

2010

Memoria**Anual**



2010
Memoria**Anual**



Índice

04 Síntesis corporativa

Presentación
Carta del presidente
Identificación de la sociedad
Reseña histórica
Grupo de empresas AES Gener
Propiedad y control

18 Gestión financiera y administrativa

Administración
Políticas de inversión y financiamiento
Clasificación de riesgo
Hitos financieros del año 2010
Utilidad distribuible
Política de dividendos
Transacciones de acciones
Síntesis de comentarios y proposiciones de accionistas
Seguros
Marcas y dominios

32 Gestión comercial

Sistema eléctrico chileno
Sistema eléctrico colombiano
Negocios no eléctricos

50 Gestión de producción y operación

Negocios eléctricos en Chile
Negocios eléctricos en el extranjero

66 Desarrollo de negocios

Proyectos en construcción
Proyectos en desarrollo

72 Responsabilidad social empresarial

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

84 Estados financieros

Estados financieros consolidados
Análisis razonado de estados financieros consolidados
Estados financieros resumidos de empresas filiales

200 Información complementaria

Hechos Relevantes
Antecedentes de empresas relacionadas
Direcciones y teléfonos de centrales generadoras
Suscripción y declaración jurada de responsabilidad





Síntesis corporativa

Presentación

Carta del presidente

Identificación de la sociedad

Reseña histórica

Grupo de empresas AES Gener

Propiedad y control



Síntesis corporativa

Presentación

AES Gener S.A. (AES 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 2010, con su parque generador en operación* proporciona al Sistema Interconectado Central, SIC, energía eléctrica generada por cuatro centrales hidroeléctricas de pasada, una central termoeléctrica a carbón y cuatro centrales turbogas a diesel, todas pertenecientes directamente a AES 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 S.A. (Eléctrica Santiago); una central termoeléctrica a carbón perteneciente a la coligada Empresa Eléctrica Guacolda S.A. (Guacolda); y dos centrales de cogeneración y una central turbogas a diesel de su

filial Energía Verde S.A. (Energía Verde). Adicionalmente, en 2010 entró en operaciones la central termoeléctrica a carbón Nueva Ventanas, perteneciente a la filial Empresa Eléctrica Ventanas S.A. (Eléctrica Ventanas).

Además, la compañía es proveedora de energía eléctrica al Sistema Interconectado del Norte Grande, SING, a través de sus filiales Norgener S.A. (Norgener) y TermoAndes S.A. (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. A este parque generador del SING, se sumará la central Angamos, perteneciente a la filial Empresa Eléctrica Angamos S.A. (Angamos), que a diciembre de 2010 se encontraba prácticamente concluida y en fase de pruebas de sincronización. Esta es una planta termoeléctrica que operará con carbón, con dos unidades aportando 518 MW al sistema.

Esta combinación de alternativas de generación otorga a AES 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, AES Gener es productora de energía eléctrica en Colombia, mediante la filial AES Chivor. La filial TermoAndes también suministra electricidad al Sistema Argentino de Interconexión, SADI. Además, AES 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 2010, la empresa tiene en construcción dos centrales generadoras adicionales en Chile, Angamos y Campiche.

Al 31 de diciembre de 2010, el 71% de las acciones de AES Gener pertenecen a Inversiones Cachagua Ltda., filial de AES Corp. (AES), empresa global de energía e infraestructura que desarrolla negocios en 28 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. (AES Gener) durante el ejercicio 2010, un año que los embates de la naturaleza nos impuso importantes desafíos que superáramos con éxito gracias a la fortaleza, profesionalismo y dedicación de nuestra gente. Nuestra capacidad de continuar agregando al sistema eléctrico nuevas plantas de generación, fruto de nuestro plan de inversión que iniciáramos en 2006, ha jugado un rol fundamental para mantener la seguridad de suministro eléctrico en Chile.

El año 2010 lo comenzamos con el triste acontecimiento del terremoto del 27 de febrero. En AES Gener, y con el decidido apoyo de nuestra matriz AES Corporation, tras esta tragedia desplegamos las acciones necesarias para ser un actor proactivo en la búsqueda de soluciones que ayudaran a que el país retomara cuanto antes la normalidad en el suministro de servicios básicos, en particular el de la energía eléctrica. Ese mismo día constituimos un Comité de Coordinación de Emergencia para gestionar y actuar rápidamente en tres frentes que definimos como prioritarios: nuestra gente, la operación de nuestras centrales y las condiciones en que se encontraban las localidades en las que se emplazan nuestras centrales.

Afortunadamente no tuvimos pérdidas de vidas que lamentar y en las comunidades aledañas a nuestras plantas tomamos contacto directo con las autoridades y servicios de emergencia locales para conocer las necesidades y enfrentar la emergencia, la que se materializó mediante la entrega de agua potable, combustibles, víveres y equipos electrógenos para energizar las estaciones de servicio, consultorios, municipios y localidades que se encontraban sin ese suministro. Durante este año, hemos continuado trabajando para aportar a la reconstrucción del país. Con este espíritu nos hemos hecho parte de la reparación de dos escuelas de la Comuna de San José de Maipo, y de un hogar de niños en la ciudad de Talca.

En lo operacional, AES Gener demostró sus altos estándares de desempeño, respondiendo con rapidez y contribuyendo eficientemente a la recuperación del suministro eléctrico, mediante la puesta en operación de nuestras plantas de respaldo, las que fueron claves para ayudar a levantar el sistema horas después del terremoto. Asimismo, la presencia global de nuestra matriz AES Corporation nos permitió contar con la ayuda de AES Argentina, la que a través de su filial EDELAP puso a disposición de las empresas de distribución eléctrica chilenas cinco cuadrillas para contri-

buir con la restitución del suministro de las zonas más afectadas por el terremoto.

Nuestro compromiso más importante con Chile es el de suministrarle energía eléctrica segura, confiable, de manera sustentable con el medioambiente y con las comunidades de nuestro entorno. Con este espíritu hemos continuado desarrollando y percibiendo los frutos de nuestro negocio.

Este año agregamos 424 MW de nueva capacidad instalada al país, lo que se concretó con la puesta en marcha en el Sistema Interconectado Central (SIC) de la central Nueva Ventanas, (272 MW) y de la Unidad 4 de nuestra coligada Guacolda (152 MW). Alcanzamos así una potencia total de 4.281 MW, incluyendo la potencia de la central Chivor en Colombia.

Adicionalmente, seguimos avanzando en la concreción de nuestro plan de expansión. En el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) continuamos con la construcción de las dos unidades del proyecto termoeléctrico Angamos (518 MW), ubicado en Mejillones, las cuales entrarán en operación en el transcurso de 2011. Marcaremos un nuevo hito en nuestro negocio, ya que esta iniciativa se convertirá en la central de generación eléctrica con mayor capacidad de los últimos años que comenzará su operación en el Norte Grande.

En el ámbito financiero, al término de 2010 la Compañía registró un EBITDA consolidado de US\$474 millones, lo que implicó una baja de 10% respecto al EBITDA de US\$528 millones obtenida en igual período de 2009, principalmente a causa de una reducción en la ganancia bruta registrada en 2010. Durante el ejercicio las utilidades de la Compañía alcanzaron los US\$170 millones, que se comparan con la utilidad de US\$328 millones obtenida en igual periodo el año anterior. Este resultado se explica principalmente por una pérdida excepcional de US\$72 millones generada por la resolución definitiva de los litigios de transporte de gas de la filial Eléctrica Santiago y por un menor margen bruto.

En efecto, uno de los desafíos que resolvimos con éxito durante 2010 fueron los cambios operacionales, comerciales y financieros realizados en nuestra filial Eléctrica Santiago, para fortalecer su

solidez financiera y viabilidad económica de largo plazo. Durante el año y tras un largo período de conversaciones y acercamientos entre las partes, esta filial alcanzó acuerdos con las compañías de transporte de gas natural, Metrogas S.A., Transportadora de Gas del Norte S.A., Gasoducto GasAndes S.A. y Gasoducto GasAndes S.A. (Argentina), que permitieron poner término a todas las disputas legales existentes entre las partes. Esto se sumó a que en el mes de septiembre AES Gener compró la participación minoritaria, de aproximadamente 7%, que la empresa Compañía General de Electricidad S.A. mantenía en Eléctrica Santiago. También contribuyó a la viabilidad financiera de la compañía el hecho de que durante el cuarto trimestre del año 2010 se firmara un nuevo contrato de suministro con Metrogas para la provisión de gas natural licuado para la central de ciclo combinado Nueva Renca. La generación con este combustible representó el 32% de la generación total de esta planta, que como parte del complejo termoeléctrico Renca cumple un rol fundamental para la seguridad energética de la Región Metropolitana.

Así quedó demostrado a fines de 2010 cuando una nueva situación de estrechez energética afectó a la zona centro sur del SIC, producto de una combinación de factores relacionado con la falta de lluvias y la debilidad de algunos tramos del sistema de transmisión.

Tras un año y medio de que se paralizaran las obras de construcción de la central termoeléctrica Campiche, como consecuencia del fallo de la Corte Suprema emitido en junio de 2009 que dejó sin efecto la Resolución de Calificación Ambiental favorable que había obtenido este proyecto, la Compañía puso todo su esfuerzo profesional para que, con sujeción a la institucionalidad vigente, pudiéramos continuar con las obras de construcción. A fines de febrero de 2010 el proyecto obtuvo un nuevo permiso ambiental y en el mes de enero de 2011 la Corte Suprema ratificó el rechazo a los recursos de protección interpuestos en contra de los permisos de construcción otorgados en su oportunidad por la I. Municipalidad de Puchuncaví, lo que nuevamente nos abre el camino para retomar las obras de construcción de la planta, que efectivamente fueron reiniciados a fin de 2010.

Nuestra cartera de proyectos en desarrollo continúa activa. Este año instalaremos un nuevo banco de baterías recargables de litio, esta vez en nuestra central Angamos, lo cual permitirá aumentar la generación de esta última planta. Adicionalmente en el SING, contamos con la aprobación ambiental para el proyecto termoeléctrico Cochrane (560 MW), para emplazarse en la comuna de Mejillones. En el SIC, tenemos el gran desafío de iniciar las obras de nuestro proyecto hidroeléctrico Alto Maipo (531 MW), que consiste en dos centrales de pasada en la cuenca del Río Maipo, y en el cual hemos ido avanzado en el año 2010 con la obtención de una serie de permisos sectoriales y el proceso de precalificación de contratistas.

Chile tiene el desafío en los próximos años de contar con proyectos energéticos diversificados que dupliquen su capacidad energética de forma eficiente, competitiva, sustentable y en mira de la actual senda de crecimiento. AES Gener continuará aportando con la eficiencia y seguridad energética de su parque de centrales en operación, poniendo en marcha las centrales que actualmente tiene en construcción y desarrollando iniciativas que contemplen generación de base, energías renovables no convencionales (ERNC) y de eficiencia energética. Todo ello, con la incorporación de moderno equipamiento de control de emisiones en instalaciones nuevas y mejoramiento de instalaciones antiguas conforme lo dispone nuestra responsabilidad ambiental.

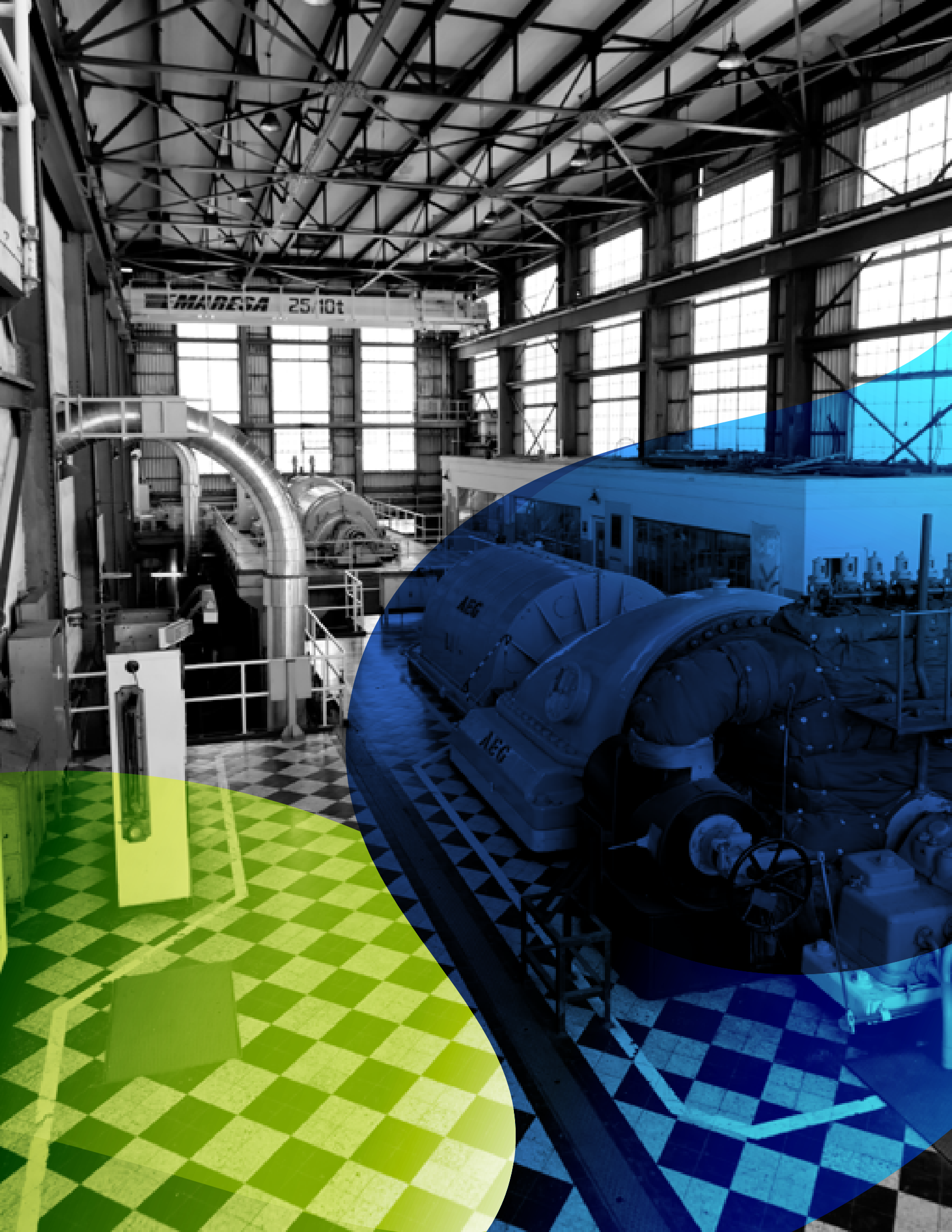
Señores y señoras accionistas, les agradezco sinceramente la confianza que han depositado en el Directorio y en el equipo humano de la Compañía, y extendiendo este agradecimiento a quienes, con su trabajo diario, construyen el presente y cimientan un futuro auspicioso de esta gran organización. Pueden estar seguros de que como empresa, bajo criterios de excelencia operacional y de mejoramiento continuo, aportaremos toda nuestra energía, energía confiable, al servicio de un desarrollo competitivo y sostenible.



ANDRÉS GLUSKI W.
Presidente del Directorio

Identificación de la sociedad

Razón social	AES Gener S.A.
RUT	94.272.000-9
Tipo de sociedad	Sociedad Anónima Abierta
Inscripción en el Registro de Valores	Nº 0176
Dirección	Mariano Sánchez Fontecilla 310, Piso 3, Las Condes, Santiago, Chile
Teléfono	(56-2) 686 8900
Fax	(56-2) 686 8991
Casilla	Nº 3514, Santiago
Página internet	www.aesgener.com
Código nemotécnico en bolsas	Gener



MARESA 25/10t

AEG

AEG

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.

Los orígenes de la empresa, sin embargo, se remontan a 1889, sólo ocho años después que Thomas Alba Edison inventara la ampolleta. 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. 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 naviero-portuarios; 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 TotalFinaElf, 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 dilligence.

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.

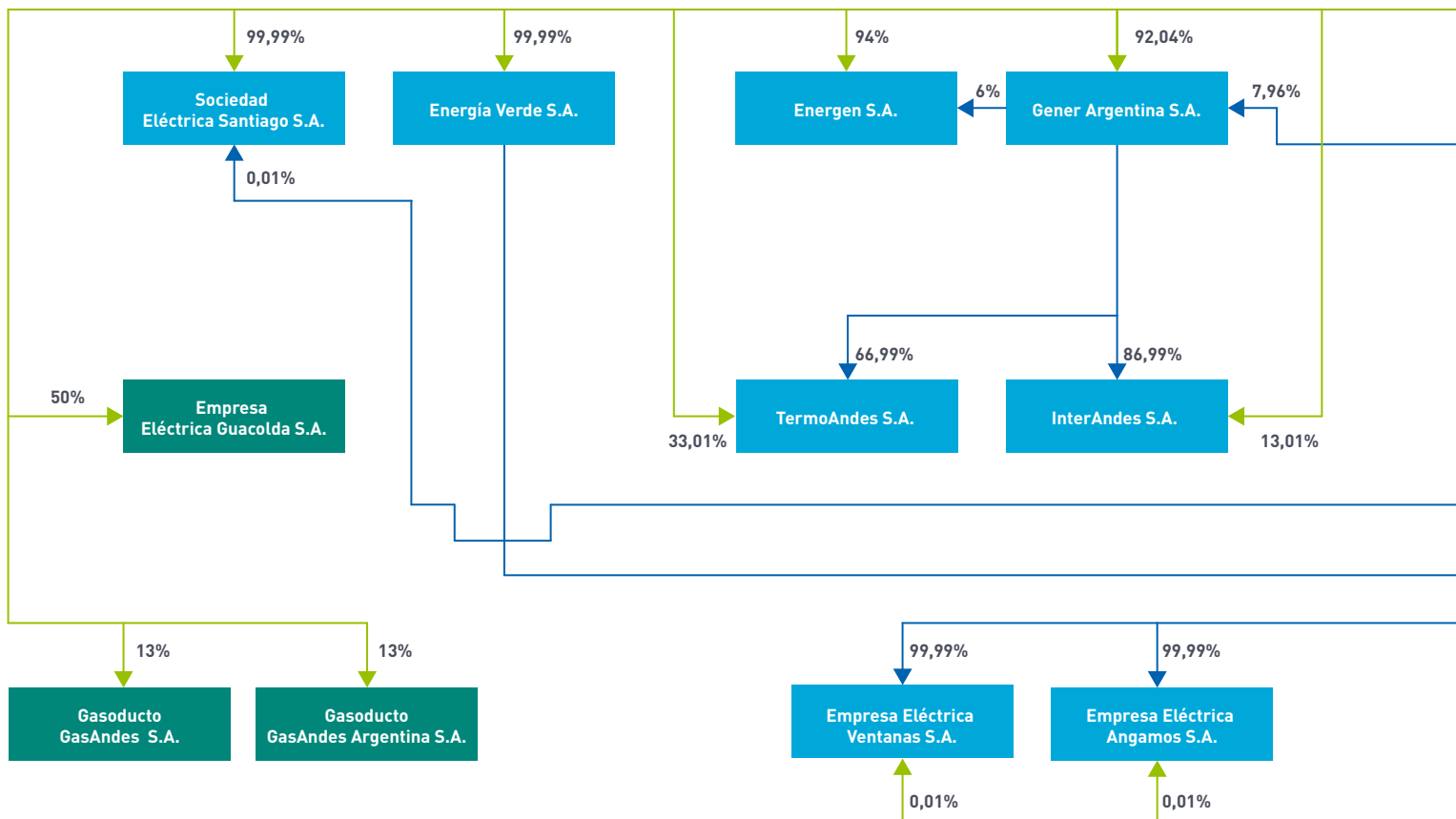
Como parte del grupo AES, durante 2001 la Compañía cambió su razón social por AES Gener S.A., y dio inicio a un proceso de venta de activos tendiente a la concentración de la empresa en el negocio de la generación eléctrica, principalmente en Chile. Durante el año 2004, tras la realización de un aumento 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 AES 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, AES 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 AES Gener en bolsa, quedando con una participación de 70,61%.

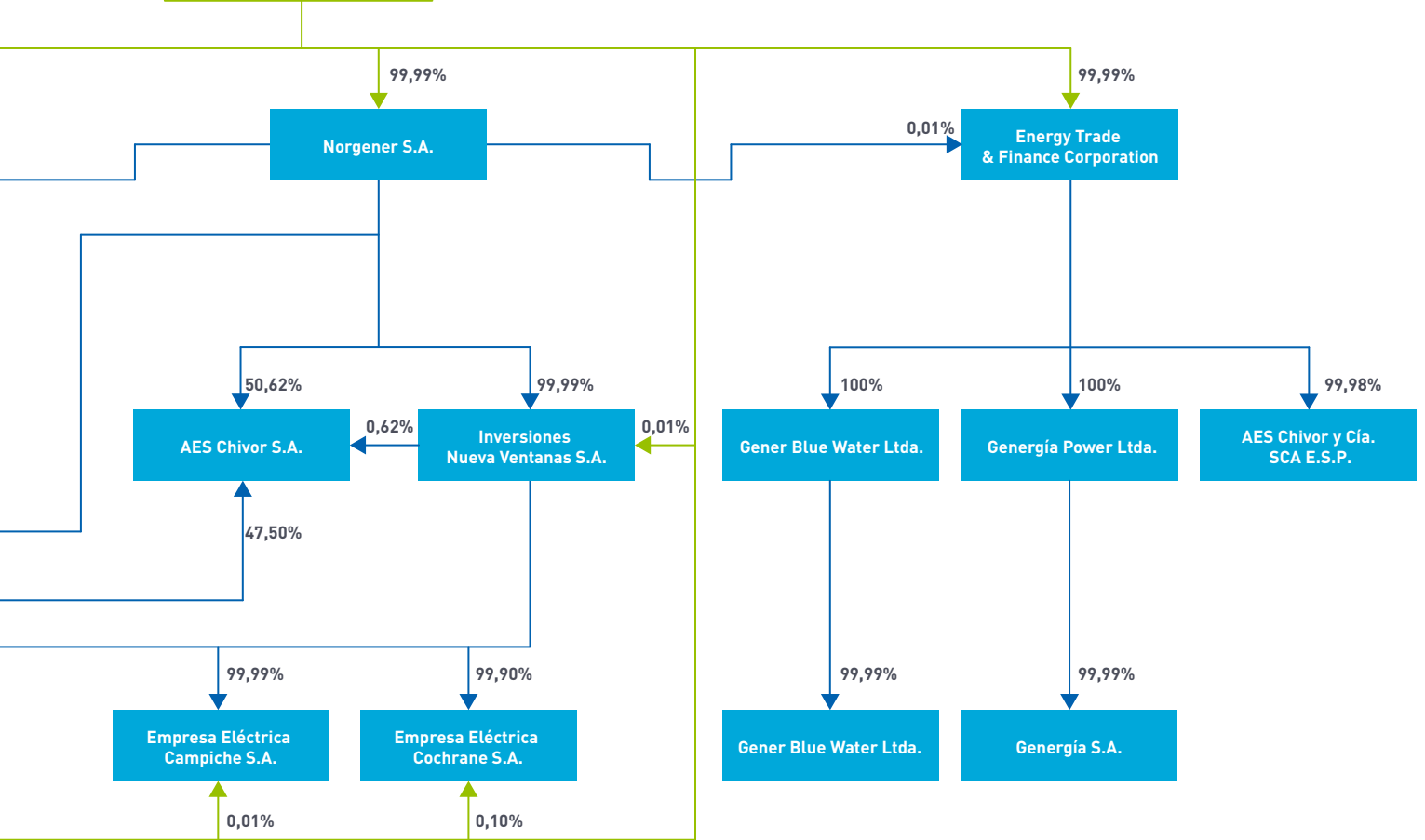
En febrero de 2009, AES Gener concluyó el período de opción preferente del proceso de aumento de capital realizado por aproximadamente US\$246 millones. Inversiones Cachagua participó en el proceso aumentando levemente su participación. Al 31 de diciembre de 2010, la participación de Inversiones Cachagua en AES Gener fue 70,67%.

Grupo de empresas AES Gener



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.



Filiales
 Coligadas

Propiedad y control

AES 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 2010, el patrimonio de la Compañía ascendía a US\$2.549 millones, dividido en 8.069.699.033 acciones y distribuido entre 1.591 accionistas.

Al término del ejercicio, Inversiones Cachagua registraba una participación de 70,67% en AES 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 AES Gener.

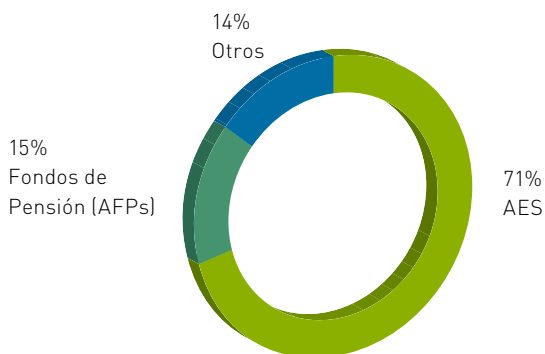
La propiedad accionaria de AES se encuentra atomizada, por lo cual son omitidos en esta memoria los nombres de las personas naturales que están tras esta sociedad extranjera.

Participación Accionistas al 31 de diciembre de 2010

Nombre	Acciones	Participación
Inversiones Cachagua Limitada	5.703.106.137	70,67%
Celfin Capital S.A. Corredores de Bolsa	265.829.682	3,29%
Fondo de Pensiones Provida C	127.187.048	1,58%
Fondo de Pensiones Habitat C	126.066.624	1,56%
Fondo de Pensiones Cuprum A	105.592.362	1,31%
Fondo de Pensiones Capital A	103.001.638	1,28%
Fondo de Pensiones Cuprum C	102.477.355	1,27%
Fondo de Pensiones Capital C	101.763.701	1,26%
Fondo de Pensiones Habitat A	96.934.282	1,20%
Banco Itau por Cuenta de Inversionistas	86.934.368	1,08%
Fondo de Pensiones Provida A	86.483.495	1,07%
Banco de Chile por Cuenta de Terceros	86.211.592	1,07%
Total 12 Mayores Accionistas	6.991.588.284	86,64%
Otros Accionistas (1.579)	1.078.110.749	13,36%
Total Accionistas	8.069.699.033	100,00%

Accionistas por Tipo al 31 de diciembre de 2010

Tipo de Accionista	Cantidad de Accionistas	Número de Acciones	Participación
Persona natural nacional	1.340	29.102.552	0,36%
Persona natural extranjera	1	1.000	0,00%
Persona jurídica nacional	247	7.948.149.645	98,49%
Persona jurídica extranjera	3	92.445.836	1,15%
Total Accionistas	1.591	8.069.699.033	100,00%







Gestión financiera y administrativa

Administración
Políticas de inversión y financiamiento
Clasificación de riesgo
Hitos financieros del año 2010
Utilidad distribuible
Política de dividendos
Transacciones de acciones
Síntesis de comentarios y proposiciones de accionistas
Seguros
Marcas y dominios

Gestión financiera y administrativa

Administración

Directorio

al 31 de diciembre de 2010

Titulares

Andrés Gluski (Presidente)

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

Jorge Rodríguez

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

Juan Andrés Camus

Ingeniero Comercial,
Pontificia Universidad Católica de Chile
RUT: 6.370.841-0
Chileno

Andrew Vesey

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⁽¹⁾

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)

Pedro Pellegrini

Abogado,
Pontificia Universidad Católica de Chile
RUT: 7.017.242-9
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

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

Ejecutivos

al 31 de diciembre de 2010

Gerente General

Luis Felipe 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⁽²⁾

Derek E. Martin

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

Gerente de Finanzas

Daniel Stadelmann

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 Ingeniería y Construcción

Iván Jara

Ingeniero Civil Mecánico,
Universidad de Chile
MBA Universidad Adolfo Ibañez
RUT: 12.458.775-1
Chileno

Fiscal

Alberto Zavala

Abogado,
Pontificia Universidad Católica de Chile
RUT: 7.054.225-0
Chileno

Gerente de Asuntos Corporativos

Mariana Soto

Abogado,
Universidad de Chile
RUT: 12.240.551-6
Chilena

(1) El Director, señor Jorge Errázuriz Grez, suplente del Director Titular señor Juan Andrés Camus, presentó su renuncia al cargo con fecha 29 de diciembre de 2009, por afectarle una inhabilidad del artículo 36 de la Ley de Sociedades Anónimas, no habiendo el Directorio procedido a designar a un reemplazante en dicho cargo.

(2) El señor Derek Martin renunció a su cargo de Gerente de Desarrollo a partir del 31 de diciembre de 2010, habiéndose designado en su reemplazo al señor Michael Whittle.

Remuneraciones y actividades

Directorio

El Directorio es el órgano colegiado al que, de acuerdo con la Ley de Sociedades Anónimas y los estatutos de la Compañía, le corresponde la administración de la misma. Está compuesto por siete miembros titulares y sus respectivos suplentes, los que son elegidos por un período de tres años en la junta ordinaria de accionistas, pudiendo ser reelegidos.

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

Durante el ejercicio 2010, 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.

Durante el año 2010, el Directorio no incurrió en gastos por asesorías.

Comité de Directores

Integrantes

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, modificado por la Ley N° 20.382, así como lo instruido por la Superintendencia de Valores y Seguros mediante Oficio Circular N° 560 de fecha 22 de diciembre de 2009, en sesión de Directorio celebrada el 21 de enero de 2010, se dejó constancia que el director señor Iván Díaz-Molina había presentado con fecha 20 de enero la declaración jurada de independencia en los términos exigidos por el inciso 5° del artículo 50 bis antes citado, no habiendo sido necesari-



rio proceder la renovación anticipada del directorio. Por su parte, siendo el señor Iván Díaz-Molina el único director que reúne todos los requisitos legales para ser calificado como director independiente, en esa calidad procedió a nombrar a los otros dos miembros del Comité de Directores, recayendo dicha designación en los directores señores Juan Andrés Camus Camus y Jorge Rodríguez Grossi.

De este modo y hasta el cierre del ejercicio 2010, los miembros del Comité de Directores de la Compañía son los señores Iván Díaz-Molina (Presidente e Independiente), Juan Andrés Camus Camus y Jorge Rodríguez Grossi y sus respectivos suplentes.

Remuneraciones y presupuesto

En la junta ordinaria de accionistas del 29 de abril de 2010, se acordó fijar como remuneración de los miembros del Comité de Directores, la suma de 160 Unidades de Fomento mensuales.

Durante el ejercicio 2010, las remuneraciones pagadas a los directores que forman parte del Comité ascienden a los montos detallados en el cuadro a continuación.

Por otra parte, se informa que durante el año 2010 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)

	2010	2009
Axel Christensen	-	640
Jorge Rodríguez	1.920	1.920
Juan Andrés Camus	1.920	1.920
Iván Díaz-Molina	1.920	1.280
Total	5.760	5.760



Informe anual de gestión del Comité de Directores

En cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas, modificado por la Ley N° 20.382, durante el año 2010, el Comité de Directores sesionó en 11 oportunidades, para pronunciarse sobre operaciones y contratos de la Compañía con personas relacionadas de acuerdo a las normas del Título XVI de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas y tratar otras materias de su competencia legal, informando al Directorio de sus acuerdos y recomendaciones. Las operaciones entre partes relacionadas examinadas por el Comité, se ajustaban a las condiciones de equidad imperantes en el mercado y contribuían al interés social, por lo que se recomendó al Directorio su aprobación.

En sesión del 21 de enero, examinó los antecedentes y evacuó su informe favorable respecto de las siguientes operaciones con personas relacionadas: i) inclusión de central Nueva Ventanas, de propiedad de la filial Eléctrica Ventanas, en la póliza de seguros operacionales que mantiene la Compañía con la empresa relacionada AES Global Insurance; ii) celebración de un contrato de compraventa de energía eléctrica con la coligada Eléctrica Guacolda; y iii) celebración de un contrato de suministro de carbón Signal Peak con la empresa Global Coal Sales y swap de precios con la empresa relacionada AES Hawaii, habiéndose designado un Comité Especial para definir condiciones específicas de estas operaciones.

