunamente rechazando los cargos. El 27 de abril de 2004, la SEC multó a la totalidad de los miembros del CDEC-SIC como consecuencia de la antes mencionada falla alegando responsabilidad como consecuencia de su calidad de miembro del CDEC-SIC. Gener y ESSA fueron cada una multadas con 560 UTA (equivalentes a aproximadamente MUS\$489) cada una.

El 7 de mayo de 2004, las Compañías presentaron recursos de reposición ante la SEC, los que fueron rechazados el 3 de noviembre de 2005; sin embargo, la multa a ESSA fue reducida a 350 UTA (equivalente a aproximadamente MUS\$305). Con fecha 18 de noviembre de 2005, las Compañías presentaron recursos de reclamación por ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, consignando el 25% de la multa en la cuenta del tribunal, de acuerdo a la normativa aplicable. Dichos recursos se encuentran pendientes de decisión.

Gener y ESSA en conjunto, establecieron una provisión por esta obligación contingente por la cantidad de M\$402.544 (MUS\$794).

El 12 de abril de 2004, la SEC formuló cargos contra Gener, ESSA, Guacolda y demás miembros del CDEC-SIC, como consecuencia de la falla que ocurrió en el SIC el 7 de noviembre de 2003, alegando responsabilidad basada en sus respectivas condiciones de miembros del CDEC-SIC. Gener, ESSA y Guacolda presentaron descargos con fecha 3 de mayo de 2004.

El 30 de junio de 2005, la SEC multó a la totalidad de los miembros del CDEC-SIC como consecuencia de la falla, por no coordinarse para preservar la seguridad de servicio en el sistema eléctrico, alegando responsabilidad fundada únicamente en su calidad de miembros del CDEC-SIC. A Gener se le impuso una multa de 560 UTA (equivalente a aproximadamente MUS\$489). ESSA fue multada con 350 UTA (equivalente a aproximadamente MUS\$305) cada una. El 11 de julio de 2005 Gener y ESSA presentaron recursos de reposición ante la SEC. Con fecha 4 de septiembre de 2009 la SEC rechazó el recurso de reposición interpuesto por ESSA. Esta última presentó un recurso de reclamación judicial ante la Corte de Apelaciones de Santiago, consignando el 25% de la multa en la cuenta del tribunal, de acuerdo a la normativa aplicable. Dicho recurso se encuentra pendiente de decisión. Con fecha 7 de septiembre de 2009, la SEC rechazó el recurso de reposición interpuesto por Gener. Esta última presentó un recurso de invalidación con petición adicional de suspensión ante la SEC. El 13 de noviembre de 2009, la SEC notificó su decisión de no dar a lugar a ninguna de las peticiones interpuestas por Gener. Gener pagó la multa el 8 de febrero de 2010. ESSA, estableció una provisión por esta contingencia por la suma de 350 UTA (MUS\$305).

a.3 Compañías de Seguro con Gener y ESSA

El 29 de noviembre de 2004, Gener y ESSA fueron notificadas de una demanda de indemnización de perjuicios en contra de ellas presentada por tres compañías de seguros: Liberty Compañía de Seguros Generales S.A., Compañía de Seguros Generales Cruz del Sur S.A. y Compañía de Seguros Penta Security S.A. (las “Compañías de Seguro”) por daños causados por pérdidas de producción debido a la falla de una línea de transmisión perteneciente a Codelco-Andina en el mes de junio de 2000 que previno la recepción de energía de ESSA. Con el objeto de asistir a Codelco Andina, ESSA entregó la energía eléctrica en un punto de suministro alternativo, a través de líneas de transmisión de propiedad de Gener. En diciembre de 2000, las restricciones existentes en el sistema de Gener en uso para este suministro alternativo aumentaron y el suministro de energía eléctrica a Codelco Andina se vio reducido. Luego de un arbitraje entre las Compañías de Seguros y Codelco Andina, las Compañías de Seguros fueron condenadas a pagar MUS\$6.086 a favor de Codelco. Las Compañías de Seguros reclaman en virtud de la subrogación de los derechos de los asegurados por un monto de MUS\$6.616, más intereses y costas. Con fecha 31 de diciembre de 2007, el tribunal rechazó la demanda contra Gener; pero condenó a ESSA a pagar MUS\$1.437 más gastos e intereses. El 14 de enero de 2008, ESSA apeló dicha decisión; en tanto que en esa misma fecha, las demandantes presentaron en contra de la sentencia de primera instancia recursos de casación en la forma y apelación. ESSA ha efectuado una provisión por esta obligación contingente.

a.4 Resoluciones Servicio de Impuestos Internos

El 30 de agosto de 2007, la Dirección de Grandes Contribuyentes notificó a Gener la Resolución Ex. 174/2007 (en adelante la “Resolución 174”). En la Resolución 174, la autoridad administrativa dispone que los dividendos percibidos por Gener y que corresponden a utilidades que no han sido afectadas por el Impuesto de Primera Categoría en la sociedad anónima que los distribuye, esto es utilidades financieras, deben incorporarse al Fondo de Utilidades Tributables, disminuyendo las pérdidas tributarias de Primera Categoría de los Años Tributarios 2001 a 2005, en MUS\$95.253. Con fecha 15 de noviembre de 2007, Gener reclamó el contenido de la Resolución ante el Tribunal Tributario de la XV Dirección Regional Metropolitana Santiago Oriente del Servicio de Impuestos Internos, de conformidad con el procedimiento establecido en los artículos 123 y siguientes del Código Tributario. El 8 de agosto de 2008 se proveyó el reclamo y solicitó informe al Departamento de Fiscalización Masiva, quien evacuó el informe en diciembre de 2009. El 28 de enero de 2010, Gener presentó observaciones a dicho informe.

Con fecha 28 de agosto de 2009, la Dirección de Grandes Contribuyentes notificó a Gener la Resolución Ex. 263/2009 (en adelante la “Resolución 263”). En la Resolución 263, la autoridad administrativa dispone el mismo criterio utilizado en Resolución 174, por lo que el organismo fiscalizador ha determinado que la pérdida tributaria de Primera Categoría de los Años Tributarios 2006, 2007 y 2008 debe disminuirse en MUS\$35.006 adicionales a la disminución efectuada por la Resolución 174. Dado que la pérdida tributaria no tiene prescripción de uso, el efecto acumulado de ambas resoluciones, es de una disminución de la pérdida tributaria determinada y declarada por Gener al 31 de diciembre de 2007 de MUS\$130.259.

El 11 de noviembre de 2009, Gener reclamó el contenido de la Resolución 263 ante el Tribunal Tributario de la XV Dirección Regional Metropolitana Santiago Oriente del Servicio de Impuestos Internos, de conformidad con el procedimiento establecido en los artículos 123 y siguientes del Código Tributario. Dicho reclamo se encuentra pendiente de resolución.

La Compañía ha provisionado aproximadamente MUS\$21.123 por dicha contingencia.

3) Compromisos Financieros

a) Gener, como emisor de los Bonos Senior al 7,5% por MUS\$400.000 con vencimiento en el mes de marzo de 2014, debe cumplir con ciertas limitaciones respecto a endeudamiento y pagos restringidos (incluyendo dividendos), si los bonos no son calificados “Grado de Inversión” por dos agencias de calificación. Actualmente Gener posee tres calificaciones internacionales de grado de inversión, por lo que dichas restricciones han sido suspendidas.

178

b) En diciembre de 2007, Gener colocó una emisión de bonos por UF 5.600.000, compuesta por dos series, inscritos en el Registro de Valores de Chile bajo los números 516 y 517 el 9 de noviembre de 2007. Esta emisión incluye a la Serie N por UF 4.400.000 al 4,30% con vencimiento en 2028 y a la Serie O por UF 1.200.000 al 3,10% con vencimiento en 2015. El 8 de abril de 2009, Gener hizo una segunda emisión de bonos con cargo a la línea de bonos inscrita en el Registro de Valores bajo el N° 517 con fecha 9 de noviembre de 2007. Esta emisión compuesta por la Serie Q es por US\$196 millones al 8,0% con vencimiento en 2019.

De acuerdo a las obligaciones establecidas en estos contratos, la Compañía debe cumplir trimestralmente con los siguientes indicadores financieros, calculados en base a sus estados financieros consolidados.

“Nivel de endeudamiento consolidado no superior a 1,20 veces;

“Cobertura de gastos financieros no inferior a 2,50 veces; y

“Patrimonio mínimo no inferior a UF 40 millones.

“Mantención de Activos Esenciales de al menos el 70% del total de sus ingresos de explotación consolidados en inversiones relacionadas en actividades de generación, transmisión, comercialización, distribución y/o suministro de energía eléctrica o combustibles.

Al 31 de diciembre de 2009, Gener se encontraba en cumplimiento de los indicadores mencionados.

c) Gener debe cumplir semestralmente, con los siguientes indicadores financieros calculados en base a sus estados financieros consolidados, establecidos en el contrato de crédito suscrito con un sindicato de bancos en octubre de 2007 por MUS\$ 90.000.

“Nivel de endeudamiento consolidado no superior a 1,20 veces;

“Cobertura de gastos financieros no inferior a 2,40 veces;

“Razón deuda a EBITDA no superior a 4,50 veces.

Al 31 de diciembre de 2009, la línea no ha sido girada y Gener se encontraba en cumplimiento de los indicadores mencionados.

d) De acuerdo al contrato de crédito suscrito con Banco del Estado en febrero de 2008 por UF 930.000 (MUS\$38.408), Gener debe cumplir con ciertas limitaciones con respecto a endeudamiento y pagos restringidos (incluyendo dividendos), si Gener no es calificada con “Grado de Inversión” (BBB- ó superior). Actualmente Gener posee tres calificaciones internacionales de grado de inversión y dos locales, por lo que dichas restricciones han sido suspendidas.

Al 31 de diciembre de 2009, la línea no ha sido girada.

e) El contrato de crédito suscrito entre ESSA y un sindicato de bancos locales liderado por el Banco de Crédito e Inversiones por un monto total de MUS\$30.000 fue modificado el 29 de mayo de 2009, principalmente a fin de reemplazar los indicadores financieros aplicables a ESSA, por indicadores financieros aplicables a Gener como codeudor solidario. De acuerdo a las obligaciones asumidas en esta modificación, Gener debe cumplir trimestralmente con los siguientes indicadores financieros calculados en base a sus estados financieros consolidados. A la fecha de aprobación de los presentes estados financieros, dicho monto asciende a MUS\$27.000.

“Nivel de endeudamiento consolidado no superior a 1,20 veces;

“Cobertura de gastos financieros no inferior a 2,50 veces;

“Patrimonio mínimo no inferior a UF 40 millones; y

Al 31 de diciembre de 2009, Gener se encontraba en cumplimiento de los indicadores mencionados.

f) Gener debe cumplir semestralmente, con los siguientes indicadores financieros calculados en base a sus estados financieros consolidados, establecidos en el contrato de crédito suscrito con un sindicato de bancos en octubre de 2009 por UF3.940.000 (MUS\$162.719).

“Nivel de endeudamiento no superior a 1,20 veces;

“Cobertura de gastos financieros no inferior a 2,50 veces;

“Patrimonio Mínimo no inferior a US\$1.574.621.634.

“Mantención de Activos Esenciales de al menos el 70% del total de sus ingresos de explotación consolidados en inversiones relacionadas en actividades de generación, transmisión, comercialización, distribución y/o suministro de energía eléctrica o combustibles.

Al 31 de diciembre de 2009, la línea no ha sido girada y Gener se encontraba en cumplimiento de los indicadores mencionados.

4) Otras Obligaciones Contingentes

a) Obligaciones contingentes asociadas con Chivor.

a.1 Emisión de Bonos y Convenio de Crédito Colombiano

El 30 de noviembre de 2004, Chivor completó un proceso de refinanciamiento por MUS\$253.000. Como parte de esta operación, Chivor emitió Bonos Senior Garantizados al 9,75% por MUS\$170.000, con vencimiento en 2014. Asimismo, Chivor tomó un convenio de crédito bancario local en pesos colombianos originalmente por el equivalente a MUS\$83.000 con un vencimiento a 7 años. El 12 de diciembre de 2005, Chivor renegoció el crédito bancario local en pesos colombianos, mejorando la tasa de interés y otras condiciones. A la fecha de aprobación de los presentes estados financieros, dicho monto asciende a MUS\$24.221.

Tanto la emisión de Bonos Senior Garantizados como el crédito sindicado local se encuentran garantizados por: (a) un convenio fiduciario onshore por el cual los ingresos de Chivor que se originan en la generación y comercialización de energía eléctrica son administrados y mantenidos en fideicomiso para garantizar el pago de las obligaciones de Chivor bajo el crédito sindicado local, (b) una prenda sobre la totalidad de las acciones de Chivor de propiedad de Energy Trade and Finance Corporation, y (c) una prenda sobre la totalidad de las acciones de AES Chivor S.A., socio gestor de Chivor.

a.1.1. Bonos:

Adicionalmente a las garantías detalladas en el párrafo anterior, Chivor mantiene una cuenta de reserva que fue financiada al cierre de los Bonos Senior. Esta reserva debe ser igual, en todo momento, al próximo pago de intereses; la cuenta puede ser financiada en efectivo o con una o más cartas de crédito. A dicho fin, el 27 de junio de 2009, Chivor financió la cuenta en efectivo, depositando la suma de MUS\$8.287.

Entre los principales compromisos financieros, Chivor debe cumplir con los siguientes índices financieros a fin de efectuar pagos restringidos, incluyendo dividendos:

“Cobertura de gastos financieros no inferior a 2,25 veces; y

“Razón de deuda total a EBITDA no superior a 3,80 veces.

a.1.2. Convenio de Crédito Colombiano:

El Convenio de Crédito Colombiano impone sobre Chivor principalmente los siguientes compromisos operativos y financieros:

“Razón de deuda financiera a flujo de caja libre no superior a 5,25 veces;

“Razón de deuda financiera a EBITDA no superior a 4,25 veces;

“Razón de EBITDA (según se establece en el Convenio de Crédito Colombiano) a razón de cobertura de servicio de deuda de 1,20 veces o superior; y

“Relación de cobertura de servicio de deuda definida como flujo de caja libre más efectivo disponible al final del período respectivo menos dividendos no pagados pero autorizados a servicio de deuda de 1,10 veces o superior.

Al 31 de diciembre de 2009, todas las restricciones y obligaciones relacionadas a compromisos con instituciones financieras y bonos se han cumplido.

a.2 Procedimientos Judiciales y Administrativos

a.2.1. Procesos Reivindicatorios

Desde diciembre de 2005, Chivor inició un plan especial para recobrar la posesión de las tierras ubicadas dentro de los 8 metros de seguridad del embalse. En desarrollo de éste, la compañía ha presentado 22 demandas reivindicatorias sobre predios invadidos. La compañía ha realizado una provisión por MUS\$530.

a.2.2 Impuesto al Patrimonio año 2005 y 2006

El 31 de julio 2008 y el 11 de agosto de 2008, la Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales (“DIAN”) emitió requerimientos especiales respecto a la declaración privada del impuesto al patrimonio por los años gravables 2005 y 2006, respectivamente, mediante las cuales proponen modificar las declaraciones efectuadas por Chivor.

La compañía ha provisionado la suma de MCol\$6.936.365 (MUS\$3.393) en relación a ambos procedimientos.

a.2.3 El 6 de agosto de 2009 el Tribunal Administrativo de Cundinamarca emitió fallo en contra de las pretensiones de AES Chivor en el proceso de Nulidad y Restablecimiento del Derecho iniciado por la Compañía en contra de la DIAN, por ésta haber rechazado costos y gastos deducidos en la declaración de renta del año 2002. La Compañía interpuso recurso de apelación el 13 de agosto de 2009 y la DIAN lo hizo el 24 de agosto de 2009. Si por algún motivo los argumentos de AES Chivor fueran rechazados, los costos y gastos mencionados anteriormente, de aproximadamente MCol\$1.414.190 (MUS\$691), serían tratados como renta líquida del año tributable en el cual se emita una sentencia definitiva y no generaría sanción de corrección ni intereses de mora en razón a que en 2002 la Compañía tuvo pérdida fiscal, la cual fue compensada, según lo establece el artículo 199 del Estatuto Tributario. No se espera una sentencia definitiva hasta 2016. No se ha registrado provisión a la fecha.

b) Obligaciones contingentes y compromisos relacionados con ESSA

b.1 Compromisos Financieros

ESSA debe cumplir trimestralmente con los siguientes indicadores financieros establecidos en su contrato de emisión de bonos, inscrito en el Registro de Valores de Chile bajo el N° 214, calculados en base a sus estados financieros no consolidados:

“Activos libres de gravámenes igual al menos al 125% de los pasivos exigibles no garantizados;

“Nivel de endeudamiento no superior a 1,75 veces;

“Patrimonio mínimo no inferior a UF 2 millones (MUS\$82.599); y

“Prohibición de vender “Activos Esenciales” que representen más del 40% de los activos totales, sin la autorización previa de la Junta de Tenedores de Bonos.

Al 31 de diciembre de 2009, ESSA se encontraba en cumplimiento de los indicadores mencionados.

b.2 Arbitraje por incumplimiento de contrato

Con fecha 8 de agosto de 2007, ESSA interpuso una demanda arbitral en contra de Metrogas S.A. (“Metrogas”) con el objeto de que ésta la indemnice por todos los perjuicios sufridos como consecuencia del incumplimiento del contrato de transporte. A través de dicho contrato, Metrogas se obligó a entregar en la Central Nueva Renca, el gas natural adquirido e importado por ESSA y recibido por Metrogas en su anillo de distribución. Durante los meses de junio y julio de 2007, Metrogas recibió en su anillo de distribución gas natural de propiedad de ESSA y se apropió de él, faltando a su obligación de entregarlo en la Central Nueva Renca y obligando a ESSA a incurrir en grandes costos incrementales destinados a cumplir con las obligaciones de suministro de energía eléctrica y operar en el SIC. Metrogas respondió a la demanda arbitral el 10 de septiembre de 2007. El período de prueba comenzó el 2 de noviembre de 2009. En marzo 2010 las partes llegaron a un acuerdo y pondrán término al presente arbitraje.

b.3 Arbitrajes relacionados a contratos de transporte

Los días 11 y 14 de febrero de 2008, ESSA presentó tres solicitudes de arbitraje en contra de Metrogas, GasAndes y GasAndes Argentina, tras el término del contrato de suministro de gas entre ESSA y los productores del consorcio Sierra Chata (Argentina). Dicho término fue declarado en un laudo arbitral de fecha 30 de noviembre de 2007 dentro de un procedimiento efectuado bajo las normas de la Cámara de Comercio Internacional. ESSA presentó demandas en contra de GasAndes y GasAndes Argentina el 22 de diciembre de 2008 ante dos tribunales arbitrales diferentes. En ambos casos, se solicita que los tribunales aclaren los efectos de las restricciones administrativas impuestas por el gobierno argentino a las exportaciones de gas a Chile; y que determinen el subsiguiente término, modificación o suspensión de los Contratos de Transporte celebrados con GasAndes y GasAndes Argentina. El 26 de febrero de 2008, GasAndes y GasAndes Argentina presentaron al cobro 6 boletas de garantía que habían sido entregadas

para garantizar los contratos de transporte, por un monto total de MUS\$16.614. ESSA reclamó la restitución de dichas sumas en los arbitrajes. En ambos arbitrajes concluyó el período de discusión y el período de prueba comenzará a correr a partir del 1 de marzo de 2010. En el caso de Metrogas, las partes llegaron a un acuerdo en marzo de 2010 y pondrán término al presente arbitraje.