En sesión del 10 de marzo, analizó los antecedentes y evacuó su informe favorable respecto de: i) la renovación anual de la póliza de seguros contra todo riesgo y perjuicio por paralización de AES Gener y filiales con la Compañía aseguradora relacionada AES Global Insurance y ii) el sistema de remuneración y planes de compensación de gerentes, ejecutivos y trabajadores para el año 2010.

En sesión del 17 de marzo, tomó conocimiento, examinó 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 2010, así como respecto del informe de los auditores externos.

En sesión del 24 de marzo, acordó: i) recomendar al Directorio que en la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de la Compañía proponga la designación como Auditores Externos para el ejercicio 2010 a la empresa de auditoría Ernst & Young; y ii) pronunciarse favorablemente en relación a la contratación de la citada empresa de auditoría externa para la prestación de servicios no calificados como de auditoría y que no estén expresamente prohibidos, sujeto a la condición que Ernst & Young informe a la Compañía, en cada caso y oportunidad correspondiente, que la prestación de dicho servicio en particular no afectará su independencia.

En sesión del 26 de abril, analizó los antecedentes y evacuó su informe favorable respecto de las siguientes operaciones con personas relacionadas: i) modificación

del contrato de suministro de electricidad (PPA) suscrito entre TermoAndes y la Compañía; y ii) suscripción de un acuerdo entre la Compañía y Eléctrica Ventanas para la disposición temporal y definitiva de residuos de la Central Nueva Ventanas.

En sesión del 26 de mayo, analizó los antecedentes y evacuó su informe favorable respecto de la celebración del contrato de prestación de servicios administrativos y de ingeniería con su filial Eléctrica Angamos.

En sesión del 24 de junio y, con la sola abstención del director señor Jorge Rodríguez, acordó recomendar al Directorio continuar apoyando durante el año 2010, los programas de investigación que está desarrollando la Facultad de Economía y Negocios de la Universidad Alberto Hurtado, especialmente los proyectos para mejorar políticas públicas relacionadas con el desarrollo económico y social del país, mediante una donación por parte de la Compañía a dicha institución superior de educación por la cantidad de UF 2.000.

En sesión del 30 de agosto, analizó los antecedentes y evacuó su informe favorable respecto de las siguientes operaciones con personas relacionadas: (i) contrato de compra de energía entre la Compañía y su filial Eléctrica Angamos (Angamos), por un plazo de 15 años, mediante el cual AES Gener comprará la capacidad de generación adicional proveniente del sistema de banco de baterías BESS en la Central Angamos, (ii) contrato de interconexión eléctrica entre la Compañía y Angamos



para el BESS en la subestación Angamos como asimismo, de conexión a los sistemas de comunicación con la sala de control de la subestación Angamos. (iii) contrato de arrendamiento del inmueble donde se ubica el sistema BESS, entre la Compañía y Eléctrica Angamos; iv) suscripción de un contrato de intercambio de flete y carbón con la coligada Guacolda.

En sesión del 22 de septiembre, analizó los antecedentes y evacuó su informe favorable respecto de las siguientes operaciones con personas relacionadas: i) autorizar a la administración para efectuar las modificaciones a los contratos de compraventa de potencia y energía eléctrica y de cuenta corriente mercantil vigentes entre la Compañía y su filial Eléctrica Santiago; ii) recomendar al Directorio la contratación de los servicios de auditoría interna de AES Corp; iii) aprobar el otorgamiento por parte de la Compañía de la garantía exigida a Eléctrica Angamos para la ejecución de las obras de urbanización en el contrato de compra de inmueble al Ministerio de Bienes Nacionales; y iv) ratificar el contrato de mandato celebrado entre Norgener y la Compañía para la administración del contrato de prestación de servicios de descarga, recepción, manejo y acopio de carbón suscrito entre la citada filial y ElectroAndina S.A.

En sesión del 26 de octubre, y con la abstención del Director señor Juan Andrés Camus, recomendó al Directorio aprobar la celebración del contrato de asesoría con Celfin Capital para servicios financieros. Asimismo, recomendó al Directorio aprobar el pago de los bonos a dos ejecutivos de proyectos.

En sesión del 23 de noviembre, analizó los antecedentes y evacuó su informe favorable respecto de las siguientes operaciones: i) modificación del contrato de compraventa de energía y potencia con Eléctrica

Santiago, a fin de ampliar el plazo de suspensión; ii) Capitalización de cuentas por cobrar en Eléctrica Angamos, por un monto de US\$103.256.113,97 para el Proyecto Angamos, a través de las filiales Norgener e Inversiones Nueva Ventanas; y iii) celebración del contrato para transmisión de datos SCADA con Eléctrica Guacolda.

Ejecutivos principales

La remuneración global de los ejecutivos de la Compañía durante 2010 ascendió a la cantidad de 70.904 UTM. Este monto incluye remuneración fija mensual y bonos variables según desempeño y resultados corporativos, que también se otorgan a los demás trabajadores de AES 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 AES 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 año 2010, la Compañía efectuó pagos por conceptos de indemnización a ejecutivos principales de la empresa por un monto total de 11.057 UTM.

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, AES Gener mantendrá a lo menos el 51% de la propiedad.

Clasificación de riesgo

Durante 2010, la clasificación de riesgo de AES Gener se mantuvo en nivel de "grado de inversión" por las tres principales clasificadoras de riesgo internacionales. En enero, Fitch Ratings mantuvo la clasificación de la Compañía como grado de inversión

"BBB-", pero cambió la perspectiva desde negativa a estable. En junio, S&P ratificó la clasificación de la Compañía como grado de inversión "BBB-" con perspectiva negativa. Moody's, por su parte, en octubre, mantuvo la clasificación de AES Gener como grado de inversión "Baa3", pero cambió la perspectiva de negativa a "bajo revisión".

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

Hitos financieros del año 2010

Conversión crédito Eléctrica Ventanas

En junio de 2010, posterior al término de la construcción de la central Nueva Ventanas en diciembre 2009 y su inicio de operación comercial en febrero de 2010, se realizó la conversión del crédito de construcción de Eléctrica Ventanas a un crédito de largo plazo con vencimiento en junio de 2022. Este crédito por el total de US\$404 millones al 31 de diciembre de 2010 es de tipo "project finance" y está asegurado con los activos, acciones y flujos del proyecto.

Filial Eléctrica Santiago

Durante el año 2010, AES Gener y su filial Eléctrica Santiago gestionaron cambios operacionales, comerciales y financieros diseñados a fortalecer la solidez financiera de Eléctrica Santiago y su viabilidad económica a largo plazo. A tal efecto, durante 2010, se logró acuerdos con las compañías de transporte de gas natural, Metrogas S.A., Transportadora de Gas del Norte S.A., Gasoducto GasAndes S.A. y Gasoducto GasAndes S.A. (Argentina), terminando de este modo todas las disputas pendientes. Adicionalmente, AES Gener compró la participación minoritaria de Compañía General de Electricidad S.A. de aproximadamente 7% en septiembre de

2010 y entregó apoyo financiero a Eléctrica Santiago mediante aportes de capital en tres oportunidades durante 2010 por un total de US\$138 millones.

Estrategia de cobertura

Considerando que la moneda funcional de AES Gener es el dólar de los Estados Unidos, durante 2010 se implementó una estrategia de manejo de tipo de cambio para cubrir la exposición de la Compañía al peso chileno. Si bien la mayoría de los contratos de suministro eléctrico de la empresa tienen tarifas denominadas en dólares, su pago se realiza en pesos utilizando un tipo de cambio fijo por un período determinado. Por este motivo, se definió una estrategia para tomar futuros de tipo de cambio que permiten cubrir la exposición neta que tiene la Compañía en pesos frente al dólar.

Relación con inversionistas

Durante el año 2010, AES Gener realizó y participó en diversas actividades para mantener un flujo permanente de comunicación precisa y fiable con los accionistas e inversionistas actuales y potenciales, analistas de mercado y otras partes interesadas. En el mes de marzo, se realizó una visita a la central hidroeléctrica de pasada Alfalfal, con un grupo de aproximadamente 30 personas, conformado por gerentes, subgerentes y analistas de estudio, principalmente de bancos de inversión y fondos de pensión. Adicionalmente, durante el año AES Gener participó en varias conferencias nacionales e internacionales para inversionistas y continuó realizando los desayunos bianuales para la presentación de resultados.



Utilidad distribuable

Utilidad Distribuable	MUS\$
Ganancia atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora ejercicio 2010	169.772
Menos: dividendos provisorios pagados	(73.031)
Saldo Ganancia Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora Distribuable del Ejercicio 2010	96.741
Resultados retenidos IFRS al 31-12-2009	645.781
Reservas para dividendos propuestos al 31-12-2009	162.823
Dividendos definitivos año 2009 pagados con cargo a utilidad ejercicio 2009	(159.982)
Reverso dividendo mínimo ejercicio 2009	56.628
Resultados Retenidos y Reserva para Dividendos Propuestos Acumulados por Distribuir	705.250

Política de dividendos

Política de dividendos año 2010

En cumplimiento a las instrucciones de la Circular N° 687 de la Superintendencia de Valores y Seguros, el Directorio en sesión ordinaria N° 551 celebrada el 24 de marzo del 2010 acordó la política de Dividendos que estima conveniente para la Compañía para el ejercicio 2010, la que se transcribe a continuación.

“Considerando las restricciones estatutarias, es intención del Directorio distribuir como dividendos entre sus accionistas, hasta el 65% de las utilidades que se generen durante el año 2010.

A su vez, el Directorio tiene la intención de repartir dividendos provisorios durante el ejercicio 2010.

Igualmente, el Directorio acordó dejar constancia que el cumplimiento de esta política de dividendos esta condicionada a las utilidades que realmente obtuviera la Compañía, 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, al cumplimiento de las restricciones que, en materia de dividendos, contienen los estatutos de la Compañía y también los contratos de crédito suscritos con acreedores, los que básicamente consisten en estar al día en el cumplimiento de las obligaciones de no hacer definidas en dichos créditos y, al cumplimiento de política de caja e inversiones de la Compañía.

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 informada en la Junta Ordinaria de Accionistas de AES Gener celebrada el 29 de abril de 2010.

La política de dividendos del año anterior se describe a continuación:

Política de dividendos año 2009

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 informada en la Junta Ordinaria de Accionistas de AES Gener celebrada el 28 de abril de 2009.

Dividendos pagados con cargo a las utilidades del ejercicio 2009

En la Junta Ordinaria de Accionistas se acordó distribuir como dividendo mínimo obligatorio la cantidad de US\$70.279.009, correspondiente al 21,43% de las utilidades del ejercicio 2009, mediante el reparto de un dividendo mínimo obligatorio de US\$0,008709 por acción, que fue pagado a partir del día 11 de mayo. Se hace presente que el dividendo provisorio distribuido en diciembre de 2009 por US\$0,00496 por acción equivalente al 12,21% de las utilidades del ejercicio 2009, se imputó como dividendo mínimo obligatorio.

Asimismo, la Junta acordó distribuir dos dividendos adicionales de US\$0,0055580 por acción cada uno, los que totalizaron la cantidad de US\$89.702.774, correspondiente al 27,35% de las utilidades del ejercicio 2009, los que fueron pagados a partir de los días 7 de julio y 7 de octubre de 2010, respectivamente.

Lo expuesto precedentemente, importa la distribución de un monto total de US\$200.007.490, correspondientes a aproximadamente el 61% de las utilidades del ejercicio 2009.

Posteriormente, y de acuerdo con la política de dividendos informada por el Directorio en la Junta Ordinaria de

Accionistas celebrada el 29 de abril de 2010, en sesión ordinaria del 13 de diciembre de 2010 el Directorio acordó distribuir, con cargo a las utilidades del ejercicio 2010, la cantidad de US\$73.030.776, mediante el reparto de un dividendo provisorio de US\$0,00905 por acción. Este dividendo fue pagado a los accionistas a partir del 5 de enero de 2011.

Dividendos Repartidos Durante los Últimos Años en Dólares por Acción

N° Dividendo	Tipo Dividendo	Fecha Pago	Monto por Acción	Imputado al Ejercicio	% de las Utilidades*
81	Provisorio	26-12-2005	0,003943	2005	30%
82	Definitivo	24-04-2006	0,006352	2005	48%
83	Provisorio	27-12-2006	0,008523	2006	41%
84	Definitivo	30-04-2007	0,006261	2006	30%
85	Definitivo	07-05-2008	0,008769	2007	65%
86	Definitivo	07-05-2009	0,005662	2008	30%
87	Definitivo adicional	07-07-2009	0,005011	2008	25%
88	Provisorio	15-12-2009	0,004960	2009	12%
89	Definitivo	11-05-2010	0,008709	2009	21%
90	Definitivo adicional	07-07-2010	0,005558	2009	14%
91	Definitivo adicional	07-10-2010	0,005558	2009	14%
92	Provisorio	05-01-2011	0,00905	2010	43%

* Utilidad reportada desde 2005 a 2008 basada en CHGAAP y utilidad reportada en 2009 y 2010 basada en IFRS.



Transacciones de acciones

Con fecha 14 de enero de 2010, el director titular señor Jorge Rodríguez Grossi enajenó 46.500 acciones de la Compañía, a un valor por acción de Ch\$230,0.

Con fecha 21 de septiembre de 2010, el director titular señor Jorge Rodríguez Grossi enajenó 48.409 acciones de la Compañía, a un valor por acción de Ch\$280,0.

Transacciones de Acciones*

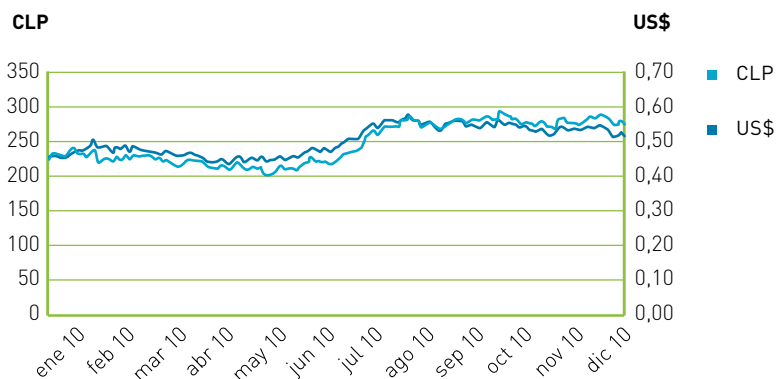
Año	Período	Nº Acciones	Ch\$ Totales Promedio	Precio (Ch\$)
2008	1 ^{er} trimestre	374.099.529	70.250.879.716	187,8
	2 ^{do} trimestre	443.645.743	92.173.590.209	207,8
	3 ^{er} trimestre	298.599.080	54.787.027.006	183,5
	4 ^{to} trimestre	1.291.795.736	218.719.345.718	169,3
2009	1 ^{er} trimestre	556.682.548	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
2010	1 ^{er} trimestre	343.117.110	82.026.088.909	239,1
	2 ^{do} trimestre	234.164.206	54.258.261.351	231,7
	3 ^{er} trimestre	440.907.333	118.407.633.755	268,6
	4 ^{to} trimestre	428.946.385	114.170.776.725	266,2

* Incluye transacciones en la 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 en 2010

Mes	Nº acciones	Precio Promedio (Ch\$)
Enero	152.464.722	237,2
Febrero	90.612.794	247,5
Marzo	78.102.142	237,6
Abril	68.679.170	228,5
Mayo	83.748.082	230,2
Junio	70.078.279	236,7
Julio	169.504.249	257,4
Agosto	116.125.748	280,5
Septiembre	110.954.167	272,4
Octubre	127.671.744	272,5
Noviembre	92.329.905	263,9
Diciembre	155.234.226	263,4
Promedio	109.625.436	254,4

Precio Acción CLP



Síntesis de comentarios y proposiciones de accionistas

Durante el año 2010, 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.

Seguros

Los seguros son parte integrante de la gestión de riesgo de la Compañía. De esta forma, AES Gener desarrolla una gestión de seguros enfocada a garantizar la continuidad del negocio. Dentro de las coberturas operacionales relevantes, la Compañía cuenta con seguros de todo riesgo para todas sus plantas que incluyen el daño material y perjuicios financieros a consecuencia de alguna avería de maquinaria, incendio o actos de la naturaleza. La importación de sus insumos como el carbón, repuestos, partes y piezas se protegen con pólizas de todo riesgo de trans-

porte marítimo, terrestre o aéreo. También, una eventual responsabilidad civil de AES Gener está cubierta. Finalmente, AES Gener deja a disposición de sus contratistas y subcontratistas un programa de seguros con coberturas de responsabilidad civil y accidentes personales, exigiendo coberturas adicionales en casos especiales.

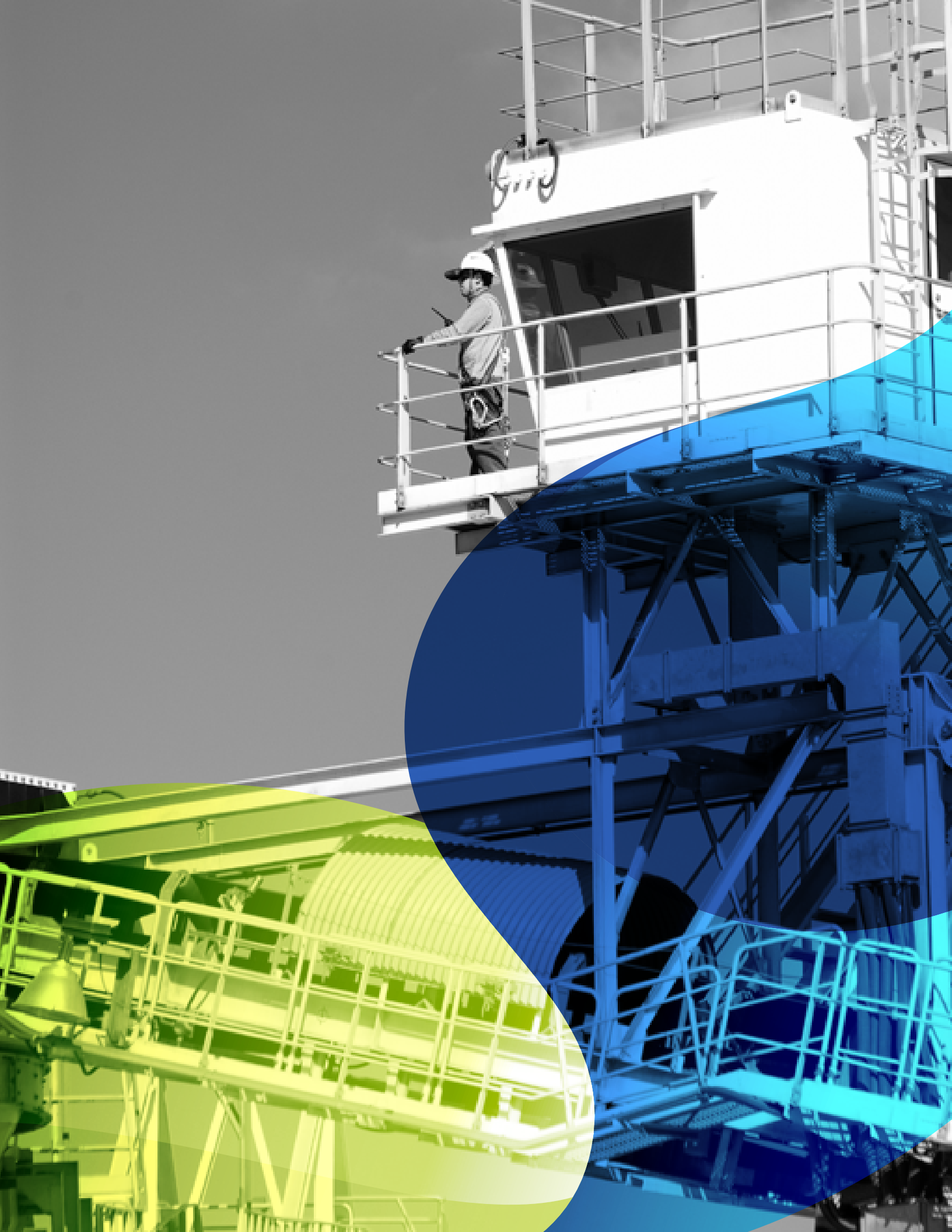
El desarrollo de proyectos contempla coberturas de todo riesgo durante el periodo de construcción para el transporte de los bienes, construcción y montaje y responsabilidad civil.

Para todos sus trabajadores, AES Gener mantiene el beneficio de un seguro complementario de salud, incluyendo seguro de vida.

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.





Gestión comercial

Sistema eléctrico chileno

Sistema eléctrico colombiano

Negocios no eléctricos



Gestión comercial

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 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.

Los nuevos contratos que asignen las empresas distribuidoras para el consumo de sus clientes 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 largo plazo de energía 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 largo plazo de potencia corresponde al precio de nudo de la potencia fijado en el decreto de precio de nudo vigente al momento de la licitación.



Los precios de nudo promedio se componen por el promedio ponderado de los precios de nudo de largo plazo de energía y potencia y precios de nudo de corto plazo de energía y potencia de punta, éstos últimos determinados cada seis meses por la CNE sobre la base de una comparación entre precios proyectados y el precio medio ofrecido por las generadoras a sus clientes libres y distribuidoras. Entre las principales características del precio de nudo promedio, se destaca que es un precio único determinado para cada distribuidora, y que se aplica un procedimiento de ajuste de modo tal que el precio de nudo promedio de cualquier distribuidora no puede exceder en más de un 5% el precio promedio de todo el sistema en un punto de comparación. Su determinación es efectuada por la CNE, quien a través de un Informe Técnico comunica sus resultados al Ministerio de Energía, el cual procede a su fijación mediante la dictación de un decreto publicado en el Diario Oficial. Cada proceso licitatorio establece, dentro del marco normativo, sus propias fórmulas de indexación aplicable a los precios de nudo de largo plazo, cuyos índices respectivos deben ser verificados mensualmente para comprobar la variación de estos 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 Paposo) 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 aquéllas 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 es el costo marginal de potencia, que actualmente corresponde al precio de nudo de corto plazo de potencia de punta.

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.

Adicionalmente, la Ley N° 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 AES Gener y sus filiales, y los plazos de los contratos.

En sus estudios comerciales, AES 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.

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 2010 a 15.899 MW.

El 35,7% de esa potencia era hidroeléctrica, el 63,3% termoeléctrica y 1,0% eólica.

De ese total, el Grupo AES Gener aporta 3.281 MW, equivalente a una participación de 20,6%, considerando 3.010 MW de capacidad termoeléctrica y 271 MW de capacidad hidroeléctrica.

Durante el período, el Grupo AES 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 AES Gener y Filiales Vigentes Durante el Año 2010

Principales Contratos de Venta de Energía y Potencia	Energía (GWh)
Cientes Regulados	
Chilectra S.A.	4.939,1
Chilquinta Energía S.A.	734,7
Empresa Eléctrica Atacama S.A.	587,1
Empresa Eléctrica Puente Alto Ltda.	307,4
Empresa Eléctrica de Talca S.A.	60,0
LuzLinares S.A.	54,1
LuzParral S.A.	51,5
Compañía Eléctrica del Litoral S.A.	35,1
Energía de Casablanca S.A.	23,9
Empresa Eléctrica de Casablanca S.A.	17,7
Empresa Eléctrica de Casablanca S.A.	9,6
Empresa Eléctrica de Antofagasta S.A.	9,5
Cientes Libres	
Minera Escondida Ltda.	1.825,6
Cemento Polpaico S.A.	137,0
SQM Salar	108,9
Mantos de la Luna S.A.	75,9
Proacer Ltda.	57,5
Principales Contratos de Compra de Energía y Potencia	
Empresa Eléctrica Ventanas S.A.*	1.650,8
Sociedad Eléctrica Santiago S.A.*	1.357,5
TermoAndes S.A.*	953,3
Energía Verde S.A.*	77,4
Energía Coyanco S.A.	18,1
Compañía Eléctrica Los Morros S.A.	16,9

* Contrato intercompañía con AES Gener



Contratos de peajes de AES Gener y filiales vigentes 2010

AES Gener cuenta con diversos contratos con terceros quienes utilizan los sistemas de transmisión de propiedad de AES Gener. Entre estos se encuentran los suscritos con Chilquinta, CGE y GNL Quintero entre otros. A su vez AES 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 2010 a 12.201 MW, equivalentes al 76,7% de la potencia total instalada de los sistemas SIC y SING en Chile. El 46,4% de esa potencia es hidroeléctrica, el 52,2% termoeléctrica y el 1,3% eólica.

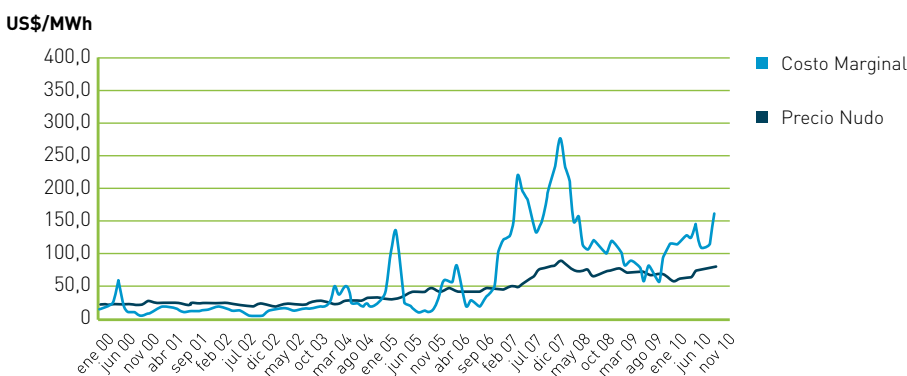
La hidrología sigue siendo un factor relevante para el SIC, ya que la condición de los afluentes y el nivel inicial de los embalses determinan en gran medida el despacho de centrales hidroeléctricas y termoeléctricas. El año 2010 se inició con una disponibilidad 0,5% menor de energía hidráulica embalsada respecto del año anterior, alcanzando el 1° de enero de 2010 a 7.063 GWh. Al término del año, el sistema contaba con agua embalsada suficiente para generar cerca de 4.484 GWh, 36,6% menor que al 31 de diciembre del año 2009.

En 2010, el 49,1% de la demanda de energía anual fue abastecida por centrales hidroeléctricas, el 50,1% fue abastecida con

generación termoeléctrica y el 0,8% restante con generación eólica. La producción total de energía eléctrica durante 2010 en el SIC alcanzó los 43.255 GWh, 3,5% superior a la registrada en el año 2009.

El aumento en el costo marginal desde diciembre de 2009 a diciembre de 2010 se explica por el aumento en los precios de combustible, principalmente diesel y una menor generación hidráulica debido a las escasas lluvias durante el periodo. En diciembre de 2009, se observó un costo marginal promedio de 65,4 US\$/MWh, mientras que en diciembre de 2010 fue de 207,8 US\$/MWh en Alto Jahuel.

Precio Nudo vs. Costo Marginal de Energía SIC en Alto Jahuel 220 kV



*Valores reales actualizados por CPI a diciembre 2010

Costo Marginal de Energía en Alto Jahuel 220 kV

Mes	2006 (US\$/MWh)	2007 (US\$/MWh)	2008 (US\$/MWh)	2009 (US\$/MWh)	2010 (US\$/MWh)
Enero	25,9	56,3	252,0	117,8	114,2
Febrero	63,3	121,4	281,4	145,5	138,9
Marzo	67,0	142,2	338,8	138,1	145,0
Abril	62,9	145,7	290,1	124,3	139,5
Mayo	97,3	173,7	259,9	96,8	145,3
Junio	47,5	262,3	179,0	111,1	158,1
Julio	17,4	227,6	197,4	102,2	152,1
Agosto	34,8	215,7	138,0	97,2	181,5
Septiembre	23,1	180,1	130,6	67,4	132,6
Octubre	20,9	153,9	150,5	103,0	134,9
Noviembre	37,2	169,4	140,6	83,5	142,8
Diciembre	42,9	218,1	130,5	65,4	207,8
Promedio	45,0	172,2	207,4	104,4	149,4

* Valores en dólares reales a diciembre de 2010

Precio Nudo Energía y Potencia en Alto Jahuel 220 kV

N° Decreto	Vigencia		Energía [Ch\$/kWh]	Potencia [Ch\$/kW mes]
	Desde	Hasta		
283 indexado (Of.1760)	29-12-2005	26-02-2006	24,363	3.640,90
283 indexado (Of.0275)	27-02-2006	30-04-2006	26,992	3.699,30
147/2006	01-05-2006	31-10-2006	25,996	3.801,00
340/2007	01-11-2006	30-04-2007	28,774	4.078,80
147/2007	01-05-2007	16-07-2007	31,617	4.227,72
147 indexado (RE N° 446)	17-07-2007	15-09-2007	35,443	4.182,48
147 indexado (RE N° 639)	16-09-2007	31-10-2007	40,293	4.296,21
311/2007	01-11-2007	30-04-2008	45,904	4.281,19
130/2008	01-05-2008	15-08-2008	45,253	3.876,37
130 indexado (RE N° 537)	16-08-2008	31-10-2008	49,570	4.369,44
381/2008	01-11-2008	30-04-2009	54,583	4.704,12
125/2009	01-05-2009	15-10-2009	49,107	5.534,94
125 indexado (RE N° 1063)	16-10-2009	31-10-2009	42,602	5.208,42
281/2009	01-11-2009	30-02-2010	41,733	5.124,54
281 indexado (RE N° 172)	01-03-2011	30-04-2010	37,214	5.098,18
82/2010	01-05-2010	31-07-2010	41,013	4.880,10
82 indexado (RE N° 465)	01-08-2010	31-10-2010	46,466	4.987,29
82 indexado (RE N° 731)	01-11-2010	30-04-2011	51,293	4.744,54

* Valores en pesos nominales

Participación del Grupo AES Gener en el SIC

La capacidad de generación eléctrica del Grupo AES Gener en el SIC, al 31 de diciembre de 2010, fue de 2.361 MW. La matriz AES Gener aporta 953 MW, distribuidos en cuatro plantas hidroeléctricas y cinco plantas termoeléctricas. Las plantas hidroeléctricas Alfalfal, Maitenes, Queltehues y Volcán representan 271 MW, mientras que las centrales Ventanas con sus dos unidades, Laguna Verde TV (turbina a vapor), Laguna Verde TG (turbogas), la central Los Vientos TG y la central Santa Lidia TG forman parte de la capacidad termoeléctrica de AES Gener con 683 MW de potencia instalada.

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 AES 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 a carbón Nueva Ventanas. Por su parte, la coligada Guacolda aporta al sistema 608 MW mediante su central termoeléctrica Guacolda con sus cuatro unidades.

Centrales Termoeléctricas del Grupo AES 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 Fco.de Mostazal TG	25,0
Eléctrica Ventanas	
Nueva Ventanas	272,0
Guacolda	
Central Guacolda ⁽²⁾	608,0
Total	2.090,3

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

⁽²⁾ Unidad 1: 152 MW; Unidad 2: 152 MW; Unidad 3: 152 MW; Unidad 4: 152 MW

Centrales Hidroeléctricas del Grupo AES Gener en el SIC

Potencia Instalada (MW)	
AES Gener	
Alfalfal	178,0
Queltehues	48,9
Maitenes	30,8
Volcán	13,0
Total	270,7

A nivel individual, durante el año 2010, AES Gener vendió a sus clientes en el SIC y a otros productores del sistema, un total de 7,843 GWh, de los cuales 7.502 GWh fueron destinados a empresas distribuidoras. Los compromisos contractuales de AES Gener en el SIC vigentes el 31 de diciembre de 2010 aumentaron 12,3% respecto a los vigentes al cierre del año 2009 debido principalmente al inicio de los contratos con distribuidoras adjudicado en las licitaciones.

Debido al ingreso al sistema de unidad Nueva Ventanas, el despacho de las centrales de AES Gener aumentó 27,9% respecto al despacho del año 2009, lo que significó que el 68% del total vendido a clientes fuera cubierto con generación propia. Del restante 32%, el 14% fue suministrado a través de compras en mercado spot, y el 18% fue adquirido a otros productores del sistema en virtud de contratos vigentes que la empresa posee con Los Morros, EnorChile y Coyanco, y con las empresas filiales Eléctrica Santiago y Energía Verde.

Por su parte, Energía Verde comercializó un total de 112,9 GWh, de los cuales 35,5 GWh están asociados a ventas a los clientes CMPC Maderas, Aserraderos Arauco y Forestal Copihue. Adicionalmente, 77,4 GWh fueron comercializados en el SIC a través de contratos con AES Gener.