Por otra parte, el 21 de febrero de 2008, ESSA solicitó al Ente Nacional Regulador del Gas de Argentina (“ENARGAS”) que resolviera la controversia con TGN. El 31 de octubre de 2008, el ENARGAS se declaró incompetente para resolver en esta causa. ESSA apeló dicha resolución ante la Cámara Contencioso Administrativo Federal. El 2 de diciembre de 2009, ESSA fue notificada de que la mencionada Cámara ratificó la decisión del ENARGAS. Paralelamente, después de la declaración de incompetencia por el ENARGAS, el 29 de diciembre de 2008 TGN presentó una demanda por cumplimiento de contrato y pago de tarifa ante la justicia civil y comercial federal, quien de oficio y antes de ordenar traslado alguno también se declaró incompetente, considerando competente al fuero contencioso administrativo federal. TGN apeló dicha decisión ante la Cámara Federal en lo Civil y Comercial, la que rechazó la declaración de incompetencia del tribunal inferior. El proceso se encuentra pendiente ante dicho tribunal.

Por último, el 7 de mayo de 2008, ESSA realizó una pretensión específica a fin de que el ENARGAS revisara órdenes emitidas con anterioridad a dicha fecha y excluyera a ESSA como obligado a pagar los cargos fiduciarios. ESSA considera que dichos cargos son ilegítimos; adicionalmente, ha dejado de ser un cargador firme, condición esencial a efectos de aplicarle dichos cargo. Con fecha 17 de julio de 2008, el ENARGAS rechazó la pretensión y con fecha 24 de julio de 2009, dicho ente rechazó el recurso de reconsideración interpuesto en su oportunidad. Con fecha 6 de agosto de 2009 ESSA interpuso recurso de alzada ante la Secretaría de Energía de Argentina, el que se encuentra pendiente de decisión.

b.4 Garantías a Terceros

En enero de 2009, ESSA entregó a un proveedor una carta de crédito stand-by por MUS\$3.086 con vencimiento el 20 de mayo de 2010, para garantizar el pago de la compra del reductor catalítico. Al 31 de diciembre de 2009, el saldo de la garantía es de MUS\$772.

c) Obligaciones contingentes y compromisos relacionados con Energía Verde

Prenda de acciones en AES Chivor S.A.

Como parte del proceso de refinanciamiento de la filial Chivor, la filial Energía Verde otorgó prenda sobre el total de sus acciones en AES Chivor S.A., sociedad gestora de Chivor.

d) Obligaciones contingentes y compromisos relacionados con Norgener

Prenda de acciones en AES Chivor S.A.

Como parte del proceso de refinanciamiento de la filial Chivor, la filial Norgener otorgó prenda sobre el total de sus acciones en AES Chivor S.A., sociedad gestora de Chivor.

e) Obligaciones contingentes y compromisos relacionados con Empresa Eléctrica Ventanas S.A. (“EEVSA”)

El 13 de junio de 2007, EEVSA cerró el financiamiento por hasta MUS\$415.000 para la construcción de la Central Eléctrica Ventanas y adicionalmente entregó una carta de crédito por hasta MUS\$25.000 para garantizar seis meses de servicio de la deuda. El crédito es por un plazo de 15 años, incluyendo un período de construcción de 3 años y está asegurado con los activos, acciones y flujos del proyecto.

f) Obligaciones contingentes y compromisos relacionados con Empresa Eléctrica Angamos S.A.

El 22 de octubre de 2008, EEA cerró el financiamiento por un préstamo de hasta MUS\$908.500 para la construcción de la Central Eléctrica Angamos y adicionalmente cartas de crédito por hasta MUS\$80.000 para garantizar varias obligaciones de EEA y seis meses de servicio de la deuda. El crédito es por un plazo de 17 años, incluyendo un período de construcción de 3 años y está asegurado con los activos, acciones y flujos del proyecto. El proyecto también contempla aportes de capital a EEA por un monto máximo de hasta MUS\$353.000, de lo cual al 31 de diciembre de 2009, Gener ha aportado un total de MUS\$220.266. A la fecha de aprobación de los presentes estados financieros, el aporte de Gener asciende a MUS\$347.704.

g) Obligaciones contingentes y compromisos relacionados con Inversiones Nueva Ventanas S.A. (“Inversiones Nueva Ventanas”):

El 8 de junio de 2007, Inversiones Nueva Ventanas y Gener constituyeron una prenda comercial sobre las acciones emitidas por EEVSA en favor de los acreedores para garantizar las obligaciones asociadas con el financiamiento de la central Nueva Ventanas.

El 22 de octubre de 2008, Inversiones Nueva Ventanas y Gener constituyeron una prenda comercial sobre las acciones emitidas por EEA en favor de los acreedores para garantizar las obligaciones asociadas con el financiamiento de la central Angamos.

Como parte del proceso de refinanciamiento de la filial Chivor, la filial Inversiones Nueva Ventanas otorgó prenda sobre el total de sus acciones en AES Chivor S.A., sociedad gestora de Chivor.

h) Obligaciones contingentes y compromisos relacionados con Energy Trade and Finance Corporation

Como parte del proceso de refinanciamiento de la filial Chivor, la filial Energy Trade and Finance Corporation otorgó prenda sobre el total de sus acciones en AES Chivor S.A., sociedad gestora de Chivor.

i) Obligaciones contingentes y compromisos relacionados con Empresa Eléctrica Campiche S.A. (“EEC”)

En junio de 2008, una persona a título personal y en representación de dos grupos medio ambientales, presentó un recurso de protección ante la Corte de Apelaciones de Valparaíso (“CAV”) contra la Comisión Regional del Medio Ambiente de la V Región (“COREMA”) de propiedad de EEC, y otras entidades que participaron en la evaluación medioambiental de la Central Termoeléctrica Campiche (la “Central”), a fin de revocar el permiso medioambiental de la Central. La filial EEC, se hizo parte de esta acción como parte interesada. El 8 de enero de 2009, la CAV sostuvo que el permiso no fue correctamente otorgado y que por lo tanto es ilegal. De acuerdo a la CAV, la Central fue emplazada en una zona no apta para su construcción (alegada como área insegura) y por lo tanto afectaba los derechos de los demandantes de vivir en un medio ambiente sin contaminación. Con fecha 14 de enero de 2009, EEC y la COREMA interpusieron recursos de apelación ante la Corte Suprema. La Corte Suprema escuchó alegatos en abril 2009 y posteriormente solicitó información relativa a la ubicación de la Central y temas relacionados, al Ministerio de Vivienda y Urbanismo y a la Municipalidad de Puchuncaví. El 22 de junio de 2009 la Corte Suprema ratificó la decisión de la CAV, en el entendido que la regulación relevante de suelos no permitía la construcción de la Central. Dicha construcción ha sido detenida como consecuencia de la decisión de la Corte Suprema.

En septiembre de 2009, la Municipalidad de Puchuncaví emitió una orden de demolición de la central (la “Orden de Demolición”). En octubre de 2009, EEC y Gener, presentaron un recurso en contra de la Municipalidad de Puchuncaví ante el Juzgado Civil de Quintero buscando revocar la Orden de Demolición, acompañado de una solicitud de orden de no innovar buscando la suspensión inmediata de sus efectos. Dicha Corte decidió suspender los efectos de la Orden de Demolición hasta que emita un fallo al respecto. Atendiendo a una solicitud de la Municipalidad de Puchuncaví, EEC y Gener accedieron a suspender el proceso judicial hasta el

15 de diciembre de 2009 en un intento de llegar a un acuerdo. En este sentido, el Juzgado Civil accedió a esta petición y suspendió el procedimiento hasta la mencionada fecha. Posteriormente, el Juzgado extendió dicha suspensión hasta el 15 de enero de 2010 y luego hasta el 23 de marzo de 2010. Por otra parte, el Decreto N°68 del Ministerio de Vivienda y Urbanismo que fue publicado en el Diario Oficial el 31 de diciembre de 2009, modifica la Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones. En lo que respecta a la Central, se invocará esta nueva disposición legal para efectos de solucionar los problemas de planificación territorial. El 22 de febrero de 2010, la COREMA aprobó la nueva Resolución de Calificación Ambiental de la Central. La compañía no fue aún notificada de la Resolución Exenta que da cuenta de dicho acuerdo.

j) Obligaciones contingentes y compromisos relacionados con Genergía S.A. (“Genergía”)

Con fecha 29 de abril de 2007, la Dirección de Grandes Contribuyentes notificó a Genergía la Resolución Ex. 75/2007 (en adelante la “Resolución 75”). En la Resolución 75, la autoridad administrativa sostuvo el mismo criterio observado en las Resoluciones 174 y 263 (Ver punto 2 a.4). De esta forma, se estimó que los dividendos que corresponden a utilidades financieras debieron haber sido registradas en el FUT al momento de percibirse, reduciendo en consecuencia las pérdidas de arrastre que se dedujeron con posterioridad, en las declaraciones de los Años Tributarios (“AT”) 2004 y 2005 (años calendarios 2003 y 2004). Se le ordenó a Genergía agregar MUS\$2.487 a la pérdida declarada para el AT 2005 (año calendario 2004). Con fecha 27 de junio de 2007, Genergía reclamó de la Resolución 75 ante el Tribunal Tributario de la XV Dirección Regional Metropolitana Santiago Oriente del Servicio de Impuestos Internos, de conformidad con el procedimiento establecido en los artículos 123 y siguientes del Código Tributario. Con fecha 16 de abril de 2008 se tuvo por interpuesto el reclamo y solicitó informe a la Dirección de Grandes Contribuyentes, el cual fue agregado al expediente con fecha 8 de enero de 2009, dándose traslado a Genergía. Con fecha 29 de enero de 2009, Genergía presentó observaciones al informe del fiscalizador, por lo que el Tribunal Tributario debe determinar la apertura de un término probatorio o resolver derechamente el reclamo.

184

Nota 34 - Garantías Comprometidas Con Terceros

<i>Beneficiario</i>	<i>Descripción de la garantía</i>	<i>Fecha</i>		<i>31/12/2009</i>
		<i>Inicio</i>	<i>Vcto</i>	<i>MUS\$</i>
Minera La Escondida	Contrato de suministro de electricidad.	5/12/2008	5/12/2010	40.000
Ilustre Municipalidad de Mejillones	Garantiza las obras de urbanización del proyecto “Central Térmica Angamos”.	27/1/2009	31/1/2010	523
Terminal Graneles del Norte S.A.	Cesión condicional de derechos y obligaciones.	5/12/2008	5/12/2010	7.000
Credit Suisse	Collateral guarantee.	23/3/2009	23/3/2010	25.000
Calyon NY	Standby LC of your ref. by and Guacolda IV	16/10/2007	12/4/2011	8.393
Vogt Power International Inc.	Standby letter of credit by Guacolda, Guacolda III y Guacolda IV.	30/1/2009	15/6/2010	772
Dirección General de Territorio Marítimo y de Marina Mercante	Garantiza el retiro de obras al término de la concesión marítima otorgada.	20/1/2009	21/1/2011	406
Director Regional de Vialidad V Región	Garantiza la buena ejecución trabajos en Llay Llay, efectuados por constructora Gesta S.A.	4/8/2009	31/1/2010	208
INNOVA Chile	Garantiza cumplimiento en la ejecución del proyecto “Aplicación de recubrimientos duros mediante automatización robotizada”.	5/8/2009	16/8/2010	254
Otros	Garantías menores.			2.054
TOTAL				84.610

<i>Otorgador</i>	<i>Descripción de la garantía</i>	<i>Fecha</i>		<i>31/12/2009</i>
		<i>Inicio</i>	<i>Vcto</i>	<i>MUS\$</i>
Posco Engeneering and Construction Co. Ltd.	Ingeniería, construcción, montaje y puesta en servicio Termoeléctrica Angamos y Campiche.	28/5/2008	3/10/2011	217.300
Posco Engeneering and Construction Co. Ltd.	Ingeniería, construcción, montaje y puesta en servicio Termoeléctrica Ventanas	28/5/2008	3/10/2011	109.017
Ingeniería y Construcción, Sigdo Koppers S.A.	Ingeniería, suministro construcción, montaje y puesta en servicio del sistema de transmisión Angamos.	24/9/2008	30/6/2010	30.835
Compañía Portuaria de Mejillones S.A.	Contrato de transferencia de Graneles.	14/4/2008	11/4/2010	20.000
Alstom Norway AS, Alstom Brasil Energía e Transporte Ltda., Alstom Chile S.A.	Ingeniería, construcción y realización de contrato.	16/6/2008	3/2/2011	10.134
Skanska Chile S.A.	Garantizar el período de garantía del contrato con AES Gener “Sistema de manejo de escoria de fondo de calderas de la Central Termoeléctrica Ventanas (Unidad 1 y 2)”.	5/8/2009	29/5/2010	340
Continental / Cesce	Garantiza concesiones marítimas y mejoras fiscales.			1.688
Vogt Power International Inc.	Carta de Crédito (Stand By Letter of Credit).	5/3/2009	10/1/2010	1.157
General Electric Internacional INC.	Garantizar cumplimiento contrato de ingeniería, suministro, construcción, montaje y otros de Central Santa Lidia.	25/8/2009	31/1/2010	132
Aguas del Altiplano	Garantiza el pago del suministro eléctrico contratado a AES Gener.	29/10/2009	31/3/2010	1.000
Ingeniería Eléctrica Transbosch	Garantiza el cumplimiento del contrato de servicios de mantención de líneas y subestaciones.	19/3/2007	1/12/2012	502
Areva T&D Chile S.A.	Garantiza cumplimiento contrato ingeniería, construcción, montaje y otros de la planta Gas Natural licuado Quintero.	19/2/2009	21/1/2010	113
Empresa de Montajes Industriales SALFA S.A.	Garantiza el cumplimiento del contrato “Construcción de pantallas de contención de emisiones de polvo de carbón en cancha de acopio”.	21/8/2009	25/1/2010	533
Invensys Chile S.A.	Garantiza el cumplimiento del período de garantía de contrato.	2/9/2009	1/12/2012	25
Empresa Constructora Agua Santa S.A.	Garantiza el cumplimiento del contrato de construcción y paisajismo del Proyecto Paseo Quitasoles.	2/9/2008	30/1/2010	396
Kipreos Ingenieros y Cia. Limitada.	Garantiza el fiel cumplimiento del contrato conexión subestación Ventanas Nogales.	31/8/2009	26/5/2010	165
Transworld Import and Export S.A.	Garantiza el cumplimiento del Proyecto “Conexión de subestacion GIS 220 KV a la línea de transmisión Ventanas - Nogales”.	16/11/2009	10/1/2010	395
Soc. Empresa Servicios JMS LTDA	Garantiza el cumplimiento de las obligaciones contraídas en el contrato.	13/11/2008	28/3/2010	124
ABB S.A.	Garantía de suministro y montaje, para garantizar el cumplimiento de las obligaciones del contratista durante el período de garantía del contrato.	1/6/2009	1/5/2010	281
Varios	Otras Garantías Menores			1.767
TOTAL				395.904

Nota 35 - Pago Basado en Acciones

Opciones sobre Acciones

AES Corporation otorga opciones de compra de acciones del capital ordinario bajo planes de opciones sobre acciones. De acuerdo a los términos de los planes, AES Corporation puede emitir opciones de compra de acciones del capital ordinario de AES Corporation a un precio igual al 100% del precio de mercado a la fecha del otorgamiento de la opción. Las opciones sobre acciones generalmente se basan en un porcentaje del sueldo base de un empleado. Las opciones sobre acciones emitidas bajo estos planes en 2008 tienen un calendario de consolidación de tres años y se consolidan en tres partes iguales a lo largo del período de tres años. Las opciones sobre acciones tienen una vida contractual de diez años.

El valor justo promedio ponderado de cada otorgamiento de opciones ha sido estimado, a la fecha de otorgamiento, usando el modelo de precios de opciones Black-Scholes con los siguientes supuestos promedios ponderados:

	31/12/2009	31/12/2008
Volatilidad esperada	66%	37%
Rendimiento anual esperado de dividendos	-	-
Plazo esperado de la opción (años)	6	6
Tasa de interés libre de riesgo	2,01%	3,04%

186

A partir del 1 de enero de 2006, la Compañía utiliza exclusivamente la volatilidad implícita como la volatilidad esperada para determinar el valor justo usando el modelo de precios de opciones Black-Scholes. La volatilidad implícita puede ser utilizada exclusivamente debido a los siguientes factores:

La Compañía utiliza un modelo de valuación basado en un supuesto de volatilidad constante para valorar las opciones sobre acciones de sus empleados;

La volatilidad implícita se deriva de opciones de compra de acciones ordinarias de AES Corporation que son transadas activamente;

Los precios de mercado de tanto las opciones transadas como la acción subyacente son medidos en un momento similar y a una fecha razonablemente cercana a la fecha de otorgamiento de las opciones sobre acciones para empleados;

Las opciones transadas tienen precios de ejercicio que son tanto cercanos al dinero (near-the-money), como cercanos al precio de ejercicio de las opciones sobre acciones para empleados; y

A los vencimientos restantes de las opciones transadas sobre los cuales se basa la estimación les queda por lo menos un año.