La generación de la central Nueva Rencía fue de 608,1 GWh a gas, 1.300,3 GWh a petróleo diesel y 0,9 GWh a gas propano durante el 2010, 56% mayor a la generación del año 2009, como consecuencia del mayor nivel de despacho debido al aumento en los costos marginales del sistema y disponibilidad de gas natural licuado. Durante el período, Eléctrica Santiago mantuvo vigente sólo un contrato de suministro con su matriz AES Gener.

Durante el año 2010, las centrales del Grupo AES Gener, incluyendo Guacolda, aportaron el 28% de la generación bruta del SIC.

Balance de Energía AES Gener en el SIC 2010

	Energía (GWh)
Producción Neta	5.308,9
Compras	
CDEC - SIC	1.122,5
Eléctrica Santiago	1.357,5
Los Morros	17,0
Energía Verde	80,7
EnorChile	1,6
Energía Coyanco	20,8
Total Compras	2.600,1
Ventas	
CDEC - SIC	98,7
Clientes regulados	7.502,0
Clientes no regulados	246,7
Total Ventas	7.847,4
Pérdidas del Sistema	61,5

Balance de Energía Energía Verde en el SIC 2010

	Energía (GWh)
Producción Neta	80,7
Compras	
AES Gener	38,9
Total Compras	38,9
Ventas	
AES Gener	80,7
Clientes no regulados	35,8
Total Ventas	116,5
Pérdidas del Sistema	3,1

Balance de Energía Eléctrica Santiago en el SIC 2010

	Energía (GWh)
Producción Neta	1.838,9
Compras	
CDEC - SIC	164,8
Total Compras	164,8
Ventas	
CDEC - SIC	645,2
AES Gener	1.357,5
Total Ventas	2.002,7
Pérdidas del Sistema	1,0

Novedades relevantes del SIC

Contratos de suministro con empresas distribuidoras

El 1° de enero de 2010, AES Gener comenzó a suministrar los primeros cinco contratos de largo plazo con las empresas distribuidoras producto de licitaciones. Estos contratos fueron firmados con Chilectra, Chilquinta y Emel y adjudicados en las licitaciones de 2006, 2007 y 2008.

Con fecha 30 de abril y 31 de diciembre de 2010, AES Gener dio por terminados los contratos de suministro eléctrico con Chilquinta y Chilectra, respectivamente, últimos contratos de la Compañía a precio de nudo de corto plazo.

Aumento de capacidad en el SIC

Durante el año 2010, las centrales Nueva Ventanas (272 MW – carbón) y Guacolda IV (152 MW – carbón) ambas pertenecientes al Grupo AES Gener entraron en operación comercial en el SIC.

Otras centrales de terceros que entraron al sistema durante 2010 incluyen: La Higuera (154 MW – hidro), la Confluencia (158 MW – hidro), Guayacán (12 MW – hidro), San Clemente (5 MW – hidro), Totoral (46 MW – eólico), Monte Redondo (38 MW – eólico), Punta Colorada (15 MW – eólico) y KDM (2 MW – biogas).



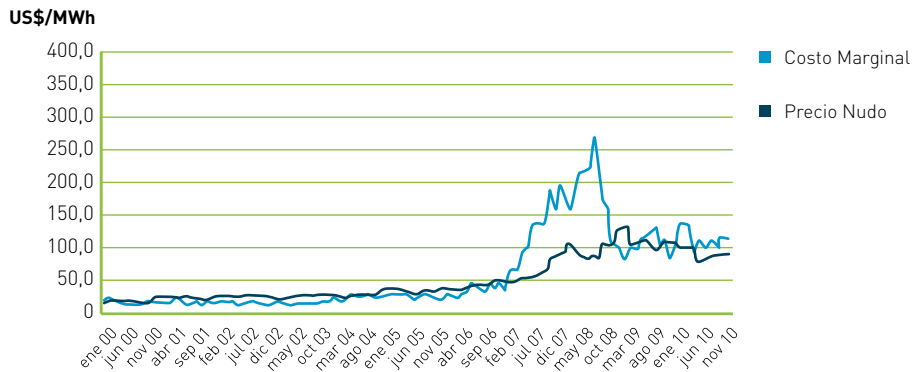
Sistema Interconectado del Norte Grande

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 2010 alcanza 3.698 MW, se basa 99,7% en generación termoeléctrica, a su vez compuesta en 56,1% por centrales a gas natural; 39,6% por centrales a carbón, y 3,9% 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 producción total de energía eléctrica durante 2010 en el SING alcanzó los 15.100 GWh, 1,4% superior a la registrada en el año 2009. El 58% de la demanda de energía anual en el SING fue abastecida por generación a carbón, 27% por generación a gas y 15% por generación en base a diesel o fuel-oil. Por su parte, el costo marginal promedio del sistema aumentó desde 113,1 US\$/MWh en 2009 a 122,2 US\$/MWh en 2010 debido al aumento en los precios de combustible, principalmente diesel.

Precio Nudo vs. Costo Marginal de Energía SING en Crucero 220 kV



*Valores reales actualizados por CPI a diciembre 2010

Costo Marginal de Energía en Crucero 220 kV

Mes	2006 (US\$/MWh)	2007 (US\$/MWh)	2008 (US\$/MWh)	2009 (US\$/MWh)	2010 (US\$/MWh)
Enero	31,4	38,4	212,3	116,0	101,7
Febrero	28,9	68,0	180,4	92,7	149,8
Marzo	26,7	76,7	168,3	91,1	146,7
Abril	33,7	68,9	205,1	107,0	145,0
Mayo	32,6	105,7	232,8	107,3	101,1
Junio	52,6	106,1	232,2	122,2	121,3
Julio	48,1	145,6	239,8	125,2	115,6
Agosto	44,4	150,7	290,9	129,3	108,1
Septiembre	33,8	146,2	236,1	142,2	121,5
Octubre	52,2	148,2	183,3	111,4	108,3
Noviembre	42,5	202,3	169,0	122,5	124,1
Diciembre	49,5	170,2	110,4	90,1	123,1
Promedio	39,7	118,9	205,0	113,1	122,2

*Valores en dólares reales a diciembre de 2010

Participación del Grupo AES Gener en el SING

En el SING, el Grupo AES 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. Norgener cuenta además con un sistema de almacenamiento de energía BESS (Battery Energy Storage System) de 12 MW instalado en la subestación Andes del SING, que le permite reemplazar una porción de su reserva base, aumentando su potencia máxima de despacho.

Durante 2010, las centrales Norgener y Salta aportaron al SING una producción bruta de 2.270 GWh y de 956 GWh, respectivamente, equivalentes al 21,4% de la producción total del SING. Salta presentó una disminución de generación de 390 GWh con respecto al año 2009 asociado con restricciones de suministro de gas durante el invierno. En el año 2010, TermoAndes vendió 2.399 GWh en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) lo que representa 2% de la generación total del sistema.

En el SING, AES Gener adquirió 932,1 GWh netos de generación de la central Salta en la subestación Andes, y en términos anuales vendió 817,7 GWh neto en el mercado spot. El consumo total del cliente de AES Gener, Minera Mantos de la Luna, alcanzó 75,8 GWh durante el año 2010.

Por su parte, Norgener generó un total de 2.123,7 GWh netos, y en términos anuales netos realizó ventas en el mercado spot por un total de 123,6 GWh. El consumo total anual de sus clientes SQM Nitratos, SQM Salar y Minera Escondida fue de 1.950,0 GWh.

Centrales Termoelectricas del Grupo AES 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.

Balance de Energía AES Gener en el SING 2010

	Energía (GWh)
Producción Neta	932,1
Compras	
CDEC - SIC	17,9
Total compras	17,9
Ventas	
CDEC - SIC	835,6
Clientes regulados	75,8
Total Ventas	911,4
Pérdidas del Sistema	38,6

Balance de Energía Norgener en el SING 2010

	Energía (GWh)
Producción Neta	2.110,2
Compras	
CDEC - SIC	33,8
Total Compras	33,8
Ventas	
Escondida	1.825,6
S.Q.M. Salar	107,9
S.Q.M. Nitratos	15,4
CDEC - SIC	157,0
Total Ventas	2.105,9
Pérdidas del Sistema	38,1



Novedades relevantes del SING

Generación histórica de Norgener

El ingreso del sistema de almacenamiento de energía BESS instalado en la subestación Andes del SING en diciembre del 2009, junto con la adecuada operación de las unidades de Norgener durante el transcurso del año 2010, permitieron a esta central batir su récord histórico de generación.

La implementación del sistema BESS 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.

Preparación para la puesta en servicio Central Angamos

Durante el 2010, continuaron los trabajos de construcción del proyecto Angamos y se inició el proceso de preparación para la operación de la central. Al 31 de diciembre, el proyecto de la central termoeléctrica presentaba un avance del 96%, destacando entre otros hitos, la realización de la primera sincronización el 21 de diciembre de 2010.

Participación del Grupo AES Gener en el SADI

Durante el año 2010, la central Salta de TermoAndes operó normalmente con las dos unidades turbogas al SADI argentino y la unidad turbovapor al SING chileno operando en esa configuración con gas natural la mayor parte del año y, en algunas ocasiones, ante requerimientos puntuales del CDEC cuando alguna turbina de gas no estuvo despachada al SADI se despachó con petróleo diesel al SING.

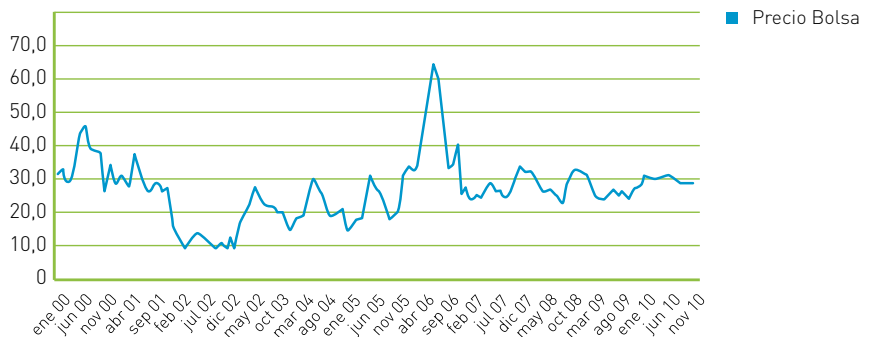
Por otro lado, con fecha 13 de septiembre de 2010, se logró la aprobación de la Subsecretaría de Energía Eléctrica de

Argentina de los contratos de Energía Plus de TermoAndes, lo que permite la venta de energía a clientes particulares y mejorar el margen comercial. Bajo dicha modalidad TermoAndes logró incrementar la potencia contratada por clientes de aproximadamente 38,6 MW en 2009 a 120,1 MW en 2010.

Durante el año 2010, la central vendió 3.350,6 GWh, de los cuales 3.342,8 GWh fueron generados con gas natural y 7,8 GWh con gasoil. La generación entregada al SADI fue 2.397,5 GWh y 953,1 GWh al SING. En el SADI, 241,6 GWh fue vendido a clientes y 2.155,9 GWh al mercado spot.

Precio Energía Mercado Argentino

US\$/MWh



* Valores reales actualizados por CPI a diciembre 2010

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 N° 142 de 1994, y la Ley Eléctrica, Ley N° 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.

Durante 2010, AES Chivor trabajó en el desarrollo de estrategias para dar valor

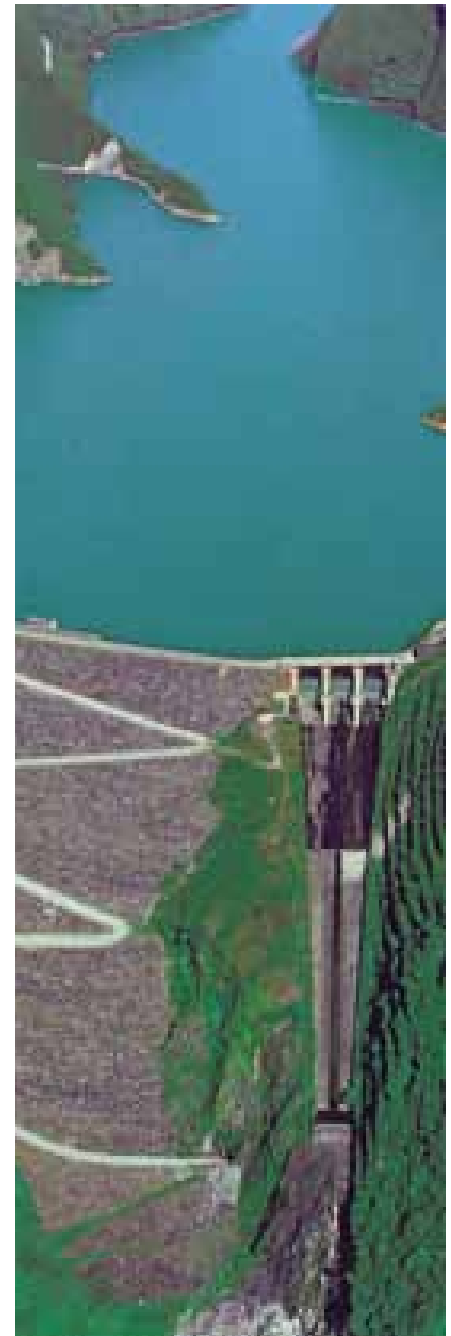
agregado al margen, incluyendo la búsqueda constante de optimización del uso del embalse dada la volatilidad hidrológica, ventas de respaldo de energía firme para cubrir mantenimientos y reducción de la exposición en bolsa por medio de la gestión de un nivel adecuado de contratos con una cartera de clientes que representen el mínimo riesgo para la empresa. La exitosa aplicación de estas estrategias comerciales logró un aumento durante 2010 de 17,5% en el margen comercial de AES Chivor con respecto al 2009.

Participación global en el SIN

Sistema Interconectado Nacional Colombiano

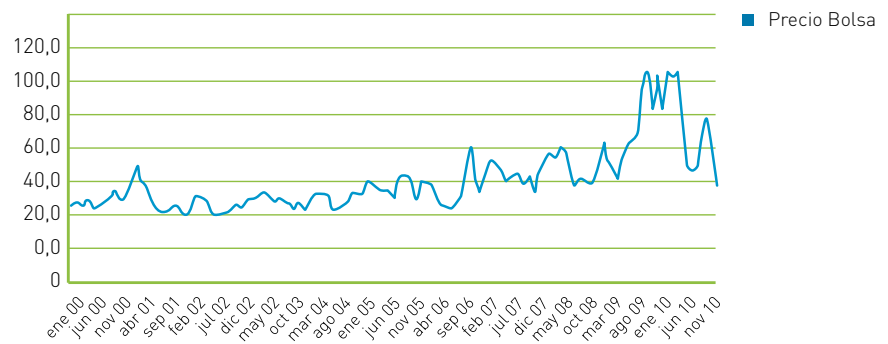
El sistema eléctrico colombiano está estructurado en torno a un único Sistema Interconectado Nacional (SIN), que al 31 de diciembre de 2010 contaba con una capacidad instalada efectiva de 13.502 MW. De este total, el 69,2% corresponde a generación hidroeléctrica, 30,7% a generación termoeléctrica y 0,1% a generación eólica. La demanda de energía durante 2010 alcanzó los 56.148 GWh, registrándose un crecimiento de 2,69% con respecto a la demanda de 2009.

Las transacciones internacionales de energía - TIES - con Ecuador y las exportaciones a Venezuela, permitieron a Colombia continuar siendo exportador, con un valor aproximado de 797 GWh, que representan 1,40% de la demanda atendida por el parque generador colombiano, importando sólo 10 GWh.



Precio Energía Mercado Colombiano

US\$/MWh



*Valores reales actualizados por CPI a diciembre 2010

Participación del Grupo AES Gener en el SIN

AES Chivor posee la tercera mayor central hidroeléctrica del país, con una capacidad instalada de 1.000 MW. Durante 2010, los aportes hidrológicos a su embalse La Esmeralda correspondieron al 81% del promedio histórico multianual. Al finalizar el año, el nivel del embalse alcanzó el 96,5% de su capacidad útil.

La producción de energía neta de AES Chivor durante el período alcanzó los 3.306 GWh. Se comercializaron 5.542 GWh, de los cuales 2.743 GWh fueron transados a través de la bolsa de energía y los restantes 2.799 GWh mediante contratos de largo plazo.

Centrales del Grupo AES Gener en Colombia

	Potencia instalada (MW)
Chivor	
Central Hidroeléctrica AES Chivor	1.000
Total	1.000

Balance Energía AES Chivor 2010

	Energía (GWh)
Producción Neta	3.305
Compras	2.211
Total Compras	2.211
Ventas	
Contratos	2.799
Bolsa	2.743
Total Ventas	5.542
Pérdidas del Sistema	(26)





Novedades relevantes del SIN

Año hidrológico en Colombia

El año 2010 comenzó con la presencia del fenómeno de El Niño que fue catalogado como uno de los de mayor impacto sobre la climatología colombiana. Esta condición hidrológica motivó al regulador a emitir normas adicionales para preservar la confiabilidad del sistema eléctrico, requiriendo esfuerzos adicionales de AES Chivor para adaptar tanto la estrategia comercial como procesos internos, logrando revertir condiciones potencialmente adversas para la Compañía en oportunidades. Para el segundo semestre comenzó de manera acelerada el desarrollo del fenómeno de La Niña, catalogada como la más fuerte de los últimos 80 años en la climatología colombiana. Los caudales afluentes de la cuenca de AES Chivor fueron del 81% de la media histórica mientras que para el agregado nacional el caudal afluente fue del 107% de la media histórica. Todo esto ocasionó que el 73% de la demanda de electricidad nacional fuera atendida por centrales hidroeléctricas.

Derivados de energía

La Bolsa de Valores de Colombia S.A. y la empresa que administra el mercado energético del SIN (XM) desarrollaron en Colombia un mercado de derivados energéticos (Derivex) que permitirá transar contratos de futuros de commodities y, en particular de electricidad, bajo normas de transacción similares a las de la bolsa de valores colombiana. Este mercado busca hacer un mejor y más eficiente manejo de los riesgos de volatilidad en los precios de bolsa, el cual adicionalmente permite una negociación de precios eficiente y transparente. El mercado de futuros es un complemento

al actual mercado de contratos bilaterales y podría ser aplicable a otros esquemas de contratación. Cabe señalar que éste es un mecanismo anónimo, respaldado en un esquema de garantías a través de una cámara de riesgo central como contraparte y se espera que en el mediano plazo alcance una profundidad y liquidez importante. A partir de octubre 2010, el mercado estuvo disponible para la transacción de contratos de futuros de electricidad y más adelante incorporará transacciones de gas, carbón y emisiones de gas carbónico.

Negocios no eléctricos

Además de sus actividades propias en los sectores eléctricos de Chile, Colombia y Argentina, al 31 de diciembre de 2010 AES 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 2010, la participación accionaria de AES Gener en GasAndes y GasAndes (Argentina) es de 13%.



Gestión de producción y operación

Negocios eléctricos en Chile

Negocios eléctricos en el extranjero



Gestión de operación y mantenimiento

Negocios eléctricos en Chile

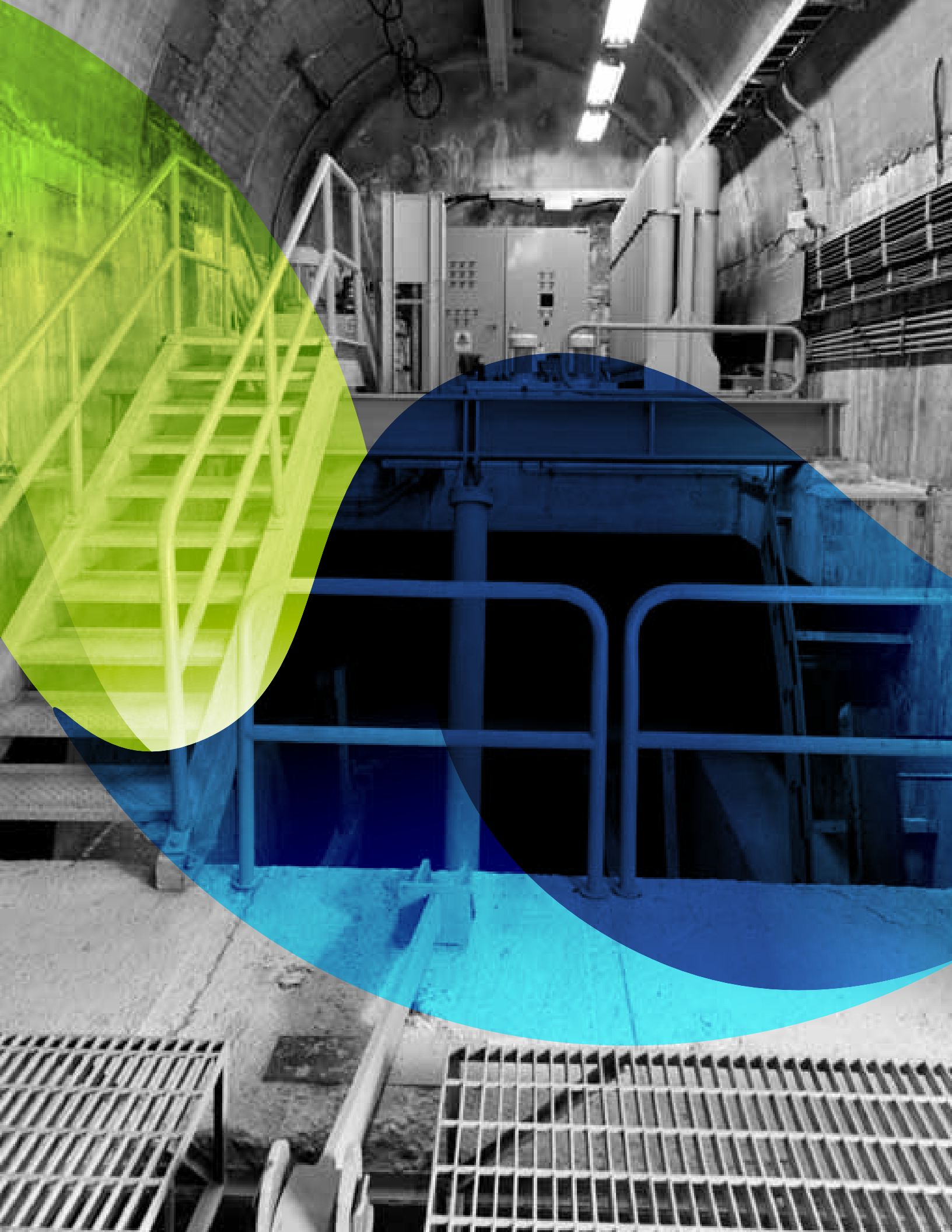
Durante el año 2010, los esfuerzos del área de Operación y Mantenimiento de AES Gener estuvieron centrados en intensificar la prevención de accidentes, reforzar el cuidado del medio ambiente y desarrollar las actividades en forma sustentable, considerando los intereses de las comunidades en las cuales la Compañía participa, incrementar la disponibilidad y eficiencia de las unidades generadoras, adecuar la organización y sus profesionales a los requerimientos de mantenimientos más modernos, sofisticados y eficientes, y crear una cultura orientada a la excelencia operacional basada en el monitoreo de indicadores claves de desempeño, denominados en inglés Key Performance Indicators (KPIs). El área de Operación y Mantenimiento trabajó intensamente, en conjunto con el área de Ingeniería y Construcción, en la entrada en operación comercial de la Central Nueva Ventanas en febrero de 2010, y en la preparación para la entrada en operación comercial de la Central Angamos programada para 2011.

AES Gener

Centrales termoeléctricas

Las centrales termoeléctricas de AES Gener están compuestas por la central Ventanas con sus dos unidades, las dos unidades del tipo turbina a vapor de Laguna Verde, y las turbinas a gas de Laguna Verde, Los Vientos y Santa Lidia.

Durante el año 2010, las Unidades 1 y 2 de central Ventanas se mantuvieron en servicio en forma prácticamente continua, con la sola excepción de los períodos de mantenimiento, más el periodo de inspección y reparación de los daños ocasionados por el terremoto del 27 de febrero, que afectó la zona central y sur del país. A este respecto, cabe precisar que la Unidad N° 1 entró en operaciones al día siguiente de producido el terremoto, pero posteriormente hubo que realizarle reparaciones en precipitadores electrostáticos, trabajos que tardaron seis días. En tanto, la Unidad N° 2 se encontraba fuera de servicio, en proceso de un mantenimiento mayor que se extendió 12 días más de lo previsto para reparar algunos equipos dañados. La generación alcanzada





por estas dos unidades durante el año fue de 1.937 GWh netos.

Las unidades turbina a gas de Laguna Verde, y turbina a gas de Los Vientos operaron ocasionalmente, respondiendo a su rol de unidades de respaldo, generando 4 GWh y 49 GWh, respectivamente. Por su parte, la central Santa Lidia, conformada por una unidad turbogas de 139 MW, generó 49 GWh durante el año 2010, principalmente en los meses de julio y agosto.

Un aspecto relevante y distintivo del año 2010 fue el proyecto de conversión de la central Laguna Verde, bajo el cual se eliminó el sistema de combustión a carbón, y se instalaron nuevos y modernos quemadores de petróleo diesel. A la fecha se encuentra terminada la conversión de dos de las cuatro calderas, y se está trabajando en el mismo reemplazo en las otras dos

calderas. Con este proyecto se reducirán en forma importante las emisiones de material particulado de esta unidad. Con el objetivo de llevar a cabo la conversión, las dos turbinas a vapor de Laguna Verde estuvieron fuera de servicio programado la mayor parte del año.

Continuando con el compromiso de la Compañía en los aspectos de medio ambiente y seguridad se dio inicio al proyecto de diseño e implementación del sistema de gestión integrada bajo la norma ISO 14.001 y OHSAS 18.001. Adicionalmente, en lo relacionado con el medio ambiente, también es destacable la disminución de las emisiones en la Unidad N° 2 de Ventanas, en la cual, durante enero y febrero, se incorporó un moderno sistema de desulfuración, y se instalaron nuevos quemadores de baja emisión de óxidos nitrosos.

Durante 2010, se desarrolló una nueva estructura para la Unidad de Negocios Costa, unidad que agrupa todas las centrales del Grupo AES Gener que se ubican en la V Región, creándose, entre otras, las nuevas áreas de Ingeniería de Centrales, Control Operativo y Confiabilidad. El área de Control Operativo ha permitido llevar una gestión de los KPIs y ha permitido tomar acciones correctivas oportunas, evitando al máximo la ocurrencia de eventos no deseados. En lo relacionado con la operación y mantenimiento, se implementó un plan estratégico para reducir los índices de salidas forzadas de las unidades, y se efectuó una completa planificación y programación de los mantenimientos, con asesorías de empresas internacionales de reconocido prestigio.

Central*	Ubicación	Inicio de Operaciones	Tipo Turbina	Unidades	Potencia (MW)	Consumo Específico (BTU/kWh)	Disponibilidad 2009	Disponibilidad 2010
Ventanas	Ventanas, V región	1964-1977	Carbón-vapor	2	338,0	9.872	88,4%	74,7
Laguna Verde	Laguna Verde, Valparaíso, V Región	1939-1949	Diesel-vapor	2	54,7	18.476	79,1%	19,6
Laguna Verde (TG)	Laguna Verde, Valparaíso, V Región	1990	Turbogas-diesel	1	18,8	11.222	89,9%	99,1
Los Vientos	Las Vegas, Llay-Llay, V Región	2007	Turbogas-diesel	1	132,0	11.051	88,9	97,3
Santa Lidia (TG)	Cabrero, VIII Región	2009	Turbogas-diesel	1	139,0	11.051	97,2%	91,4%

* Estas instalaciones son propiedad de AES Gener S.A.



Centrales hidroeléctricas de pasada

La Unidad de Negocios Cordillera agrupa las centrales de generación hidroeléctricas de pasada de AES Gener, las cuales representan el 11% de la potencia que AES Gener tiene instalada en el SIC (incluyendo filiales y coligadas). Estas centrales se mantuvieron en servicio en forma prácticamente constante durante todo el año 2010. La generación neta anual de las cuatro centrales que conforman esta unidad de negocios fue de 1.440 GWh, lo que representa 1,9% menos que la generación del año 2009, explicada principalmente por la presencia del fenómeno de "La Niña", lo cual trajo bajas temperaturas medias y escasez en la precipitación sólida durante el período invernal del 2010.

El desempeño de las unidades de Cordillera frente al terremoto del 27 de febrero, fue de alto estándar, ya que pasadas cuatro horas de ocurrido el sismo, estaban en condiciones de sincronizar las unidades de Alfalfal, Queltehues y Volcán. Con respecto a central Maitenes, el sismo ocasionó daños menores en un canal exterior, producto de caída de piedras desde la ladera del cerro, y rotura de un penstock, todo lo cual quedó reparado el día cinco de marzo, entrando las unidades en servicio el seis de marzo. Así, la disponibilidad agregada de las cuatro centrales durante 2010 fue de 94,3%, en tanto que el factor de salidas forzadas fue de 0,1%.

Cabe señalar, que la Unidad Cordillera sigue desarrollando un Proyecto INNOVA de CORFO, referido a "Automatización Mediante Robot de la Aplicación de Recubrimientos Duros a Rodetes Pelton", el cual tuvo un financiamiento por parte del Estado de \$125 millones. A la fecha se ha instalado un rodete en la Unidad N° 1 de Alfalfal con tres cangilones que fueron recubiertos mediante robot. Se espera en marzo del año 2011 tener resultados ciertos para definir los pasos a seguir. De obtener los resultados positivos, se espera aumentar el tiempo de operación de los rodetes en servicio, con el consiguiente aumento en generación e ingresos.

Central*	Ubicación	Inicio de Operaciones	Tipo Turbina	Unidades	Potencia (MW)	Disponibilidad 2009	Disponibilidad 2010
Maitenes	Los Maitenes, Cajón Río Colorado, R.M.	1923-1989 ⁽¹⁾	Francis	5	30,8	97,2%	92,3%
Queltehues	Los Queltehues, Cajón Río Maipo, R.M.	1948	Pelton	3	48,9	96,3%	96,9%
Volcán	Cajón Río Maipo, R.M.	1949	Pelton	1	13,0	99,1%	99,7%
Alfalfal	Cajón Río Colorado, R.M.	1991	Pelton	2	178,0	89,2%	93,8%

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

* Estas instalaciones son propiedad de AES Gener S.A.

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

Durante el año 2010, hubo significativos avances en la modernización y optimización del sistema de transmisión eléctrica propiedad de AES Gener en el SIC. Dentro de los principales logros, se debe mencionar la finalización de la marcha blanca del nuevo Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos ("SCADA"), el cual fue recibido exitosamente para operación en el mes de diciembre, asignándose los contratos de mantenimiento correspondientes. Asimismo, se continuó con el proceso de ajuste de protecciones con motivo de la incorporación de nuevas instalaciones en el SIC, como también con el reemplazo de las protecciones de líneas y subestaciones de acuerdo a la norma técnica vigente.

Se realizaron mantenimientos preventivos en todo el sistema de transmisión y subestaciones que pertenecen directamente a AES Gener, se reemplazó el conductor de un circuito de la Línea San Pedro – Quillota de 110 kV, y se tendió fibra óptica del tipo OPGW entre la torre 326 y la subestación Cerro Navia, dando así el necesario respaldo a las comunicaciones de voz y datos del sistema Costa. Asimismo, se debe destacar que el refuerzo realizado a las barras de 110 kV de las subestaciones Ventanas y San Pedro, y de la Línea Ventanas – San Pedro, ha sido utilizado en su plena capacidad durante todo el año 2010, sin registrarse fallas atribuibles a dicho refuerzo.

En relación al Sistema de Gestión Ambiental, se avanzó en el cumplimiento de todas las etapas necesarias para obtener con éxito su re-certificación bajo norma ISO 14.001 durante el año 2011. En cuanto al énfasis en la seguridad laboral, se continuó con impulsar la política de cero accidentes de personal propio y de contratistas, no registrándose ningún accidente de personal propio ni de personal de empresas contratistas durante el presente año.

Cabe destacar el comportamiento de las instalaciones de transmisión y transformación de AES Gener con motivo del terremoto que afectó a la zona centro – sur el día 27 de febrero, en que solo hubo daños menores que fueron reparados en un tiempo inferior a 48 horas.

Líneas de Transmisión y Subestaciones de AES Gener S.A

Longitudes de líneas en 220 kV	73,0 km
Longitudes de líneas en 110 kV	249,4 km
Subestaciones propias*	Alfalfal, Maitenes, Queltehues, La Laja, Punta de Peuco, Pachacama, San Pedro, Ventanas 110 kV, Ventanas 220 kV, Autotransformador 220/110 kV Ventanas, Torquemada y Laguna Verde
Acometida a subestaciones de otras empresas	Los Almendros, Florida, Cerro Navia 110 kV, Las Vegas, La Calera y Miraflores

* Estas instalaciones son propiedad de AES Gener S.A.

Eléctrica Santiago

Eléctrica Santiago realiza sus operaciones a través de la central de ciclo combinado Nueva Renca, la cual cuenta con una potencia bruta instalada de 379 MW, y utiliza gas natural y diesel indistintamente como combustible principal, y gas propano para los quemadores de ductos, y de la central Renca, la cual cuenta con dos turbinas a vapor que utilizan diesel como combustible, con una potencia bruta de 100 MW entre ambas.

Un evento particularmente destacable durante el año 2010 fue que la central de ciclo combinado Nueva Renca volvió a utilizar gas natural como combustible, situación que no ocurría desde diciembre del año 2007. De esta forma, utilizando tanto gas natural proveniente del terminal GNL de Quintero como combustible diesel, la central Nueva Renca registró en el 2010 una generación neta de 1.838 GWh, con 1.968 horas de servicio con gas natural y 4.670 horas de servicio con combustible diesel. La generación neta registrada por

central Nueva Renca en el año 2010 fue 50,3% superior al año anterior.

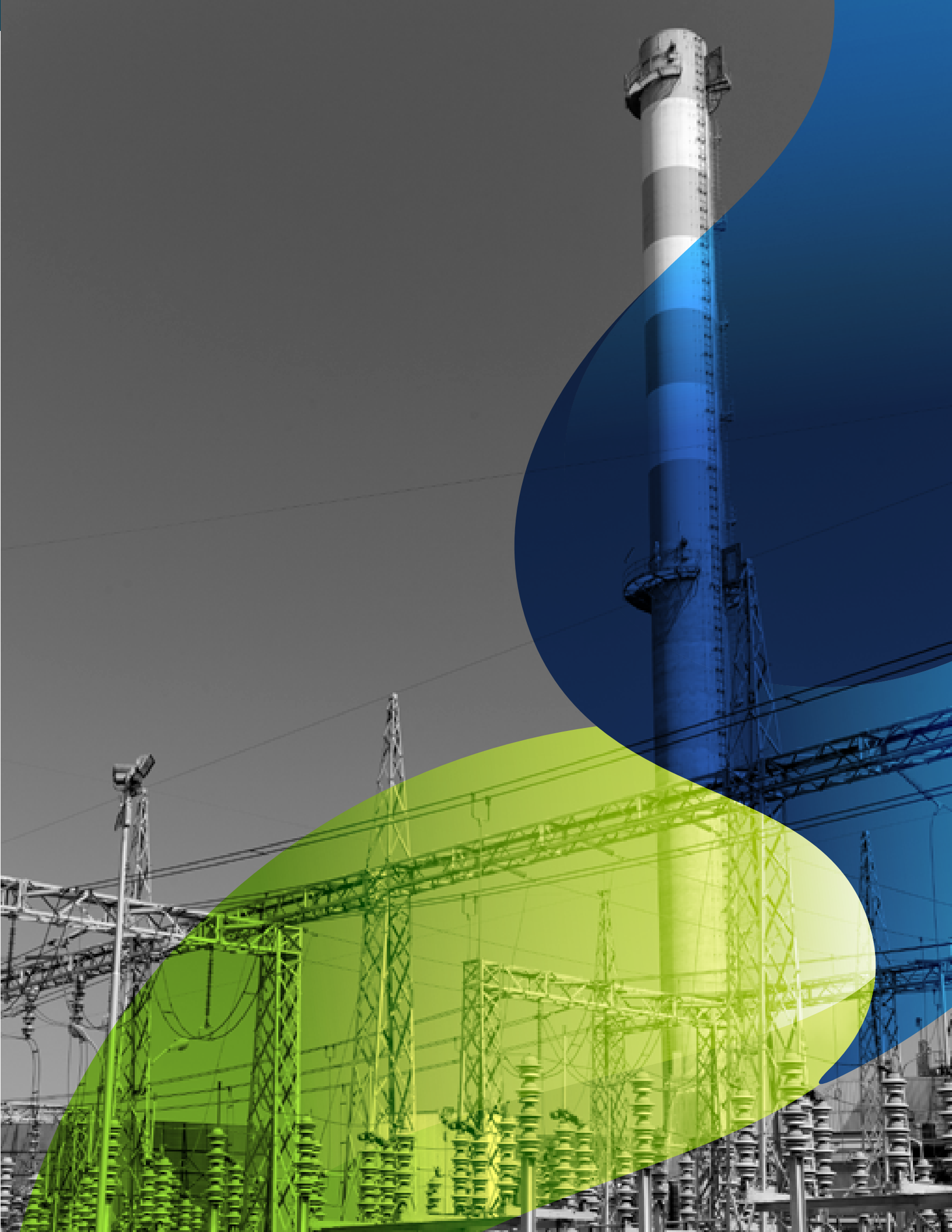
Durante el año 2010, Eléctrica Santiago obtuvo la aprobación ambiental para la instalación de un Reductor Catalítico Selectivo (SCR), el cual permite reducir en 60% la emisión de óxidos nitrosos por parte de la central Nueva Renca cuando opera con diesel. El SCR comenzó su fase de pruebas en septiembre de 2010, siendo entregado formalmente en operación a principios de diciembre del mismo año. Durante todo ese periodo, el SCR cumplió con el abatimiento de emisiones antes mencionado.

La central Renca, por su parte, operó 78,45 horas durante el año 2010, totalizando una generación neta de 2.374 MWh. Estas horas de despacho se registraron en el mes de diciembre de 2010 a causa de un requerimiento de generación local en el centro de carga del SIC, por restricciones en el sistema de transmisión.

Central*	Ubicación	Inicio de Operaciones	Tipo Turbina	Unidades	Potencia (MW)	Consumo Específico (BTU/kWh)	Disponibilidad 2009	Disponibilidad 2010
Renca	Comuna de Renca, Santiago, R.M.	1962	Turbina -vapor	2	100,0	13.587	72,6%	82,9%
Nueva Renca	Comuna de Renca, Santiago, R.M.	1997	Ciclo combinado	1	379,0 ⁽¹⁾	7.948	64,4 %	87,3 %

⁽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 propiedad de Eléctrica Santiago S.A.





Eléctrica Ventanas

Dentro de los hechos más destacables del período 2010, se encuentra el inicio de la operación comercial de la unidad Nueva Ventanas, hito logrado en febrero del 2010. Durante el resto del año, se consolidó su operación, alcanzando en diciembre un récord de generación mensual de 185 GWh, una tasa de salidas forzadas de 0%, y una disponibilidad del 100%. Para alcanzar este logro fue importante la buena gestión y trabajo conjunto

de AES Gener, Eléctrica Ventanas y las empresas que formaron parte de la construcción y puesta en servicio de la unidad.

La central Nueva Ventanas estuvo despachada prácticamente todo el año, excepto aproximadamente dos semanas posteriores al terremoto, en las cuales se repararon ciertos daños en tubos y elementos antisísmicos de la caldera, y algunos días para realizar ajustes y mantenimientos menores, generando 1.675 GWh netos durante el período.

Central*	Ubicación	Inicio de Operaciones	Tipo Turbina	Unidades	Potencia (MW)	Consumo Específico (BTU/kWh)	Disponibilidad 2009	Disponibilidad 2010
Nueva Ventanas	Ventanas, V Región	2010	Carbón-vapor	1	272,0	9.726	NA	93,4

* Estas instalaciones son propiedad de Empresa Eléctrica Ventanas S.A.

Energía Verde

Energía Verde realiza sus operaciones a través de tres plantas: (i) central Constitución, de 11,1 MW, que operan con biomasa forestal, (ii) central Laja, de 12,7 MW, la cual también opera con biomasa forestal, principalmente aserrín y corteza, y, (iii) central San Francisco de Mostazal, equipada con una unidad turbogas de 25 MW que opera con diesel, y con una caldera de baja presión, alimentada con biomasa, la cual genera vapor para consumo industrial.

Durante el año 2010, estas centrales generaron un total de 80,7 GWh netos, de los cuales 99,7% correspondió a generación a partir de biomasa y el restante 0,3% correspondió a generación con petróleo diesel. La venta de vapor a clientes del sector forestal fue de 475.503 toneladas, lo que equivale a 51,4% del vapor total generado en las plantas. Esto representa un importante aumento del 5,4% respecto de lo vendido el año 2009, considerando que la demanda de

vapor se vio afectada por el terremoto del 27 de febrero, en que los clientes permanecieron entre dos semanas y dos meses fuera de servicio.

En el aspecto ambiental, en el año 2010 se destacó la auditoría de re-certificación ambiental aprobada en el mes de diciembre 2010 de acuerdo a la Norma ISO 14.001:2004 para las plantas de Laja y Constitución, sujetas a auditorías de verificación anuales, con lo que se continúa consolidando el compromiso con el medio ambiente de estas unidades de energía renovable no convencional, haciéndolo parte integrante de sus procesos productivos.

Energía Verde continúa evaluando la factibilidad de ofrecer suministro adicional de energía renovable 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 otras fuentes de 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	Disponibilidad 2010
Constitución ⁽¹⁾	Constitución, VII Región	1995	Cogeneración con biomasa	1	11,1	19.648	95,6%	94,9%
Laja ⁽¹⁾	Cabrero, VIII Región	1995	Cogeneración con biomasa	1	12,7	17.416	94,7%	96,2%
San Fco. de Mostazal ⁽²⁾	San Fco. Mostazal, VI Región	2000	Generación de vapor con biomasa	1	0	33.208	98,4%	98,9%
San Fco. de Mostazal ⁽³⁾	San Fco. Mostazal, VI Región	2002	Turbogas-diesel	1	25	16.541	92,8%	99,8%

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

* Estas instalaciones son propiedad de Energía Verde S.A.

Guacolda

Guacolda posee cuatro unidades que operan con carbón y que totalizan 608 MW de potencia bruta. Durante el año 2010, se puso en operación la Unidad N° 4 de Guacolda con una capacidad de 152 MW, lo que representa un aumento del 33% con respecto a la potencia instalada a fines del 2009.

Durante 2010, la generación neta de Guacolda alcanzó a 4.214 GWh, lo que comparado con los 2.992 GWh del año 2009, representa un aumento del 41%. La potencia media bruta fue de 542 MW. Durante el período, la disponibilidad de la central fue de un 91,8%.

Central*	Ubicación	Inicio de Operaciones	Tipo Turbina	Unidades	Potencia (MW)	Consumo Específico (BTU/kWh)	Disponibilidad 2009	Disponibilidad 2010
Guacolda	Huasco, III Región	1995-1996 2009-2010	Carbón-vapor	4	608	9.321	95,6%	91,8%

* Estas instalaciones son propiedad de Empresa Eléctrica Guacolda S.A.

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	223 Km.
Subestaciones propias	Guacolda 220 kV

* Estas instalaciones son propiedad de Empresa Eléctrica Guacolda S.A.

Norgener

Dada la incorporación del equipamiento BESS, que consiste en bancos de baterías de litio que reemplazan la reserva en giro, en el SING a fines del 2009, durante el año 2010 las unidades de Norgener tenían el desafío de aumentar su potencia máxima despachada en forma sostenible. Este desafío fue alcanzado con éxito, ya que en el año 2010 Norgener rompió su propio récord histórico de generación, al alcanzar 2.117 GWh. El logro anterior estuvo acompañado con un excelente desempeño operacional, el que se vio reflejado a lo largo de todo el año con el fiel cum-

plimiento de todos los KPIs que se habían puesto como objetivo.

Entre los trabajos realizados en la central Norgener durante este año, destacaron el mantenimiento anual de la Unidad N° 1 en menor tiempo que el programado y que el histórico tradicional. Adicionalmente, se disminuyó sustancialmente el tiempo necesario para la reparación de tubos rotos en caldera, eventos ocurridos en los primeros meses del año, donde las unidades no estuvieron fuera de servicio más de tres días.

Cabe destacar, que durante el año 2010 se recibió el reconocimiento de parte de

Mutual de Seguridad por cumplimiento de 1.000.000 horas-hombre sin accidentes con tiempo perdido en el personal de la planta. Adicionalmente, durante 2010, se completó la re-certificación del Sistema de Gestión Ambiental bajo Norma ISO 14.001, y el Sistema de Gestión de Salud y Seguridad Laboral bajo Norma OHSAS 18.001 versión 2007, lo que sumado a la clasificación del Sistema de Gestión de Seguridad como "Clase Mundial" según resultados de aplicación Scorecard, reafirma el compromiso de todo el personal de Norgener con el primer valor de la Compañía, la seguridad.

Central*	Ubicación	Inicio de Operaciones	Tipo Turbina	Unidades	Potencia (MW)	Consumo Específico (BTU/kWh)	Disponibilidad 2009	Disponibilidad 2010
Norgener	Tocopilla, II Región	1995 - 1997	Carbón-vapor	2	277,3	9.806	87.4%	96,6%

* Estas instalaciones son propiedad de Norgener S.A.



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

Durante el año 2010, se realizaron mantenimientos preventivos en todo el sistema de transmisión y subestaciones pertenecientes a Norgener y AES Gener en el SING, destacándose el cambio de los conductores de la línea Norgener – Crucero sector costa, asegurando con esto una alta disponibilidad del sistema eléctrico de transporte imprescindible para la central Norgener. Además se realizaron todos los mantenimientos preventivos de los sistemas de transmisión de los clientes establecidos en los distintos contratos de suministro o de arriendo de activos de transmisión. Adicionalmente, se realizó la operación y mantenimiento asociados al primer año de operación comercial del proyecto BESS, con 12 MW de potencia instalada en la subestación Andes de AES Gener.

Durante el año 2010, Bureau Veritas realizó la auditoria de seguimiento, manteniendo la certificación ISO 14.001 y OHSAS 18.001 para toda la subgerencia de transmisión. Además, se realizó exitosamente el traslado del centro de despacho a la ciudad de Antofagasta, concentrándose así el Área de Despacho con las Áreas de Transmisión y Protecciones, generando de esta manera sinergias entre todo el personal de despa-

cho, operación y mantenimiento, optimizando la disponibilidad de los activos y la seguridad del personal.

Dentro de las actividades destacadas durante el año 2010, se encuentra el avance en la implementación del monitoreo remoto de equipos de protección, el cambio de medidores por equipamiento nuevo de última generación, y nuevos enlaces de comunicación. Todas estas inversiones han estado orientadas a cumplir con los requerimientos de la nueva norma técnica eléctrica, y la puesta en servicio del nuevo sistema de transmisión de Angamos.

En el año 2010, la Subgerencia de Transmisión de Norgener tomó la responsabilidad, a través de la firma del contrato respectivo, de la administración, operación y mantenimiento de los activos de transmisión de Angamos, aprovechando así la sinergia del capital humano existente. Los activos considerados en este nuevo contrato incluyen la subestación Angamos, la línea doble circuito Angamos – Laberinto, y las ampliaciones de las subestaciones Laberinto y Nueva Zaldívar.

Junto con lo anterior, se continuó con una política de cero accidentes para el personal propio y contratistas, llevando a la fecha más de ocho años y cuatro meses sin accidentes con tiempo perdido.

Líneas de Transmisión y Subestaciones de AES Gener, Norgener y Angamos

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 en 220 kV doble circuito:	141 km ⁽³⁾
Longitud de líneas arrendadas en 220 kV simple circuito:	226 km ⁽¹⁾
Subestaciones propias:	Norgener ⁽¹⁾ , Oeste ⁽¹⁾ , Minsal ⁽¹⁾ , La Cruz ⁽¹⁾ , Andes ⁽²⁾ , Nueva Zaldívar ⁽²⁾ , Laberinto ⁽²⁾ , Barriles Paño ⁽¹⁾ , Angamos ⁽³⁾ , Ampliación Nueva Zaldívar ⁽³⁾ , Ampliación Laberinto ⁽³⁾
Paño o acometida a subestaciones de otras empresas:	1 paño Mantos Blancos ⁽²⁾ , 1 paño Lomas Bayas ⁽²⁾ , 2 paños Crucero ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Estas instalaciones son propiedad de Norgener S.A.

⁽²⁾ Estas instalaciones son propiedad de AES Gener S.A.

⁽³⁾ Estas instalaciones son propiedad de Empresa Eléctrica Angamos S.A.



Angamos

El proyecto Angamos contempla dos unidades a carbón pulverizado de 259 MW de potencia bruta cada una, cuenta con equipos de alta tecnología para el abatimiento de emisiones de SO₂, NO_x y material particulado, tales como un desulfurizador semi seco, filtro de mangas y caldera de bajo NO_x con quemadores tangenciales. Además, es la primera central termoeléctrica en Sudamérica que posee torres de enfriamiento, las cuales permiten disminuir la aducción de agua de mar en un 90%.

La fecha de puesta en servicio de la planta es abril de 2011 y octubre de 2011 para las Unidades 1 y 2, respectivamente. Durante el año 2010, la Gerencia de Operaciones de Angamos ha trabajado en conjunto con la Gerencia de Proyecto en la preparación para el inicio de operación de la central, y ha contado con el apoyo de Nueva Ventanas, reuniendo conocimientos y experiencias relevantes. Con el objetivo de realizar una puesta en marcha exitosa, se realizó un proceso de selección de personal idóneo, se realizaron capacitaciones internas y externas, se concretó la adquisición de un simulador, y se adquirió un sistema digital de toma de datos en terreno para las rutas de inspecciones operacionales.

Durante este periodo se trabajó intensamente en la implementación de un Sistema de Gestión integrado para la certificación en ISO 9001, ISO 14001 y OSHAS 18001. Asimismo, se establecieron las bases de planificación del mantenimiento a través de la codificación KKS, criterios EPRI, experiencia de plantas similares, y manuales del fabricante.

Uno de los principales hitos alcanzados constituyó la sincronización de la Unidad N° 1 al SING el 22 de Diciembre de 2010, con lo cual se dio inicio a las pruebas operacionales necesarias para lograr la operación comercial.

Central*	Ubicación	Inicio de Operaciones	Tipo Turbina	Unidades	Potencia (MW)	Consumo Específico (BTU/kWh)	Disponibilidad 2009	Disponibilidad 2010
Angamos	Mejillones, II Región	2011	Carbón-vapor	2	518 ⁽¹⁾	9.939,84 ⁽¹⁾	NA	NA

* Estas instalaciones son propiedad de Empresa Eléctrica Angamos S.A.

⁽¹⁾ Potencia bruta y consumo específico, en base a especificaciones técnicas y carbón de 6.000 kcal/kg



TermoAndes

Durante el año 2010, se operó normalmente con la central a ciclo combinado con ambas unidades turbogas (TG) conectadas al SADI, y la turbina de vapor conectada al SING. Sin embargo, durante los meses de menor disponibilidad de gas (desde mediados de junio a fines de agosto), la planta operó en configuración de medio ciclo combinado (es decir una sola turbina a gas, con una sola caldera recuperadora, alimentando la turbina a vapor) al SADI. Por otra parte, en el mes de diciembre 2010, debido a la indisponibilidad en Argentina de la central nuclear Embalse, la generación de las tres unidades fue dedicada al SADI.

El día 4 de mayo la central logró el récord histórico diario de generación, alcanzando los 14.261 MWh en el día, equivalente a una generación media de 594 MW netos. También este año se logró el récord de potencia instantánea máxima, al alcanzarse la potencia de 653 MW. En 2010, la generación anual fue de 3.350 GWh, 7,3% inferior a la del año 2009, debido principalmente a la menor disponibilidad de gas durante el invierno.

Dentro de los logros importantes de destacar del año 2010 se encuentra la reducción del tiempo requerido para inspección mayor de la Unidad TG11 con respecto a lo programado, la modificación de la estructura de la subestación que ahora permite la flexibilidad de poder conectar cualquier unidad hacia cualquiera de los dos sistemas eléctricos (SADI y SING) y la reducción de los tiempos necesarios para efectuar el cambio de sistema al cual se encuentra conectada una unidad. Adicionalmente, se realizaron nuevas conexiones al SADI, complementando así la salida previamente existente al sistema de 132 kV, disminuyendo de esta manera las pérdidas eléctricas en transmisión, repercutiendo en un mayor beneficio económico y una mayor disponibilidad de conexión al sistema.

Durante el año 2010 la central fue operada con un excelente desempeño, el que se vio reflejado a lo largo de todo el año con el fiel cumplimiento de todos los KPIs que se habían puesto como objetivo.

Central*	Ubicación	Inicio de Operaciones	Tipo Turbina	Unidades	Potencia (MW)	Consumo Específico (BTU/kWh)	Disponibilidad 2009	Disponibilidad 2010
Salta	Salta, Argentina	1999	Ciclo combinado	2 Turbogas, 1 Turbina Vapor	642,8	7.299	92,3%	90,3%

* Estas instalaciones son propiedad de TermoAndes S.A..

InterAndes

InterAndes cuenta con una concesión para la transmisión de energía eléctrica entre la ubicación de la central Salta 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 2010, se continuó con el plan anual de mantenimiento y mejoras en las defensas costeras en los ríos Wierna y Mojotoro, a fin de proteger las torres de la línea de 345 kV. Asimismo, se continuó con el plan de limpieza de la franja de servidumbre y caminos de servicio, y con el plan de reposición de protecciones catódicas a las torres arriostadas ubicadas en las zonas de los salares. Adicionalmente, durante el año 2010 se cumplieron con las auditorias de seguridad pública a las que está sometida la línea de 345 kV.

Líneas de Transmisión y Subestaciones de InterAndes S.A. *

Longitud en líneas en 345 kV	280 km
Subestaciones propias	Salta

* Estas instalaciones son propiedad de InterAndes S.A.

Negocios eléctricos en el extranjero

AES Chivor

Comparado con los últimos 32 años de historia hidrológica de AES Chivor, el año 2010 se comportó como el cuarto año más seco, debido principalmente a la influencia de los fenómenos El Niño, durante el primer semestre y La Niña en el segundo semestre. Sin embargo, en términos de cumplimiento de metas y ejecución de actividades, 2010 fue un año de éxitos operacionales y técnicos. Se ejecutó el Plan Anual de Mantenimiento cumpliendo con las necesidades técnicas y comerciales que permiten garantizar la continuidad del negocio. Asimismo, se desarrollaron los proyectos de actualización tecnológica tales como modernización de sistemas de supervisión de vibraciones en cuatro unidades, la modernización en la instrumentación de temperaturas y el rebobinado del generador de la Unidad N° 3, sistemas que fueron incorporados al SCADA. Adicionalmente, se logró disminuir significativamente los costos operacionales y maximizar los ingresos a pesar de la baja hidrología en la cuenca. Por otra parte, se dio continuidad al programa hacia la excelencia operacional y se obtuvo la certificación de calidad ISO 9001 V2008 al proceso de producción de energía.



Durante el año 2010, la capacidad efectiva neta de la central se mantuvo en 1.000 MW, la producción de energía fue de 3.306,6 GWh siendo menor en 15,1% al promedio de la energía anual producida durante el período 2000-2009. Esta energía producida correspondió al 5,8% de la energía total demandada por el país durante el 2010 la cual ascendió a 56.877 GWh-año.

Los índices KPI establecidos como meta para el 2010 se cumplieron de forma satisfactoria. La disponibilidad de la planta fue de 93,64%. Durante el período, se ejecutó el plan de mantenimiento programado de las Unidades 2, 4, 6 y 7 y el desarrollo del overhaul de la Unidad N° 3 iniciado el uno de octubre y el cual debe concluir a finales de enero de 2011.

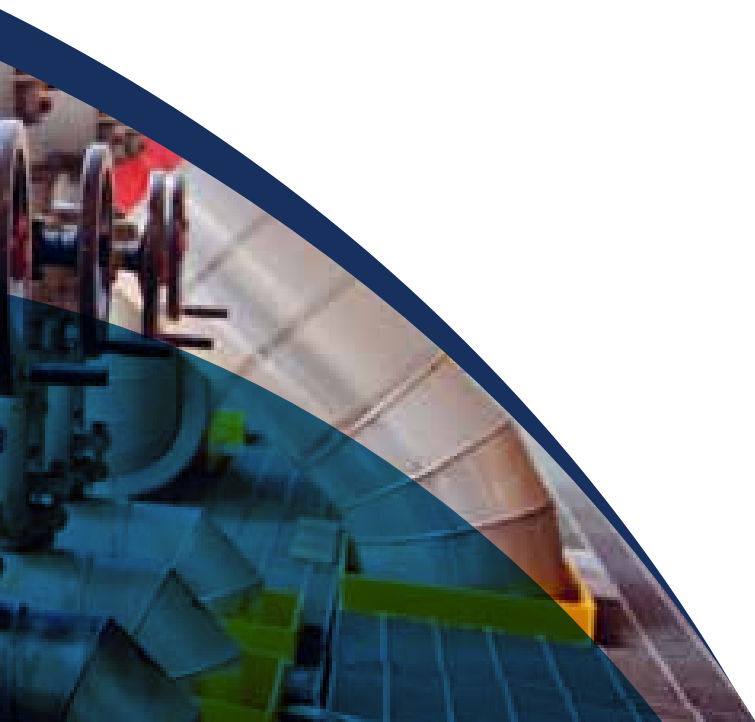
Como parte del programa de excelencia operacional, se obtuvo la Recertificación y Ampliación del Alcance bajo el estándar de calidad internacional ISO 9001 versión 2008 relacionado con "La Operación y Mantenimiento de la Central para la Generación de Energía Eléctrica y los Servicios de Mantenimiento y Reparación de Piezas Hidrome-

cánicas". El personal de operación de la central alcanzó la certificación en competencias laborales, titulación que cubija tres normas de competencia laboral asociadas a la operación de plantas hidráulicas de generación de energía eléctrica, convirtiéndose en la primera central del país en certificar a todos sus operadores.

Durante 2010, se reestructuró el alcance del Plan de Excelencia Operacional para adecuarlo al nuevo contexto del marco para la Gestión de Activos (AMF). Se realizaron la autoevaluación, el diagnóstico y la definición del plan de acción integrado al modelo local, que se encuentra en curso desde el 2007. Adicionalmente, se implementó la metodología de análisis causa – raíz (RCA) para detección de fallas y se realizó el análisis Reliability Centered Maintenance (RCM), metodología que permite estudiar y establecer la estrategia de mantenimiento, a cuatro sistemas básicos de las unidades, con lo cual se han completado ocho sistemas fundamentales analizados bajo esta metodología. Los grupos de trabajo estuvieron conformados por personal de Operación y Mantenimiento.

Central*	Ubicación	Inicio de Operaciones	Tipo Turbina	Unidades	Potencia (MW)	Disponibilidad 2009	Disponibilidad 2010
AES Chivor	Boyacá, Colombia	1977-1982	Pelton	8	1.000	95,3%	93,6%

* Estas instalaciones son de propiedad de AES Chivor.





Desarrollo de negocios

Proyectos en construcción

Proyectos en desarrollo



Desarrollo de negocios

Proyectos en construcción

Durante el año 2010, AES Gener continuó el desarrollo y construcción de su ambicioso plan de expansión iniciado el año 2006 en respuesta a las necesidades y oportunidades de mercado presentes en Chile. En febrero de 2010, la Compañía entregó en operación comercial la central Nueva Ventanas de 272 MW y, posteriormente, en marzo del mismo año entró en operación comercial la cuarta unidad del complejo Guacolda de 152 MW. Ambas centrales constituyeron un aporte importante a la matriz energética del país, contribuyendo a aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico.

Por otra parte, AES Gener continuó impulsando el desarrollo de proyectos tanto en el SIC como en el SING, los que serán un aporte clave para la seguridad futura del sistema eléctrico chileno, que requiere aumentar su capacidad de generación en forma continua. Entre estos proyectos, se destacan los siguientes:

Angamos (SING-Chile)

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 Empresa Eléctrica Angamos S.A., filial de AES Gener. 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. El proyecto cuenta con un contrato de ingeniería, suministro y construcción, bajo la modalidad "llave en mano" suscrito con Posco E&C.

Durante el 2010, continuaron los trabajos de construcción del proyecto lográndose un avance de 96% al cierre del año y se inició el proceso de preparación para la operación de la central. Entre los hitos destacables está, entre otros, la realización de la primera sincronización de la primera unidad al sistema el 21 de diciembre de 2010. Adicionalmente, la construcción de la línea





de transmisión Angamos-Laberinto de 140 km, y las ampliaciones de las subestaciones Laberinto y Nueva Zaldívar, necesarias para la puesta en servicio del sistema de transmisión asociado, se encuentran finalizadas. Finalmente, la construcción del puerto para la descarga de carbón presentaba 99,6% de avance al 31 de diciembre, estimándose el término en enero de 2011.

Durante diciembre de 2010, se iniciaron las pruebas de conexión de la primera unidad al SING, convirtiéndose en el primer proyecto eléctrico que inyecta potencia adicional de gran capacidad al SING desde el año 2001. El inicio de la operación comercial de la Unidad I está programado para abril de 2011 y de la Unidad II para octubre del mismo año.

Campiche (SIC-Chile)

El proyecto termoeléctrico Campiche, desarrollado por la filial de AES 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 las actuales centrales Ventanas y Nueva Ventanas, en la comuna de Puchuncaví, V Región. La central contempla sistemas de abatimiento para controlar emisiones de SO₂, NO_x y

material particulado. El proyecto cuenta con un contrato de ingeniería, suministro y construcción, bajo la modalidad "llave en mano" suscrito con Posco E&C.

La central Campiche, originalmente 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. El diez de agosto de 2010, la Municipalidad de Puchuncaví entregó el permiso de construcción para la central Campiche, permiso ante el cual se interpusieron dos recursos de protección ante la Corte de Apelaciones de Valparaíso (CAV). La CAV rechazó dichos recursos en noviembre de 2010, lo que posteriormente fue apelado ante la Corte Suprema, la cual falló de la misma manera en enero de 2011. Actualmente, las obras del proyecto se han reiniciado y se prolongarán por dos años por lo que se espera que Campiche entre en operación durante el primer trimestre de 2013.

Proyectos en desarrollo

Durante 2010, AES Gener continuó la identificación y desarrollo de nuevas oportunidades de negocio aprovechando su presencia y conocimiento del mercado. La Compañía cuenta con una amplia cartera de proyectos incluyendo 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 Cochrane, proyecto termoeléctrico Guacolda V y proyecto termoeléctrico Los Robles en Chile y proyecto hidroeléctrico Tunjita en Colombia.

Proyecto hidroeléctrico Alto Maipo (SIC-Chile)

El proyecto hidroeléctrico Alto Maipo consiste en la construcción de dos centrales de pasada en serie hidráulica en la cuenca del Río Maipo denominadas Alfalfa II y Las Lajas, cuya potencia total instalada alcanzará los 531 MW. El proyecto contempla que alrededor del 90% de las obras sean subterráneas, no tiene embalse ni reubicación de personas y presenta importantes 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 2010 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 y durante el año 2010 se obtuvo la aprobación ambiental del sistema de transmisión.

Alto Maipo constituye un aporte energético importante para el SIC, 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.

Proyecto termoeléctrico Cochrane (SING-Chile)

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 y acopio de carbón, entre otros. Al igual que Angamos, 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. El proyecto está orientado a responder a las necesidades de electricidad del SING.

Proyecto termoeléctrico Guacolda V (SIC-Chile)

El proyecto termoeléctrico Guacolda V, de la coligada Guacolda, constituye la quinta unidad del complejo Guacolda, en Huasco, en el norte del SIC. La nueva unidad de 152 MW de potencia, será similar a las unidades existentes. Contempla el uso de tecnología de carbón pulverizado, utilizando carbón bituminoso y sub-bituminoso como combustible. La central contempla sistemas de abatimiento para controlar emisiones de SO₂, NO_x y material particulado.