Durante el año 2008, la Compañía usó un método simplificado para determinar el plazo esperado, basado en el promedio de la vida contractual original y el período de consolidación proporcional. Esto es apropiado dada la ausencia de información relevante sobre el ejercicio de opciones sobre acciones.

Este método simplificado puede ser usado debido a que las opciones sobre acciones de AES Corporation tienen las siguientes características:

Las opciones sobre acciones se otorgan sobre el dinero (at-the-money);

Su ejercicio está sujeto solamente a la condición de prestar servicios hasta la fecha de consolidación, inclusive;

Si un empleado deja de prestar servicios antes de la fecha de irrevocabilidad (“vesting”), el empleado anula o renuncia a las opciones sobre acciones;

Si un empleado deja de prestar servicios después de la fecha de irrevocabilidad, el empleado tiene un plazo limitado para ejercitar la opción; y

No se puede establecer una cobertura sobre la opción y la opción es intransferible.

La Compañía no descuenta los valores justos a la fecha de otorgamiento determinados para estimar las restricciones posteriores a la irrevocabilidad. Las restricciones posteriores a la irrevocabilidad incluyen los períodos prohibidos (black-out) que es cuando el empleado no puede ejercitar las opciones sobre acciones dado su potencial conocimiento de información antes de que se divulgue al público. Los supuestos que la Compañía ha hecho al determinar el valor justo a la fecha de otorgamiento de sus opciones sobre acciones y las tasas de anulación estimadas representan su mejor estimado.

Usando los supuestos antes mencionados, el valor justo promedio ponderado de cada opción sobre acciones otorgada fue de US\$4,08 y US\$7,65 para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008 respectivamente.

La siguiente tabla resume los componentes de la compensación basada en acciones relacionada a opciones sobre acciones para empleados reconocidos en los estados financieros de la Compañía

	31/12/2009 MUS\$	31/12/2008 MUS\$
Gasto por compensación antes de impuestos	-	-
Valor intrínseco total de las opciones ejercitadas	14	32
Valor justo total a la fecha de otorgamiento de las opciones irrevocadas	350	243
Efectivo recibido por el ejercicio de las opciones sobre acciones	42	38
Beneficios tributarios inesperados realizados con el ejercicio de opciones sobre acciones	-	-

No se usó efectivo para liquidar las opciones sobre acciones ni se capitalizó el costo de la compensación como parte del costo de un activo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008. Se espera reconocer MUS\$212 de costo de compensación total no reconocido relacionado a opciones sobre acciones durante un período promedio ponderado de aproximadamente 1,1 años. No hubo modificaciones a las concesiones de opciones sobre acciones durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009.

A continuación se resumen las actividades relacionadas a opciones por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009 (la cantidad de opciones está en miles, los montos se expresan en miles, excepto por montos por opción):

	<i>Opciones</i>	<i>Precio de ejercicio promedio ponderado MUS\$</i>	<i>Vida contractual restante promedio ponderada (en años)</i>	<i>Valor intrínseco agregado MUS\$</i>
Vigentes al 31 de diciembre de 2008	307.965	16,68	-	-
Ejercitadas durante el ejercicio	(3.684)	11,30	-	-
Anuladas y vencidas durante el ejercicio	(27.346)	19,06	-	-
Otorgadas durante el ejercicio	7.209	6,71	-	-
Transferidas a Gener durante el ejercicio	25.942	18,54	-	-
Vigentes al 31 de diciembre de 2009	310.086	16,46	5,5	-
Irrevocadas y con irrevocabilidad esperada para el 31 de diciembre de 2009	295.361	16,33	5,4	281.833
Con derecho de ejercicio al 31 de diciembre de 2009	244.479	15,93	4,8	239.782

El valor intrínseco agregado en la tabla anterior representa el valor intrínseco total antes de impuestos (la diferencia entre el precio de cierre de la acción de AES Corp. el último día bursátil del cuarto trimestre de 2009 y el precio de ejercicio, multiplicado por la cantidad de opciones dentro del dinero (in-the-money)) que habrían recibido los tenedores de opciones si todos ellos hubiesen ejercido sus opciones el 31 de diciembre de 2009. El monto del valor intrínseco agregado cambiará dependiendo del valor de mercado de las acciones de AES Corp.

Inicialmente, la Compañía reconoce el costo de compensación basado en una estimación de la cantidad de instrumentos para los cuales se espera que se cumplan los requerimientos de servicio. Basado en la experiencia actual, las tasas de anulación utilizadas para opciones otorgadas durante el 2009 fue de 11,62% (24,28% en el ejercicio 2008) Esta estimación será revisada en el caso de que información subsecuente indicase que es probable que el número actual de instrumentos anulados difiriese de la estimación anterior.

Acciones Restringidas

AES Corporation emite también unidades de acciones restringidas (“RSU”, por sus siglas en inglés) de acuerdo a su plan de compensación de largo plazo. Estas RSU generalmente se otorgan basándose en un porcentaje del sueldo base del participante. Las unidades tienen un período de consolidación de tres años y se consolidan en tres partes iguales a lo largo del período de tres años. Luego, se requiere que las unidades se mantengan por dos años adicionales antes de ser cambiadas por acciones, y por ende convertirse en transferibles.

Para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008, el valor justo a la fecha de otorgamiento de las RSU otorgadas era igual al precio de cierre de las acciones de AES Corp. a la fecha de otorgamiento. La Compañía no descuenta los valores justos a la fecha de otorgamiento para reflejar restricciones posteriores a la irrevocabilidad.

Los valores justos de las RSU a la fecha de otorgamiento de las RSU otorgadas a empleados durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008, fueron de US\$6,71 y US\$18,87, respectivamente.

La siguiente tabla resume los componentes de la compensación basada en acciones de AES Corporation relacionada a las RSU para empleados otorgadas reconocidos en los estados financieros de la Compañía:

	31/12/2009 MUS\$	31/12/2008 MUS\$
Gasto por las RSU antes de impuestos	-	-
Valor intrínseco total de las RSU convertidas (1)	582	-
Valor justo total de las RSU irrevocables	536	492

(1) 63.482 RSU fueron convertidas durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009. Ninguna RSU fue convertida durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2008.

No se usó efectivo para liquidar ninguna RSU ni se capitalizó el costo de la compensación como parte del costo de un activo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2009 y 2008. Al 31 de diciembre de 2009, se espera reconocer MUS\$405 de costo de compensación total no reconocido relacionado a las RSU durante un período promedio ponderado de aproximadamente 1,5 años. No hubo modificaciones a las concesiones de las RSU durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009.

A continuación se resumen las actividades relacionadas a las RSU por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009 (los montos en dólares están expresados en miles, excepto en lo referente a valores unitarios):

	RSU	Valor justo promedio ponderado a la fecha de otorgamiento MUS\$	Período de consolidación promedio ponderado restante
No irrevocables al 31 de diciembre de 2008	57.569	19,68	-
Irrevocadas durante el ejercicio	(27.435)	19,53	-
Anuladas y vencidas durante el ejercicio	(1.590)	9,43	-
Otorgadas durante el ejercicio	44.344	6,71	-
No irrevocadas al 31 de diciembre de 2009	72.888	11,99	2,2
Irrevocadas al 31 de diciembre de 2009	81.153	18,55	-
Irrevocadas y con irrevocabilidad esperada para el 31 de diciembre de 2009	138.588	16,72	-

El valor justo promedio ponderado a la fecha de otorgamiento de las RSU otorgadas durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009 fue de US\$6,71. Los valores justos de las RSU irrevocadas durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009 y 2008, fueron de MUS\$536 y MUS\$492, respectivamente. Las cantidades de RSU que se irrevocaron durante los años 2009 y 2008 fueron de 27.435 y 26.066, respectivamente. 63.482 RSU fueron convertidas al 31 de diciembre de 2009. Ninguna RSU fue convertida durante el 2008.

El valor justo total a la fecha de otorgamiento de las RSU durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009, fue de MUS\$298.

Nota 36 - Medio Ambiente

El Grupo tiene como política de largo plazo el desarrollo sustentable de sus actividades, en armonía con el medio ambiente. En este contexto las inversiones que se realizan en instalaciones, equipos y plantas industriales contemplan tecnología de punta, en línea con los últimos avances en estas materias.

Los principales gastos medio ambientales durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009 y 2008 se detallan en el siguiente cuadro:

<i>Detalle</i>	<i>Saldos</i>	
	<i>31/12/2009</i> <i>MUS\$</i>	<i>31/12/2008</i> <i>MUS\$</i>
Estación monitora calidad del aire	290	176
Precipitadores electrostáticos	45	175
Sistema aguas servidas	20	7
Depósito de cenizas	872	1.053
Monitoreo marino (Monitoreo oceanográfico y control de riles)	139	229
Monitoreo chimeneas	217	260
Gastos varios comisión medio ambiente Ley 99	5.322	5.490
Otros	167	146
TOTAL	7.072	7.536

Los principales desembolsos del ejercicio detallados por filial y proyecto son los siguientes:

190

<i>Reconocimiento Contable</i>	<i>Sociedad</i>	<i>Proyecto</i>	<i>Acum. Dic-08</i> <i>MUS\$</i>	<i>Acum. Dic-09</i> <i>MUS\$</i>	<i>Monto Comprometido</i> <i>MUS\$</i>	<i>Descripción</i>
Propiedades, Plantas y Equipos	AES Gener S.A.	FGD	15.522	49.247	9.082	Sistema de Desulfurización de los gases de la combustión de la Unidad 2 de Central Ventanas.
Inversión de capital	AES Gener S.A.	Low Nox	2.470	3.503	447	Reemplazo de los quemadores de la Caldera de Central Ventanas por quemadores de última tecnología.
Inversión de capital	AES Gener S.A.	Laguna Verde	-	164	3.147	Modificación del tipo de combustible de la Central Laguna Verde desde Carbón a Diesel.
Inversión de capital	AES Gener S.A.	Sistema Manejo Escoria	6.174	8.502	-	Sistema de manejo de escoria para la Central Ventanas, en base a un sistema de decantación y sedimentación.
Resultado	AES Gener S.A.	Salida Nudo Vial	-	87	326	Mejoramiento vial, modificación cruce Ruta F-30-E Sector acceso a Puerto Ventanas - Gener.
Propiedades, Plantas y Equipos	Sociedad Eléctrica Santiago	SCR	-	4.482	4.186	Sistema de reducción catalítico, Central Nueva Renca.

Los proyectos incluidos aquí tienen por objeto optimizar el desempeño de estas plantas a objeto de garantizar el cumplimiento de las normas aplicables.

Todos los proyectos detallados se encuentran en desarrollo a la fecha de los presentes estados financieros. En AES Gener S.A. existen además, otros proyectos asociados al desarrollo de nuevas tecnologías aplicadas para mitigar el impacto en el medio ambiente.

Nota 37 - Hechos Posteriores

AES Gener S.A.

En respuesta al Oficio Circular N° 574 de fecha 1 de marzo de 2010, el 3 de marzo de 2010 la Compañía informó a la SVS que en relación al terremoto que afectó gravemente a la zona centro sur del país el 27 de febrero de 2010 (i) la generación del Sistema Interconectado Central (SIC) en su conjunto, no se había visto mayormente afectada por la situación descrita, el sismo ha provocado daños en algunas de sus instalaciones, cuyos impactos y magnitud estaban en proceso de ser evaluados; (ii) a dicha fecha, en relación a las plantas de generación eléctrica de AES Gener S.A., sus filiales y coligadas en Chile, de la capacidad total que posee la Compañía en el país de aproximadamente 3.130 MW, el 17% de su parque generador, equivalente a 545 MW, se encontraba en revisión de daños asociados al señalado terremoto y por consiguiente había sido declarado indisponible ante el Centro de Despacho Económico de Carga del SIC. El 83% restante se encontraba en operación, disponible para operación o bien indisponible por motivos de mantenimiento programado con anterioridad al mencionado evento; (iii) las plantas que se encontraban disponibles a la fecha del terremoto y que seguían siendo inspeccionadas a dicha fecha son las siguientes: Maitenes (central hidroeléctrica de pasada, 31 MW), Ventanas Unidad N° 1 (central termoeléctrica a carbón, 118 MW) y Nueva Ventanas (central termoeléctrica a carbón, 272 MW), Renca (central termoeléctrica a diesel, 100 MW), Constitución y Laja (centrales a biomasa, 24 MW); (iv) la Compañía esperaba terminar las revisiones y las reparaciones requeridas a sus instalaciones y progresivamente entregar las unidades a despacho dentro las siguientes dos semanas. Los proyectos en construcción de la Compañía por aproximadamente 950 MW también estaban siendo inspeccionados por daños a consecuencia del terremoto. A dicha fecha, la Compañía no había detectado daños visibles a estas instalaciones; y (v) la Compañía cuenta con seguros de todo riesgo operacional, que incluyen cobertura de daño físico y perjuicio por paralización, de acuerdo a prácticas usuales de la industria.

A la fecha de aprobación de los presentes estados financieros, sólo el 3% de su parque generador, correspondiente a la central Renca de 100 MW, se encuentra indisponible ante el Centro de Despacho Económico de Carga del SIC debido a reparaciones en curso.

Sociedad Eléctrica Santiago S.A.

En respuesta al Oficio Circular N° 574 de fecha 1 de marzo de 2010 de la Superintendencia de Valores y Seguros, respecto a informar los efectos o impactos en nuestra Compañía por el terremoto que afectó gravemente a la zona centro sur de Chile el pasado 27 de febrero pasado, la Sociedad informó lo siguiente: Central Nueva Renca de 379 MW se encuentra disponible y en funcionamiento, mientras que Central Renca de 100 MW, se encuentra en revisión de daños asociados al señalado terremoto y por consiguiente ha sido declarada indisponible ante el Centro de Despacho Económico de Carga del SIC. La Compañía espera finalizar prontamente las revisiones y reparaciones requeridas a sus instalaciones y progresivamente entregar Central Renca a despacho. La Compañía cuenta con seguros de todo riesgo operacional, que incluyen cobertura de daño físico y perjuicio por paralización, de acuerdo a prácticas usuales de la industria.

A la fecha de emisión de los Estados Financieros Consolidados, no se registraron otros hechos posteriores que puedan afectar la presentación de los mismos.

ANÁLISIS RAZONADO DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Resultados de AES Gener S.A.
al 31 de diciembre de 2009

1. Resumen del período

Al 31 de diciembre de 2009 AES Gener S.A. (Gener o la Compañía) registró utilidad de US\$328 millones, US\$294 millones mayor que la utilidad de US\$34 millones registrada a diciembre de 2008. Cabe señalar que aproximadamente US\$102 millones de esta variación está asociada a los ajustes registrados en 2008 por la conversión de la norma contable de la Compañía a las normas contables internacionales o International Financial Reporting Standards, IFRS. En tanto, el EBITDA de la Compañía fue de US\$528 millones, 33% mayor que el registrado durante el año 2008, principalmente explicado por el mayor margen bruto registrado en 2009.

El margen bruto durante 2009 fue US\$117 millones mayor que en 2008, lo que representa un aumento de 32%. Este incremento se debe fundamentalmente a una reducción en el costo de ventas, explicado por menores costos de combustible y compras de energía principalmente en el Sistema Interconectado Central (SIC). Las ventas en Colombia aumentaron, principalmente asociadas a mayores ventas a clientes y al mercado spot. Cabe destacar los buenos resultados obtenidos en Colombia a pesar de que en el año 2009 se registró la peor hidrología en los últimos 30 años en la zona del embalse de Chivor. Las ventas en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) también aumentaron debido a mayores ventas de potencia y energía spot. Estos efectos fueron parcialmente compensados por menores ingresos ordinarios en el SIC, explicados fundamentalmente por menores ventas a distribuidoras sin contrato, menores ventas spot y menores ventas a clientes regulados.

Dentro del resultado financiero, la variación más importante está asociada a las ganancias por diferencias de cambio principalmente debido a la apreciación en un 20% y 9% en el peso chileno y colombiano, respectivamente entre diciembre de 2008 y 2009. Adicionalmente, se registró un aumento por participación en ganancia de asociadas, a raíz de una mayor contribución de la coligada Guacolda.

Los principales hitos de Gener durante el año 2009 fueron:

- Gener se adjudicó 10 bloques por un total de 1.100 GWh en la licitación efectuada por Chilquinta en enero de 2009. El suministro se inició en enero 2010 y termina en diciembre de 2023.
- El día 5 de febrero de 2009, finalizó el aumento de capital de Gener, mediante el cual se recaudaron aproximadamente US\$246 millones. El aumento fue suscrito en un 99,3% por accionistas actuales en el período de opción preferente.
- El 8 de abril de 2009, Gener colocó bonos en dólares en el mercado chileno por un total de US\$196 millones.
- El 16 de octubre de 2009 se contrató una línea de crédito a tres años plazo por el equivalente a UF 3.940.000 con un grupo de bancos locales.
- Durante 2009, Gener completó la construcción de cuatro proyectos, incrementando la capacidad instalada en Chile en 545 MW
 - En abril, se declaró en operación comercial la central de respaldo Santa Lidia, con potencia instalada de 139 MW en el SIC.
 - En julio, se declaró en operación comercial la central a carbón Guacolda III, de la coligada Guacolda, que cuenta con potencia instalada de 152 MW en el SIC.
 - En noviembre, la filial Norgener S.A. (Norgener) inauguró el primer banco de baterías de litio recargables de alta eficiencia y de escala industrial en Chile con 12 MW de potencia en el SING.
 - En diciembre, se terminó la construcción de la central Nueva Ventanas, de la filial Empresa Eléctrica Ventanas S.A. (Eléctrica Ventanas), central a carbón con potencia instalada de 272 MW en el SIC.

2. Análisis del resultado

Resultados (MUS\$)	2009	2008
Ingresos ordinarios		
Ventas de energía y potencia	1.564.746	1.803.576
Otros ingresos	88.674	54.336
Total ingresos ordinarios	1.653.420	1.857.912
Costos de venta		
Costo de combustible	(443.462)	(723.378)
Costo de venta de combustible	(12.157)	(24.845)
Compras de energía y potencia	(424.469)	(486.126)
Costo uso sistema de transmisión	(73.319)	(66.119)
Costo de venta productivo y otros	(80.831)	(80.282)
Depreciación e intangibles	(131.249)	(106.579)
Total costos de venta	(1.165.487)	(1.487.329)
MARGEN BRUTO	487.933	370.583
Otros ingresos de operación		
Ingresos financieros	21.866	9.880
Otros ingresos de explotación	5.631	1.151
Total otros ingresos de operación	27.497	11.031
Investigación y desarrollo	(90)	(1.714)
Gastos de administración	(88.288)	(71.228)
Otros gastos varios de operación	(8.394)	(8.804)
Costos financieros	(90.222)	(87.769)
Participación en ganancia (pérdida) de empresas relacionadas	28.049	13.128
Diferencias de cambio	60.115	(102.728)
Otras ganancias (pérdidas)	1.258	(30.910)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	417.857	91.587
Impuesto a las ganancias	(92.262)	(57.321)
Ganancia (pérdida) después de impuesto	325.595	34.268
Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	325.595	34.268
Ganancia (Pérdida) atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora	327.939	34.103
Ganancia (pérdida) atribuible a participación minoritaria	(2.344)	165
GANANCIA (PÉRDIDA)	325.595	34.268

2.1. EBITDA

Al 31 de diciembre de 2009, el EBITDA fue de US\$528 millones, US\$132 millones mayor que el registrado el año anterior. Esta variación positiva está principalmente relacionada con el mayor margen bruto de US\$117 millones.

La contribución sobre el EBITDA de los distintos mercados en que el grupo Gener participa fue: SIC 32%, SING y Sistema Argentino de Interconexión (SADI) 41% y Colombia 27%.

<i>EBITDA (MUS\$)</i>	2009	2008
<i>Margen Bruto</i>	487.933	370.583
Depreciación e intangibles (-)	131.249	106.579
Otros ingresos de explotación	5.631	1.151
Investigación y desarrollo	(90)	(1.714)
Gastos de administración	(88.288)	(71.228)
Otros gastos varios de operación	(8.394)	(8.804)
Otros costos no incluidos en EBITDA	331	147
EBITDA	528.372	396.714

194

2.1.1. Ingresos ordinarios

Los ingresos ordinarios disminuyeron US\$204 millones, efecto fundamentalmente explicado por menores ingresos de US\$338 millones en el SIC, compensado por mayores ingresos de US\$59 millones y US\$34 millones en Colombia y en el SING, respectivamente. El ajuste de consolidación representa las ventas de carbón intercompañía de Gener a la filial Norgener en el SING.

<i>Ingresos Ordinarios (MUS\$)</i>	2009	2008
Ingresos ordinarios SIC	960.066	1.297.584
Ingresos ordinarios SING y SADI	417.767	383.335
Ingresos ordinarios Colombia	347.029	287.744
Ajuste consolidación	(71.442)	(110.752)
TOTAL INGRESOS ORDINARIOS	1.653.420	1.857.912

La distribución de las ventas físicas de energía al cierre de diciembre de 2009 y 2008 fue la siguiente:

<i>Ventas Energía por Mercado (GWh)</i>	2009	2008
<i>SIC</i>	7.465	8.325
Regulados	5.776	5.744
Distribuidoras sin contrato	1.179	1.210
CDEC	175	833
No-Regulados	334	538
<i>SING</i>	3.135	3.034
Regulados	-	-
CDEC	1.120	733
No-Regulados	2.015	2.301
<i>SIN-Colombia</i>	6.167	6.607
Bolsa de Energía	2.876	3.799
Otras	3.291	2.808
<i>SADI</i>	2.267	1.379
TOTAL VENTAS	19.035	19.345

Sistema Interconectado Central (SIC)

En el SIC, los ingresos ordinarios disminuyeron US\$338 millones comparando los años 2009 y 2008, principalmente asociado a menor ingreso por ventas a distribuidoras sin contrato, menor ingreso por venta de energía spot y menores ventas a clientes regulados.

La venta a distribuidoras sin contrato disminuyó en US\$119 millones debido fundamentalmente a la disminución en el costo marginal, el cual bajó desde un promedio de 203 US\$/MWh durante el año 2008 a 105 US\$/MWh durante 2009. A esto se sumó una disminución en la venta física que pasó de 1.210 GWh en 2008 a 1.179 GWh en el año 2009.

Las ventas de energía spot disminuyeron en US\$113 millones, debido a la menor venta física de 657 GWh, equivalente a 833 GWh en 2008 y 175 GWh en 2009. A esto se suma el efecto del menor costo marginal promedio, detallado anteriormente. El volumen vendido en el mercado spot se redujo en gran parte debido a la suspensión del contrato de compra y venta de energía entre Gener y la filial Sociedad Eléctrica Santiago S.A. (Eléctrica Santiago) a partir del 1 de agosto de 2007 por once meses. El contrato de energía con Gener se reanudó el 1 de julio de 2008 y actualmente se encuentra vigente. La suspensión permitió que Eléctrica Santiago registrara mayores ventas spot en el primer semestre de 2008.

La venta a clientes regulados disminuyó en US\$89 millones asociado al menor precio de nudo registrado en el año 2009, parcialmente compensado por un aumento en la venta física que pasó de 5.744 GWh en el período enero-diciembre 2008 a 5.776 GWh en el año 2009.

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y Sistema Argentino de Interconexión (SADI)

En el SING y SADI, los ingresos ordinarios aumentaron US\$34 millones comparando los años 2009 y 2008, principalmente asociado a mayor ingreso por venta de potencia y energía spot, y mayores ventas a clientes libres.

Las ventas de potencia aumentaron US\$19 millones entre 2008 y 2009 específicamente relacionado con las reliquidaciones de potencia realizados en ambos años. En 2008, se registró una reliquidación negativa comparada con la reliquidación positiva recibida en 2009.

Las ventas de energía spot aumentaron en US\$18 millones. Esto se explica por la mayor venta física, que en el SING aumentó de 733 GWh en 2008 a 1.120 GWh en 2009 y mayor venta física en el SADI que aumentó de 1.379 GWh al cierre de diciembre de 2008 a 2.267 GWh en el mismo período de 2009. Lo anterior fue parcialmente compensado por el efecto de menor costo marginal promedio en el SING, el cual disminuyó desde un promedio de 201 US\$/MWh durante 2008 a 111 US\$/MWh en 2009.

Las ventas a clientes libres en el SING aumentaron en US\$2 millones principalmente por mayores precios a clientes libres. Lo anterior fue parcialmente compensado por menores ventas físicas que pasaron de 2.301 GWh en 2008 a 2.015 GWh al 31 de diciembre de 2009, lo cual se debe al vencimiento de los contratos de Gener con Zaldívar y Lomas Bayas en junio 2008.

Sistema Interconectado Nacional Colombiano (SIN)

En Colombia, los ingresos ordinarios aumentaron US\$59 millones comparando los años 2009 y 2008, principalmente asociado a mayor venta de energía a clientes y mayor ingreso por venta de energía spot.

Las ventas a clientes aumentaron en US\$31 millones debido a mayores ventas físicas que pasaron de 2.808 GWh en 2008 a 3.291 GWh al cierre de diciembre de 2009.

Las ventas de energía spot y ventas por servicios auxiliares aumentaron en US\$28 millones. Esto se explica por los mayores precios de bolsa que aumentaron desde un promedio de 45 US\$/MWh durante 2008 a 69 US\$/MWh en el año 2009, producto de un año más seco en Colombia. Lo anterior fue parcialmente compensado por la menor venta física que disminuyó de 3.799 GWh en 2008 a 2.876 GWh a diciembre de 2009.

2.1.2. Costos de venta

Los costos de venta disminuyeron US\$322 millones, efecto fundamentalmente explicado por menores costos de combustible de US\$280 millones y menores compras de energía y potencia de US\$62 millones. El ajuste de consolidación representa las ventas de carbón intercompañía de Gener a la filial Norgener en el SING.

<i>Costos de venta (MUS\$)</i>	2009	2008
Costos de venta SIC	790.173	1.210.996
Costos de venta SING y SADI	241.792	244.461
Costos de venta Colombia	204.965	142.624
Ajuste consolidación	(71.442)	(110.752)
TOTAL COSTOS DE VENTA	1.165.487	1.487.329

Sistema Interconectado Central (SIC)

En el SIC, los costos de venta disminuyeron US\$421 millones comparando los años 2009 y 2008 principalmente asociado a menores costos de combustible y menores compras de energía y potencia.

Los costos de combustible disminuyeron producto de una menor generación térmica y menores precios de diesel y carbón. La generación térmica de todas las centrales de diesel y carbón del grupo Gener en el SIC, disminuyó de 4.657 GWh al 31 de diciembre de 2008 a 3.916 GWh al cierre de diciembre de 2009, efecto principalmente asociado al menor despacho de las unidades de respaldo.

Adicionalmente, el volumen comprado en el mercado spot disminuyó 171 GWh comparando los años 2009 y 2008. Esta variación está relacionada con la suspensión del contrato de compra y venta de energía entre Gener y su filial Eléctrica Santiago a partir del 1 de agosto de 2007 por once meses. El contrato de energía con Gener se reanudó el 1 de julio de 2008 y actualmente se encuentra vigente.

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y Sistema Argentino de Interconexión (SADI)

En el SING y SADI, los costos de venta disminuyeron desde US\$244 millones al cierre de diciembre de 2008 a US\$242 millones al 31 de diciembre de 2009, efecto explicado fundamentalmente por menor consumo de combustible, principalmente asociado a una reducción en la generación de Norgener debido al mantenimiento programado de la central y menores precios de carbón. Este efecto fue parcialmente compensado por mayor depreciación y mayores compras de potencia en Chile.

Sistema Interconectado Nacional Colombiano (SIN)

En Colombia, los costos de venta aumentaron US\$62 millones principalmente asociado al incremento en el costo de compra de energía explicado por mayores precios spot en pesos colombianos producto de la menor energía embalsada en el sistema, que pasaron de un promedio de 88,6 Col\$/kWh al 31 de diciembre de 2008 a 144,4 Col\$/kWh al cierre de diciembre de 2009. Este efecto fue parcialmente compensado por las reducciones en costo de uso del sistema de transmisión y depreciación.

197

2.1.3. Gastos de administración

Los gastos de administración aumentaron 24%, pasando de US\$71 millones al 31 de diciembre de 2008 a US\$88 millones en igual período de 2009, fundamentalmente relacionado con mayores servicios de terceros y mayores remuneraciones y beneficios sociales, todos ellos asociados a los proyectos de expansión en curso.

2.2. Resultado financiero

Las variables de resultados que no corresponden a EBITDA que sufrieron mayores variaciones fueron las diferencias de cambio que registraron una variación positiva de US\$163 millones, otras ganancias (pérdidas) con una variación positiva de US\$32 millones, participación en ganancia (pérdida) de asociadas con un aumento de US\$15 millones y mayores ingresos financieros de US\$12 millones.

La siguiente tabla muestra las variaciones antes mencionadas:

<i>Resultado financiero (MUS\$)</i>	2009	2008
Diferencias de cambio	60.115	(102.728)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas	28.049	13.128
Otras ganancias (pérdidas)	1.258	(30.910)
Ingresos financieros	21.866	9.880

La utilidad por diferencias de cambio a diciembre 2009 se debe a que la Compañía presenta una posición activa neta en pesos chilenos y colombianos entre diciembre 2008 y diciembre 2009. Cabe señalar que entre el cierre de diciembre de 2008 y diciembre de 2009, el dólar observado bajó 20% desde \$636,5 a \$507,1, mientras que entre diciembre de 2007 y diciembre de 2008 la tasa de cambio subió 28%, de \$496,9 a \$636,5. En relación a los pesos colombianos, entre el cierre de diciembre de 2008 y diciembre de 2009 el peso colombiano se apreció 9% desde Col\$2.243,59 a Col\$2.044,23, mientras que entre diciembre de 2007 y diciembre de 2008 la tasa de cambio subió 11%, de Col\$2.014,76 a Col\$2.243,59.

La participación en ganancia (pérdida) de asociadas en el período aumentó debido a la mayor ganancia de Guacolda de US\$23 millones.

La disminución en otras pérdidas se relaciona principalmente con la pérdida extraordinaria registrada en resultados a diciembre de 2008 asociada a la venta de la participación de Gener en las sociedades dominicanas Empresa Generadora de Electricidad Itabo S.A. (Itabo) y New Caribbean Investment S.A. (NCI).

Adicionalmente, se registraron mayores ingresos financieros principalmente asociado a las variaciones de mercado del swap de tasas de interés del crédito de Eléctrica Ventanas y mayores inversiones financieras debido al mayor nivel de caja.

2.3. Impuesto a la renta

El gasto por impuesto al cierre de diciembre de 2009 fue mayor en US\$35 millones, aumentando de US\$57 millones al 31 de diciembre de 2008 a US\$92 millones durante el mismo período de 2009. El aumento en el cargo en impuestos se explica por el incremento en la ganancia antes de impuesto al cierre de diciembre de 2009, en comparación al año 2008.

198

3. Análisis del balance

Al 31 de diciembre de 2009, se registraron activos por US\$5.424 millones, 33% mayor que los US\$4.092 millones registrados al cierre de diciembre de 2008. Esta variación está explicada por el aumento en activos corrientes de US\$505 millones y el incremento en activos no corrientes de US\$827 millones.

El total de patrimonio neto y pasivos registró un aumento de US\$1.332 millones, explicado por mayores pasivos corrientes de US\$173 millones, mayores pasivos no corrientes de US\$595 millones y el aumento de US\$563 millones en patrimonio neto.

<i>Balance (MUS\$)</i>	<i>2009</i>	<i>2008</i>	<i>Variación</i>	<i>Variación %</i>
Activos corrientes	1.002.166	497.643	504.523	101%
Activos no corrientes	4.421.906	3.594.754	827.152	23%
TOTAL ACTIVOS	5.424.072	4.092.397	1.331.675	33%
Pasivos corrientes	556.820	383.444	173.376	45%
Pasivos no corrientes	2.264.754	1.669.900	594.854	36%
Patrimonio neto	2.602.498	2.039.053	563.445	28%
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	5.424.072	4.092.397	1.331.675	33%

Entre las variaciones del activo corriente destacan los efectos positivos en activos financieros disponibles para la venta de US\$318 millones, en efectivo y equivalente al efectivo de US\$101 millones y en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar de US\$97 millones. Las variaciones positivas en activos financieros disponibles para la venta y en efectivo y equivalente al efectivo están principalmente asociadas al aumento de capital finalizado en febrero de 2009 por US\$246 millones y el bono de US\$196 millones emitido en abril 2009. El incremento en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar se relaciona fundamentalmente a mayores remanentes de crédito fiscal relacionados a los proyectos en construcción y mayores deudores comerciales de Chivor.

El activo no corriente aumentó 23% principalmente por el incremento en el rubro propiedades, planta y equipo de US\$776 millones relacionado con el proyecto de la filial Eléctrica Ventanas, central Nueva Ventanas (272 MW) que terminó su construcción en diciembre de 2009 y el proyecto de la filial Empresa Eléctrica Angamos S.A. (Eléctrica Angamos), central Angamos (518 MW), que se encuentra en construcción. Adicionalmente, se registró una variación positiva en activos de cobertura no corriente de US\$74 millones asociado al swap de tasa de interés del crédito de Eléctrica Angamos.

Los pasivos corrientes experimentaron un aumento de 45% respecto de lo registrado al 31 de diciembre de 2008. Entre las variaciones destaca el incremento en acreedores comerciales y otras cuentas por pagar de US\$140 millones relacionado con compras de activo fijo principalmente asociado a equipos de las plantas en construcción y un aumento en dividendos por pagar de corto plazo debido al incremento en la utilidad en el período. Adicionalmente, se registró un aumento en cuentas por pagar por impuestos corrientes de US\$19 millones principalmente producto del consumo de las pérdidas tributarias y mayores pasivos de cobertura de US\$13 millones asociados a los swap de tasas de interés de los créditos de Eléctrica Ventanas y Eléctrica Angamos.

Los pasivos no corrientes aumentaron US\$595 millones principalmente producto del incremento en préstamos que devengan intereses, efecto asociado a la emisión de un bono por US\$196 millones en abril de 2009 y a los desembolsos de los préstamos de los proyectos Nueva Ventanas y Angamos. Este efecto fue parcialmente compensado por una disminución en pasivos de cobertura no corriente de US\$82 millones, principalmente asociado a las variaciones de mercado de los swap de tipo de cambio y de tasas de interés de los créditos de Gener y Eléctrica Ventanas, respectivamente.

El patrimonio aumentó 28%, equivalentes a US\$563 millones, principalmente producto del mayor capital emitido de US\$246 millones como resultado del aumento de capital finalizado en febrero de 2009. Adicionalmente, se registró un aumento en otras reservas de US\$191 millones asociadas a mayores reservas de dividendos y menor reserva de coberturas y mayores resultados retenidos de US\$127 millones debido al mayor resultado del ejercicio.

4. Indicadores

Los indicadores de liquidez mejoraron fundamentalmente por el mayor nivel de activos corrientes al 31 de diciembre de 2009, en comparación al cierre de diciembre 2008.

El pasivo exigible aumentó principalmente por el mayor nivel de préstamos que devengan intereses, relacionado con el mayor desembolso de deuda de las filiales con proyectos en construcción, Eléctrica Ventanas y Eléctrica Angamos, y el bono en dólares emitido por Gener en abril de 2009 y por mayores acreedores comerciales debido a la construcción de los proyectos antes mencionados.

La cobertura de gastos financieros aumentó debido al mayor resultado antes de impuestos registrado a diciembre de 2009.

La rentabilidad de los activos y del patrimonio fue superior a diciembre de 2009, debido a la mayor ganancia registrada al cierre de diciembre 2009, en comparación a diciembre 2008.

		2009	2008
Liquidez			
Activos corrientes / Pasivos corrientes	(veces)	1,80	1,30
Razón ácida	(veces)	0,29	0,16
(Activo corr.- Inventarios) / Pasivo corr.	(veces)	1,71	1,12
Endeudamiento			
Pasivo exigible/Patrimonio neto	(veces)	1,08	1,01
Pasivos corrientes/Pasivo exigible	(veces)	0,20	0,19
Pasivos no corrientes/Pasivo exigible	(veces)	0,80	0,81
Pasivo exigible	(millones de dólares)	2.822	2.053
Cobertura gastos financieros	(veces)	5,63	2,04
Actividad			
Patrimonio neto	(millones de dólares)	2.602	2.039
Propiedades, planta y equipo, neto	(millones de dólares)	3.962	3.187
Total activos	(millones de dólares)	5.424	4.092
Rentabilidad			
De los activos (1)	(%)	6,05	0,88
Del patrimonio (1)	(%)	12,60	1,67
Rendimiento activos operacionales (2)	(%)	12,31	11,63
Utilidad/Acción (3)	(dólares)	0,04	0,005
Retorno dividendos (4)	(%)	3,7	2,2

(1) La rentabilidad de los activos y del patrimonio está calculada considerando la utilidad de 12 meses al cierre de cada período, y el activo y patrimonio a cada fecha.