El proyecto obtuvo su permiso ambiental en agosto del año 2010. Esta unidad aportará aproximadamente 900 GWh por año al SIC.

Proyecto termoeléctrico Los Robles (SIC-Chile)

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 permitan utilizar como combustible carbón

bituminoso y sub-bituminoso. 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. El proyecto considera la construcción, equipamiento y operación de un puerto. Los Robles obtuvo su aprobación ambiental en octubre del año 2008. La central contempla sistemas de abatimiento para controlar emisiones de SO₂, NO_x y material particulado.

Durante el año 2010 el proyecto obtuvo la concesión marítima y ha continuado con la tramitación de otros permisos necesarios para el desarrollo del mismo. El proyecto está orientado a dar suministro al SIC.

BESS Angamos (SING-Chile)

El proyecto BESS (Battery Storage) de Angamos es un proyecto innovador que consiste en un banco de baterías de litio recargables, de alta eficiencia y de escala industrial equivalentes a 20 MW de potencia, ubicado en el mismo terreno de la central Angamos. Este equipamiento permite reemplazar la reserva en giro que deben mantener las centrales del SING para inyectar energía al sistema ante eventuales contingencias que pudieran provocar riesgos en la estabilidad de suministro. Por lo tanto, la incorporación de esta tecnología permitiría a la central Angamos aumentar su potencia máxima de despacho. Se espera que el sistema BESS Angamos inicie operaciones en el SING en noviembre de 2011.

Proyecto hidroeléctrico Tunjita (SIN-Colombia)

El proyecto hidroeléctrico Tunjita consiste en la construcción de una nueva planta de generación junto al Embalse Esmeralda de AES Chivor haciendo uso del potencial hídrico de la desviación del río Tunjita. La planta de generación es una central de pasada que contará con una capacidad instalada de 19,8 MW, y aprovechará el túnel que desvía las aguas del río Tunjita al río Garagoa. Durante el año 2010, se desarrolló el diseño de la central, se compraron algunos predios requeridos y se inició el proceso de identificación y precalificación de proponentes.



Responsabilidad social empresarial

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 empresarial

La Responsabilidad Social Corporativa o Responsabilidad Social Empresarial (RSE), como herramienta de gestión empresarial, es mucho más que la ejecución de programas de alcance social. Actualmente, las empresas deben desenvolverse en un entorno dinámico, marcado por la necesaria vinculación de la empresa con sus distintos públicos de interés.

Para AES 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.



Valores corporativos y ética de los negocios

AES 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: Como primer valor corporativo, la seguridad es prioritaria en las empresas AES. 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. Con el fin de mantener vigente esta cultura de la seguridad en la Compañía, periódicamente se realizan diversas actividades en las que participan transversalmente todos los integrantes de la empresa.

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.

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.

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.

Programa de Ética y Cumplimiento

El Departamento de Ética y Cumplimiento de AES Gener es liderado por el Regional Compliance Officer, quien supervisa tres ejes fundamentales del programa: entrenamiento al personal, línea de ayuda y revisión de transacciones comerciales.

AES Gener posee un Código de Conducta basado en los cinco valores corporativos mencionados anteriormente. Este Código es entregado a todos los colaboradores, además de a contratistas y proveedores y se encuentra disponible en la página web de la empresa.

El Departamento de Ética y Cumplimiento, además, ha establecido programas para prevenir y detectar conductas delictivas,

promover una cultura organizacional que fomente un comportamiento ético y un compromiso con el cumplimiento de la ley, así como para monitorear y hacer cumplir las políticas de AES sobre la corrupción, soborno, lavado de dinero y asociación con grupos terroristas.

Fundación Maitenes

La Fundación Maitenes, próximamente Fundación AES Gener, es una institución sin fines de lucro, creada por AES Gener en 1993, con el propósito de hacer un aporte a la educación y contribuir a la formación valórica y desarrollo integral de las personas. Posteriormente, con el objeto de robustecer su rol como articuladora e implementadora de los programas sociales de la empresa, se modificaron sus estatutos, permitiendo que ampliara su quehacer hacia el diseño y ejecución de programas sociales, educativos y de capacitación laboral, fomento al empleo, apoyo al deporte y a la difusión de la cultura y las artes. Para la Compañía, la Fundación es un actor clave en la labor de vinculación comunitaria que se ha propuesto desarrollar como parte de la gestión públicos de interés como son la comunidad y sus propios trabajadores.

La Fundación cuenta con un Consejo General integrado por ejecutivos y profesionales de AES Gener, quienes velan por el cumplimiento de los objetivos de la Fundación, así como por la correcta administración de los recursos que la empresa le entrega para el cumplimiento de su propósito institucional. La administración de la Fundación de AES Gener está en manos de un Director General, quien debe dirigir, supervisar y liderar la ejecución de los programas y actividades que se definen anualmente.

En los últimos 15 años se han desarrollado los más diversos programas, muchos de los cuales se realizan en el Centro de Educación Los Maitenes, ubicado en el cajón de El Colorado en la comuna de San José de Maipo, así como en las otras zonas de Chile donde la Compañía tiene sus operaciones.



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, AES 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, AES 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 2010, 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.

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

AES 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 internacionales (OSHA). En este marco, la Compañía está en un proceso de certificación OHSAS 18001:2007 en todas sus unidades de negocio.

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 42 nuevos estándares. Con el objetivo de resguardar sus estándares de seguridad, la Compañía lleva a cabo un completo plan de auditorías en sus distintos negocios (generación, transmisión y construcción) 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 los riesgos en cada negocio de la empresa.

Durante el año 2010, se trabajó fuertemente en mejorar los estándares de seguridad de las empresas contratistas, prestándoles apoyo técnico para mejorar sus estándares y así lograr una mayor eficiencia en sus trabajos. Todas las empresas contratistas que trabajan en AES 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 AES Gener en Chile, en 2010 se registraron un total de seis accidentes con tiempo perdido, cifra que se compara con siete accidentes ocurridos en 2009.

Cabe destacar que en 2010 la dotación de trabajadores de la Compañía aumentó, alcanzando un total de horas hombre trabajadas de 2.145.404, lo que representa un aumento respecto de las 1.859.733 horas de 2009. Con esto, la accidentabilidad* del año 2010 fue de un 0,61%, lo que representa una reducción con respecto al año 2009 que fue de un 1,23%. Cabe señalar, que estos valores están muy por debajo del promedio nacional de accidentabilidad.

En cuanto a accidentes con tiempo perdido de contratistas, en 2010 hubo seis accidentes, manteniendo la tendencia del 2009 que registró la misma cantidad. Para el 2010, la base de trabajadores llegó a 1.634.901 horas hombres trabajadas con un promedio de 961 trabajadores, en comparación con las 1.755.934 horas hombre con un promedio de 857 trabajadores en 2009. Con esto, la accidentabilidad del año 2010 fue de 0,66%, lo que representa una baja significativa con respecto al año 2009 que fue de un 0,70%. Estos valores también son considerablemente más bajos que el promedio nacional de accidentabilidad.

En relación a los proyectos, éstos también están siendo construidos con elevados estándares de seguridad. Durante el año 2010 se registraron 77 accidentes de personal contratista en un total de 7.961.071 horas trabajadas con un promedio de 3.516 trabajadores. En el año 2009 se registraron 123 accidentes con un total de 10.100.043 horas trabajadas con un promedio de 2.780 trabajadores. Con esto, la accidentabilidad del año 2010 fue de un 1,71%, lo que representa una disminución con respecto al año 2009 que fue de un 4,42%. Estos valores también son significativamente menores que el promedio nacional de accidentabilidad en la construcción.

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

Desarrollo de RRHH, beneficios y calidad de vida laboral

Apuntando a la sustentabilidad de la Compañía y en beneficio de sus trabajadores, AES 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, 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 al 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.

Durante el año 2010, la inversión del Grupo Gener en Chile en planes de capacitación ascendió a \$715.613.943, equivalentes a 141 cursos y 213 actividades efectuadas, con un total de 39.861 horas contratadas;

lo que significó la capacitación de 946 trabajadores en el período. Debido a la mayor relevancia que se dio en el ámbito de la capacitación y preparación de los trabajadores, significó un aumento de la inversión en capacitación del 270% con respecto al año anterior. Parte relevante de este aumento se debe a la capacitación en la metodología AES Performance Excellence (APEX) que impulsó AES Corp., con el objeto de entregar herramientas de mejoramiento continuo, análisis, evaluación y metodología para enfrentar los problemas y tareas con un lenguaje común para todo el personal de las empresas. Se suma a lo anterior, la capacitación en ABS, metodología enfocada a mejorar la excelencia operacional, impulsada por la alta gerencia para el personal de producción.

Por otra parte, se continuó dando importancia a los sistemas de gestión del desempeño como herramienta clave para potenciar o mejorar el desempeño de las personas. Este proceso abarca el 100% del personal de AES Gener y filiales con contrato indefinido, complementado con un sistema de evaluación en 360° para los cargos ejecutivos. El proceso de gestión de desempeño en AES Gener consta de tres etapas: en la primera de ellas se establecen objetivos claros y medibles a desarrollar durante el año, luego se realiza una etapa de feedback a mediados de año, para finalizar con una evaluación de cada uno de los objetivos y competencias contenidas en el formulario al término del año.



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. Con ese propósito, se consideran las habilidades generales relevantes y los objetivos anuales que se establezcan, 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 AES 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. Adicionalmente, la cartilla de beneficios incluye 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 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. Este monto alcanzó a los \$190.000.000 en 2010.

En el ámbito recreacional y deportivo, se cuenta con instalaciones habilitadas para los trabajadores y sus familias en Valle Alegre, Maitenes y Renca. Asimismo para los hijos de los trabajadores se realizan actividades en sus vacaciones de invierno y verano. En dichas actividades, durante 2010, participaron 160 hijos de trabajadores.

El Programa de Calidad de Vida, ha tenido un impacto muy positivo entre los trabajadores de la Compañía, por lo cual durante el año 2010, se ha extendido a todos los centros de trabajo, agregando además de la gimnasia de pausa, masaje express, trekking y nutrición. Por otra parte, la implementación de la Política de Alcohol y Drogas, se aplicó en todos los centros de trabajo, con la realización de chequeos aleatorios, ejecutándose controles a un 33% de los trabajadores.

Durante el año, la dotación de trabajadores de la Compañía registró un incremento de 3,9% en comparación al periodo anterior, debido principalmente a la formación de los equipos de trabajo en mantenimiento y operación de Eléctrica Angamos, y a la incorporación de personal en Eléctrica Santiago para llevar la operación y mantenimiento bajo control directo de la empresa. Lo anterior se compensa con la reducción en personal por el término del proyecto Nueva Ventanas.

Personal AES Gener y Filiales, al 31 de diciembre 2010

Trabajadores de AES Gener	
Ejecutivos	37
Profesionales	253
Técnicos y administrativos	328
Subtotal	618
Trabajadores de Filiales	
Chivor	85
TermoAndes	61
Norgener	106
Eléctrica Santiago	54
Energía Verde	90
Eléctrica Ventanas	0
Eléctrica Angamos	100
Eléctrica Campiche	10
Subtotal	506
Total AES Gener y Filiales	1.124

Responsabilidad con clientes

AES 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, AES 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, AES 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, AES 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 AES 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 social 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.



Con el fin de avanzar hacia la incorporación de las mejores prácticas que den garantías de un acceso igualitario a la información para todos los posibles proveedores y de la aplicación de criterios objetivos en la selección, durante 2010 se trabajó en robustecer las compras mediante el sistema de compras electrónicas E-Procurement, desarrollado por AES para la gestión de compras.

En esta misma perspectiva de garantizar transparencia y acceso a la información, se siguió fortaleciendo el desarrollo del registro de Proveedores REPRO, administrado por Achilles Chile, empresa especializada en la gestión de proveedores. Este registro permite que las empresas proveedoras, visualicen y actualicen directamente sus antecedentes y los productos y servicios que ofrecen vía Internet, lo que posteriormente es validado por Achilles. Este sistema otorga mayor visibilidad a los proveedores y contratistas frente a sus clientes, a la vez que genera economías de escala, ya que al ser un sistema abierto a los mandantes del sector energético, las empresas inscritas quedan disponibles para cualquier mandante que participe en REPRO. Este sistema opera con los más altos estándares de seguridad y control de la industria, permitiendo la adecuada trazabilidad de las operaciones, lo que a su vez contribuye a que la gestión de compras sea más segura y confiable.

Responsabilidad con la comunidad

Política de vinculación y Rrelacionamiento con comunidades locales

Con la dictación a fines de 2009 de la Política de Vinculación y Relacionamiento con las Comunidades Locales (PVRCL), AES Gener dio los lineamientos conceptuales y un enfoque para su relación con las comunidades en las que se emplazan las plantas. 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, capitalizando lo que AES Gener ha venido haciendo en materia de comunidad, tanto en el ámbito del medioambiente como en el social.

Durante 2010, se realizó una primera fase formativa en este ámbito para trabajadores de la empresa. Con ese propósito se dictaron cuatro talleres de relacionamiento comunitario, en Olmué, Tocopilla, Mejillones y Ventanas en los que participaron trabajadores de AES Gener y sus filiales. De esta manera se avanzó en el necesario cambio cultural en el que se debe fundar una estrategia de relacionamiento comunitario orientada a gestionar la relación con este grupo de interés clave como es la comunidad.

Medio ambiente

Para AES Gener, el cuidado ambiental constituye un aspecto prioritario en la operación de sus centrales, muestra de ello es que desde 2008 AES Gener cuenta con un Sistema de Gestión Ambiental implantado en todas las operaciones de la Compañía.

AES Gener considera la protección del medio ambiente como una dimensión de su desempeño, y ubica la gestión ambiental como una de las responsabilidades de su línea gerencial. En este contexto es que se enmarca la creación, durante 2010, de la Gerencia de Medio Ambiente dependiente de la Gerencia de Ingeniería y Construcción. Esta gerencia presta un apoyo transversal a todas las operaciones del grupo de empresas AES Gener, así como al desarrollo de sus proyectos. Como parte de su misión, la Gerencia de Medio Ambiente debe velar por el cumplimiento de la Política de Medio

Ambiente de AES Corp. que exige el cumplimiento de 11 estándares ambientales a todas las empresas AES. Estos estándares se apoyan en cuatro lineamientos básicos establecidos en la Política de Medio Ambiente de AES Corp.:

- Cumplir o exceder los requerimientos de las normas o reglamentos ambientales establecidos por los gobiernos locales, así como las reglas ambientales impuestas por las entidades que participan en el financiamiento de proyectos de la Compañía;
- Cumplir o exceder los requerimientos impuestos por los estándares ambientales de AES Corp;
- Tomar decisiones sobre los gastos adicionales en base a una evaluación del medio ambiente local, regional y global, donde el término "medio ambiente" es definido de manera amplia como "las condiciones que rodean a la gente, incluyendo factores ecológicos, económicos, sociales y otros que determinen calidad o estándar de vida";
- Esforzarse por mejorar continuamente el desempeño ambiental de cada negocio.

Para asegurar el cumplimiento de estos estándares 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 AES Gener. Dichos programas de auditorías se enmarcan en los esfuerzos para 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 AES Gener, y ha contribuido también a la gestión global de producción.

Uno de los hitos importantes del 2010 fue la finalización de la construcción del primer desulfurizador del país que utiliza agua de mar en la Central Ventanas. El proyecto desarrollado con la empresa ALSTOM, permite la disminución de un 75% de las emisiones de azufre de la Unidad N° 2, y hace efectivas las compensaciones de abatimiento de emisiones para las centrales Nueva Ventanas y Campiche, logrando una disminución global de las emisiones conta-

minantes del complejo generador y mejoras en la calidad del aire de la zona de Puchuncaví, Ventanas.

Apoyo a zonas afectadas por el terremoto

El sábado 27 de febrero, el mismo día del terremoto, se creó un Comité de Coordinación de Emergencia de las empresas AES Gener, conformado por la plana ejecutiva de la Compañía, con respaldo inmediato de la matriz AES Corp. El Comité estableció las líneas de acción prioritarias para responder de manera rápida y efectiva en los tres ámbitos de mayor relevancia para la empresa y sus filiales: nuestra gente (trabajadores y familiares), operación de nuestras instalaciones, y comunidades afectadas del entorno de nuestras centrales y proyectos.

El aporte a las comunidades afectadas alcanzó un monto de \$270 millones y se destinó a las comunas de Puchuncaví, Renca, San José de Maipo, Constitución, Laja y Concepción. Consistió en apoyo en el trabajo de remoción de escombros, entrega de agua potable, combustible, grupos eléctricos, implementos de abrigo, pañales, carpas, colchonetas, ropa, diez toneladas de alimentos, medicamentos y materiales de construcción. La ayuda, canalizada por medio de la Fundación Maitenes, consideró también recursos para la reconstrucción del hogar de menores Santa Clara, de Talca y para las escuelas Julieta Becerra y El Canelo, de San José de Maipo.

Se aportó el trabajo de cinco cuadrillas de emergencia de EDELAP (filial de AES en Argentina), que apoyaron las labores de recuperación del servicio eléctrico en la zona afectada.

Adicionalmente a esto, los trabajadores de la empresa destinaron recursos de sus sueldos, que llegaron a \$15.000.000, monto que fue en ayuda de los propios trabajadores de la Compañía cuyas viviendas resultaron afectadas por el sismo.

Programas sociales

Hace 15 años, AES 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 por la Fundación Maitenes de AES Gener. 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. El propósito es que los niños desarrollen conocimiento sobre la generación eléctrica y a partir de ello, valoren la necesidad de hacer más eficiente el uso de la energía eléctrica.

Durante su estadía en la cordillera, los jóvenes trabajan en equipo en distintas actividades deportivas, de conocimiento e integración. La gran mayoría de estos niños proviene de familias de escasos recursos por lo que esta experiencia es inédita para ellos. En muchas temporadas, tienen la experiencia de conocer la nieve y participar en actividades de alta montaña, guiados por un equipo de monitores entrenados especialmente para el trabajo con niño y con experimentados montañistas. En el caso de los niños que vienen de fuera de la Región Metropolitana, se les incorpora además una visita guiada por la ciudad de Santiago, la que la mayoría nunca ha tenido la posibilidad de conocer antes.

En estos 15 años, 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 AES Gener y el Complejo Educativo 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, 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).





Estados financieros

Estados financieros consolidados

Análisis razonado de estados financieros consolidados

Estados financieros resumidos de empresas filiales



Informe de los Auditores Independientes

Revisión de Estados financieros

Señores
Accionistas y Directores
AES Gener S.A.:



Hemos efectuado una auditoría a los estados de situación financiera clasificado consolidados de AES Gener S.A. y filiales ("la Compañía") al 31 de diciembre de 2010 y 2009 y a los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas. 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 clasificado consolidados al 31 de diciembre de 2009 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales y de cambios en el patrimonio por el año terminado en esa fecha 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 y la participación en sus resultados representa una utilidad al 31 de diciembre de 2009 de MUS\$28.049. 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.

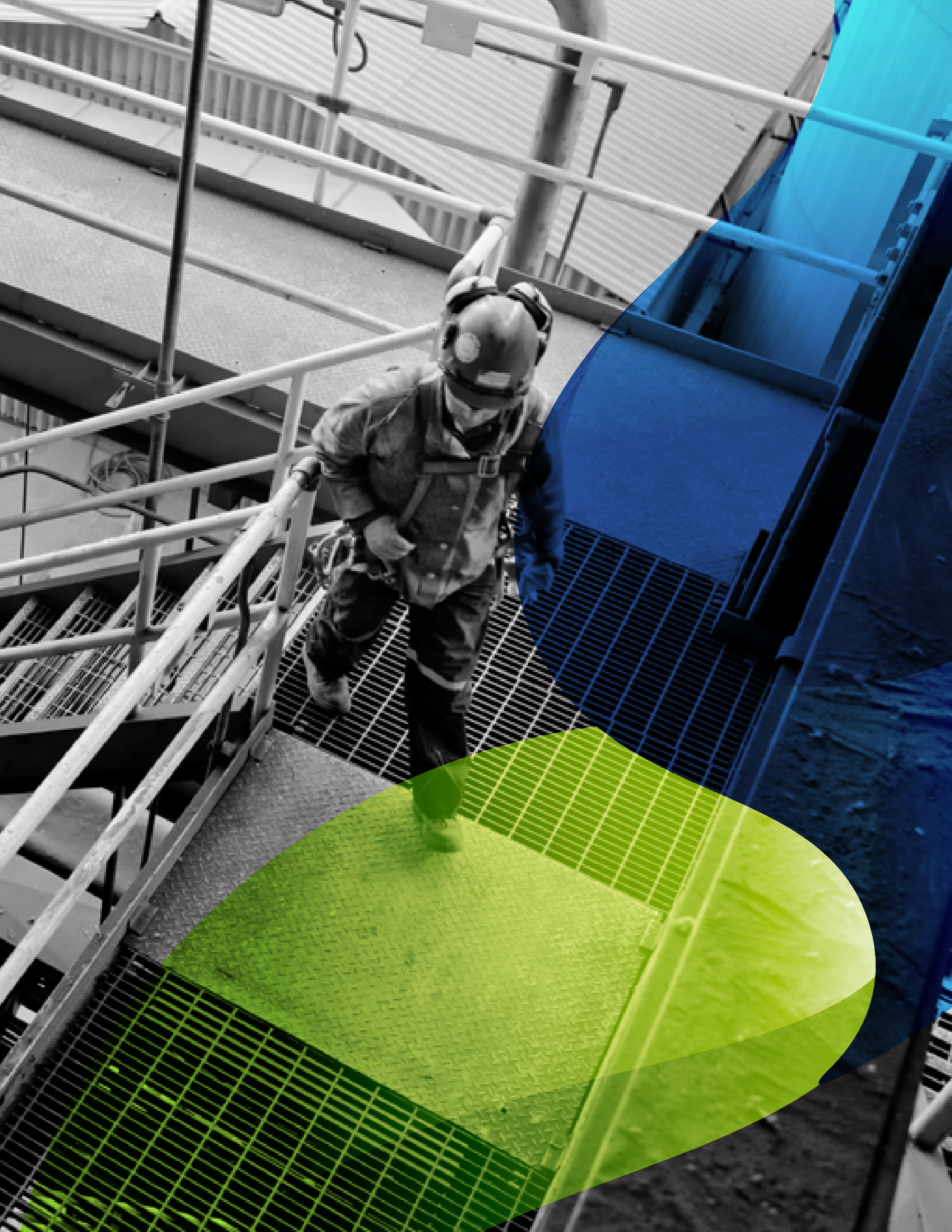
Nuestras auditorías fueron efectuadas de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros están exentos de representaciones incorrectas 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 constituye una base razonable para fundamentar nuestra opinión.

En nuestra opinión, basada en nuestras auditorías y en el informe de los otros auditores por el año terminado al 31 de diciembre de 2009, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de AES Gener S.A. y sus filiales al 31 de diciembre de 2010 y 2009 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Charles A. Bunce

ERNST & YOUNG LTDA.

Santiago, 14 de marzo de 2011



Estado de Situación Financiera

AES Gener S.A. y Filiales
Estados de Situación Financiera Clasificado Consolidados
Al 31 de diciembre de 2010 y 2009
(En miles de dólares estadounidenses)

Activos			
	Nota	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Activos Corrientes			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	294.261	162.647
Otros activos financieros corrientes	7	300.500	329.210
Otros activos no financieros, corrientes	9	11.476	16.439
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	10	422.540	435.178
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	11	12.437	5.426
Inventarios	12	42.078	52.100
Activos por impuestos corrientes	13	2.363	1.166
Total Activos Corrientes		1.085.655	1.002.166
Activos No Corrientes			
Otros activos financieros no corrientes	7	68.631	98.115
Otros activos no financieros no corrientes	9	17.134	28.000
Derechos por cobrar no corrientes	10	8.171	79.293
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	252.051	224.978
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	12.682	10.139
Plusvalía	15	7.309	7.309
Propiedades, planta y equipo	16	4.178.072	3.962.339
Activos por impuestos diferidos	17	27.448	11.734
Total Activos No Corrientes		4.571.498	4.421.907
Total Activos		5.657.153	5.424.073

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

Estado de Situación Financiera

AES Gener S.A. y Filiales
Estados de Situación Financiera Clasificado Consolidados
Al 31 de diciembre de 2010 y 2009
(En miles de dólares estadounidenses)

Pasivos	Nota	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Pasivos Corrientes			
Otros pasivos financieros corrientes	18	97.946	84.565
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	19	314.335	406.845
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	11	26.313	6.474
Otras provisiones, corrientes	20	4.244	6.819
Pasivos por impuestos, corrientes	13	31.621	29.149
Provisiones por beneficios a los empleados, corrientes	21	3.014	2.695
Otros pasivos no financieros, corrientes	22	21.982	20.271
Total Pasivos Corrientes		499.455	556.818
Pasivos No Corrientes			
Otros pasivos financieros no corrientes	18	2.100.472	1.770.600
Otras cuentas por pagar no corrientes	19	50.737	15.422
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	11	2.376	-
Otras provisiones no corrientes	20	31.035	43.082
Pasivos por impuestos diferidos	17	366.885	376.892
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	21	29.719	25.706
Otros pasivos no financieros no corrientes	22	27.524	33.055
Total Pasivos No Corrientes		2.608.748	2.264.757
Total Pasivos		3.108.203	2.821.575
Patrimonio			
Capital emitido		1.907.994	1.907.994
Ganancias (pérdidas) acumuladas	23	511.238	645.781
Primas de emisión		43.634	43.634
Otras participaciones en el patrimonio	23	293.452	165.082
Otras reservas	23	(207.455)	(168.725)
Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora		2.548.863	2.593.766
Participaciones no controladoras		87	8.732
Total Patrimonio Neto		2.548.950	2.602.498
Total Patrimonio y Pasivos		5.657.153	5.424.073

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

Estado de Resultados Integrales

AES Gener S.A. y Filiales
Estados de Resultados Integrales por Función Consolidados
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009
(En miles de dólares estadounidenses, excepto por Ganancias (Pérdidas) por acción presentadas en dólares)

	Nota	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Ganancia (Pérdida)			
Ingresos de actividades ordinarias	24	1.802.049	1.653.420
Costo de ventas	25	(1.368.878)	(1.165.487)
Ganancia Bruta		433.171	487.933
Otros ingresos, por función		5.881	5.631
Gasto de administración	25	(116.067)	(88.288)
Otros gastos, por función	25	(19.125)	(8.484)
Otras ganancias (pérdidas)	26	(88.787)	1.256
Ingresos financieros	27	22.452	21.866
Costos financieros	27	(99.313)	(90.222)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	42.361	28.049
Diferencias de cambio	27	16.451	60.115
Ganancia (Pérdida), Antes de Impuestos		197.024	417.856
Gasto por impuestos a las ganancias	28	(31.169)	(92.262)
Ganancia (Pérdida) Procedente de Operaciones Continuas		165.855	325.594
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-
Ganancia (Pérdida)		165.855	325.594
Ganancia (Pérdida), Atribuible a			
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora		169.772	327.937
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras		(3.917)	(2.343)
Ganancia (Pérdida)		165.855	325.594
Ganancias por Acción			
Ganancia por Acción Básica			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas		0,021	0,041
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones discontinuadas		-	-
Ganancia (Pérdida) por Acción Básica		0,021	0,041
Ganancias por Acción Diluidas			
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas		0,021	0,041
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas		-	-
Ganancias (Pérdida) Diluida por Acción		0,021	0,041

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

Estado de Resultados Integrales

	31-12-2010	31-12-2009
	MUS\$	MUS\$
Ganancia (pérdida)	165.855	325.594
Componentes de Otro Resultado Integral, Antes de Impuestos		
Diferencias de Cambio por Conversión		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos	34.356	38.101
Otro Resultado Integral, Antes de Impuestos, Diferencias de Cambio por Conversión	34.356	38.101
Coberturas del Flujo de Efectivo		
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos	(77.864)	100.217
Otro resultado integral, antes de impuestos, coberturas del flujo de efectivo	(77.864)	100.217
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) procedentes de inversiones en instrumentos de patrimonio	3.478	(207)
Otro resultado integral, antes de impuestos, ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	(1.923)	-
Participación en otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	(3.324)	7.003
Otros Componentes de Otro Resultado Integral, Antes de Impuestos	(45.277)	145.114
Impuesto a las Ganancias Relacionado con Componentes de Otro Resultado Integral		
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	6.547	(19.433)
Suma de Impuestos a las Ganancias Relacionados con Componentes de Otro Resultado Integral	6.547	(19.433)
Otro resultado integral	(38.730)	125.681
Resultado Integral Total	127.125	451.275
Resultado Integral Atribuible a		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	131.042	453.618
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	(3.917)	(2.343)
Resultado Integral Total	127.125	451.275

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

Estado de Cambio en el Patrimonio

	Capital Emitido MUS\$	Primas de Emisión MUS\$	Otras Participaciones en el Patrimonio MUS\$	Reservas por Diferencias de Cambio por Conversión MUS\$
Saldo Inicial Período Actual 01-01-2010	1.907.994	43.634	165.082	[713]
Cambios en Patrimonio				
Resultado Integral				
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-
Otro resultado integral	-	-	-	34.356
Resultado integral	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	128.370	-
Total de Cambios en Patrimonio	-	-	128.370	34.356
Saldo Final Período Actual 31-12-2010	1.907.994	43.634	293.452	33.643

	Capital Emitido MUS\$	Primas de Emisión MUS\$	Otras Participaciones en el Patrimonio MUS\$	Reservas por Diferencias de Cambio por Conversión MUS\$
Saldo Inicial Período Anterior 01-01-2009	1.662.197	43.852	99.489	[38.814]
Cambios en Patrimonio				
Resultado Integral				
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-
Otro resultado integral	-	-	-	38.101
Resultado integral	-	-	-	-
Emisión de patrimonio	245.797	[218]	-	-
Dividendos	-	-	-	-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	65.593	-
Total de Cambios en Patrimonio	245.797	[218]	65.593	38.101
Saldo Final Período Anterior 31-12-2009	1.907.994	43.634	165.082	[713]

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

AES Gener S.A. y Filiales
Estados de Cambio en el Patrimonio Neto Consolidados
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009
(En miles de dólares estadounidenses)

Reservas de Coberturas de Flujo de Caja MUS\$	Reservas de Ganancias y Pérdidas por Planes de Beneficios Definidos MUS\$	Otras Reservas Varias MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Ganancias (Pérdidas) Acumuladas MUS\$	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora MUS\$	Participaciones No Controladoras MUS\$	Patrimonio Total MUS\$
(21.124)	-	(146.888)	(168.725)	645.781	2.593.766	8.732	2.602.498
-	-	-	-	169.772	169.772	(3.917)	165.855
(74.641)	(1.923)	3.478	(38.730)	-	(38.730)	-	(38.730)
-	-	-	-	-	131.042	(3.917)	127.125
-	-	-	-	(233.013)	(233.013)	-	(233.013)
-	-	-	-	(71.302)	57.068	(4.728)	52.340
(74.641)	(1.923)	3.478	(38.730)	(134.543)	(44.903)	(8.645)	(53.548)
(95.765)	(1.923)	(143.410)	(207.455)	511.238	2.548.863	87	2.548.950

Reservas de Coberturas de Flujo de Caja MUS\$	Reservas de Ganancias y Pérdidas por Planes de Beneficios Definidos MUS\$	Otras Reservas Varias MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Ganancias (Pérdidas) Acumuladas MUS\$	Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora MUS\$	Participaciones No Controladoras MUS\$	Patrimonio Total MUS\$
(108.911)	-	(146.681)	(294.406)	518.496	2.029.628	9.425	2.039.053
-	-	-	-	327.937	327.937	(2.343)	325.594
87.787	-	(207)	125.681	-	125.681	-	125.681
-	-	-	-	-	453.618	(2.343)	451.275
-	-	-	-	-	245.579	-	245.579
-	-	-	-	(176.639)	(176.639)	-	(176.639)
-	-	-	-	(24.013)	41.580	1.650	43.230
87.787	-	(207)	125.681	127.285	564.138	(693)	563.445
(21.124)	-	(146.888)	(168.725)	645.781	2.593.766	8.732	2.602.498

Estado de Flujo de Efectivo Indirecto

AES Gener S.A. y Filiales
Estados de Flujo de Efectivo Indirecto Consolidados
Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009
(Expresados en miles de dólares estadounidenses)

	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Flujos de Efectivo Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Operación		
Ganancia (pérdida)	165.855	325.594
Ajustes por conciliación de ganancias (pérdidas)		
Ajustes por gasto por impuestos a las ganancias	31.169	92.262
Ajustes por disminuciones (incrementos) en los inventarios	9.205	(3.689)
Ajustes por disminuciones (incrementos) en cuentas por cobrar de origen comercial	37.546	155.999
Ajustes por disminuciones (incrementos) en otras cuentas por cobrar derivadas de las actividades de operación	8.022	(3.727)
Ajustes por incrementos (disminuciones) en cuentas por pagar de origen comercial	(124.783)	(116.964)
Ajustes por incrementos (disminuciones) en otras cuentas por pagar derivadas de las actividades de operación	88.229	78.265
Ajustes por gastos de depreciación y amortización	168.228	131.249
Ajustes por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	3.370	-
Ajustes por provisiones	(4.862)	6.270
Ajustes por pérdidas (ganancias) de moneda extranjera no realizadas	(16.451)	(60.115)
Ajustes por pérdidas (ganancias) de valor razonable	9.822	6.711
Ajustes por ganancias no distribuidas de asociadas	(42.361)	(28.049)
Otros ajustes por partidas distintas al efectivo	118.933	(52.259)
Ajustes por pérdidas (ganancias) por la disposición de activos no corrientes	(7)	8.502
Otros ajustes para los que los efectos sobre el efectivo son flujos de efectivo de inversión o financiación	14.671	13.439
Total de Ajustes por Conciliación de Ganancias (Pérdidas)	300.731	227.894
Dividendos pagados	(159.874)	(120.011)
Dividendos recibidos	11.219	1.327
Intereses pagados	(101.015)	(88.119)
Intereses recibidos	4.355	5.178
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)	(65.182)	(12.673)
Otras entradas (salidas) de efectivo	31.081	45.033
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Operación	187.170	384.223
Flujos de Efectivo Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Inversión		
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos	(2.005)	(11.500)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo	760	1.176
Compras de propiedades, planta y equipo	(510.886)	(864.719)
Compras de activos intangibles	(3.666)	(1.905)
Intereses recibidos	100	1.017
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)	35	-
Otras entradas (salidas) de efectivo	165.572	(263.847)
Flujos de Efectivo Netos Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Inversión	(350.090)	(1.139.778)
Flujos de Efectivo Procedentes de (Utilizados en) Actividades de Financiación		
Importes procedentes de la emisión de acciones	-	245.579
Importes procedentes de la emisión de otros instrumentos de patrimonio	-	188.312
Importes procedentes de préstamos de largo plazo	335.189	431.356
Total Importes Procedentes de Préstamos	335.189	431.356
Pagos de préstamos	(27.439)	(36.677)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros	(2.443)	(12.388)
Otras entradas (salidas) de efectivo	(15.421)	33.141
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	289.886	849.323
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	126.966	93.768
Efectos de la Variación en la Tasa de Cambio Sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo		
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	4.648	7.338
Incremento (Disminución) Neto de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	131.614	101.106
Efectivo y equivalentes al efectivo principio del período	162.647	61.541
Efectivo y Equivalentes al Efectivo al Final del Período	294.261	162.647

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.cl) (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 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 2010.