(2) Los activos operacionales considerados para este índice están registrados en Propiedades, Planta y Equipos, Neto.

(3) La utilidad por acción al cierre de cada período está calculada considerando el número de acciones pagadas a cada fecha.

(4) Considera los dividendos pagados en los últimos doce meses dividido por el precio de mercado de la acción al cierre de cada período.

5. Análisis de flujo de caja

El flujo neto total fue de US\$94 millones al 31 de diciembre de 2009, lo que se compara favorablemente con el flujo negativo de US\$33 millones en el año 2008. El flujo positivo se explica por la variación positiva en las actividades de financiamiento y operación, lo que fue parcialmente compensado por las actividades de inversión.

Flujo de caja (MUS\$)	2009	2008	Variación
Flujo neto de operación	645.826	243.533	402.293
Flujo neto de inversión	(1.193.549)	(615.488)	(578.061)
Flujo neto de financiamiento	641.493	339.442	302.051
Flujo neto total del período	93.770	(32.513)	126.283
SALDO FINAL DE EFECTIVO Y EFECTIVO EQUIVALENTE	162.647	61.541	101.106

El flujo de operación registró una variación positiva de US\$402 millones al cierre de diciembre de 2009, en comparación al año anterior, principalmente por la mayor utilidad del período.

Las actividades de inversión presentaron una variación negativa de US\$578 millones, comparando los años 2009 y 2008. Las principales variaciones dentro de las actividades de inversión fueron un aumento en pagos para adquirir otros activos financieros de US\$391 millones que refleja mayores inversiones debido a lo recaudado mediante el aumento de capital finalizado en febrero 2009 y la emisión del bono local de abril 2009, mayores egresos asociados a la incorporación de propiedad, planta y equipos de US\$208 millones relacionada con los proyectos en construcción y menores importes recibidos por desapropiación de asociadas de US\$68 millones relacionado a la venta de Itabo y NCI en 2008. Estos efectos fueron parcialmente compensados por un aumento en otros flujos de efectivo de actividades de inversión de US\$74 millones asociado a liquidación de inversiones.

Las actividades de financiamiento representaron un mayor flujo de US\$302 millones al cierre de diciembre de 2009, comparado con igual período de 2008. Entre las variaciones destacan un aumento en importes recibidos por emisión de otros pasivos financieros de US\$188 millones como consecuencia de la emisión local de bono efectuada en abril de 2009, la mayor obtención de préstamos de US\$126 millones debido a los desembolsos de los créditos asociados a los proyectos Nueva Ventanas y Angamos, mayores flujos de efectivo de actividades de financiación de US\$101 millones y menor pago de préstamos de US\$12 millones. Estos efectos fueron parcialmente compensados por mayores pagos de dividendos efectuados de US\$64 millones debido fundamentalmente al dividendo provisorio de US\$40 millones pagado en el cuarto trimestre de 2009 y menores importes por emisión de instrumentos de patrimonio neto de US\$24 millones, dado que el aumento de capital finalizado en febrero de 2009 fue por un monto menor que el aumento de capital que concluyó en junio de 2008.

6. Balance de energía

La siguiente tabla muestra la generación de energía, las compras y las ventas de las filiales operativas en cada uno de los mercados en que Gener participa.

<i>Energía (GWh)</i>	SIC			SING		SADI	SIN	<i>Total</i>
	<i>Gener</i>	<i>Eléctrica Santiago</i>	<i>Energía Verde</i>	<i>Norgener</i>	<i>TermoAndes</i>	<i>TermoAndes</i>	<i>Chivor</i>	
Generación								
Generación Hidro	1.468	-	-	-	-	-	3.300	4.768
Generación Termo	2.605	1.223	88	1.827	1.343	2.270	-	9.356
GENERACIÓN TOTAL	4.073	1.223	88	1.827	1.343	2.270	3.300	14.123
Compras								
Compras Energía – Spot	1.078	1.013	-	53	-	-	1.517	3.660
Compras Energía – Otros Generadores	21	-	-	6	-	-	1.331	1.358
Compras Energía – Intercompañía	1.812	-	39	164	-	-	-	2.014
TOTAL COMPRAS	2.910	1.013	39	223	-	-	2.848	7.032
<i>Pérdidas</i>	<i>(25)</i>	<i>(1)</i>	<i>(4)</i>	<i>(36)</i>	<i>(58)</i>	<i>(3)</i>	<i>20</i>	<i>(107)</i>
Ventas								
Venta Energía – Reguladas	5.776	-	-	-	-	-	-	5.776
Venta Energía – RM 88	783	396	-	-	-	-	-	1.179
Venta Energía – Libres	299	-	35	1.932	83	-	3.291	5.640
Venta Energía – Spot	61	114	-	83	1.037	2.267	2.876	6.439
Venta Energía – Intercompañía	39	1.724	88	-	164	-	-	2.014
TOTAL VENTAS	6.958	2.234	123	2.015	1.284	2.267	6.167	21.049

7. Análisis de mercado

La actividad de generación de Gener en Chile se desarrolla fundamentalmente en torno a dos grandes sistemas eléctricos, el Sistema Interconectado Central, que cubre desde el sur de la II región hasta la X región y el Sistema Interconectado del Norte Grande, que abarca la I, la XV y parte de la II regiones. En Colombia, Chivor es una de las principales operadoras del Sistema Interconectado Nacional. Cabe señalar que TermoAndes también realiza ventas al Sistema Argentino de Interconexión.

Sistema Interconectado Central (SIC)

La disminución en el costo marginal desde diciembre de 2008 a diciembre de 2009 se explica por la reducción en los precios de combustible, principalmente diesel, una mayor generación hidráulica durante el periodo y la entrada de nuevas centrales al sistema. Al 31 de diciembre de 2009, las empresas del grupo Gener, incluido Guacolda, aportaron 21% de la generación neta del SIC. La tabla a continuación muestra las principales variables del SIC durante 2009 y 2008.

<i>SIC</i>		2009	2008
Variación demanda	(%)	(0,5)	(1,0)
Consumo promedio	(GWh)	3.283	3.300
Costo marginal promedio (Quillota 220 kV)	US\$/MWh	104,8	203,3

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y Sistema Argentino de Interconexión (SADI)

La reducción en el costo marginal se explica principalmente por el menor precio de diesel durante 2009 en comparación al año anterior. Al 31 de diciembre de 2009, las empresas del grupo Gener aportaron 22% de la generación neta del SING. Por su parte, el aporte de TermoAndes al SADI a diciembre de 2009 corresponde al 2,2% de la generación del sistema. La tabla a continuación muestra las principales variables del SING y SADI durante 2009 y 2008.

<i>SING y SADI</i>		2009	2008
Variación demanda SING	(%)	3,3	4,3
Consumo promedio SING	(GWh)	1.138	1.102
Costo marginal promedio SING (Crucero 220 kV)	US\$/MWh	110,7	200,9
Costo marginal promedio SADI	US\$/MWh	26,1	27,7

Sistema Interconectado Nacional Colombiano (SIN)

Los precios en bolsa en pesos colombianos aumentaron en un 63% entre el año 2008 y 2009 producto de la hidrología más seca en Colombia, sin embargo, debido a la apreciación del dólar en el período, los precios en bolsa en dólares sólo aumentaron 51%. Al 31 de diciembre de 2009, la generación de Chivor representó 6% de la generación en Colombia. La tabla a continuación muestra las principales variables del SIN en los 2009 y 2008.

<i>Colombia</i>		2009	2008
Variación demanda	(%)	1,5	1,9
Consumo promedio	(GWh)	4.557	4.489
Precio bolsa promedio	US\$/MWh	68,5	45,4

8. Análisis de riesgo.

8.1. Riesgos de mercado

Los riesgos de mercado corresponden a aquellas incertidumbres asociadas a variaciones en variables que afectan los activos y pasivos de la Compañía.

8.1.1. Riesgo de tipo de cambio

La moneda funcional de la Compañía es el dólar dado que los ingresos, costos e inversiones en equipos son principalmente determinados con base en el dólar. Asimismo, la Compañía esta autorizada para declarar y pagar sus impuestos en dólares. El riesgo de tipo de cambio está asociado a ingresos, costos, inversiones y deuda denominada en moneda distinta al dólar estadounidense. Los principales conceptos determinados en pesos chilenos corresponden a los saldos acumulados de créditos por Resolución Ministerial N° 88 y créditos impositivos mayoritariamente relacionados con créditos de IVA. Al 31 de diciembre de 2009, Gener mantenía varios contratos a futuro de moneda con bancos con el propósito de disminuir su exposición al peso chileno. Al 31 de diciembre de 2009, el impacto de una variación de 10% en la tasa de cambio del peso chileno con respecto al dólar podría generar un impacto de aproximadamente US\$24 millones en los resultados de Gener. Durante 2009, aproximadamente 79% de los ingresos ordinarios y el 79% de los costos de la Compañía están denominados en dólares.

Cabe señalar que la moneda funcional de Chivor es el peso colombiano dado que la mayor parte de los ingresos, particularmente las ventas por contrato, y los costos operaciones de la filial están principalmente ligados al peso colombiano.

Adicionalmente, las inversiones en plantas nuevas y equipos de mantención son principalmente fijadas en dólares. Las inversiones de corto plazo asociadas al manejo de caja son efectuadas mayoritariamente en dólares. Al 31 de diciembre de 2009, 90% de las inversiones de corto plazo están denominadas en dólares, 9% en pesos chilenos y 1% en pesos colombianos.

Con respecto a la deuda denominada en moneda distinta al dólar, Gener ha tomado coberturas en forma de swaps de moneda para eliminar el riesgo de tipo de cambio. Para los bonos denominados en UF emitidos en 2007 por aproximadamente US\$217 millones, Gener contrató un swap de tipo de cambio con la misma vigencia de la deuda. Al cierre de diciembre 2009, el 96% de la deuda de Gener y sus filiales está denominada en dólares, incluyendo los bonos mencionados previamente. La siguiente tabla muestra a composición de la deuda por moneda al 31 de diciembre de 2008 y 2009:

<i>Moneda</i>	2009 %	2008 %
US\$	96	94
UF	3	4
\$	-	-
Col\$	1	2

8.1.2. Riesgo de tasa de interés

Las variaciones de tasa de interés afectan el valor de los activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como el flujo de los activos y pasivos financieros que toman en cuenta una tasa de interés variable.

Para mitigar el riesgo de tasa de interés con obligaciones a largo plazo, Gener ha tomado coberturas en forma de swaps de tasa de interés. Actualmente, existen swaps de tasa de interés para una parte de la deuda asociada a los proyectos Nueva Ventanas y Angamos. La siguiente tabla muestra la composición de la deuda por tipo de tasa al 31 de diciembre de 2008 y 2009:

<i>Tasa</i>	2009 %	2008 %
Tasa Fija	92	89
Tasa Variable	8	11

8.1.3. Riesgo de precio de combustible

Los combustibles utilizados por la Compañía, principalmente carbón y diesel, son “commodities” con precios internacionales fijados por factores de mercado ajenos a la Compañía. El riesgo de precio de combustible está asociado a las fluctuaciones en estos precios.

El precio de combustibles es un factor clave para el despacho de las centrales y los precios spot tanto en Chile como en Colombia. La variación del precio de los combustibles tales como el carbón, diesel y gas natural pueden hacer variar la composición de costos de la Compañía a través de las variaciones en el costo marginal. Dado que Gener es una empresa con una mezcla de generación principalmente térmica, el costo de combustible representa una parte importante de los costos de explotación.

Cabe destacar que ciertos contratos de venta de energía eléctrica incluyen mecanismos de indexación que ajustan el precio con base en aumentos o disminuciones en el precio de combustible. Asimismo, el precio de nudo considera las variaciones en el precio de combustible en su cálculo semestral.

Con respecto a las compras de carbón, Gener ya cuenta con contratos de suministro a precio fijo para la mayoría del carbón requerido para el año 2010. Por lo tanto variaciones al alza del precio de mercado no tendrían un impacto significativo en los resultados de la Compañía. Cabe señalar que la Compañía considera mecanismos de cobertura para el precio de carbón de manera de proteger su margen operacional alineando sus costos de producción con sus ventas de energía.

Actualmente, las compras de diesel no tienen una cobertura asociada, y se estima que una variación de 10% en los costos de este combustible en 2009, habría significado una variación de aproximadamente US\$8 millones en el margen bruto de la Compañía.

8.1.4. Riesgo de crédito

El riesgo de crédito tiene relación con la calidad crediticia de las contrapartes con que Gener y sus filiales establecen relaciones. Estos riesgos se ven reflejados fundamentalmente en los deudores por venta y en los activos financieros y derivados.

Con respecto a los deudores por venta, las contrapartes de Gener son principalmente compañías distribuidoras y otros generadores de elevada solvencia y sobre 90% de ellas cuenta con clasificaciones de riesgo local y/o internacional de grado de inversión. Adicionalmente, en deudores por venta se incluyen las ventas a distribuidoras sin contrato, que al 31 de diciembre de 2009 representaron aproximadamente el 13% de deudores comerciales corriente y 78% de deudores comerciales no corriente. Estas ventas se realizan de acuerdo al Artículo 27 Transitorio del DFL N° 4.

En cuanto a los activos financieros y derivados, las inversiones que realizan Gener y sus filiales, se ejecutan con entidades financieras locales y extranjeras con clasificación de riesgo nacional y/o internacional mayor o igual a AA-. Asimismo, los derivados ejecutados para la deuda financiera, se efectúan con entidades internacionales de primer nivel. Existen políticas de caja, inversiones y tesorería, las cuales guían el manejo de caja de la Compañía y minimizan el riesgo de crédito.

8.1.5. Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez esta relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago. El objetivo de la Compañía es mantener un equilibrio entre a continuidad de fondos y flexibilidad financiera a través de flujos operacionales normales, prestamos bancarios, bonos públicos, inversiones de corto plazo, líneas de crédito comprometidas y no comprometidas.

Al 31 de diciembre de 2008, Gener contaba con un saldo de efectivo y equivalentes al efectivo de US\$62 millones, en tanto que al 31 de diciembre de 2009, el saldo de efectivo y equivalentes al efectivo era de US\$163 millones. Cabe señalar que el saldo de efectivo y equivalentes al efectivo incluye efectivo, depósitos a plazo con vencimiento inferior a tres meses, valores negociables, derechos con pactos con retroventa y derechos fiduciarios. Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2009, Gener contaba con activos financieros disponibles para la venta de US\$318 millones asociados a depósitos a plazo en dólares y fondos mutuos en dólares, superior a lo registrado al cierre de diciembre de 2008 de US\$1 millón.

Al 31 de diciembre de 2009, Gener cuenta con líneas de crédito comprometidas y no utilizadas por aproximadamente US\$291 millones, además de líneas de crédito no comprometidas y no utilizadas por aproximadamente US\$180 millones.

8.2. Riesgos del negocio eléctrico

Los riesgos del negocio eléctrico corresponden a aquellas incertidumbres específicamente asociadas a la industria en que se desempeña la Compañía.

206

8.2.1. Hidrología

Las operaciones de Gener en el SIC y en Colombia pueden verse afectadas por las condiciones hidrológicas, dado que la hidrología es un factor clave para el despacho de las centrales y precios en ambos sistemas. La Compañía usa modelos estadísticos propios para evaluar los riesgos relacionados con sus compromisos contractuales, y en términos generales la estrategia comercial es contratar a largo plazo la energía de sus centrales eficientes, reservando así las otras unidades de mayor costo para ventas en el mercado spot.

8.2.2. Fijación de tarifas

Gran parte de los ingresos de Gener están relacionados con el precio de nudo en Chile que es fijado por la autoridad cada seis meses, sin embargo los principales componentes de la fórmula usada en la fijación del precio de nudo están expresados en dólares, lo que genera una cobertura natural a los efectos de una fluctuación del dólar con relación al peso chileno. Desde 2010 y de acuerdo a lo estipulado por la Ley Corta II, el precio de nudo empezó a ser reemplazado por los precios convenidos en las licitaciones públicas de las distribuidoras para asignar los contratos de suministro de energía eléctrica. Adicionalmente, cabe señalar que todos los contratos de la Compañía con distribuidoras a precio de nudo vencen en el año 2010, aproximadamente 20% a fines de abril y el restante 80% a fines de diciembre.

8.2.3. Suministro de gas

Debido a las restricciones en el suministro de gas natural, las centrales de ciclos combinado en Chile, incluyendo la central de Eléctrica Santiago, actualmente operan mayormente con el combustible alternativo, diesel. TermoAndes, siguiendo requerimientos de las autoridades argentinas y buscando maximizar su exportación de energía al SING, conectó durante el año 2008 sus dos turbinas a gas al SADI, manteniendo la unidad turbovapor al mercado chileno. De esta manera, el gas actualmente consumido por las turbinas a gas es considerado como gas de consumo interno y la turbina a vapor se mantiene exportando energía eléctrica. En el actual escenario, la proporción de la generación que será entregada por TermoAndes al mercado argentino y chileno a corto, mediano y largo plazo dependerá de múltiples factores entre los cuales se encuentran principalmente la disponibilidad de gas en la cuenca Noroeste y las expansiones en la capacidad de transporte de la red eléctrica argentina que se encuentran en curso.

8.2.4. Marco Regulatorio

Como empresas de generación eléctrica, Gener, sus filiales y coligadas están sujetos a regulación relativa en diversos aspectos del negocio. El marco regulatorio actual que rige a las empresas de suministro de electricidad ha estado vigente en Chile desde 1982 y en Colombia desde 1994. Gener también está sujeto a normas ambientales, las que, entre otros, exigen realizar evaluaciones de impacto ambiental de los proyectos futuros y obtener permisos reglamentarios. No se puede garantizar que las leyes o normas de los países en que se opera o se tienen inversiones no serán modificadas, o no serán interpretadas en una manera que podría afectar a la Compañía en forma adversa o que las autoridades gubernamentales otorguen efectivamente cualquier autorización ambiental solicitada. Gener participa activamente en el desarrollo del marco regulatorio, haciendo comentarios y propuestas a los proyectos de ley presentados por las autoridades.

8.2.5. Proyectos de inversión

La ejecución de los proyectos de inversión en desarrollo por la Compañía depende de numerosos factores, incluyendo la disponibilidad del combustible, el costo y la disponibilidad de equipos de construcción y financiamiento, y el efecto de las demoras o dificultades en los procesos de autorizaciones y permisos reglamentarios. La construcción de nuevas instalaciones podrá verse afectada adversamente por factores típicamente relacionados con dichos proyectos.

07

208

» ESTADOS FINANCIEROS RESUMIDOS

<i>US\$</i>	<i>Dólares estadounidenses</i>
<i>MUS\$</i>	<i>Miles de dólares estadounidenses</i>
<i>\$</i>	<i>Pesos Chilenos</i>
<i>M\$</i>	<i>Miles de pesos chilenos</i>
<i>Col\$</i>	<i>Pesos colombianos</i>
<i>MCol\$</i>	<i>Miles de pesos colombianos</i>
<i>Ar\$</i>	<i>Pesos argentinos</i>





Correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2009

- ▶ *Estados financieros resumidos filiales nacionales*
- ▶ *Estados financieros resumidos filiales internacionales*

EMPRESAS FILIALES NACIONALES

Empresa Eléctrica Angamos S.A.

	31/12/2009	31/12/2008	01/01/2008
ACTIVOS			
Corrientes	103.058	16.020	2
No corrientes	809.544	206.165	5
TOTAL ACTIVOS	912.602	222.185	7
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS			
Corrientes	144.416	41.366	31
No corrientes	467.600	6.675	-
Patrimonio neto	300.586	174.144	(24)
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	912.602	222.185	7

210

	2009	2008
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES		
Margen bruto	(213)	(6)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	2.550	3.939
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	436	1.073
GANANCIA (PÉRDIDA)	2.114	2.866

	2009	2008
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES		
Ganancia (pérdida)	2.114	2.866
TOTAL OTROS INGRESOS Y GASTOS CON CARGO O ABONO EN EL PATRIMONIO NETO	55.682	2.581
TOTAL RESULTADO DE INGRESOS Y GASTOS INTEGRALES	57.796	5.447

2009

<i>Estado de cambios en el patrimonio neto</i>	<i>Capital Emitido</i>	<i>Otras Reservas</i>	<i>Resultados Retenidos</i>	<i>Participaciones Minoritarias</i>	<i>Total Patrimonio Neto</i>
Saldo Inicial Periodo Actual 01/01/2009	166.150	5.123	2.871	-	174.144
<i>Cambios en Patrimonio</i>	<i>68.646</i>	<i>55.682</i>	<i>2.114</i>	-	<i>126.442</i>
SALDO FINAL PERIODO ACTUAL 31/12/2009	234.796	60.805	4.985	-	300.586

2008

<i>Estado de cambios en el patrimonio neto</i>	<i>Capital Emitido</i>	<i>Otras Reservas</i>	<i>Resultados Retenidos</i>	<i>Participaciones Minoritarias</i>	<i>Total Patrimonio Neto</i>
Saldo Inicial Periodo Actual 01/01/2008	2	-	(26)	-	(24)
<i>Cambios en Patrimonio</i>	<i>166.148</i>	<i>5.123</i>	<i>2.897</i>	-	<i>174.168</i>
SALDO FINAL PERIODO ACTUAL 31/12/2008	166.150	5.123	2.871	-	174.144

211

	2009	2008
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO		
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) Actividades de Operación	9.942	(2.098)
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) Actividades de Inversión	(519.155)	(171.642)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	510.168	173.739
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	955	(1)
Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(214)	(1)
Efecto de los Cambios del Alcance de la Consolidación en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	-
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	-	2
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO, ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO, SALDO FINAL	741	-

EMPRESAS FILIALES NACIONALES

Energía Verde S.A.

	31/12/2009	31/12/2008	01/01/2008
ACTIVOS			
Corrientes	9.633	7.094	12.564
No corrientes	37.160	38.628	31.346
TOTAL ACTIVOS	46.793	45.722	43.910
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS			
Corrientes	2.609	2.472	3.730
No corrientes	5.075	4.961	4.409
Patrimonio neto	39.109	38.289	35.771
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	46.793	45.722	43.910

212

	2009	2008
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES		
Margen bruto	832	10.670
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	987	4.182
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	(168)	(1.226)
GANANCIA (PÉRDIDA)	819	2.956

	2009	2008
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES		
Ganancia (pérdida)	819	2.956
TOTAL OTROS INGRESOS Y GASTOS CON CARGO O ABONO EN EL PATRIMONIO NETO	1	4
TOTAL RESULTADO DE INGRESOS Y GASTOS INTEGRALES	820	2.960

2009

<i>Estado de cambios en el patrimonio neto</i>	<i>Capital Emitido</i>	<i>Otras Reservas</i>	<i>Resultados Retenidos</i>	<i>Participaciones Minoritarias</i>	<i>Total Patrimonio Neto</i>
Saldo Inicial Periodo Actual 01/01/2009	37.626	(10.800)	11.463	-	38.289
<i>Cambios en Patrimonio</i>	-	<i>1</i>	<i>819</i>	-	<i>820</i>
SALDO FINAL PERIODO ACTUAL 31/12/2009	37.626	(10.799)	12.282	-	39.109

2008

<i>Estado de cambios en el patrimonio neto</i>	<i>Capital Emitido</i>	<i>Otras Reservas</i>	<i>Resultados Retenidos</i>	<i>Participaciones Minoritarias</i>	<i>Total Patrimonio Neto</i>
Saldo Inicial Periodo Actual 01/01/2008	26.703	119	8.949	-	35.771
<i>Cambios en Patrimonio</i>	<i>10.923</i>	<i>(10.919)</i>	<i>2.514</i>	-	<i>2.518</i>
SALDO FINAL PERIODO ACTUAL 31/12/2008	37.626	(10.800)	11.463	-	38.289

213

	2009	2008
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO		
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) Actividades de Operación	3.735	11.602
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) Actividades de Inversión	(1.084)	(9.993)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	-	-
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	2.651	1.609
Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo	1.380	(6.726)
Efecto de los Cambios del Alcance de la Consolidación en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	-
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	2.091	7.208
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO, ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO, SALDO FINAL	6.122	2.091

EMPRESAS FILIALES NACIONALES

Norgener S.A. y Filiales

	31/12/2009	31/12/2008	01/01/2008
ACTIVOS			
Corrientes	165.288	85.346	29.016
No corrientes	1.929.338	1.173.270	771.686
TOTAL ACTIVOS	2.094.626	1.258.616	800.702
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS			
Corrientes	214.081	110.980	52.740
No corrientes	1.231.819	584.021	137.889
Patrimonio neto	648.726	563.615	610.073
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	2.094.626	1.258.616	800.702

214

	2009	2008
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES		
Margen bruto	32.163	8.106
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	25.629	(21.525)
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	4.476	(271)
GANANCIA (PÉRDIDA)	21.153	(21.254)
	2009	2008
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES		
Ganancia (pérdida)	21.153	(21.254)
TOTAL OTROS INGRESOS Y GASTOS CON CARGO O ABONO EN EL PATRIMONIO NETO	63.957	(25.204)
TOTAL RESULTADO DE INGRESOS Y GASTOS INTEGRALES	85.110	(46.458)

2009

<i>Estado de cambios en el patrimonio neto</i>	<i>Capital Emitido</i>	<i>Otras Reservas</i>	<i>Resultados Retenidos</i>	<i>Participaciones Minoritarias</i>	<i>Total Patrimonio Neto</i>
Saldo Inicial Periodo Actual 01/01/2009	261.538	82.087	219.975	15	563.615
<i>Cambios en Patrimonio</i>	-	75.299	9.811	1	85.111
SALDO FINAL PERIODO ACTUAL 31/12/2009	261.538	157.386	229.786	16	648.726

2008

<i>Estado de cambios en el patrimonio neto</i>	<i>Capital Emitido</i>	<i>Otras Reservas</i>	<i>Resultados Retenidos</i>	<i>Participaciones Minoritarias</i>	<i>Total Patrimonio Neto</i>
Saldo Inicial Periodo Actual 01/01/2008	217.622	119.793	272.641	17	610.073
<i>Cambios en Patrimonio</i>	43.916	(37.706)	(52.666)	(2)	(46.458)
SALDO FINAL PERIODO ACTUAL 31/12/2008	261.538	82.087	219.975	15	563.615

215

	2009	2008
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO		
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) Actividades de Operación	56.265	15.282
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) Actividades de Inversión	(730.030)	(531.107)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	673.645	517.110
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(120)	1.285
Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo	1.348	(1.267)
Efecto de los Cambios del Alcance de la Consolidación en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	-
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	114	96
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO, ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO, SALDO FINAL	1.342	114

EMPRESAS FILIALES NACIONALES

Empresa Eléctrica Ventanas S.A.

	31/12/2009	31/12/2008	01/01/2008
ACTIVOS			
Corrientes	14.867	32.265	7.521
No corrientes	428.081	376.035	141.414
TOTAL ACTIVOS	442.948	408.300	148.935
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS			
Corrientes	33.771	39.353	34.997
No corrientes	373.696	343.827	38.482
Patrimonio neto	35.481	25.120	75.456
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	442.948	408.300	148.935

216

	2009	2008
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES		
Margen bruto	(1.666)	(1.492)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	2.523	(23.067)
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	435	(549)
GANANCIA (PÉRDIDA)	2.088	(22.518)

	2009	2008
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES		
Ganancia (pérdida)	2.088	(22.518)
TOTAL OTROS INGRESOS Y GASTOS CON CARGO O ABONO EN EL PATRIMONIO NETO	8.273	(27.771)
TOTAL RESULTADO DE INGRESOS Y GASTOS INTEGRALES	10.361	(50.289)

2009

<i>Estado de cambios en el patrimonio neto</i>	<i>Capital Emitido</i>	<i>Otras Reservas</i>	<i>Resultados Retenidos</i>	<i>Participaciones Minoritarias</i>	<i>Total Patrimonio Neto</i>
Saldo Inicial Periodo Actual 01/01/2009	84.568	(26.212)	(33.236)	-	25.120
<i>Cambios en Patrimonio</i>	-	8.273	2.088	-	10.361
SALDO FINAL PERIODO ACTUAL 31/12/2009	84.568	(17.939)	(31.148)	-	35.481

2008

<i>Estado de cambios en el patrimonio neto</i>	<i>Capital Emitido</i>	<i>Otras Reservas</i>	<i>Resultados Retenidos</i>	<i>Participaciones Minoritarias</i>	<i>Total Patrimonio Neto</i>
Saldo Inicial Periodo Actual 01/01/2008	98.919	(12.792)	(10.671)	-	75.456
<i>Cambios en Patrimonio</i>	(14.351)	(13.420)	(22.565)	-	(50.336)
SALDO FINAL PERIODO ACTUAL 31/12/2008	84.568	(26.212)	(33.236)	-	25.120

217

	2009	2008
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO		
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) Actividades de Operación	16.118	14.422
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) Actividades de Inversión	(77.368)	(286.377)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	61.646	272.366
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	396	411
Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(42)	(423)
Efecto de los Cambios del Alcance de la Consolidación en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	-
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	1	13
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO, ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO, SALDO FINAL	355	1

EMPRESAS FILIALES INTERNACIONALES

Energen S.A.

	31/12/2009	31/12/2008	01/01/2008
ACTIVOS			
Corrientes	41	200	303
No corrientes	-	96	109
TOTAL ACTIVOS	41	296	412
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS			
Corrientes	3	226	21
No corrientes	-	-	-
Patrimonio neto	38	70	391
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	41	296	412

218

	2009	2008
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES		
Margen bruto	-	-
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(32)	(321)
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	(32)	(321)

	2009	2008
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES		
Ganancia (pérdida)	(32)	(321)
TOTAL OTROS INGRESOS Y GASTOS CON CARGO O ABONO EN EL PATRIMONIO NETO	-	-
TOTAL RESULTADO DE INGRESOS Y GASTOS INTEGRALES	(32)	(321)

2009

<i>Estado de cambios en el patrimonio neto</i>	<i>Capital Emitido</i>	<i>Otras Reservas</i>	<i>Resultados Retenidos</i>	<i>Participaciones Minoritarias</i>	<i>Total Patrimonio Neto</i>
Saldo Inicial Periodo Actual 01/01/2009	386	(316)	-	-	70
<i>Cambios en Patrimonio</i>	<i>(267)</i>	<i>235</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(32)</i>
SALDO FINAL PERIODO ACTUAL 31/12/2009	119	(81)	-	-	38

2008

<i>Estado de cambios en el patrimonio neto</i>	<i>Capital Emitido</i>	<i>Otras Reservas</i>	<i>Resultados Retenidos</i>	<i>Participaciones Minoritarias</i>	<i>Total Patrimonio Neto</i>
Saldo Inicial Periodo Actual 01/01/2008	386	-	5	-	391
<i>Cambios en Patrimonio</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>(321)</i>	<i>-</i>	<i>(321)</i>
SALDO FINAL PERIODO ACTUAL 31/12/2008	386	-	(316)	-	70

219

	2009	2008
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO		
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) Actividades de Operación	(22)	(86)
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) Actividades de Inversión	-	-
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	-	-
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(22)	(86)
Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(7)	(2)
Efecto de los Cambios del Alcance de la Consolidación en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	-
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	65	153
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO, ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO, SALDO FINAL	36	65

EMPRESAS FILIALES INTERNACIONALES

Energy Trade & Finance Co.

	31/12/2009	31/12/2008	01/01/2008
ACTIVOS			
Corrientes	170.442	114.624	85.991
No corrientes	659.278	615.549	744.482
TOTAL ACTIVOS	829.720	730.173	830.473
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS			
Corrientes	62.616	49.709	65.691
No corrientes	272.131	266.469	276.349
Patrimonio neto	494.973	413.995	488.433
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	829.720	730.173	830.473

220

	2009	2008
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES		
Margen bruto	142.064	144.757
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	119.438	69.191
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	39.433	27.315
GANANCIA (PÉRDIDA)	80.005	41.876

	2009	2008
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES		
Ganancia (pérdida)	80.005	41.876
TOTAL OTROS INGRESOS Y GASTOS CON CARGO O ABONO EN EL PATRIMONIO NETO	38.143	(38.735)
TOTAL RESULTADO DE INGRESOS Y GASTOS INTEGRALES	118.148	3.141

2009

<i>Estado de cambios en el patrimonio neto</i>	<i>Capital Emitido</i>	<i>Otras Reservas</i>	<i>Resultados Retenidos</i>	<i>Participaciones Minoritarias</i>	<i>Total Patrimonio Neto</i>
Saldo Inicial Periodo Actual 01/01/2009	220.663	(1.076)	194.329	79	413.995
<i>Cambios en Patrimonio</i>	<i>(37.250)</i>	<i>54.835</i>	<i>63.392</i>	<i>1</i>	<i>80.978</i>
SALDO FINAL PERIODO ACTUAL 31/12/2009	183.413	53.759	257.721	80	494.973

2008

<i>Estado de cambios en el patrimonio neto</i>	<i>Capital Emitido</i>	<i>Otras Reservas</i>	<i>Resultados Retenidos</i>	<i>Participaciones Minoritarias</i>	<i>Total Patrimonio Neto</i>
Saldo Inicial Periodo Actual 01/01/2008	335.880	(7.689)	160.150	92	488.433
<i>Cambios en Patrimonio</i>	<i>(115.217)</i>	<i>6.613</i>	<i>34.179</i>	<i>(13)</i>	<i>(74.438)</i>
SALDO FINAL PERIODO ACTUAL 31/12/2008	220.663	(1.076)	194.329	79	413.995

221

	2009	2008
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO		
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) Actividades de Operación	142.916	29.853
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) Actividades de Inversión	(42.366)	(637)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(64.728)	(19.319)
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	35.822	9.903
Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	-
Efecto de los Cambios del Alcance de la Consolidación en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	-
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	38.348	28.445
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO, ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO, SALDO FINAL	74.170	38.348

EMPRESAS FILIALES INTERNACIONALES

Gener Argentina

	31/12/2009	31/12/2008	01/01/2008
ACTIVOS			
Corrientes	60.356	37.187	24.639
No corrientes	284.695	295.729	324.098
TOTAL ACTIVOS	345.051	332.916	348.737
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS			
Corrientes	21.793	21.488	14.956
No corrientes	67.221	60.307	68.022
Patrimonio neto	256.037	251.122	265.759
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	345.051	332.916	348.737

222

	2009	2008
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES		
Margen bruto	21.360	5.540
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	14.359	(13.040)
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	(9.488)	(1.707)
GANANCIA (PÉRDIDA)	4.871	(14.747)

	2009	2008
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES		
Ganancia (pérdida)	4.871	(14.747)
TOTAL OTROS INGRESOS Y GASTOS CON CARGO O ABONO EN EL PATRIMONIO NETO	29	37
TOTAL RESULTADO DE INGRESOS Y GASTOS INTEGRALES	4.900	(14.710)

2009

<i>Estado de cambios en el patrimonio neto</i>	<i>Capital Emitido</i>	<i>Otras Reservas</i>	<i>Resultados Retenidos</i>	<i>Participaciones Minoritarias</i>	<i>Total Patrimonio Neto</i>
Saldo Inicial Periodo Actual 01/01/2009	224.929	37	(49.074)	75.230	251.122
<i>Cambios en Patrimonio</i>	-	29	2.997	1.889	4.915
SALDO FINAL PERIODO ACTUAL 31/12/2009	224.929	66	(46.077)	77.119	256.037

2008

<i>Estado de cambios en el patrimonio neto</i>	<i>Capital Emitido</i>	<i>Otras Reservas</i>	<i>Resultados Retenidos</i>	<i>Participaciones Minoritarias</i>	<i>Total Patrimonio Neto</i>
Saldo Inicial Periodo Actual 01/01/2008	224.873	-	(38.277)	79.163	265.759
<i>Cambios en Patrimonio</i>	56	37	(10.797)	(3.933)	(14.637)
SALDO FINAL PERIODO ACTUAL 31/12/2008	224.929	37	(49.074)	75.230	251.122

223

	2009	2008
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO		
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) Actividades de Operación	24.209	16.747
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) Actividades de Inversión	(18.716)	(18.530)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	-	-
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	5.493	(1.783)
Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo	32	(45)
Efecto de los Cambios del Alcance de la Consolidación en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	-
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	2.774	4.602
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO, ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO, SALDO FINAL	8.299	2.774

08

224

INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA

*Hechos relevantes • Antecedentes de empresas relacionadas • Direcciones y teléfonos de centrales generadoras
• Suscripción y declaración jurada de responsabilidad*

Hechos relevantes comunicados a la SVS en 2009

16 de enero

En cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 12 de la Ley N° 18.045 y la Circular SVS N° 585 del 29 de enero de 1986, se remitió a la SVS la información que da cuenta de la suscripción de acciones de nueva emisión de AES Gener S.A. por parte de Inversiones Cachagua Limitada, equivalente al 1,83% del capital suscrito de dicha sociedad anónima, en ejercicio de los derechos de opción preferente que le corresponden como accionista mayoritario.