Estos estados financieros consolidados fueron aprobados por el Directorio el 14 de marzo de 2011.

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 2010 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 comprenden los estados de situación financiera clasificado consolidados al 31 de diciembre de 2010 y 2009, los estados de resultados integrales por función por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009, los estados de cambios en el patrimonio neto y de flujo de efectivo preparado utilizando el método indirecto por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009, y sus correspondientes notas las cuales han sido preparadas y presentadas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"), considerando regulaciones respectivas de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile ("SVS").

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 4 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 Modificadas	
Nuevas Normativas	Fecha de Aplicación Obligatoria
NIIF 9 Instrumentos financieros: clasificación y medición	01-01-2013
Mejoras y Modificaciones	
NIIF 7 Instrumentos financieros: revelaciones	01-01-2011
	01-07-2011
NIC 1 Presentación de estados financieros	01-01-2011
NIC 24 Partes relacionadas	01-01-2011
NIC 12 Impuestos a las ganancias	01-01-2012

Respecto a la adopción de NIIF 9, la Administración de la Sociedad se encuentra evaluando los efectos iniciales de su aplicación.

La Administración de la Sociedad estima que la adopción de las otras normas, enmiendas e interpretaciones antes descritas, no tendrá un impacto significativo en los estados financieros consolidados 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 2010 y 2009.

Los estados financieros de las filiales son preparados al y por los mismos períodos 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 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. 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 plusvalía (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.

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

R.U.T.	Nombre Sociedad	País de Origen	Moneda Funcional	Porcentaje de Participación			
				Directo	Indirecto	Total	Total
						31-12-2010	31-12-2009
96.673.040-4	Energía Verde S.A.	Chile	US\$	99,9900	0,0000	99,9900	99,9900
96.678.770-8	Norgener S.A.	Chile	US\$	99,9999	0,0000	99,9999	99,9999
96.717.620-6	Sociedad Eléctrica Santiago S.A. (*)	Chile	US\$	99,9999	0,0001	100,0000	90,0000
96.814.370-0	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Chile	US\$	0,0001	99,9999	100,0000	100,0000
Extranjera	Energy Trade and Finance Corporation	Islas Caimán	US\$	99,9999	0,0001	100,0000	100,0000
Extranjera	AES Chivor & CIA S.C.A. E.S.P.	Colombia	COL\$	0,0000	99,9800	99,9800	99,9800
Extranjera	Gener Blue Water (Islas Caimán)	Islas Caimán	US\$	0,0000	100,0000	100,0000	100,0000
76.803.700-0	Inversiones Nueva Ventanas S.A.	Chile	US\$	0,0001	99,9999	100,0000	100,0000
78.759.060-8	Inversiones Termoenergía de Chile Ltda.	Chile	US\$	0,0000	99,9900	99,9900	99,9900
Extranjera	Gener Argentina S.A.	Argentina	US\$	92,0000	8,0000	100,0000	100,0000
Extranjera	Termoandes S.A.	Argentina	US\$	33,0000	67,0000	100,0000	100,0000
Extranjera	Interandes S.A.	Argentina	US\$	13,0000	87,0000	100,0000	100,0000
96.761.150-6	Genergía S.A.	Chile	US\$	0,0000	99,9999	99,9999	99,9999
Extranjera	Genergía Power LTD. (Islas Caimán)	Islas Caimán	US\$	0,0000	100,0000	100,0000	100,0000
76.004.976-K	Empresa Eléctrica Angamos S.A.	Chile	US\$	0,0001	99,9999	100,0000	100,0000
76.008.306-2	Empresa Eléctrica Campiche S.A.	Chile	US\$	0,0001	99,9999	100,0000	100,0000
Extranjera	Energen S.A.	Argentina	US\$	94,0000	6,0000	100,0000	100,0000
Extranjera	AES Chivor S.A.	Colombia	COL\$	0,0000	99,9800	99,9800	99,9800
76.085.254-6	Empresa Eléctrica Cochrane S.A.	Chile	US\$	0,1000	99,9000	100,0000	100,0000

(*) Con fecha 15 de septiembre de 2010, C.G.E. Generación S.A. vendió su participación en Sociedad Eléctrica Santiago S.A. a AES Gener S.A. y Norgener S.A.

Para los efectos de los presentes estados financieros consolidados 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 o compra de intereses minoritarios conlleva una transacción patrimonial sin reconocer ganancias y/o pérdidas en el estado de resultados. Cualquier diferencia entre el precio pagado y la correspondiente proporción del importe en libros de los activos netos de la filial se reconoce como aporte o distribución patrimonial.

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 (plusvalía) 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°5.

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 de Grupo 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 difieren 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:

	31-12-2010	31-12-2009
Pesos Chilenos (\$)	468,01	507,10
Pesos Argentinos (Ar\$)	3,976	3,800
Pesos Colombianos (Col\$)	1.907,70	2.044,23
Unidad de Fomento (UF)	0,0218	0,0242

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.

(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. En la medida que 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 (plusvalía) 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 período.

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 período 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 económicas estimadas.

Las vidas útiles estimadas correspondientes a las principales clases de activos más relevantes se exponen en Nota 16.

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 (plusvalía)

El menor valor o plusvalía 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. La plusvalía relacionada con adquisiciones de filiales se incluye en activos intangibles. La plusvalía relacionada 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. La plusvalía reconocida 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 de la plusvalía relacionada con la entidad vendida.

La plusvalía 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 dicha plusvalía.

(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 afectos 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 mayor 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 de la plusvalía, 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 la 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).

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 los instrumentos derivados utilizados a efectos de cobertura se muestra en la Nota 8. 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 / no 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 períodos 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.

El Grupo no ha utilizado coberturas de inversiones netas en operaciones en el extranjero en los períodos 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 razonable 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 período.

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 período 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 imposables 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 período. Este impuesto es complementario del impuesto a las ganancias. La obligación fiscal en cada período 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.

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 se realiza 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% del valor actual de la obligación por beneficios definidos, se cargan o abonan en el estado de resultados.

Las pérdidas y ganancias actuariales inferiores al 10% del valor actual de la obligación por beneficios definidos, se cargan o abonan en el patrimonio neto reconocido 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 32).

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.

Antes de su eliminación bajo mecanismo regulatorio, hasta el 31 de diciembre de 2009, 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 N° 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.

(b) Ingresos por intereses

Los ingresos por intereses se reconocen en forma devengada 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 período. Los ítemes de propiedades, planta y equipo adquiridos 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

GESTIÓN DEL RIESGO FINANCIERO

3.1 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.

3.2 Factores de Riesgo

3.2.1 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.

3.2.1.1 Riesgo de tipo de cambio

La moneda funcional de la Compañía es el dólar estadounidense dado que los ingresos, costos e inversiones en equipos son principalmente determinados en base del dólar estadounidense. Asimismo, la Compañía está autorizada para declarar y pagar sus impuestos en dólares estadounidenses. 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, las cuentas por cobrar por venta de electricidad y créditos impositivos mayoritariamente relacionados con créditos

de IVA. Al 31 de diciembre de 2010, Gener mantenía varios contratos a futuro de moneda con bancos con el propósito de disminuir su exposición al peso chileno. Al cierre de diciembre de 2010, el impacto de una variación de 10% en la tasa de cambio del peso chileno con respecto al dólar estadounidense podría generar un impacto de aproximadamente US\$15 millones en los resultados de Gener. Durante 2010, aproximadamente 83% de los ingresos ordinarios y el 93% de los costos de la Compañía están denominados en dólares estadounidenses.

En relación a las filiales extranjeras de la Compañía, 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 la filial están principalmente ligados al peso colombiano. Al 31 de diciembre de 2010, las ventas en pesos colombianos representaron 13% de los ingresos consolidados. Adicionalmente, los dividendos de Chivor están determinados en pesos colombianos, aunque se utilizan mecanismos de cobertura financiera para fijar los montos en dólares estadounidenses. Por otra parte, los precios spot en el mercado argentino se fijan en pesos argentinos. El ingreso por estas ventas representó 4% de los ingresos consolidados al cierre de diciembre de 2010.

Adicionalmente, las inversiones en plantas nuevas y equipos de mantención son principalmente fijadas en dólares estadounidenses. Las inversiones de corto plazo asociadas al manejo de caja son efectuadas mayoritariamente en dólares estadounidenses. Al 31 de diciembre de 2010, 88% de las inversiones están denominadas en dólares estadounidenses, 11% en pesos chilenos, 1% en pesos colombianos.

Con respecto a la deuda denominada en moneda distinta al dólar estadounidense, 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 2010, el 97% de la deuda de Gener y sus filiales está denominada en dólares estadounidenses, incluyendo los bonos mencionados previamente. La siguiente tabla muestra la composición de la deuda por moneda en base al capital adeudado, al 31 de diciembre de 2010 y 2009:

Moneda	Diciembre 2010	Diciembre 2009
	%	%
US\$	97	96
UF	2	3
\$	-	-
Col\$	1	1

3.2.1.2 Riesgo de tasa de interés

Las variaciones de tasa de interés afectan el valor de los activos y pasivos. 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 2010 y 2009:

Tasa	Diciembre 2010	Diciembre 2009
	%	%
Tasa Fija	87	92
Tasa Variable	13	8

3.2.1.3 Riesgo de precio de combustible

Los combustibles utilizados por la Compañía, principalmente carbón, diesel y gas natural licuado (GNL), son "commodities" con precios internacionales fijados por factores de mercado ajenos a la Compañía. En el caso de diesel y GNL, se compran sobre la base del precio internacional del petróleo, a través de acuerdos bilaterales con proveedores locales. 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 venta.

Con respecto a las compras de carbón, AES Gener contaba con contratos de suministro a precio fijo para la mayoría del carbón requerido para el año 2010. Actualmente, la mayoría de los contratos de venta de energía eléctrica de AES Gener incluyen mecanismos de indexación que ajustan el precio en base a aumentos o disminuciones en el precio de carbón, según los índices y calendarios de ajuste particulares de cada contrato. Adicionalmente, la Compañía ha estructurado una estrategia de compra de carbón, manteniendo una parte a precio fijo y otra a precio variable, de manera de alinear sus costos de generación con los ingresos asociados a ventas de energía contratada. AES Gener también considera la ejecución de mecanismos de cobertura financiera para el precio de carbón.

Actualmente, las compras de diesel no tienen una cobertura asociada, y se estima que una variación de 10% en los costos de este combustible durante el año 2010, habría significado una variación positiva o negativa de aproximadamente US\$11 millones de dólares estadounidenses en el margen bruto de la Compañía. Cabe señalar que la central Nueva Renca de la filial Eléctrica Santiago puede utilizar alternativamente diesel o GNL y adquiere volúmenes definidos de suministro de GNL bajo contratos de corto plazo cuando su precio es más competitivo que el diesel.

Derivado Implícito TermoAndes:

La filial argentina TermoAndes S.A. mantiene un contrato de suministro de gas natural con distintas contrapartes. El acuerdo contiene una variable relacionada a la indexación al precio por el suministro de gas natural, que se considera no estrechamente relacionada al contrato principal, por lo cual ha sido separada y, el derivado implícito se ha contabilizado a valor de mercado.

3.2.1.4 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 en Chile 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 Colombia, Chivor realiza evaluaciones de riesgo de sus contrapartes basado en una evaluación crediticia interna, que en ciertos casos podría incluir garantías.

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 "A" en escala de Standard & Poors y "A2" en escala Moody's. 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 8. La Compañía no mantiene garantías por dichos activos financieros.

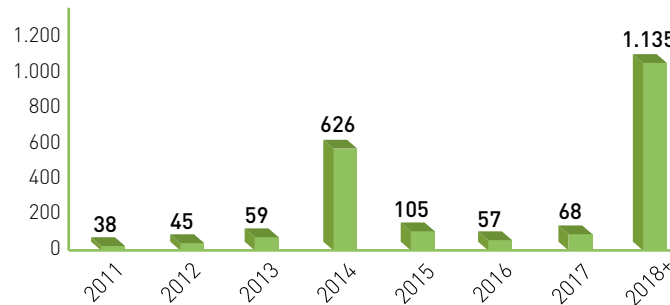
3.2.1.5 Riesgo de liquidez

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 2010, Gener contaba con un saldo en caja de US\$593 millones, que incluye efectivo y equivalentes al efectivo de US\$294 millones y depósitos a plazo y fondos mutuos de liquidez inmediata en dólares estadounidenses por un total de US\$299 millones, registrados en otros activos financieros corrientes. En tanto, al cierre de diciembre de 2009, el saldo en caja fue de US\$481 millones, incluyendo efectivo y equivalentes al efectivo de US\$163 millones y depósitos a plazo y fondos mutuos de liquidez inmediata de US\$318 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, fondos mutuos correspondientes a inversiones en dólares estadounidenses de bajo riesgo y con disponibilidad inmediata, derechos con pactos con retroventa y derechos fiduciarios.

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2010, Gener cuenta con líneas de crédito comprometidas y no utilizadas por aproximadamente US\$223 millones, además de líneas de crédito no comprometidas y no utilizadas por aproximadamente US\$275 millones.

En relación al pago de deuda, Gener no tiene vencimientos importantes hasta el año 2014. El gráfico a continuación, muestra el calendario de vencimientos, basado en el capital adeudado, en millones de dólares estadounidenses:



3.3 Medición del riesgo

La Compañía sostiene métodos para medir la efectividad y eficacia de las estrategias de riesgo, tanto en forma prospectiva y retrospectiva.

Para dicho análisis se emplean y documentan diversas metodologías de mercado sobre cuantificación de riesgo, tales como métodos de análisis de regresión, tolerancias de riesgo y máximas exposiciones, de forma de ajustar las estrategias de riesgo y mitigación y evaluar sus impactos.

NOTA 4 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:

- 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 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.
- La valoración de activos y menor valor de inversiones (plusvalía) para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de los mismos.

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 5 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. Se eliminan las transacciones y resultados no realizados entre segmentos.

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, los cuales son:

- Sistema Interconectado Central ("SIC")
- Sistema Interconectado Norte Grande ("SING" y "SADI" - Sistema Argentino de Interconexión)
- Sistema Interconectado Nacional ("SIN"), referente a las operaciones en Colombia.

Los segmentos mencionados se refieren a áreas geográficas.

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

Las clasificaciones de grupo de clientes, de acuerdo a los segmentos mencionados, son las siguientes:

Ventas Energía por Mercado (GWh)	Diciembre 2010	Diciembre 2009
SIC	8.491	7.464
Regulados	7.502	5.776
Distribuidoras sin contrato	-	1.179
CDEC (Spot)	745	175
No Regulados	244	334
SING	3.003	3.135
Regulados	-	-
CDEC (Spot)	970	1.120
No Regulados	2.033	2.015
SIN Colombia	5.542	6.167
Bolsa de energía y otros	2.743	2.876
Distribuidoras	2.799	3.291
SADI	2.396	2.268
Clientes	242	46
Spot	2.154	2.222
Total Ventas	19.432	19.034

Activos por Segmentos al 31 de diciembre de 2010 y 2009

Activos por Segmentos	31-12-2010					31-12-2009				
	Mercado SIC MUS\$	Mercado SING MUS\$	Mercado SIN MUS\$	Eliminaciones Interco. MUS\$	Total MUS\$	Mercado SIC MUS\$	Mercado SING MUS\$	Mercado SIN MUS\$	Eliminaciones Interco. MUS\$	Total MUS\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar ⁽¹⁾	491.469	108.679	79.188	(236.188)	443.108	526.473	151.229	53.306	(211.111)	519.897
Propiedades, planta y equipo, neto ^(*)	1.719.154	1.774.318	686.663	(2.063)	4.178.072	1.724.115	1.582.737	657.632	(2.145)	3.962.339
Inv. en empresa eléctrica Guacolda S.A.	252.051	-	-	-	252.051	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".

(*) Ver Nota 16 Propiedades, planta y equipos.

Ingresos, costos y resultados por Segmentos por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009

Información de Resultados por Segmentos	31-12-2010					31-12-2009				
	Mercado SIC MUS\$	Mercado SING MUS\$	Mercado SIN MUS\$	Eliminaciones Interco. MUS\$	Total MUS\$	Mercado SIC MUS\$	Mercado SING MUS\$	Mercado SIN MUS\$	Eliminaciones Interco. MUS\$	Total MUS\$
Ingresos ordinarios, total	1.071.344	409.694	392.460	(71.449)	1.802.049	960.066	417.767	347.029	(71.442)	1.653.420
Costo de ventas	987.490	265.491	187.346	(71.449)	1.368.878	790.172	241.792	204.965	(71.442)	1.165.487
Margen bruto	83.854	144.203	205.114	-	433.171	169.894	175.975	142.064	-	487.933
EBITDA	82.608	187.788	203.202	-	473.598	168.757	214.395	145.221	-	528.373
Resultado en Inversión Guacolda	42.361	-	-	-	42.361	28.049	-	-	-	28.049
Inversiones de Capital	84.951	266.097	3.100	-	354.148	269.168	576.846	4.756	-	850.770

NOTA 6 EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

Clases de Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldos	
	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Efectivo en caja	48	92
Saldos en bancos	46.924	26.565
Depósitos a corto plazo	170.374	102.516
Otro efectivo y equivalentes al efectivo	76.915	33.474
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	294.261	162.647

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.

"Otro efectivo y equivalentes al efectivo" incluyen los fondos mutuos correspondientes a inversiones en dólares estadounidenses de bajo riesgo y que permiten disponibilidad inmediata sin restricciones, registrados a valor razonable (de mercado) a la fecha de cierre de los estados financieros y 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.

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 2010 y 2009, es el siguiente:

Información del Efectivo y Equivalentes al Efectivo por Moneda	Moneda	Saldos	
		31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Monto del efectivo y equivalente al efectivo	\$	78.231	40.672
Monto del efectivo y equivalente al efectivo	Ar\$	7.422	3.530
Monto del efectivo y equivalente al efectivo	Col\$	4.312	2.325
Monto del efectivo y equivalente al efectivo	US\$	204.296	116.120
Total de Efectivo y Equivalente al Efectivo		294.261	162.647

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, incluido en Efectivo y equivalente de efectivo se mantiene saldos de efectivo que cuentan con restricciones menores, para efectos operacionales, según el siguiente detalle:

Compañía	Instrumento	Saldos	
		31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Empresa Eléctrica Angamos S.A.	Otro efectivo con restricciones menores	12.585	741
Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Otro efectivo con restricciones menores	28.342	355
	Total	40.927	1.096

El monto relacionado con Angamos está restringido por el requerimiento en el contrato de financiamiento con los bancos ABN AMRO y BNP Paribas.

Los depósitos de reserva obligatorios relacionados con actividades operacionales de Ventanas son requeridos por el contrato de financiamiento con bancos Calyon y BNP Paribas.

NOTA 7 OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, el detalle de los otros activos financieros es el siguiente:

Otros Activos Financieros	Saldos			
	Corriente		No corriente	
	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Inversión en fondos mutuos	-	117.300	-	-
Depósitos a plazo	298.629	200.613	-	-
Derivado implícito con cambios en resultados	488	9.979	-	-
Contrato forward	155	406	24	135
Inversión en Gasoducto Gasandes S.A.	-	-	9.877	9.877
Inversión en Gasoducto Gasandes (Argentina)	-	-	2.200	2.200
Cuenta por cobrar a Gasoducto Gasandes S.A.	-	-	2.215	2.215
CDEC SIC Ltda.	-	-	137	137
CDEC SING Ltda.	-	-	557	557
Activos de cobertura	209	-	53.075	82.191
Efectivo restringido	-	-	546	803
Otros	1.019	912	-	-
Total	300.500	329.210	68.631	98.115

Las inversiones en fondos mutuos, que se presentan al 31 de diciembre de 2009, corresponden a inversiones en dólares estadounidenses, registradas a valor razonable (de mercado), las cuales fueron clasificadas en este rubro considerando el tipo de instrumento y los riesgos asociados a estas inversiones.

Las inversiones en depósitos a plazo fueron clasificadas en este rubro, dado que tienen un vencimiento mayor a tres meses. Sus valores se aproximan a sus valores razonables, dada la naturaleza de corto plazo para sus vencimientos.

El derivado implícito, contratos forward y activos de cobertura se encuentran registrados a su valor justo (mayor detalle ver Nota 8 e) Valorización de instrumentos derivados).

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 (mayor detalle ver Nota 8 a) Activos financieros por categoría). (Ver Nota 26: Otras ganancias (pérdidas).

NOTA 8 INSTRUMENTOS FINANCIEROS

8.a) Activos financieros por categoría

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

	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\$
31 de diciembre de 2010						
Efectivo y equivalentes al efectivo	294.261	-	-	-	-	294.261
Otros activos financieros corrientes	-	-	643	209	299.648	300.500
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	-	317.277	-	-	-	317.277
Otros activos financieros no corrientes	-	546	24	53.075	14.986	68.631
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	12.437	-	-	-	25.109
Total	294.261	330.260	667	53.284	314.634	993.106

	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\$
31 de diciembre de 2009						
Efectivo y equivalentes al efectivo	162.647	-	-	-	-	162.647
Otros activos financieros corrientes	-	-	10.385	-	318.825	329.210
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	-	332.761	-	-	-	332.761
Otros activos financieros no corrientes	-	803	135	82.191	14.986	98.115
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	-	5.426	-	-	-	5.426
Total	162.647	338.990	10.520	82.191	333.811	928.159

Estimación del valor razonable de activos financieros:

El valor razonable de los activos financieros tales como efectivo y efectivo equivalente y porción corriente de las cuentas por cobrar a entidades relacionadas se aproximan a sus valores razonables, debido a la naturaleza de corto plazo para sus vencimientos.

Los instrumentos registrados en otros activos financieros corrientes y no corrientes clasificados como activos financieros a valor razonable con cambio en resultado y derivados de cobertura (que incluyen derivados implícitos, derivados de cobertura y no designados como de cobertura) se presentan a su valor razonable en el Estado de Situación Financiera. En Nota 8.e) se explica la metodología utilizada para el cálculo de sus valores razonables.

Los instrumentos financieros clasificados como activos financieros disponibles para la venta, registrados en el rubro Otros activos financieros corrientes y no corrientes, corresponden a fondos de inversión, los cuales se registran a valor razonable (valor cuota de los fondos) y depósitos a plazo, que dada su naturaleza de corto plazo para sus vencimientos, sus valores se aproximan al valor razonable. Adicionalmente, se presentan las inversiones en el CDEC y Gasoducto Gasandes, las cuales se presentan a valor costo debido a que no se posee información suficiente para determinar su valor de mercado (ver Nota 7 "Otros Activos Financieros").

El valor razonable de los deudores comerciales y cuentas por cobrar porción corriente se aproxima a sus valores razonables, debido a la naturaleza de corto plazo para sus vencimientos. El saldo de deudores comerciales y cuentas por cobrar no corriente, al 31 de diciembre de 2009, se presenta a valor descontado, utilizando una tasa del 3% (tasa libre de riesgo más spread de mercado).

8.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 del grupo Gener relacionadas a las operaciones comerciales y principales bancos locales se concentra principalmente en clientes con una clasificación de riesgo AA_ o superior de acuerdo a las principales clasificadoras de riesgo chilenas, tales como Feller-Rate y Fitch Chile, las cuales determinan 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 de tasas de interés, las contrapartes internacionales se concentran principalmente en las clasificaciones de riesgo A o superior de acuerdo a la clasificadora de riesgo Standard & Poors, 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 estadounidenses, 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).

8.c) Pasivos Financieros por Categoría

	Pasivos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Resultados MUS\$	Derivados de Cobertura MUS\$	Otros Pasivos Financieros MUS\$	Total MUS\$
31 de diciembre de 2010				
Otros pasivos financieros corrientes	2.435	38.325	57.186	97.946
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	227.806	227.806
Otros pasivos financieros no corrientes	-	38.096	2.062.376	2.100.472
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	5.072	-	23.617	28.689
Total	7.507	76.421	2.370.985	2.454.913
31 de diciembre de 2009				
Otros pasivos financieros corrientes	256	25.425	58.884	84.565
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	-	-	338.807	338.807
Otros pasivos financieros no corrientes	377	40.235	1.729.988	1.770.600
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	-	-	6.474	6.474
Total	633	65.660	2.134.153	2.200.446

Estimación del valor razonable de los pasivos financieros:

El valor razonable de la porción corriente de las cuentas por pagar a entidades relacionadas y acreedores comerciales se aproxima a sus valores razonables, debido a la naturaleza de corto plazo para sus vencimientos.

Los instrumentos registrados en otros pasivos financieros corrientes y no corrientes, clasificados como pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultado (derivados no designados como de cobertura y derivados implícitos) y derivados de cobertura se presentan a su valor razonable en el Estado de Situación Financiera. En Nota 8.e) se explica la metodología utilizada para el cálculo de sus valores razonables.

Los instrumentos financieros registrados en otros pasivos financieros corrientes y no corrientes, que corresponden a préstamos que devengan intereses, presentan diferencias entre su valor libro y valor razonable debido principalmente a las fluctuaciones de tipo de cambio (dólar estadounidense 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:

	Saldos			
	31-12-2010		31-12-2009	
	Valor Libro MUS\$	Valor Justo MUS\$	Valor Libro MUS\$	Valor Justo MUS\$
Préstamos que Devengan Intereses				
Préstamos que devengan intereses	2.119.562	2.330.597	1.788.872	2.000.418

8.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 2010 y 2009 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 BNP Paribas, 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 BNP Paribas 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 tomado en el año 2008.

Detalle de Instrumentos Derivados	Banco Contraparte	Clasificación	Tasa de Interés	31-12-2010				31-12-2009			
				Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
				Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
Swap tasa de interés	Varios	Cobertura de flujo de caja	2,80% - 5,77%	-	48.771	31.191	38.096	-	81.989	25.425	28.396
Total				-	48.771	31.191	38.096	-	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 con Credit Suisse International para redenominar 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. 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	31-12-2010				31-12-2009				
			Activo		Pasivo		Activo		Pasivo		
			Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	
Cross Currency Swap	Credit Suisse - Deutsche Bank	Cobertura de flujo de caja	209	4.304	-	-	-	202	-	-	11.839
Total			209	4.304	-	-	-	202	-	-	11.839

1.3. Cobertura a través de forward de moneda

En agosto y octubre de 2010, AES Gener S.A. celebró contratos forward de moneda, asociados a deudores comerciales por ventas a clientes regulados, con Banco Scotiabank, Deutsche Bank, JP Morgan y HSBC, por un monto nominal total de MUS\$173.514, con vencimiento el 25 de mayo de 2011. Los valores nominales vigentes al 31 de diciembre de 2010 ascienden a MUS\$140.825.

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

Detalle de Instrumentos Derivados	Banco Contraparte	Clasificación	31-12-2010				31-12-2009				
			Activo		Pasivo		Activo		Pasivo		
			Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	
Forward de moneda (de cobertura)	Varios	Activo financiero a valor razonable con cambios de patrimonio	-	-	7.134	-	-	-	-	-	-
Total			-	-	7.134	-	-	-	-	-	-

1.4. Otros antecedentes sobre cobertura flujo de efectivo

A continuación se detallan los vencimientos de las coberturas:

Empresa	Tipo de Derivados	Institución	Partida Protegida	Período Cubierto		Vencimientos (Valor del Nominal)						
				Inicio	Termino	2011 MUS\$	2012 MUS\$	2013 MUS\$	2014 MUS\$	2015 MUS\$	Posteriores MUS\$	Total MUS\$
				AES Gener S.A.	Swap de moneda	Credit Suisse	Flujos de efectivo	01-12-2007	01-06-2015	-	-	-
AES Gener S.A.	Swap de moneda	Deutsche Bank y Credit Suisse	Flujos de efectivo	01-12-2007	01-12-2028	-	-	-	-	-	172.264	172.264
Emp. Eléctrica Angamos S.A.	Swap tasa de interés	Varios	Tasa de interés	30-12-2008	30-09-2025	-	17.296	30.169	27.195	32.213	583.127	690.000
Emp. Eléctrica Ventanas S.A.	Swap tasa de interés	Varios	Tasa de interés	31-08-2007	30-06-2022	13.000	15.000	16.000	18.000	20.000	226.000	308.000
Total						13.000	32.296	46.169	45.195	99.255	981.391	1.217.306

Para mayor detalle sobre los vencimientos de la deuda, ver nota 18 "Otros pasivos financieros".

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)

	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Montos reconocidos en el patrimonio neto	(74.641)	87.787

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009 se ha reclasificado un monto de MUS\$627 y MUS\$183, respectivamente, desde Patrimonio Neto a resultado del ejercicio, por amortización del Cross Currency Swap de los bonos serie N. Al 31 de diciembre de 2010 se ha reclasificado un monto de MUS\$119 desde Patrimonio Neto a resultado del ejercicio, correspondiente a amortización de interés capitalizado.

En los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009 no se rebajaron montos del patrimonio que fueron incluidos en el valor libros de los ítemes cubiertos.

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009 se ha reconocido MUS\$14.320 y MUS\$5.062, respectivamente, como resultado del ejercicio por ineffectividad del programa de cobertura.