20 de enero

En cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 12 de la Ley N° 18.045 y la Circular SVS N° 585 del 29 de enero de 1986, se remitió a la SVS la información que da cuenta de la suscripción de acciones de nueva emisión de AES Gener S.A. por parte de Inversiones Cachagua Limitada, equivalente al 1,50% del capital suscrito en ejercicio de los derechos de opción preferente que le corresponden como accionista mayoritario.

225

21 de enero

En cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 12 de la Ley N° 18.045 y la Circular SVS N° 585 del 29 de enero de 1986, se remitió a la SVS la información que da cuenta de la suscripción de acciones de nueva emisión de AES Gener S.A. por parte de Inversiones Cachagua Limitada, equivalente al 1,68% del capital suscrito en ejercicio de los derechos de opción preferente que le corresponden como accionista mayoritario.

22 de enero

En cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 12 de la Ley N° 18.045 y la Circular SVS N° 585 del 29 de enero de 1986, se remitió a la SVS la información que da cuenta de la suscripción de acciones de nueva emisión de AES Gener S.A. por parte de Inversiones Cachagua Limitada, equivalente al 1,03% del capital suscrito en ejercicio de los derechos de opción preferente que le corresponden como accionista mayoritario.

27 de enero

En cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 12 de la Ley N° 18.045 y la Circular SVS N° 585 del 29 de enero de 1986, se remitió a la SVS la información que da cuenta de la suscripción de acciones de nueva emisión de AES Gener S.A. por parte de Inversiones Cachagua Limitada, equivalente al 1,21% del capital suscrito en ejercicio de los derechos de opción preferente que le corresponden como accionista mayoritario.

28 de enero

Se informó que doña Tobey Susan Collins presentó su renuncia al cargo de Gerente de Finanzas de AES Gener S.A., a partir del 13 de febrero de 2009.

26 de febrero

Se informó que el Directorio en sesión ordinaria celebrada el 25 de febrero de 2009, acordó nombrar a don Daniel Stadelmann Rojas como Gerente de Finanzas de AES Gener S.A., a partir de la misma fecha de la citada sesión.

Se informó a la SVS que AES Gener S.A. presentará sus primeros estados financieros bajo IFRS a partir del segundo trimestre finalizado el 30 de junio de 2009.

27 de marzo

Se informó que el Directorio de AES Gener S.A. en sesión ordinaria N° 539 celebrada el día 25 de marzo de 2009, aceptó las renunciaciones presentadas por el director titular señor Eduardo Dutrey y por su director suplente, señor Arminio Borjas. Asimismo, se informó que el Directorio resolvió no designar a sus reemplazantes y esperar la celebración de la próxima Junta Ordinaria de Accionistas, en la cual se procederá a la renovación total del Directorio.

30 de marzo

Se informó a la SVS sobre la Convocatoria a Junta General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas y proposición de dividendos para el día 28 de abril de 2009, para considerar las siguientes materias:

Junta General Ordinaria:

- Aprobación de los Estados Financieros y de la Memoria Anual por el ejercicio que finalizó el 31 de diciembre del 2008, incluido el informe de los Auditores Externos.
- Distribución de utilidades y reparto de dividendos y reparto de los siguientes dividendos: un dividendo mínimo obligatorio de Ch\$3,65887 por acción y un dividendo adicional de Ch\$3,07176 por acción.
- Elección del Directorio.
- Determinación de la remuneración de los miembros del Comité de Directores, aprobación del presupuesto del Comité y sus asesores para el año 2009 e información de los gastos y las actividades desarrolladas por dicho Comité durante el año 2008.
- Designación de Auditores Externos para el ejercicio 2009.
- Política de Dividendos.
- Información sobre las operaciones referidas en el artículo 44 de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas.
- Demás materias propias de este tipo de Juntas.





Junta General Extraordinaria:

- Modificar el artículo primero transitorio de los estatutos sociales, a fin de corregir el monto del capital pagado a que se hace referencia en esa estipulación, ajustándolo al monto del capital pagado informado en los últimos estados financieros de AES Gener S.A.
- Adoptar todos los demás acuerdos necesarios para materializar las decisiones que adopte la Junta Extraordinaria.

31 de marzo

Se solicitó a la SVS la inscripción de la segunda emisión de bonos, bajo la denominación de Bonos Serie Q, con cargo a la línea de bonos inscrita en el Registro de Valores de esa Superintendencia con fecha 9 de noviembre de 2007, bajo el número 517.

1 de abril

Se complementó solicitud de inscripción de la segunda emisión de bonos bajo la denominación de Bonos Serie Q.

227

7 de abril

Se rectificó comunicación sobre convocatoria a Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 30 de marzo, dado que se incurrió en un error en los montos por acción del dividendo mínimo obligatorio y del dividendo adicional que el Directorio acordó proponer a dicha Junta, en el sentido que se propondrá un dividendo mínimo obligatorio de “Ch\$3,23352 por acción”, y un dividendo adicional de “Ch\$2,71466 por acción”.

29 de abril

Hecho Esencial

Se informó renovación de Directorio y designación de Directores Titulares y Suplentes para los próximos 3 años; Directores Titulares: Andrés Gluski Weiltert, Jorge Rodríguez Grossi, Iván Díaz-Molina, Arminio Borjas, Juan Andrés Camus Camus, Andrew Vesey, Bernerd Da Santos; Directores Suplentes: Jorge Rauber, Britaldo Soares, Pedro Pellegrini Ripamonti, Jaime Tupper, Jorge Errázuriz Grez, Fernando Pujals, Edgardo Víctor Campelo.

Se informó nombramiento de Comité de Directores: Directores Titulares: Jorge Rodríguez Grossi, Juan Andrés Camus Camus e Iván Díaz-Molina. Directores Suplentes: Birtaldo Soares, Jorge Errázuriz Grez y Pedro Pellegrini Ripamonti.

Se informó designación del Presidente del Directorio de AES Gener S.A., Sr. Andrés Gluski Weiltert.



Se informó reparto de dividendos con cargo a las utilidades del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2008:

- i) la cantidad de Ch\$26.093.533.217, correspondiente al 30% de las utilidades del ejercicio 2008, mediante el reparto de un dividendo mínimo obligatorio de Ch\$3,23352 por acción; y
- ii) la cantidad de Ch\$21.906.489.177, mediante el reparto de un dividendo adicional de Ch\$2,71466 por acción.

27 de mayo

Se informó designación Presidente Comité de Directores de AES Gener S.A: Jorge Rodríguez Grossi.

Se informó designación Gerente de Explotación: Javier Giorgio.

8 de junio

Se informó convocatoria de Junta Extraordinaria de Accionistas para el 30 de junio de 2009 para considerar las siguientes materias:

- Cambio de la moneda en que se encuentra expresado el capital social, sin alterar el número de acciones en que se divide, de pesos a moneda de curso legal de la República de Chile, a dólares de los Estados Unidos de América, a fin de adecuarlo a los requerimientos de las Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS) bajo los cuales deben llevarse los registros contables financieros de la Sociedad y emitirse y presentarse sus estados financieros, modificando los estatutos sociales al efecto.
- Adopción de todas las demás resoluciones necesarias para materializar los acuerdos que adopte la Junta General Extraordinaria de Accionistas que se convoca.

18 de junio

Envía publicación por reparto dividendo adicional de Ch\$2,71466 por acción con cargo a las utilidades del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2008.

22 de junio**Hecho esencial**

Informa en calidad de Hecho Esencial que con esa fecha, la Excm. Corte Suprema ha dictado sentencia definitiva en el recurso de protección deducido por el señor Ricardo Correa Dubrí en contra de la Comisión Nacional del Medio Ambiente V Región por su Resolución Exenta N° 499/2008, que calificó favorablemente el proyecto Central Termoeléctrica Campiche de la filial Empresa Eléctrica Campiche S.A. Dicha sentencia resuelve dejar sin efecto la resolución de calificación ambiental del referido proyecto, por lo que Empresa Eléctrica Campiche S.A. deberá obtener una nueva resolución para desarrollar el referido proyecto.

30 de junio

Envía copia del comunicado de prensa enviado por la matriz AES Corp. (AES) a las agencias internacionales relativo al fallo de la Corte Suprema chilena que dejó sin efecto la resolución de calificación ambiental del proyecto Campiche de la filial Empresa Eléctrica Campiche S.A.

10 de agosto

Envía copia del Formulario 10-Q, con los estados financieros al 30 de junio de 2009 de la matriz AES, presentados a la Securities and Exchange Commission (SEC) el 7 de agosto.

27 de agosto

Informa que Nicolás Cubillos Sigall comunicó su renuncia al cargo de Fiscal de la Compañía, la que se hará efectiva a partir del 1° de octubre de 2009.

**27 de noviembre**

- Responde Circular N° 1945 de fecha 29 de septiembre de 2009 de la SVS, informando que, en sesión ordinaria N° 547 celebrada con fecha 18 de noviembre de 2009, el Directorio de la Compañía aprobó la siguiente política para el cálculo y determinación de la utilidad líquida distribuable para el ejercicio 2009: No se aplicarán ajustes al ítem "Ganancia (Pérdida) atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora" presentada en el Estado de Resultados Integrales, para efectos de determinar la utilidad líquida distribuable del ejercicio 2009.
- Comunica distribución de dividendo provisorio. Se acordó distribuir la cantidad de US\$40.000.000, con cargo a las utilidades del ejercicio 2009, mediante el reparto de un dividendo provisorio de US\$0,00496 por acción.

Antecedentes de empresas relacionadas

al 31 de diciembre de 2009

AES CHIVOR & CIA SCA E.S.P.

Identificación

Naturaleza jurídica:
Sociedad en comandita por Acciones Extranjera
Dirección:
Av. Calle 100 N° 19-54, Piso 9,
Bogotá, Colombia
Teléfono: (57 1) 4970555
Fax: (57 1) 6427318

Objeto social

Generación y comercialización de energía eléctrica.

Capital y acciones

Capital pagado: US\$50.983.483 (Col\$102.719.483.386)
Acciones suscritas: 222.818.836
Acciones pagadas: 222.818.836
Participación: 99,98% indirectamente
Inversión/total de activos: 10,18%

Directores

Titulares

Daniel Stadelmann (1)
Luis Carlos Valenzuela
Roberto Junguito
Felipe Cerón (2)
Francisco Morandi

Suplentes

Federico Echavarría
Arminio Borjas (3)
Bernerd Da Santos (3)
Javier Giorgio (4)
Jaime Tupper (5)

Gerente General

Federico Echavarría

Personal (*)

Técnicos y administrativos 30
Profesionales: 50
Ejecutivos: 6

AES CHIVOR S.A.

(Socio Gestor de AES Chivor & CIA S.C.A. E.SP.)

Identificación

Naturaleza jurídica:
Sociedad Anónima Extranjera
Dirección:
Av. Calle 100 N° 19-54 Piso 9,
Bogotá, Colombia
Teléfono: (57 1) 4970555
Fax: (57 1) 642 7318

Objeto social

Suscripción, adquisición, enajenación o inversión en títulos de valores, en acciones, en bonos convertibles en acciones y todo tipo de valores de renta fija; inversión en otras sociedades; inversión en toda clase de bienes para el cumplimiento de su objeto; participación como socio de otras entidades, o aporte de capitales, adquisición o tenencia de acciones y obligaciones de otras compañías. Se excluye la posibilidad de avalar y garantizar obligaciones de terceros y de sus propios accionistas.

Capital y acciones

Capital pagado: U\$57.554 (Col\$ 120.000.000)
Acciones suscritas: 120.000
Acciones pagadas: 120.000
Participación: 98,75% indirectamente
Inversión /total de activos: 0,00001%

Directores

Titulares

Felipe Cerón (2)
Jaime A. Tupper (5)
Juan Carlos Olmedo (6)

Suplentes

Federico Echavarría
Nicolás Cubillos
Patricia Aparicio

Gerente General

Federico Echavarría



EMPRESA ELÉCTRICA ANGAMOS S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica:
Sociedad Anónima Cerrada
RUT: 76.004.976-K
Dirección: Mariano Sánchez Fontecilla N° 310, piso 3°,
Santiago de Chile
Teléfono: (56 2) 6868900
Fax: (56 2) 6868990

Objeto social

Generación, transmisión, compra, venta y distribución de energía eléctrica o de cualquier otra naturaleza, en cualquier zona del país o del extranjero.

Capital y acciones

Capital: US\$396.793.371
Capital pagado: US\$233.671.065
Acciones emitidas y pagadas: 14.571.183.437
Participación: 100% directa e indirectamente
Inversión/total de activos: 6,66%

Presidente

Derek Martin (7)

Directores

Derek Martin (7)
Daniel Stadelmann (1)
Rodrigo Quinteros

Gerente General

Juan Carlos Olmedo (6)

Personal ()*

Técnicos y administrativos: 9
Profesionales: 22
Ejecutivos: 6

EMPRESA ELÉCTRICA CAMPICHE S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica:
Sociedad Anónima Cerrada
RUT: 76.008.306-2
Dirección:
Alonso de Córdova N° 5151 oficina 902,
Santiago de Chile
Teléfono: (56 2) 5979300

Objeto social

Generación, transmisión, comercialización y distribución de energía eléctrica, extracción, distribución y explotación de combustibles.

Capital y acciones

Capital: US\$8.669.066
Capital pagado: US\$8.669.066
Acciones emitidas y pagadas: 522.974.841
Participación: 100% directa e indirectamente
Inversión/total de activos: 0,26%

Presidente

Daniel Stadelmann (1)

Directores

Derek Martin (7)
Daniel Stadelmann (1)

Gerente General

Héctor Rojas (8)



EMPRESA ELÉCTRICA COCHRANE S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica:
Sociedad Anónima Cerrada
RUT: 76.085.254-6
Dirección:
Alonso de Córdova N° 5151 oficina 902,
Santiago de Chile
Teléfono: (56 2) 5979300

Objeto social

Generación, transmisión, comercialización y distribución de energía eléctrica, extracción, distribución y explotación de combustibles.

Capital y acciones

Capital: US\$1.000
Acciones emitidas y pagadas: US\$5.000
Participación: 100% directa e indirectamente
Inversión/total de activos: 0,00003%

Presidente

Daniel Stadelmann (1)

Directores

Daniel Stadelmann (1)
Juan Carlos Olmedo (6)
Laurie Kelly (9)

Gerente General

Javier Giorgio (4)

EMPRESA ELÉCTRICA GUACOLDA S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica:
Sociedad Anónima Cerrada
RUT: 96.635.700-2
Dirección:
Miraflores 222, piso 16,
Santiago de Chile
Teléfono: (56 2) 362 4031
Fax: (56 2) 362 1675

Objeto social

Explotación, generación, transmisión, compra, distribución y venta de energía eléctrica; prestación de servicios portuarios y de muelle; servicios de ingeniería y otros.

Capital y acciones

Capital: MUS\$428.470
Capital pagado MU\$ 343.160.031
Acciones emitidas y pagadas: 267.225.624
Participación: 50%
Inversión/total de activos: 5,12%

Presidente

José Florencio Guzmán

Directores

Titulares

José Florencio Guzmán
Felipe Cerón (2)
Juan Carlos Olmedo (6)
Daniel Stadelmann (1)
Javier Giorgio (4)
Sven Von Appen
Marcos Büchi
Eduardo Navarro
Jorge Bunster

Suplentes

Eduardo Rodríguez del Río
Nicolás Cubillos
Carlos Aguirre (10)
Laurie Kelly (9)
Juan Ricardo Inostroza (11)
Dag Von Appen
Wolf Von Appen
Jorge Ferrando
Rodrigo Huidobro

Gerente General

Sergio del Campo

EMPRESA ELÉCTRICA VENTANAS S.A.**Identificación**

Naturaleza jurídica:
Sociedad Anónima Cerrada
RUT: 96.814.370-0
Dirección:
Alonso de Córdova N° 5151,
Las Condes, Santiago de Chile
Teléfono: (56 2) 5979300

Objeto social

Inversión de todo tipo de bienes corporales e incorporales; prestación de asesorías profesionales; participación en otras sociedades y participación en privatizaciones, licitaciones, adjudicaciones y propuestas.

Capital y acciones

Capital: US\$103.849.127
Capital pagado: US\$84.568.480
Acciones suscritas: 48.708.121.562
Acciones pagadas: 39.719.916.310
Participación: 100% directa e indirectamente
Inversión/total de activos: 2,94%

Presidente

Daniel Stadelmann (1)

Directores**Titulares**

Derek Martin (7)
Daniel Stadelmann (1)

Suplentes

Tomás Jopia (12)
Cristián Antúnez (13)
Jimena Alvarado (14)

Gerente General

Héctor Rojas (8)

Personal (*)

Técnicos y administrativos: 1
Profesionales: 18
Ejecutivos: 1

ENERGÍA VERDE S.A.**Identificación**

Naturaleza jurídica:
Sociedad Anónima Cerrada
RUT: 96.673.040-4
Dirección:
O'Higgins 940, Oficina 901, piso 9,
Concepción, Chile
Teléfono: (56 41) 253 228
Fax: (56 41) 253 227

Objeto social

Generación y venta de energía eléctrica y vapor de proceso para industrias; desarrollo de nuevos proyectos de generación con recursos energéticos no tradicionales y amigables con el medio ambiente.

Capital y acciones

Capital: US\$37.626.234
Capital pagado: US\$37.626.234
Acciones suscritas: 15.271.250
Acciones pagadas: 15.271.250
Participación: 99,99% directa
Inversión/total de activos: 1,32%

Presidente

Juan Carlos Olmedo (6)

Directores

Juan Carlos Olmedo (6)
Derek Martin (7)
Daniel Stadelmann (1)

Gerente General

Jaime Zuazagoitia

Personal (*)

Técnicos y administrativos: 80
Profesionales: 22
Ejecutivos: 2

ENERGEN S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica:
Sociedad Anónima Extranjera
Dirección:
Olga Cossettini 771, 1º B,
Capital Federal CP1107,
República Argentina
Teléfono: (54 387) 491 9646
Fax: (54 387) 491 9657

Objeto social

Compra y venta mayorista de energía eléctrica producida por terceros; importación, exportación, consignación, intermediación y comercialización de energía eléctrica; cualquier tipo de gestión y/o actividad relacionada con la generación, transporte y distribución de energía eléctrica.

Capital y acciones

Capital pagado: US\$119.496 (AR\$349.855)
Acciones suscritas: 349.855
Acciones pagadas: 349.855
Participación: 100% directa e indirectamente
Inversión/total de activos: 0,01%

Presidente

Edgardo Campelo (5)

Directores

Edgardo Campelo (5)
Osvaldo Ledezma (16)
Gustavo Belliard

Gerente General

Osvaldo Ledezma (16)



ENERGY TRADE AND FINANCE CORPORATION

Identificación

Naturaleza jurídica:
Sociedad Extranjera
Dirección:
P.O. Box 309 Ugland House,
South Church Street,
Grand Cayman, Islas Caymán
Teléfono: (1 809) 949 8066
Fax: (1 809) 949 8080

Objeto social

Inversión de todo tipo de bienes corporales e incorporeales; compra-venta, comercialización y elaboración de todo tipo de bienes, materiales e inmateriales.

Capital y acciones

Capital: US\$205.148.857
Capital pagado: US\$205.148.857
Acciones suscritas: 205.148.857
Acciones pagadas: 205.148.857
Participación: 100% directa e indirectamente
Inversión/total de activos: 9,13%

Directores

Daniel Stadelmann (1)
Laurie Kelly (9)
Javier Giorgio (4)

GASODUCTO GASANDES S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica:

Sociedad Anónima Cerrada

RUT: 96.721.360-8

Dirección:

Chena 11650, Parque Industrial Puerta Sur

San Bernardo,

Santiago de Chile

Teléfono: (56 2) 334 3660

Fax: (56 2) 3343676

Objeto social

Transporte de gas por gasoducto, comercialización, almacenamiento y procesamiento de gas.

Capital y acciones

Capital pagado: M\$ 44.083.128

Acciones suscritas: 172.800

Acciones pagadas: 172.800

Participación: 13%

Inversión/total de activos: 0,40%

Presidente

Alain Petitjean

Directores

Alain Petitjean

Ruben Nastar

Raúl Montalva

María Inés Canalis

Bruno Seilhan

Oswaldo Ledezma (16)

Diego Garzón

Matías Pérez

Eduardo Ojea

GASODUCTO GASANDES ARGENTINA S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica:

Sociedad Anónima Extranjera

Dirección: Moreno 877, piso 11,

Capital Federal,

República Argentina

Teléfono: (54 11) 4316 5600

Fax: (54 11) 4316 5601

Objeto social

Transporte de gas natural

Capital y acciones

Capital pagado: M\$ 15.398.826.830 (AR\$ 83.467.000)

Acciones suscritas: 83.467.000 Reportes dice 172.800

Acciones pagadas: 83.467.000 Reportes dice 172.800

Participación: 13%

Inversión/total de activos: 0,40%

Presidente

Alain Petitjean

Directores

Raúl Montalva

Alain Petitjean

Ruben Nasta

María Ines Canalis

Eduardo Ojea Quintana

Diego Garzón

Matías Pérez

Oswaldo Ledezma (16)

GENER ARGENTINA S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica:

Sociedad Anónima Extranjera

Dirección: Olga Cossettini 771 1° B,

Capital Federal, República Argentina

Teléfono: (54 11) 4000 2300

Fax: (54 11) 4000 2313

Objeto social

Realización de operaciones financieras y de inversión por cuenta propia o de terceros con excepción de aquellas previstas en las leyes y reglamentaciones de entidades financieras, incluyendo el otorgamiento y la toma de préstamos, aportes de capital, emisión y compraventa de acciones y toda clase de valores mobiliarios y papeles de crédito, tomar o mantener participación en forma directa o a través de otras sociedades controladas o vinculadas en: la o las licitaciones de paquetes accionarios de sociedades que posean como activo centrales hidráulicas o térmicas aún no privatizadas por el Gobierno Argentino y el desarrollo de otros proyectos del sector eléctrico argentino.

Capital y acciones

Capital pagado: US\$224.928.640

Capital (AR\$544.443.672)

Acciones suscritas: 544.443.672

Acciones pagadas: 544.443.672

Participación: 92,05% directamente y 7,95% indirectamente

Inversión/total de activos: 5,77%

Presidente

Edgardo Campelo (5)

Directores

Gustavo Belliard

Edgardo Campelo (5)

Oswaldo Ledezma (16)

Gerente General

Oswaldo Ledezma (16)

GENER BLUE WATER LIMITED

Identificación

Naturaleza jurídica:

Sociedad Limitada Extranjera

Dirección:

P.O. Box 309 Ugland House,

South Church Street,

Grand Cayman, Islas Caymán

Teléfono: (1 809) 949 8066

Fax: (1 809) 949 8080

Objeto social

Objeto social sin restricciones, pudiendo llevar a cabo todo tipo de negocios e inversiones.

Capital

Capital pagado: US\$20.236.988

Participación: 100% indirecto

Inversión/total de activos: 0,69%

Directores

Daniel Stadelmann (1)

Laurie Kelly (9)

Javier Giorgio (4)



GENERGÍA POWER LTD.

Identificación

Naturaleza jurídica:
Sociedad Limitada Extranjera
Dirección: P.O. Box 309 Ugland House,
South Church Street,
Grand Cayman, Islas Caymán
Teléfono: (1 809) 949 8066
Fax: (1 809) 949 8080

Objeto social

Inversiones en Sudamérica.

Capital y acciones

Capital pagado: US\$18.798.448
Participación: 100% indirectamente
Inversión/total de activos: 0,46%

Directores

Daniel Stadelmann (1)
Laurie Kelly (9)
Javier Giorgio (4)

GENERGÍA S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica:
Sociedad Anónima Cerrada
RUT: 96.761.150-6
Dirección: Mariano Sánchez Fontecilla 310, piso 3,
Las Condes,
Santiago de Chile
Teléfono: (56 2) 686 8900
Fax: (56 2) 686 8990

Objeto social

Inversiones, servicios de asesoría de ingeniería.

Capital y acciones

Capital pagado: US\$28.174.135
Acciones suscritas: 2.488.637
Acciones pagadas: 2.488.637
Participación: 99,99% indirectamente
Inversión/total de activos: 0,46%

Presidente

Daniel Stadelmann (1)

Directores

Titulares

Tomás Jopia (12)
Daniel Stadelmann (1)

Suplentes

Armando Lolos (18)
Luciano Aparicio (19)
Jimena Alvarado (14)

Gerente General

Cristián Antúnez (13)

INTERANDES S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica:
Sociedad Anónima Extranjera
Dirección:
Olga Cossettini 771, 1° B,
Capital Federal CP1107,
República Argentina
Teléfono: (54 387) 4919646
Fax: (54 387) 4919657



Objeto social

Transmisión de energía eléctrica.

Capital y acciones

Capital pagado: US\$55.876.946 (AR\$135.365.996)
Acciones suscritas: 135.365.996
Acciones pagadas: 135.365.996
Participación: 13% directamente y 87% indirectamente
Inversión/total de activos: 0,19%

Presidente

Edgardo Campelo (5)

Directores

Edgardo Campelo (5)
Gustavo Belliard
Osvaldo Ledezma (16)

Gerente General

Osvaldo Ledezma (16)

INVERSIONES NUEVA VENTANAS S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica:
Sociedad Anónima Cerrada
RUT: 76.803.700
Dirección:
Mariano Sánchez Fontecilla 310, piso 3,
Las Condes,
Santiago de Chile
Teléfono: (56 2) 686 8900
Fax: (56 2) 686 8990

Objeto social

Inversión en toda clase de bienes muebles e inmuebles, corporales e incorpóras, participación en sociedades.

Capital y acciones

Capital: US\$514.104.149,19
Capital pagado: US\$331.699.170,64
Acciones suscritas: 196.969.029.307
Acciones pagadas: 186.276.361.890
Participación: 100% directa e indirectamente
Inversión/total de activos: 9,83%

Presidente

Daniel Stadelmann (1)

Directores

Daniel Stadelmann (1)
Laurie Kelly (9)

Gerente General

Héctor Rojas (8)

INVERSIONES TERMOENERGÍA DE CHILE LIMITADA

Identificación

Naturaleza jurídica:

Sociedad de Responsabilidad Limitada

RUT: 78.759.060-8

Dirección:

Mariano Sánchez Fontecilla 310, piso 3,

Las Condes,

Santiago de Chile

Teléfono: (56 2) 686 8900

Fax: (56 2) 686 8990

Objeto social

Participación en proyectos energéticos de todo tipo; generar, transportar, comercializar y comprar y vender electricidad y gas y toda clase de energía por cuenta propia o ajena.

Capital

Capital pagado: US\$30.330.142

Participación: 99,99% indirectamente

Inversión/total de activos: 0,69%

NORGENER S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica:

Sociedad Anónima Cerrada

RUT: 96.678.770-8

Dirección:

Jorge Hirmas 2960, Renca,

Santiago de Chile

Teléfono: (56 2) 680 4710

Fax: (56 2) 680 4895

Objeto social

Generación, transmisión y venta de energía eléctrica.

Capital y acciones

Capital pagado: US\$261.537.627

Acciones suscritas: 1.932.764.432

Acciones pagadas: 1.932.764.432

Participación: 99,99% directamente

Inversión/total activos: 14,81%

Presidente

Daniel Stadelmann (1)

Directores

Daniel Stadelmann (1)

Héctor Rojas (8)

Enio Belmonte (17)

Gerente General

Juan Carlos Olmedo (6)

Personal (*)

Técnicos y administrativos: 60

Profesionales: 40

Ejecutivos: 1

SOCIEDAD ELÉCTRICA SANTIAGO S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica:
Sociedad Anónima Cerrada
RUT: 96.717.620-6
Dirección:
Jorge Hirmas 2964, Renca,
Santiago de Chile
Teléfono: (56 2) 680 4760
Fax: (56 2) 680 4743



Objeto social

Explotación, generación, transmisión, compra, distribución y venta de energía eléctrica o de cualquier otra naturaleza; comercialización de combustibles; prestación de servicios de ingeniería.

Capital y acciones

Capital: US\$113.265.680
Capital pagado: US\$109.765.686
Acciones suscritas: 24.249.342
Acciones pagadas: 24.249.342
Participación: 91,81% directamente
Inversión/total de activos: 2,74%

Presidente

Juan Carlos Olmedo (6)

Directores

Juan Carlos Olmedo (6)
Javier Giorgio (4)
Enio Belmonte (17)
Armando Lolas (18)
Cristián Antunez (13)
Laurie Kelly (9)
Carlos Aguirre (10)
Javier Guevara

Gerente General

Rodrigo Osorio

Personal (*)

Técnicos y administrativos: 18
Profesionales: 14
Ejecutivos: 2

TERMOANDES S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica:
Sociedad Anónima Extranjera
Dirección:
Olga Cossettini 771 1° B,
Capital Federal CP1107,
República Argentina
Teléfono: (54 38) 7491 9646
Fax: (54 38) 7491 9657

Objeto social

Generación, importación, exportación y comercialización de energía eléctrica.

Capital y acciones

Capital pagado: US\$299.833.447 (AR\$ 791.869.516)
Acciones suscritas: 791.869.516
Acciones pagadas: 791.869.516
Participación: 33,01 % directamente y 66,99% indirectamente
Inversión/total de activos: 2,46%

Presidente

Edgardo Campelo (5)

Directores

Edgardo Campelo (5)
Gustavo Belliard
Osvaldo Ledezma (16)

Gerente General

Osvaldo Ledezma (16)

Personal (*)

Técnicos y administrativos: 40
Profesionales: 14
Ejecutivos: 7



Las relaciones comerciales de AES Gener S.A. con sus empresas relacionadas se encuentran reguladas por contratos vigentes, cuyos efectos se muestran en los Estados Financieros.

Los ejecutivos de AES Gener S.A. no perciben remuneración por sus funciones como directores de empresas relacionadas.

Respecto a filiales cuyo capital social se encuentra expresado en moneda extranjera distinta de dólar de los Estados Unidos, la información es proporcionada en esta sección en dólares de los Estados Unidos, utilizando el tipo de cambio vigente al 31 de diciembre de 2009.

(*) Personal de empresas relacionadas que consolidan sus resultados con los de AES Gener y que cuentan con personal contratado.

-
- (1) Gerente de Finanzas de AES Gener S.A.
 - (2) Gerente General de AES Gener S.A.
 - (3) Director de AES Gener S.A.
 - (4) Gerente de Explotación de AES Gener S.A.
 - (5) Director Suplente de AES Gener S.A.
 - (6) Gerente de Operaciones de AES Gener S.A.
 - (7) Gerente de Desarrollo de AES Gener S.A.
 - (8) Gerente de Ingeniería y Construcción de AES Gener S.A.
 - (9) Subgerente de Finanzas de AES Gener S.A.
 - (10) Subgerente Comercial de AES Gener S.A.
 - (11) Gerente de Mercado de AES Gener S.A.
 - (12) Subgerente de Estudios de AES Gener S.A.
 - (13) Subgerente de Administración de AES Gener S.A.
 - (14) Jefe de Local GAAP de AES Gener S.A.
 - (15) Fiscal de AES Gener S.A.
 - (16) Gerente General de TermoAndes S.A.
 - (17) Gerente de Producción de AES Gener S.A.
 - (18) Gerente de Ingeniería de AES Gener S.A.
 - (19) Subgerente de Reportes de AES Gener S.A.
-

Direcciones y teléfonos de centrales generadoras

CENTRAL ANGAMOS

7ª Industrial N° 1100 esquina Avda. Longitudinal
Barrio Industrial Portuario de Mejillones
Región de Antofagasta
Teléfono: (56 2) 6804716

CENTRAL ALFALFA

Ruta G-345 km 23,
San José de Maipo,
Región Metropolitana, Chile
Teléfono: (56 2) 686 8111
Fax: (56 2) 686 8131

CENTRAL CHIVOR

Central hidroeléctrica Chivor,
Santa María, Boyacá,
Colombia
Teléfono: (57 1) 594 1400
Fax: (57 8) 594 1394

CENTRAL CONSTITUCIÓN

Camino a Chanco km. 1.5,
Constitución, Chile
Teléfono: (56 71) 673 598
Fax: (56 71) 673 029

CENTRAL GUACOLDA

Isla Guacolda s/n,
Hualde, Chile
Teléfono: (56 51) 531 577
Fax: (56 51) 531 666

CENTRAL LAGUNA VERDE

Camino Principal s/n,
Laguna Verde, Valparaíso, Chile
Teléfono: (56 32) 234 8055-56

CENTRAL LAJA

Camino a Laja km 1,5,
Cabrero, Chile
Teléfono: (56 43) 402 700
Fax: (56 43) 402 700

CENTRAL LOS VIENTOS

Ruta 5 Norte, km 91
Llay Llay, V Región, Chile
Teléfono: (56 32) 68 68 601

CENTRAL MAITENES

Ruta G-345 km 14,
San José de Maipo,
Región Metropolitana, Chile
Teléfono: (56 2) 686 8111
Fax: (56 2) 686 8111

CENTRAL SAN FRANCISCO DE MOSTAZAL

Longitudinal Sur km. 63,
San Francisco de Mostazal, Chile
Teléfono: (56 72) 492 591
Fax: (56 72) 492 460

CENTRAL NORGENER

Balmaceda s/n,
Tocopilla, Chile
Teléfono: (56 55) 432 400
Fax: (56 552) 432 413

CENTRAL NUEVA VENTANAS

Camino Costero s/n,
Puchuncaví, Chile
Teléfono: (56 32) 279 6148

CENTRAL QUELTHEUES

Ruta G-465, km 3,
San José de Maipo,
Región Metropolitana, Chile
Teléfono: (56 2) 686 4876
Fax: (56 2) 686 8746

CENTRAL RENCA Y NUEVA RENCA

Jorge Hirmas 2964,
Renca, Santiago de Chile
Teléfono: (56 2) 680 4700
Fax: (56 2) 680 4844

CENTRAL SANTA LIDIA

Camino a Yungay s/n Km. 7
Cabrero
VIII Región
Teléfono (56 43) 450526

CENTRAL TERMOANDES

Ruta Nacional N° 9 - Km 1557
(4432) Cobos - Salta
Argentina
Teléfono: (54-387) 4919600
Fax: (54-387) 4919657

CENTRAL VENTANAS

Camino Costero s/n,
Puchuncaví, Chile
Teléfono: (56 32) 279 6148

CENTRAL VOLCÁN

Ruta G-465, km 3,
San José de Maipo,
Región Metropolitana, Chile
Teléfono: (56 2) 686 8111
Fax: (56 2) 686 8746



SUSCRIPCIÓN Y DECLARACIÓN JURADA DE RESPONSABILIDAD



En conformidad a la normativa vigente de la Superintendencia de Valores y Seguros, la presente memoria de AES Gener S.A. es aprobada y suscrita por el gerente general de la compañía y los directores más abajo individualizados, que constituyen la mayoría del Directorio de AES Gener, según su conformación a la fecha de publicación del documento. Ellos se hacen responsables, bajo juramento, respecto de la veracidad de la información contenida en esta memoria.

Andrés Gluski Weilert

Presidente

Pasaporte: 6024620

Extranjero (venezolano)

Jorge Rodríguez Grossi

Director Titular

RUT : 5.141.013-0

Chileno

Arminio Borjas

Director Titular

Pasaporte : D0259811

Extranjero (venezolano)

Iván Díaz-Molina

Director Titular

RUT : 14.655.033-9

Extranjero (argentino)

Felipe Cerón Cerón

Gerente General

RUT : 6.375.799-3

Chileno







Diseño: Icono

Fotografía: Archivo Gener S.A.

Álvaro Espinoza

Impresión: Worldcolor S.A. Chile