2) Instrumentos derivados no designados como de cobertura

En noviembre del año 2009 y enero de 2010, AES Gener S.A. celebró contratos forward de moneda, asociado a deudores comerciales por ventas a clientes sin contratos, con Banco de Chile, Scotiabank y HSBC, por un monto nominal total de MUS\$81.702, con vencimiento el 28 de noviembre de 2011. Los valores nominales vigentes al 31 de diciembre de 2010 ascienden a MUS\$38.649.

Durante el ejercicio 2010, la filial AES Chivor celebró contratos forward de moneda, asociados a desembolsos en dólares con HSBC por un valor nominal de MUS\$86.772, con vencimiento en mayo de 2011. Los valores nominales vigentes al 31 de diciembre de 2010 ascienden a MUS\$6.713

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

Detalle de Instrumentos Derivados	Banco Contraparte	Clasificación	31-12-2010				31-12-2009			
			Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
			Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
Forward de moneda (no de cobertura)	Varios	Instrumento financiero a valor razonable con cambios en resultado	155	-	2.435	-	406	135	256	377
Total			155	-	2.435	-	406	135	256	377

3) Derivados implícitos (con cambios en resultado)

La filial argentina Termoandes S.A. mantiene un contrato de suministro de gas natural con distintas contrapartes. El acuerdo contiene una variable relacionada a la indexación al precio por el suministro de gas natural, que se considera no estrechamente relacionada al contrato principal, por lo cual ha sido separada y, el derivado implícito se ha contabilizado a valor de mercado. Comparativamente, el valor de mercado al 31 de diciembre de 2010 difiere al presentado el 31 de diciembre de 2009 debido a que uno de los contratos fue modificado en su cláusula de indexación y adicionalmente los contratos restantes llegarán a su término en enero del 2011.

La filial chilena Eléctrica Santiago S.A., en el ejercicio 2010 celebró acuerdos en los que se da término anticipado a contratos de transporte de gas. Dichos acuerdos convienen pagos variables y fijos a efectuar por parte de ESSA los cuales no se consideran estrechamente relacionados al contrato principal, por lo cual han sido separados y contabilizados a su valor justo.

Adicionalmente, en el ejercicio 2010 AES Gener S.A. celebró un contrato de compraventa de carbón con AES Hawaii el cual contiene un cargo de combustible en el precio de compraventa que se considera no estrechamente relacionada al contrato principal, por lo cual ha sido separado y contabilizado a valor de mercado.

Los valores razonables de los derivados implícitos son incluidos en la siguiente tabla:

Detalle de Instrumentos Derivados	Clasificación	31-12-2010				31-12-2009			
		Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
		Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
Derivado implícito Termoandes	Activo financiero a valor razonable con cambios en resultado	158	-	-	-	9.979	-	-	-
Derivado implícito ESSA	Pasivo financiero a valor razonable con cambios en resultado	-	-	5.072	-	-	-	-	-
Derivado implícito AES Gener	Activo financiero a valor razonable con cambios en resultado	330	24	-	-	-	-	-	-
Total		488	24	5.072	-	9.979	-	-	-

8.e) Valoración de instrumentos derivados

La Compañía utiliza tres 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, ⁽²⁾ el Oracle Crystal Ball Monte Carlo para el cálculo de los valores razonables del derivado implícito y ⁽³⁾ Income method.

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

- a) Supuestos de mercado como precios históricos, spot y proyecciones de precios, riesgo de crédito (propio y contraparte) y tasas observables.
- b) 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).
- c) 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.

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; riesgo crediticio propio, entre 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, riesgo crediticio propio, 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) Derivados implícitos

Se utiliza el modelo de Monte Carlo para medir el valor razonable del derivado implícito en Termoandes, 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.

e) Jerarquía del valor razonable de instrumentos derivados.

Los instrumentos derivados reconocidos a valor razonable en el estado de posición 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 swaps de tasa de interés 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 observable.

NOTA 9 OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, el detalle de otros activos no financieros es el siguiente:

	Saldos			
	Corriente		No Corriente	
	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Otros activos no financieros				
Seguros anticipados	6.792	8.331	742	3.117
Otros servicios asociados a proyectos	4.538	7.500	-	-
Garantía Gasandes ^(a)	-	-	-	18.066
Contrato de mantención y operación	-	446	-	1.800
Impuestos por recuperar ^(b)	-	-	10.672	5.013
Take or pay YPF ^(c)	-	-	4.493	-
Otros	146	162	1.227	4
Total	11.476	16.439	17.134	28.000

a) Corresponde a cobro de boletas de garantía emitidas a favor de Gasoducto Gasandes S.A. y Gasoducto Gasandes (Argentina) S.A. por parte de la filial Sociedad Eléctrica Santiago S.A. (Nota 26).

b) Corresponde a créditos por impuestos a las ganancias e impuesto mínimo presunto generado por Gener Argentina S.A., Termoandes S.A. e Interandes S.A. e impuestos por recuperar de la Matriz, asociados a derechos de agua.

c) Corresponde a pago relacionado con Contrato de Suministro de gas comprado y no consumido entre Termoandes S.A. e YPF.

NOTA 10 DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR 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\$68.501, las cuales representan un 16% del total del rubro al 31 de diciembre de 2010, y MUS\$58.724 que representan aproximadamente un 13% del total del rubro al 31 de diciembre de 2009. 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 "Derechos por cobrar no corrientes" un monto ascendente a MUS\$61.629, debido a que estos ingresos serán cobrados en un plazo superior a un año.

El saldo de deudores comerciales 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 2010 y 2009:

	Saldos			
	31-12-2010		31-12-2009	
	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto				
Deudores comerciales, bruto	294.702	1.295	241.327	68.409
Remanente crédito fiscal, bruto	110.241	6.095	170.210	9.840
Otras cuentas por cobrar, bruto	22.507	781	29.279	1.044
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	427.450	8.171	440.816	79.293

	Saldos			
	31-12-2010		31-12-2009	
	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto				
Deudores comerciales, neto	289.792	1.295	235.689	68.409
Remanente crédito fiscal, neto	110.241	6.095	170.210	9.840
Otras cuentas por cobrar, neto	22.507	781	29.279	1.044
Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	422.540	8.171	435.178	79.293

2) Activos financieros por vencer:

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

	Saldos	
	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Deudores Comerciales por Cobrar por Vencer		
Con vencimiento menor de tres meses	243.032	189.858
Con vencimiento entre tres y seis meses	18.643	13.212
Con vencimiento entre seis y doce meses	33.027	38.257
Con vencimiento mayor a doce meses	1.295	68.409
Total Deudores Comerciales por Vencer	295.997	309.736

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:

	Saldo Corriente MUS\$
Deudores por Venta Vencidos y No Pagados con Deterioro	
Saldo al 31 de diciembre de 2009	5.638
Aumentos (disminuciones) del período	(139)
Montos castigados	(589)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	4.910

NOTA 11**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.

11.1 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:

Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas						Saldos	
						Corriente	
R.U.T	Sociedad	País	Descripción de la Transacción	Naturaleza de la Relación	Moneda	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
96.635.700-2	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Chile	Servicios varios	Coligada	\$	6.946	148
0-E	AES Energy Storage	Argentina	Asesorías por proyecto	Matriz Común	US\$	147	48
0-E	AES Corp	Estados Unidos	Servicios varios	Matriz	US\$	5.299	5.230
0-E	Compañía de Alumbrado Eléctrico	El Salvador	Servicios varios	Matriz Común	US\$	29	-
0-E	AES - 3 MARITZA EAST 1 LTD.	Bulgaria	Asesorías por proyecto	Matriz Común	US\$	9	-
0-E	AES Panamá Limitada	Panamá	Servicios varios	Matriz Común	US\$	7	-
Total						25.109	5.426

Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas						Saldos			
						Corriente		No Corriente	
R.U.T	Sociedad	País	Descripción de la Transacción	Naturaleza de la Relación	Moneda	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
0-E	AES Corp	Estados Unidos	Servicios Varios	Matriz	US\$	7.302	6.262	-	-
0-E	AES Servicios América	Argentina	Asesorías en sistema información	Matriz Común	US\$	335	79	-	-
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	10	-	-
0-E	AES Energy Ltd	Argentina	Servicios varios	Matriz Común	US\$	11	4	-	-
0-E	Compañía de Alumbrado Eléctrico	El Salvador	Servicios varios	Matriz Común	US\$	240	69	-	-
0-E	AES Panamá Limitada	Panamá	Servicios varios	Matriz Común	US\$	38	-	-	-
0-E	AES Jordan PSC	Jordania	Servicios varios	Matriz Común	US\$	1	-	-	-
0-E	Gasoducto Gasandes Argentina S.A.	Argentina	Acuerdo contrato transporte de gas	Coligada	US\$	11.786	-	2.376	-
96.721.360-8	Gasoducto Gasandes Chile S.A.	Chile	Acuerdo contrato transporte de gas	Coligada	US\$	1.426	-	-	-
96.635.700-2	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Chile	Servicio descarga carbón	Coligada	US\$	5.164	-	-	-
Total						26.313	6.474	2.376	-

b) Los efectos en el estado de resultados de las transacciones con entidades relacionadas no consolidadas en los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009 son los siguientes:

Transacciones								
R.U.T	Sociedad	País	Naturaleza de la Relación	Descripción de la Transacción	31-12-2010 MUS\$	Efecto en Resultados (Cargo)/Abono MUS\$	31-12-2009 MUS\$	Efecto en Resultados (Cargo)/Abono MUS\$
96.635.700-2	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Chile	Coligada	Venta de energía y potencia	1.043	1.043	2.317	2.317
96.635.700-2	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Chile	Coligada	Compra de energía y potencia	21.031	(21.031)	17.804	(17.804)
96.635.700-2	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Chile	Coligada	Ingreso uso sistema transmisión	107	107	-	-
96.635.700-2	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Chile	Coligada	Otros ingresos	131	131	44	44
96.635.700-2	Empresa Eléctrica Guacolda S.A.	Chile	Coligada	Dividendos recibidos	11.219	-	-	-
99.588.230-2	Compañía Transmisora del Norte Chico S.A.	Chile	Filial de coligada	Venta de energía y potencia	2	2	-	-
99.588.230-2	Compañía Transmisora del Norte Chico S.A.	Chile	Filial de coligada	Compra de energía y potencia	1.996	(1.996)	2.382	(2.382)
99.588.230-2	Compañía Transmisora del Norte Chico S.A.	Chile	Filial de coligada	Costo uso sistema transmisión	174	(174)	33	(33)
99.588.230-2	Compañía Transmisora del Norte Chico S.A.	Chile	Filial de coligada	Ingreso uso sistema transmisión	665	665	550	550
96.721.360-8	Gasoducto Gasandes Chile S.A.	Chile	Coligada	Acuerdo contrato transporte de Gas ^(*)	18.780	(18.780)	-	-
96.721.360-8	Gasoducto Gasandes Chile S.A.	Chile	Coligada	Derivado implícito ^(*)	469	(469)	-	-
0-E	Gasoducto Gasandes Argentina S.A.	Argentina	Coligada	Acuerdo contrato transporte de Gas ^(*)	19.535	(19.535)	-	-
0-E	Gasoducto Gasandes Argentina S.A.	Argentina	Coligada	Derivado implícito ^(*)	4.603	(4.603)	-	-
0-E	Gasoducto Gasandes Argentina S.A.	Argentina	Coligada	Dividendos recibidos	-	-	1.327	1.327
0-E	AES Corp	Estados Unidos	Matriz	Servicios varios	1.921	(1.824)	2.367	(2.367)
0-E	AES Big Sky, LLC	Estados Unidos	Matriz común	Servicios varios	28	(28)	313	(313)
0-E	Compañía de Alumbrado Eléctrico	El Salvador	Matriz común	Servicios varios	183	(183)	56	(56)
0-E	AES Energy Ltd.	Argentina	Matriz común	Servicios de asesorías	37	(28)	-	-
0-E	AES Panamá S.A.	Panamá	Matriz común	Servicios administrativos	23	(23)	-	-
0-E	AES Servicios América S.R.L.	Argentina	Matriz común	Servicio de administración	-	-	2	(2)
0-E	AES Andres BV	Estados Unidos	Matriz común	Servicios de consultoría	18	(18)	-	-
0-E	AES Carbon Exchange	Inglaterra	Matriz común	Reembolso gastos	2	-	-	-
0-E	AES Fonseca Energía LIMIT	Puerto Rico	Matriz común	Servicios de consultoría	23	(23)	-	-
0-E	AES NA Central	Estados Unidos	Matriz común	LTC	27	-	10	-
0-E	AES Hawaii	Estados Unidos	Matriz común	Derivado costo carbón	355	355	-	-
Total					82.372	(66.412)	27.205	(18.719)

(*)En diciembre 2010, ESSA firmó acuerdos de terminación de sus contratos de transporte de gas de largo plazo que estaban bajo disputa en tribunales arbitrales. (Ver Nota 30).

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.

11.2 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 29 de abril de 2010, 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 2010. Durante los ejercicios 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.

Retribución Directorio		31-12-2010		
		Directorio AES Gener MUS\$	Directorio de Filiales MUS\$	Comité de Directores MUS\$
Nombre	Cargo			
Andrés Gluski	Presidente	-	-	-
Andrew Vesey	Director	-	-	-
Bernerd DaSantos	Director	-	-	-
Arminio Borjas	Director	-	-	-
Jorge Rodríguez Grossi	Director	-	-	80
Axel Juan Christensen	Director	-	-	-
Iván Díaz-Molina	Director	-	-	80
Juan Andrés Camus Camus	Director	-	-	80
Javier Rodolfo Guevara Moreno	Director filial	-	22	-
Total		-	22	240

Retribución Directorio		31-12-2009		
		Directorio AES Gener MUS\$	Directorio de Filiales MUS\$	Comité de Directores MUS\$
Nombre	Cargo			
Andrés Gluski	Presidente	-	-	-
Andrew Vesey	Director	-	-	-
Bernerd DaSantos	Director	-	-	-
Arminio Borjas	Director	-	-	-
Jorge Rodríguez Grossi	Director	-	-	72
Axel Juan Christensen	Director	-	-	17
Iván Díaz-Molina	Director	-	-	50
Juan Andrés Camus Camus	Director	-	-	79
Javier Rodolfo Guevara Moreno	Director filial	-	43	-
Total		-	43	218

c) Remuneración global de los Ejecutivos que no son Directores

La remuneración global de los Ejecutivos de la Compañía durante los ejercicios terminados en diciembre de 2010 y 2009 ascendió a la cantidad de MUS\$5.166 y MUS\$4.798 respectivamente. Ello incluye remuneración fija mensual, bonos variables según desempeño y resultados corporativos sobre el ejercicio anterior y planes de compensaciones de largo plazo. Los Ejecutivos de la Compañía se desempeñan en las siguientes Gerencias: Gerencia General, de Explotación, de Mercados, de Operaciones, de Asuntos Corporativos, Fiscalía, de Ingeniería y Construcción, de Desarrollo, de Finanzas.

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 12 INVENTARIOS

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

Clases de Inventarios	Saldos	
	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Carbón	19.522	34.806
Petróleo	7.228	5.588
Materiales	7.136	6.021
Carbón en tránsito	7.780	4.175
Materiales importados en tránsito	27	46
Otros inventarios	385	1.464
Total	42.078	52.100

Información a Revelar sobre Inventarios	Saldos	
	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Importe de rebajas de importes de los inventarios	(866)	(1.981)
Importe de reversión de rebajas de importes de inventarios	694	875
Costos de inventarios reconocidos como gasto durante el ejercicio	(469.243)	(341.886)

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

NOTA 13 ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS CORRIENTES

Las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2010 y 2009, son las siguientes:

	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Pagos provisionales mensuales	16.528	1.021
Crédito Sence	201	49
Crédito donaciones	48	3
Crédito activo fijo	121	112
Créditos norma argentina	680	-
Otros	226	141
Menos:		
Provisión PPM Mensuales	(1.925)	(17)
Provisión impuestos gastos rechazados	(26)	-
Provisión impuesto Primera Categoría	(13.308)	(143)
Otros	(182)	-
Total	2.363	1.166

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:

	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Provisión PPM Mensuales	1.361	1.408
Provisión impuestos gastos rechazados	5	748
Provisión impuesto Primera Categoría	37.132	45.228
Otros	261	3
Menos:		
Imptos. por recuperar PPM	(7.105)	(13.132)
PPM por absorción de utilidades tributables	-	(1.027)
Crédito por rentas de fuentes extranjeras	-	(3.064)
Impuestos por recuperar corriente	-	(159)
Otros créditos varios	(33)	(856)
Total	31.621	29.149

NOTA 14**INVERSIONES EN ASOCIADAS CONTABILIZADAS POR EL METODO DE LA PARTICIPACIÓN**

A continuación se incluye información detallada de la coligada al 31 de diciembre de 2010 y 2009:

Movimientos en Inversiones en Coligadas	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de Participación	Porcentaje Poder de votos	Saldo al 31-12-2009 MUS\$	Participación en Ganancia (Pérdida) MUS\$	Otro Incremento (Decremento) MUS\$	Saldo al 31-12-2009 MUS\$
Empresa Eléctrica Guacolda S.A	Chile	US\$	50,00%	50,00%	224.270	42.361	(15.288)	251.343
Menor Valor Inversión - Guacolda	Chile	US\$	-	-	708	-	-	708
Total				Totales	224.978	42.361	(15.288)	252.051

Movimientos en Inversiones en Coligadas	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de Participación	Porcentaje Poder de votos	Saldo al 01-01-2009 MUS\$	Participación en Ganancia (Pérdida) MUS\$	Otro Incremento (Decremento) MUS\$	Saldo al 31-12-2009 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

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 2010 y 2009 de los estados financieros de la sociedad contabilizada por el método de la participación:

31 de diciembre de 2010								
Inversiones en Coligadas	Porcentaje 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%	239.678	1.069.930	153.626	674.023	449.499	364.776	84.723
Totales		239.678	1.069.930	153.626	674.023	449.499	364.776	84.723

31 de diciembre de 2009								
Inversiones en Coligadas	Porcentaje 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

NOTA 15 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

	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Activos Intangibles Neto		
Plusvalía comprada	7.309	7.309
Activos intangibles de vida finita	2.433	1.411
Activos intangibles de vida indefinida	10.249	8.728
Activos Intangibles Neto	19.991	17.448
Programas informáticos	2.424	1.398
Servidumbres	7.705	6.183
Derechos de agua	2.346	2.351
Otros activos intangibles identificables	207	207
Activos Intangibles Identificables Neto	12.682	10.139

	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Activos Intangibles Brutos		
Plusvalía comprada	7.309	7.309
Activos intangibles de vida finita	8.183	6.120
Activos intangibles de vida indefinida	10.249	8.728
Activos Intangibles Bruto	25.741	22.157
Programas informáticos	8.111	6.046
Servidumbres	7.754	6.230
Derechos de agua	2.346	2.351
Otros activos intangibles identificables	221	221
Activos Intangibles Identificables Bruto	18.432	14.848

	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor		
Programas informáticos	(5.687)	(4.650)
Servidumbres	(48)	(45)
Otros activos intangibles identificables	(15)	(14)
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor, Activos Intangibles Identificables	(5.750)	(4.709)

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 2010 y 2009 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.

Vidas Útiles Estimadas o Tasas de Amortización Utilizadas	Vida o Tasa Máxima	Vida o Tasa Mínima
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

2010

Movimientos en Activos Intangibles	2010						Activos Intangibles Neto MUS\$
	Programas Informáticos MUS\$	Servidumbres MUS\$	Derechos de Agua MUS\$	Otros Activos Intangibles Identificables MUS\$	Plusvalía Comprada MUS\$		
Saldo al 01-01-2010	1.398	6.183	2.351	207	7.309	17.448	
Adiciones	2.326	1.524	-	-	-	3.850	
Retiros	(8)	-	(5)	-	-	(13)	
Amortización	(1.291)	(2)	-	-	-	(1.293)	
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera	(1)	-	-	-	-	(1)	
Total Cambios	1.026	1.522	(5)	-	-	2.543	
Saldo Activos Intangibles Identificables al 31-12-2010	2.424	7.705	2.346	207	7.309	19.991	

2009

Movimientos en Activos Intangibles	2009						Activos Intangibles Neto MUS\$
	Programas Informáticos MUS\$	Servidumbres MUS\$	Derechos de Agua MUS\$	Otros Activos Intangibles Identificables MUS\$	Plusvalía Comprada MUS\$		
Saldo 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 Activos Intangibles Identificables al 31-12-2009	1.398	6.183	2.351	207	7.309	17.448	

Activos Intangibles Identificables Individuales Significativos al 31-12-2010	Importe en Libros de Activo Intangible Identificables Significativos	Período de Amortización Restante de Activos Intangibles Identificables Significativos
ERP SAP Project Chivor	1.694	74 meses
Servidumbre Agrícola Konalve Ltda. Rep.486/2008	1.808	Indefinido
Derechos de Agua Río Colorado afluente Río Maipo	1.800	Indefinido
Servidumbre L. Ventanas Nogales. Rep.CBR 8167-2008	557	Indefinido

Plusvalía Comprada

Compañía	Saldo Inicial 01-01-2009 MUS\$		Otros Incrementos (Disminuciones) MUS\$		Saldo Final 31-12-2010 MUS\$	
Eléctrica Santiago	7.309	-	7.309	-	7.309	
Total	7.309	-	7.309	-	7.309	

NOTA 16 PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPOS

El detalle de los saldos de las distintas categorías del activo fijo durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009, se muestran en la tabla siguiente:

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Neto	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Construcciones en curso	1.237.093	1.458.112
Terrenos	40.629	40.354
Edificios	445.883	318.294
Planta y equipos	2.423.268	2.121.648
Equipamiento de tecnología de la información	5.754	4.252
Instalaciones fijas y accesorios	2.048	2.181
Vehículos de motor	737	776
Otras propiedades, planta y equipos	22.660	16.722
Totales	4.178.072	3.962.339

Clases de Propiedades, Planta y Equipos, Bruto	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Construcciones en curso	1.237.093	1.458.112
Terrenos	40.629	40.354
Edificios	524.115	383.527
Planta y equipos	3.123.601	2.701.320
Equipamiento de tecnología de la información	9.848	7.330
Instalaciones fijas y accesorios	5.139	5.163
Vehículos de motor	2.220	1.960
Otras propiedades, planta y equipos	24.206	17.350
Totales	4.966.851	4.615.116

En el mes de enero de 2010, entró en operaciones la Central Termoeléctrica Nueva Ventanas con una capacidad de producción bruta de 267 MWh. Esta energía se inyecta al Sistema Interconectado Central (SIC) que abastece desde la III a la X Región. La planta está ubicada en la V Región de Valparaíso, situada en la localidad de Ventanas, en la comuna de Puchuncaví.

El monto de construcciones en curso corresponde principalmente a las inversiones asociadas a los proyectos Angamos, Campiche y otras menores.

Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Edificios	(78.232)	(65.233)
Planta y equipos	(700.333)	(579.672)
Equipamiento de tecnología de la información	(4.094)	(3.078)
Instalaciones fijas y accesorios	(3.091)	(2.982)
Vehículos de motor	(1.483)	(1.184)
Otras propiedades, plantas y equipos	(1.546)	(628)
Totales	(788.779)	(652.777)

A continuación se indican las vidas útiles correspondientes a los activos más relevantes de la Sociedad.

Método Utilizado para la Depreciación de Propiedades, Planta y Equipo (Vida)	Explicación de la tasa	Vida Mínima	Vida Máxima
Vida para edificios	Años	20	45
Vida para planta y equipo	Años	5	45
Vida para planta y equipo (represa Colombia)	Años	80	80
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

Información Adicional a Revelar en Propiedades, Planta y Equipos	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Importe de desembolsos sobre cuentas de propiedades, planta y equipo en proceso de construcción	510.886	864.719
Importe de compromisos por la adquisición de propiedades, planta y equipo	765.810	1.048.864

A continuación se presenta el movimiento de propiedades, planta y equipos durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009:

Movimiento año 2010	Construcción en Curso MUS\$	Terrenos MUS\$	Edificios, Neto MUS\$	Plantas y Equipos, Neto MUS\$	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto MUS\$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto MUS\$	Vehículos de Motor, Neto MUS\$	Otras Propiedades Planta y Equipo, Neto MUS\$	Propiedades Planta y Equipo, Neto MUS\$
Saldo al 01-01-2010	1.458.112	40.354	318.294	2.121.648	4.252	2.181	776	16.722	3.962.339
Cambios									
Adiciones	342.246	306	-	3.950	348	224	220	6.856	354.150
Desapropiaciones	-	(9)	-	(179)	-	-	(10)	-	(198)
Retiros	-	(176)	(949)	(17.242)	(1)	(36)	-	(10)	(18.414)
Gasto por depreciación	-	-	(14.528)	(149.084)	(1.527)	(499)	(389)	(908)	(166.935)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	208	136	(1.022)	46.286	1.649	(210)	83	-	47.130
Obras terminadas	(563.473)	18	144.088	417.889	1.033	388	57	-	-
Total Cambios	(221.019)	275	127.589	301.620	1.502	(133)	(39)	5.938	215.733
Saldo al 31-12-2010	1.237.093	40.629	445.883	2.423.268	5.754	2.048	737	22.660	4.178.072

Movimiento año 2009	Construcción en Curso MUS\$	Terrenos MUS\$	Edificios, Neto MUS\$	Plantas y Equipos, Neto MUS\$	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto MUS\$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto MUS\$	Vehículos de Motor, Neto MUS\$	Otras Propiedades Planta y Equipo, Neto MUS\$	Propiedades Planta y Equipo, Neto MUS\$
Saldo al 01-01-2009	795.718	36.543	319.981	2.030.464	786	1.946	677	674	3.186.789
Cambios									
Adiciones	822.234	4.203	-	6.438	1.131	192	398	16.174	850.770
Desapropiaciones	-	(510)	-	(135)	(3)	-	(28)	-	(676)
Retiros	-	-	(59)	(4.383)	-	-	-	-	(4.442)
Gasto por depreciación	-	-	(11.480)	(116.639)	(1.130)	(471)	(360)	(126)	(130.206)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	328	112	74	58.773	498	323	(4)	-	60.104
Obras terminadas	(160.168)	6	9.778	147.130	2.970	191	93	-	-
Total Cambios	662.394	3.811	(1.687)	91.184	3.466	235	99	16.048	775.550
Saldo al 31-12-2009	1.458.112	40.354	318.294	2.121.648	4.252	2.181	776	16.722	3.962.339

Los costos por intereses capitalizados acumulados y la tasa efectiva promedio de deuda de la Compañía se detallan a continuación:

Detalle	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Importe de los Costos por Intereses Capitalizados, Propiedad, Planta y Equipo	41.739	34.229
Tasa de Capitalización de Costos por Intereses Capitalizados, Propiedades, Planta y Equipo	5,84%	6,14%

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

Propiedades, Planta y Equipos en Arrendamiento Financiero Neto	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Edificio en arrendamiento financiero	7.050	7.617
Planta y equipo bajo arrendamiento financiero	9.409	9.398
Equipamiento de tecnologías de la información bajo arrendamientos financieros	361	782
Vehículos de motor, bajo arrendamiento financiero	85	105
Total Propiedades, Planta y Equipos en Arrendamiento Financiero Neto	16.905	17.902

Reconciliación de los pagos mínimos del arrendamiento financiero

Reconciliación de los Pagos Mínimos del Arrendamiento Financiero, Arrendatario	31-12-2010			31-12-2009		
	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor Presente MUS\$	Bruto MUS\$	Interés MUS\$	Valor Presente MUS\$
Menor a un año	1.878	860	1.018	1.874	899	975
Entre un año y cinco años	4.659	2.226	2.433	4.796	2.246	2.550
Más de cinco años	54.851	32.001	22.850	53.609	31.910	21.699
Total	61.388	35.087	26.301	60.279	35.055	25.224

Informaciones sobre arrendamientos operativos donde el Grupo es el arrendatario

	31-12-2010			31-12-2009		
	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	23.200	-	23.200	3.501	-	3.501
Entre un año y cinco años	44.637	-	44.637	6.120	-	6.120
Más de cinco años	16.411	-	16.411	10.842	-	10.842
Total	84.248	-	84.248	20.463	-	20.463

	31-12-2010			31-12-2009		
	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	272	39	233	266	60	206
Entre un año y cinco años	303	16	287	576	55	521
Más de cinco años	-	-	-	-	-	-
Total	575	55	520	842	115	727

Reconciliación de los pagos mínimos del arrendamiento financiero donde el Grupo es el arrendador

	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Ingresos financieros no acumulados (o no devengados) de arrendamientos financieros		
Ingresos financieros no acumulados (o no devengados) de arrendamientos financieros	55	115

- Deterioro del valor de los activos

De acuerdo a lo señalado en Nota 2.8, el importe recuperable de los activos no financieros es medido siempre que exista indicio de que el activo podría haber sufrido deterioro de valor.

Con fecha 31 de mayo de 2010, Energía Verde S.A. (perteneciente al Mercado SIC) recibió notificación de parte del cliente Compañía Papelera del Pacífico S.A., manifestando la decisión de poner término anticipado al Contrato de Suministro de Energía Eléctrica y Vapor suministrado por la Planta ubicada en San Francisco de Mostazal, celebrado con fecha 23 de agosto de 1998. La Administración considera el futuro cierre de las operaciones de dicha Planta, emplazada en terrenos de Compañía Papelera del Pacífico S.A y la reubicación de algunos equipos en otras centrales de la Matriz, razón por la cual se procedió al registro al 31 de diciembre de 2010 de un cargo por Deterioro por MUS\$3.370.

NOTA 17 IMPUESTOS DIFERIDOS

Los saldos de activos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2010 y 2009, son detallados en el siguiente cuadro:

	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Activos por impuestos diferidos		
Activos por impuestos diferido relativos a provisiones	3.440	4.064
Activos por impuestos diferido relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	2.394	2.282
Activos por impuestos diferido relativos a revaluaciones de instrumentos financieros	13.538	11.206
Activos por impuestos diferido relativos a pérdidas fiscales	74.134	29.194
Activos por impuestos diferido relativos a ingresos diferidos	5.547	6.521
Activos por impuestos diferido relativos a deudas (diferencia tasa efectiva y carátula)	308	3.007
Activos por impuestos diferido relativos a obligaciones por leasing	4.703	4.378
Activos por impuestos diferido relativos a gastos por financiamiento	772	274
Activos por impuestos diferido relativos a otros	5.982	3.939
Totales	110.818	64.865

Los saldos de pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2010 y 2009, son detallados en el siguiente cuadro:

	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Pasivos por Impuestos Diferidos		
Pasivos por impuestos diferido relativos a depreciaciones	410.157	389.704
Pasivos por impuestos diferido relativos a provisiones	256	213
Pasivos por impuestos diferido relativos a revaluaciones de instrumentos financieros	16.183	19.345
Pasivos por impuestos diferido relativos a deudas (diferencia tasa efectiva y carátula)	5.814	7.709
Pasivos por impuestos diferido relativos a gastos por financiamiento	13.065	8.778
Pasivos por impuestos diferido relativos a otros	4.780	4.274
Totales	450.255	430.023
Saldo Neto de Activos y Pasivos por Impuestos Diferidos	(339.437)	(365.158)

Conciliación entre saldos de balance y cuadros de impuestos diferidos

	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Estados Financieros		
Activo por impuestos diferidos	27.448	11.734
Pasivo por impuestos diferidos	366.885	376.892
Posición Neta de Impuestos Diferidos	(339.437)	(365.158)

	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Nota 17 - Impuestos Diferidos		
Activo por impuestos diferidos	111.148	64.865
Pasivo por impuestos diferidos	450.255	430.023
Posición Neta de Impuestos Diferidos	(339.437)	(365.158)

Los movimientos de activo y pasivo por impuestos diferidos en los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009, fueron los siguientes:

	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Movimientos en Activos por Impuestos Diferidos		
Activos por Impuestos Diferidos, Saldo Inicial	64.865	34.526
Incremento (decremento) en activos por impuestos diferidos	45.756	30.304
Incremento (decremento) en el cambio de la moneda extranjera, activos por impuestos diferidos	-	35
Otros incrementos (decrementos), activos por impuestos diferidos	197	-
Cambios en Activos por Impuestos Diferidos, Total	45.953	30.339
Activos por Impuestos Diferidos, Saldo Final	110.818	64.865

	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Movimientos en Pasivos por Impuestos Diferidos		
Pasivos por Impuestos Diferidos, Saldo Inicial	430.023	393.365
Incremento (decremento) en pasivos por impuestos diferidos	14.259	30.196
Incremento (decremento) en el cambio de la moneda extranjera, pasivos por impuestos diferidos	5.973	6.462
Cambios en Pasivos por Impuestos Diferidos, Total	20.232	36.658
Pasivos por Impuestos Diferidos, Saldo Final	450.255	430.023

NOTA 18

OTROS PASIVOS FINANCIEROS

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, los otros pasivos financieros eran los siguientes:

	Saldos			
	Corriente		No Corriente	
	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Otros Pasivos Financieros				
Préstamos que devengan intereses ^(a)	57.186	58.884	2.062.376	1.729.988
Pasivos de cobertura ^(ver nota 8)	38.325	25.425	38.096	40.235
Otros pasivos financieros ^(ver nota 8)	2.435	256	-	377
Total	97.946	84.565	2.100.472	1.770.600

a) Préstamos que devengan intereses

	Saldos			
	31-12-2010		31-12-2009	
	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$	Corriente MUS\$	No Corriente MUS\$
Clases de préstamos que devengan intereses				
Préstamos bancarios	37.686	1.005.087	26.425	716.140
Obligaciones con público	18.482	1.032.006	31.484	989.599
Obligaciones por leasing	1.018	25.283	975	24.249
Total	57.186	2.062.376	58.884	1.729.988

a.1) Préstamos Bancarios

A continuación se detallan los préstamos bancarios por institución financiera, monedas, a tasa carátula y vencimientos al 31 de diciembre de 2010 y 2009:

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre Acreedor	Moneda	Tipo de Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Año Vencimiento	Corriente			No Corriente			Total Corriente 31-12-2010 MUS\$	Total No Corriente 31-12-2010 MUS\$
									Vencimiento Menos de 90 días MUS\$	Vencimiento Más de 90 días MUS\$	Total Corriente 31-12-2010 MUS\$	Vencimiento 1 a 3 años MUS\$	Vencimiento 3 a 5 años MUS\$	Vencimiento Más de 5 años MUS\$		
76.004.976-K	Empresa Eléctrica Angamos S.A.	Chile	Sindicato de Bancos - BNP-PARIBAS	US\$	Mensual	1,91%	1,91%	2025	3.849	9.800	13.649	71.550	81.038	639.229	791.817	
96.814.370-0	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Chile	Sindicato de Bancos - BNP-PARIBAS	US\$	Semestral	2,12%	1,46%	2022	-	24.773	24.773	54.685	61.477	301.971	418.133	
96.717.620-6	Eléctrica Santiago S.A.	Chile	Otros préstamos bancarios	US\$	Semestral	7,69%	6,95%	2014	-	7.374	7.374	13.482	3.105	-	16.587	
Extranjera	AES Chivor S.A.	Colombia	Bancolombia	Col\$	Trimestral	6,68%	6,52%	2011	2.882	8.645	11.527	-	-	-	-	
Total									6.731	50.592	57.323	139.717	145.620	941.200	1.226.537	

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre Acreedor	Moneda	Tipo de Amortización	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Año Vencimiento	Corriente			No Corriente			Total Corriente 31-12-2009 MUS\$	Total No Corriente 31-12-2009 MUS\$
									Vencimiento Menos de 90 días MUS\$	Vencimiento Más de 90 días MUS\$	Total Corriente 31-12-2009 MUS\$	Vencimiento 1 a 3 años MUS\$	Vencimiento 3 a 5 años MUS\$	Vencimiento Más de 5 años MUS\$		
76.004.976-K	Empresa Eléctrica Angamos S.A.	Chile	Sindicato de Bancos - BNP-PARIBAS	US\$	Mensual	1,88%	1,88%	2025	1.771	5.440	7.211	23.852	44.787	382.034	450.673	
96.814.370-0	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Chile	Sindicato de Bancos - BNP-PARIBAS	US\$	Semestral	1,19%	1,19%	2022	373	12.591	12.964	46.246	53.357	314.856	414.459	
96.717.620-6	Eléctrica Santiago S.A.	Chile	Otros préstamos bancarios	US\$	Semestral	7,69%	6,95%	2014	-	7.791	7.791	14.328	9.634	-	23.962	
Extranjera	AES Chivor S.A.	Colombia	Bancolombia	Col\$	Trimestral	9,20%	7,65%	2011	3.102	9.306	12.408	11.578	-	-	11.578	
Total									5.246	35.128	40.374	96.004	107.778	696.890	900.672	

a.2) Obligaciones con el público

A continuación se detallan las obligaciones con público al 31 de diciembre de 2010 y 2009, a tasa carátula:

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	No de inscripción del Instrumento	Moneda o Unidad de Registro	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Plazo Final	Corriente				No Corriente			
								Vencimiento Menos de 90 días	Vencimiento Más de 90 días	Total Corriente 31-12-2010	Vencimiento 1 a 3 años	Vencimiento 3 a 5 años	Vencimiento Más de 5 años	Total No Corriente 31-12-2010	
															MUS\$
94.272.000-9	AES Gener S.A.	Chile	Bono Serie O	U.F.	6,35%	5,50%	01-06-2015	-	2.623	2.623	5.254	50.973	-	56.227	
94.272.000-9	AES Gener S.A.	Chile	Bono Serie N	U.F.	7,92%	7,34%	01-12-2028	-	12.820	12.820	25.674	25.639	271.691	323.004	
94.272.000-9	AES Gener S.A.	Chile	Bonos Rule 144A/ REG S	USD	8,38%	7,50%	25-03-2014	15.000	15.000	30.000	60.000	415.000	-	475.000	
94.272.000-9	AES Gener S.A.	Chile	Bonos Ordinarios	US\$	8,46%	8,00%	01-04-2019	-	15.378	15.378	30.757	30.757	249.824	311.338	
96.717.620-6	Eléctrica Santiago S.A.	Chile	214	U.F.	8,04%	7,50%	15-10-2024	-	4.251	4.251	8.617	8.722	64.819	82.158	
Extranjera	AES Chivor S.A.	Colombia	Bonos Ordinarios	US\$	10,76%	9,75%	30-12-2014	-	16.575	16.575	33.150	186.575	-	219.725	
Total								15.000	66.647	81.647	163.452	717.666	586.334	1.467.452	

RUT Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	No de inscripción del Instrumento	Moneda o Unidad de Registro	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Plazo Final	Corriente				No Corriente			
								Vencimiento Menos de 90 días	Vencimiento Más de 90 días	Total Corriente 31-12-2009	Vencimiento 1 a 3 años	Vencimiento 3 a 5 años	Vencimiento Más de 5 años	Total No Corriente 31-12-2009	
															MUS\$
94.272.000-9	AES Gener S.A.	Chile	Bono Serie O	U.F.	6,35%	5,50%	01-06-2015	-	2.623	2.623	5.254	5.246	48.350	58.850	
94.272.000-9	AES Gener S.A.	Chile	Bono Serie N	U.F.	7,92%	7,34%	01-12-2028	-	12.819	12.819	25.674	25.639	284.510	335.823	
94.272.000-9	AES Gener S.A.	Chile	Bonos Rule 144A/ REG S	USD	8,38%	7,50%	25-03-2014	15.000	15.000	30.000	60.000	445.000	-	505.000	
94.272.000-9	AES Gener S.A.	Chile	Bonos Ordinarios	US\$	8,59%	8,00%	01-04-2019	-	15.378	15.378	23.068	38.446	265.203	326.717	
96.717.620-6	Eléctrica Santiago S.A.	Chile	214	U.F.	8,04%	7,50%	15-10-2024	-	3.812	3.812	7.790	7.899	63.526	79.215	
Extranjera	AES Chivor S.A.	Colombia	Bonos Ordinarios	US\$	10,76%	9,75%	30-12-2014	-	16.575	16.575	48.251	179.703	-	227.954	
Total								15.000	66.207	81.207	170.037	701.933	661.589	1.533.559	

NOTA 19 CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar son los siguientes:

	Saldos			
	Corriente		No Corriente	
	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar				
Acreedores comerciales ^(a)	227.807	340.136	50.737	15.422
Otras cuentas por pagar ^(b)	86.528	66.709	-	-
Total Acreedores y Otras Cuentas por Pagar	314.335	406.845	50.737	15.422

(a) La porción no corriente incluye contrato celebrado entre filial argentina Termoandes y Siemens Power Generation Inc. y Siemens S.A. para provisión de repuestos y servicios de mantenimiento. Al 31 de diciembre de 2010, este rubro incluye además un monto ascendente a MUS\$29.251 por concepto de cierre de contrato de transporte de gas de Sociedad Eléctrica Santiago S.A. con Transportadora de Gas Norte S.A., valorizado a valor razonable. (Ver Nota 30).

(b) Este rubro incluye, principalmente, los dividendos provisorios del ejercicio 2010 y el dividendo mínimo al 31 de diciembre de 2009.

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 20 PROVISIONES

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, los saldos de provisiones son los siguientes:

Clase de Provisiones	Saldos			
	Corriente		No Corriente	
	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Provisión de reclamaciones legales	1.522	5.363	5.036	23.835
Provisión por reestructuración	250	-	-	-
Desmantelamiento, costos de reestructuración y rehabilitación	1.329	-	25.622	18.601
Otras provisiones	1.143	1.456	377	646
Total	4.244	6.819	31.035	43.082

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 30. 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 MUS\$4.465 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.

Clase de Provisiones	Por Reclamaciones Legales MUS\$	Por Desmantelamiento, Costos de Reestructuración y Rehabilitación MUS\$	Otras Provisiones MUS\$	Total MUS\$
Saldo inicial al 01-01-2010	29.198	18.601	2.102	49.901
Movimientos en Provisiones				
Desmantelamiento, costos de reestructuración y rehabilitación	-	8.450	-	8.450
Provisiones adicionales	-	250	-	250
Incremento (decremento) en provisiones existentes	1.357	(100)	5	1.262
Provisión utilizada	(3.887)	-	(620)	(4.507)
Reversión de provisión no utilizada	(20.096)	-	-	(20.096)
Incremento (decremento) en el cambio de moneda extranjera	(14)	-	33	19
Cambios en provisiones, total	(22.640)	8.600	(582)	(14.622)
Provisión Total, Saldo Final al 31-12-2010	6.558	27.201	1.520	35.279

(*) El reverso de provisión no utilizada se realizó en virtud de lo señalado en el Oficio Ord. N° 194 del Servicio de Impuestos Internos.

Clase de Provisiones	Por Reclamaciones Legales MUS\$	Por desmantelamiento, Costos de Reestructuración y Rehabilitación MUS\$	Otras Provisiones MUS\$	Total MUS\$
Saldo inicial al 01-01-2009	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
Cambios en provisiones, total	827	16.505	(1.592)	15.740
Provisión Total, Saldo Final al 31-12-2009	29.198	18.601	2.102	49.901

NOTA 21**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 2010 y 2009, el saldo de las obligaciones post-empleo es el siguiente:

	31-12-2010	31-12-2009
	MUS\$	MUS\$
Obligaciones por beneficios post-empleo - porción corriente	3.014	2.695
Obligación por beneficios post-empleo - porción no corriente	29.719	25.706
Total	32.733	28.401

a) El movimiento de las obligaciones post-empleo por prestaciones definidas en los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y de 2009 es el siguiente:

	31-12-2010	31-12-2009
	MUS\$	MUS\$
Valor Presente de las Obligaciones Post-empleo y Similar		
Valor Presente Obligación Plan de Beneficios Definidos, Saldo Inicial	28.401	23.860
Costo del servicio corriente obligación plan de beneficios definidos	2.776	2.468
Costo por intereses por obligación de plan de beneficios definidos	1.328	1.519
Aportaciones efectuadas por los participantes por obligación de planes de beneficios definidos	97	-
Ganancias (pérdidas) actuariales obligación planes de beneficios definidos	2.758	(2.021)
Incremento (disminución) en el cambio de moneda extranjera obligación del plan de beneficios definidos	858	5.427
Contribuciones pagadas obligación de planes de beneficios definidos	(4.030)	(2.852)
Combinaciones de negocios obligación de planes de beneficios definidos	545	-
Valor Presente Obligación Plan de Beneficios Definidos, Saldo final	32.733	28.401

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 los ejercicios al 31 de diciembre de 2010 y 2009 son los siguientes:

	31-12-2010	31-12-2009	Línea del Estado de Resultados
	MUS\$	MUS\$	en la que se ha Reconocido
Gastos reconocidos en resultados			
Costo del servicio corriente plan de beneficios definidos	2.776	2.468	Costo Ventas - Gasto Adm.
Costo por intereses plan de beneficios definidos	1.328	1.519	Costo Ventas - Gasto Adm.
(Pérdidas) ganancias actuarial neta de beneficios definidas	2.758	(2.021)	Costo Ventas - Gasto Adm.
Efecto del límite reconocido en el estado de resultados, Total	6.862	1.966	

c) Otras revelaciones

c.1) Hipótesis actuariales:

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficio post empleo son las siguientes:

Principales Supuestos Actuariales Utilizados	Chile		Colombia	
	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2010	31-12-2009
Tasa de descuento nominal utilizada	6,25%	6,35%	8,00%	11,50%
Tasa promedio rotación de personal	2,50%	2,50%	0,005682%	0,005682%
Tasa esperada de incrementos salariales	UF + 1,5%	UF + 1,5%	5,00%	6,50%
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	

c.2) Sensibilización:

Al 31 de diciembre de 2010, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento y en el costo de los beneficios médicos, genera los siguientes efectos:

Sensibilización del Gasto Médico	Incremento de 1% MUS\$	Disminución de 1% MUS\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos	52	(52)

Sensibilización de la Tasa de Descuento	Incremento de 1% MUS\$	Disminución de 1% MUS\$
Efecto en las obligaciones por beneficios definidos	(346)	397

NOTA 22

OTROS PASIVOS NO FINANCIEROS

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, los saldos de otros pasivos no financieros son los siguientes:

Otros Pasivos No Financieros	Saldos			
	Corriente		No Corriente	
	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Ingresos diferidos ^(a)	5.306	7.231	27.325	32.546
Pasivos acumulados ^(b)	16.676	13.040	-	-
Otros pasivos ^(c)	-	-	199	509
Total	21.982	20.271	27.524	33.055

a) Ingresos diferidos

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, los ingresos diferidos son los siguientes:

	Saldos			
	Corriente		No Corriente	
	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Ingresos Diferidos				
Ingreso anticipado Escondida - derecho a conexión	3.826	3.825	15.833	19.660
Ingreso anticipado clientes Chivor	-	1.418	-	-
Ingreso anticipado BHP Chile Inc.	643	747	-	558
Ingreso anticipado Torquemada - derecho a uso instalaciones Línea Ventanas - Miraflores	281	281	7.190	7.471
Ingreso anticipado GNL Quintero - derecho a conexión y uso línea de transmisión	479	479	1.917	2.397
Otros Ingresos anticipados	77	481	2.385	2.460
Total	5.306	7.231	27.325	32.546

b) Pasivos acumulados

Corresponden principalmente a provisiones de vacaciones y otros beneficios del personal de la Compañía, devengados a la fecha de cierre de los estados financieros.

c) Otros pasivos

Al 31 de diciembre de 2010 y 2009, respectivamente, los saldos de otros pasivos no corrientes son los siguientes:

	Saldos	
	No Corriente	
	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Otros Pasivos		
Impuesto por pagar norma argentina	79	82
Retención pagos contratistas	120	427
Total	199	509

NOTA 23 PATRIMONIO NETO

a) Gestión de capital

El patrimonio neto incluye capital emitido, primas de emisión, otras participaciones, otras reservas y ganancias (pérdidas) acumuladas.

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 los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 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 2010, 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			
	Autorizadas	Emitidas	Suscritas	Pagadas
Saldo al 31-12-2008	8.227.890.863	8.227.890.863	7.131.577.780	7.131.577.780
Suscripción y pago	-	-	938.121.253	938.121.253
Saldo al 31-12-2009	8.227.890.863	8.227.890.863	8.069.699.033	8.069.699.033
Suscripción y pago	-	-	-	-
Saldo al 31-12-2010	8.227.890.863	8.227.890.863	8.069.699.033	8.069.699.033

c) Aumento de Capital

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 2010, 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 29 de abril de 2010, acordó distribuir como dividendo entre sus accionistas, hasta el 65% de las utilidades que se generen durante el año 2010, 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 2010.

Adicionalmente, en dicha Junta se acordó distribuir con cargo a las utilidades del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2009:

- i) La cantidad de US\$70.279.009, correspondiente al 21,43% de las utilidades del ejercicio 2009, mediante el reparto de un dividendo mínimo obligatorio de US\$0,008709 por acción, al que deberá sumarse el dividendo provisorio distribuido en diciembre de 2009, por un monto de US\$40.025.707, equivalente a un 12,21% de las utilidades del ejercicio 2009; y
- ii) La cantidad de US\$89.702.774, correspondiente al 27,35% de las utilidades del ejercicio 2009, mediante el reparto de dos dividendos adicionales de US\$0,0055580 por acción.

El dividendo mínimo obligatorio se pagó en dinero a partir del día 11 de mayo de 2010, un dividendo adicional se pagó con fecha 7 de julio de 2010 y el restante dividendo adicional se pagó a contar del 7 de octubre de 2010.

En sesión ordinaria de Directorio de AES Gener S.A., celebrada el 13 de diciembre de 2010, se acordó distribuir un dividendo provisorio de US\$0,00905 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2010. El monto total de este dividendo asciende a MUS\$73.031, cuyo pago se efectuó con fecha 5 de enero de 2011.

e) Ganancias (pérdidas) acumuladas

El siguiente es el detalle de las ganancias (pérdidas) en cada ejercicio:

Ganancias (Pérdidas) Acumuladas	Saldos	
	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Saldo inicial	645.781	518.496
Resultado del período	169.772	327.937
Dividendos definitivos	(159.982)	(79.985)
Dividendos provisorios	(73.031)	(40.026)
Distribución resultado a reserva futuros dividendos	(127.930)	(64.952)
Provisión dividendo mínimo	-	(56.628)
Reverso dividendo mínimo ejercicio anterior	56.628	40.939
Total	511.238	645.781

f) Otras participaciones en el patrimonio

El detalle de las otras participaciones en el patrimonio se detalla a continuación:

	Planes de Opciones Sobres Acciones MUS\$	Reserva de Dividendos Propuestos MUS\$	Total MUS\$
Saldos al 01-01-2010	2.259	162.823	165.082
Plan de opciones sobre acciones	440	-	440
Traspaso de Resultado del ejercicio 2009	-	127.930	127.930
Saldos al 31-12-2010	2.699	290.753	293.452

	Planes de Opciones Sobres Acciones MUS\$	Reserva de Dividendos Propuestos MUS\$	Total MUS\$
Saldos al 01-01-2009	1.618	97.871	99.489
Plan de opciones sobre acciones	641	-	641
Traspaso de Resultado del ejercicio 2008	-	64.952	64.952
Saldos al 31-12-2009	2.259	162.823	165.082

g) Otras reservas

El siguiente es el detalle de las Otras Reservas al cierre de cada ejercicio:

	Reservas por Diferencias de Cambio por Conversión MUS\$	Reservas de Coberturas de Flujo de Caja MUS\$	Reservas de Ganancias y Pérdidas por Planes de Beneficios Definidos MUS\$	Reserva Conversión Patrimonio ⁽¹⁾ MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Total MUS\$
Saldos al 01-01-2010	(713)	(21.124)	-	(136.741)	(10.147)	(168.725)
Pérdida valoración derivados	-	(81.188)	-	-	-	(81.188)
Impuesto diferido	-	6.547	-	-	-	6.547
Diferencia de conversión filial	34.356	-	-	-	-	34.356
Ajuste inversión en asociada	-	-	-	-	2.647	2.647
Otras variaciones	-	-	(1.923)	-	831	(1.092)
Saldos al 31-12-2010	33.643	(95.765)	(1.923)	(136.741)	(6.669)	(207.455)

	Reservas por Diferencias de Cambio por Conversión MUS\$	Reservas de Coberturas de Flujo de Caja MUS\$	Reservas de Ganancias y Pérdidas por Planes de Beneficios Definidos MUS\$	Reserva conversión patrimonio ⁽¹⁾ MUS\$	Otras reservas MUS\$	Total MUS\$
Saldos al 01-01-2009	(38.814)	(108.911)	-	(136.741)	(9.940)	(294.406)
Ganancia valoración derivados	-	107.220	-	-	-	107.220
Impuesto diferido	-	(19.433)	-	-	-	(19.433)
Diferencia de conversión filial	38.101	-	-	-	-	38.101
Otras variaciones	-	-	-	-	(207)	(207)
Saldos al 31-12-2009	(713)	(21.124)	-	(136.741)	(10.147)	(168.725)

(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.

h) 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 24
INGRESOS**

Los ingresos ordinarios por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009 se presentan en el siguiente detalle:

	Saldos	
	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Ingresos Ordinarios		
Ventas de energía y potencia contratos	1.217.247	1.018.478
Ventas de energía y potencia spot	455.370	546.307
Otros ingresos ordinarios	129.432	88.635
Total	1.802.049	1.653.420

NOTA 25
COMPOSICION 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 2010 y 2009 clasificados en las siguientes líneas de estado de resultados integrales: "Costo de ventas", "Gastos de administración" y "Otros gastos por función".

Gastos por Naturaleza	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Compra de energía y potencia	373.766	424.469
Consumo de combustible	573.904	443.462
Costo de venta de combustible	23.156	12.157
Costo uso sistema de transmisión	117.763	73.319
Costo de venta productivo y otros	170.733	124.811
Gastos de personal	76.520	52.792
Depreciación	166.935	130.206
Amortización	1.293	1.043
Total	1.504.070	1.262.259

b) Gastos de personal

Los gastos de personal por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009, se presentan en el siguiente detalle:

Gastos de Personal	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Sueldos y salarios	56.956	43.366
Beneficios a corto plazo a los empleados	8.475	5.103
Gasto por obligación por beneficios post empleo	2.637	202
Beneficios por terminación de relación laboral	4.591	1.491
Transacciones con pagos basados en acciones	918	693
Otros beneficios a largo plazo	40	-
Otros gastos de personal	2.903	1.937
Total	76.520	52.792

NOTA 26 OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS)

El detalle del rubro Otras ganancias (pérdidas) al 31 de diciembre de 2010 y 2009 es el siguiente:

	31-12-2010	31-12-2009
	MUS\$	MUS\$
Otras ganancias (Pérdidas)		
Acuerdo transportistas de gas (*)	(72.215)	-
Retiro de activos fijos	(14.515)	(3.327)
Deterioro valor de activos	(3.370)	-
Venta de activos fijos	685	92
Dividendo recibido Gasoducto Gasandes Argentina S.A.	-	1.327
Recupero impuesto ganancia mínima presunta (Argentina)	-	3.359
Otros ingresos (egresos) varios	628	(195)
Total	(88.787)	1.256

(*) Con fecha 29 de diciembre de 2010, Eléctrica Santiago S.A. llegó a un acuerdo con GasAndes Argentina, GasAndes Chile y Transportadora de Gas Norte S.A. para poner término a los respectivos contratos de transporte de gas y para resolver todos los demás litigios y potenciales litigios, razón por la cual reconoció MUS\$72.215 relacionado con este acuerdo. (Ver Nota 30).

NOTA 27 RESULTADO FINANCIERO

El detalle del resultado financiero por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2010 y 2009, se presenta en el siguiente detalle:

	31-12-2010	31-12-2009
	MUS\$	MUS\$
Resultado Financiero		
Ingresos por activos financieros	17.274	14.656
Otros ingresos financieros	5.178	7.210
Total Ingresos Financieros	22.452	21.866
Intereses por préstamos bancarios	(21.053)	(14.984)
Intereses por bonos	(81.818)	(76.596)
Ganancia / (pérdida) por valoración derivados financieros netos	(29.798)	(26.206)
Otros gastos	(3.665)	(9.805)
Gastos financieros activados	37.021	37.369
Total gasto financiero	(99.313)	(90.222)
Diferencia de Cambio Neta	16.451	60.115
Total Resultado Financiero	(60.410)	(8.241)

NOTA 28**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 2010 y 2009, se presenta en el siguiente cuadro:

	31-12-2010	31-12-2009
	MUS\$	MUS\$
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias por Partes Corriente y Diferida (Presentación)		
Gasto por impuestos corrientes	79.567	70.159
Ajustes al impuesto corriente del periodo anterior	(19.422)	815
Otro gasto por impuesto corriente	23	16
Gasto por Impuestos Corrientes, Neto, Total	60.168	70.990
Gasto diferido (Ingreso) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	(27.811)	21.160
Otro Gasto por impuesto diferido	(1.188)	112
Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Total	(28.999)	21.272
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	31.169	92.262
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias por Partes Extranjera y Nacional (Presentación)		
Gasto por impuestos corrientes, neto, extranjero	54.795	45.489
Gasto por impuestos corrientes, neto, nacional	5.373	25.501
Gasto por Impuestos Corrientes, Neto, Total	60.168	70.990
Gasto por impuestos diferidos, neto, extranjero	(6.193)	3.432
Gasto por impuestos diferidos, neto, nacional	(22.806)	17.840
Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Total	(28.999)	21.272
Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias	31.169	92.262

La conciliación entre el impuesto a la renta que resultaría de aplicar la tasa efectiva en los ejercicios 2010 y 2009, se presenta en el siguiente cuadro:

	31-12-2010	31-12-2009
	MUS\$	MUS\$
Conciliación del Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal con el Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva		
Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal	33.494	71.036
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	21.752	21.689
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles	(13.224)	(11.257)
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	1.573	1.618
Efecto impositivo de beneficio fiscal no reconocido anteriormente en el estado de resultados	(20.037)	-
Efecto impositivo de una nueva evaluación de activos por impuestos diferidos no reconocidos	827	827
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas	(1.535)	-
Reverso provisión de contingencia	(532)	-
Diferencia de cambio	6.851	9.044
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales	2.000	(695)
Ajustes al Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal, Total	(2.325)	21.226
Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	31.169	92.262

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.

Informaciones a Revelar sobre Impuestos Relativas a Partidas (Cargadas) Abonadas al Patrimonio Neto (Presentación)	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Tributación corriente agregada relativa a partidas cargadas a patrimonio neto	-	-
Tributación diferida agregada relativa a partidas cargadas a patrimonio neto	6.547	[19.433]
Informaciones a Revelar sobre Impuestos Relativas a Partidas (Cargadas) Abonadas al Patrimonio Neto, Total	6.547	[9.433]

Los impuestos diferidos abonados (cargados) a patrimonio, están relacionados al rubro Otro Resultado Integral (OCI en inglés) por derivados de cobertura sobre intereses y moneda.

NOTA 29 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).

	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Ganancias (Pérdidas) Básicas por Acción		
Ganancias (pérdidas) atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la controladora	169.772	327.937
Resultado Disponible para Accionistas Comunes, Básico	169.772	327.937
Promedio ponderado de número de acciones, básico	8.069.699.033	8.051.066.355
Ganancias (Pérdidas) Básicas por Acción	0,021	0,041

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

NOTA 30 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 2010, 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) 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 2010 no era necesario entregar garantía.

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. Al 31 de diciembre de 2010, dicho monto ascendía a MUS\$21.000. Este contrato fue modificado con fecha 29 de mayo de 2009 (Ver punto 3 d)).

(iii) El 29 de diciembre de 2010, ESSA alcanzó un acuerdo con las empresas transportistas Transportadora de Gas del Norte S.A. ("TGN"), Gasoducto GasAndes S.A. y Gasoducto GasAndes (Argentina) S.A., terminando con este modo con todas las disputas pendientes. Gener se constituyó en codeudor solidario de los pagos comprometidos por ESSA a futuro. (Ver 4.b.2).

Información adicional y complementaria a esta nota, Ver Nota 31: Garantías comprometidas con terceros.

2) Litigios y Divergencias

a) Procedimientos Judiciales

a.1 Imposición de multas Superintendencia de Electricidad y Combustibles (en adelante "SEC")

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\$540).

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\$337). 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\$410.647 (MUS\$877).

a.2 Compañías de Seguro con Gener y ESSA

En 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, 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\$1.438 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. El 15 de marzo de 2010, la Corte de Apelaciones de Santiago rechazó los recursos presentados por ambas partes, confirmando la sentencia de primera instancia. El 1 de abril de 2010, los demandantes presentaron un recurso de casación en la forma y en el fondo ante la Corte Suprema. Dichos recursos se encuentran aun pendientes de decisión. Por otra parte, el 15 de junio de 2010, ESSA pagó el importe determinado por el tribunal de MUS\$1.438. A la fecha está en discusión el cálculo de los intereses asociados. ESSA ha efectuado una provisión de MUS\$ 610 por intereses adeudados.

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.

b) En diciembre de 2007, Gener colocó una emisión de bonos por UF 5.600.000 (MUS\$256.728), 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 2010, Gener se encontraba en cumplimiento de los indicadores mencionados.

c) De acuerdo al contrato de crédito suscrito con Banco del Estado en febrero de 2008 por UF 930.000 (MUS\$42.635), 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 2010, la línea no ha sido girada.

d) 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\$21.000.

- “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 2010, Gener se encontraba en cumplimiento de los indicadores mencionados.

e) 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\$180.626).

- “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 2010, 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. Al 31 de diciembre de 2010, dicho monto ascendía a MCol\$23.668.309 (MUS\$12.407).

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 2010, 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, Chivor ha presentado 22 demandas reivindicatorias sobre predios invadidos. Chivor ha realizado una provisión por MCol\$1.090.615 (MUS\$572).

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. Chivor respondió a dichos requerimientos y posteriormente la DIAN emitió Liquidaciones Oficiales, las que fueron apeladas por Chivor en junio 2009. La DIAN rechazó los argumentos de Chivor en junio 2010. En octubre de 2010, Chivor inició procesos de nulidad y restitución de derechos. En relación a esta materia, Chivor ha provisionado la suma de MCol\$8.517.187 (MUS\$4.465) 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 Chivor en el proceso de Nulidad y Restablecimiento del Derecho iniciado por Chivor en contra de la DIAN, por ésta haber rechazado costos y gastos deducidos en la declaración de renta del año 2002. Chivor 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 Chivor fueran rechazados, los costos y gastos mencionados anteriormente, de aproximadamente MCol\$1.414.190 (MUS\$741), 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 Chivor tuvo pérdida fiscal, la cual fue compensada, según lo establece el artículo 199 del Estatuto Tributario. 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 (capital remanente de UF1.034.415 (MUS\$47.422), inscrito en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros, 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 el patrimonio más el interés minoritario;

"Patrimonio mínimo no inferior a UF 2 millones (MUS\$91.688); 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 2010, ESSA se encontraba en cumplimiento de los indicadores mencionados.

b.2 Arbitrajes relacionados a contratos de transporte

En febrero de 2008, ESSA presentó dos solicitudes de arbitraje en contra de 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.

Por otra parte, y por las mismas razones, ESSA notificó a TGN la extinción al 19 de diciembre de 2007 del servicio público de transporte de gas contratado. Posteriormente, el 21 de febrero de 2008, ESSA solicitó al Ente Nacional Regulador del Gas de Argentina ("ENARGAS") que resolviera que el extinto contrato lo había sido con justa causa. 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, archivando dichas actuaciones. Paralelamente, después de la declaración de incompetencia por el ENARGAS, TGN presentó dos demandas por cumplimiento de contrato y pago de facturas ante la justicia civil y comercial federal y Gener presentó una contra demanda en la primera en el primer proceso.

El 29 de diciembre de 2010, ESSA llegó a un acuerdo con GasAndes Argentina, GasAndes Chile y TGN para poner término a los respectivos contratos de transporte de gas y para resolver todos los litigios y potenciales litigios. ESSA reconoció MUS\$72.215 relacionado a estos acuerdos como "otros gastos" para el trimestre terminado al 31 de diciembre de 2010.

b.3 Cargos Fiduciarios

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 cargos. 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 Imposición de multas Superintendencia de Electricidad y Combustibles (en adelante "SEC")

El 12 de abril de 2004, la SEC formuló cargos contra ESSA 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. ESSA presentó 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. ESSA fue multada con 350 UTA (equivalente a aproximadamente MUS\$337) cada una. El 11 de julio de 2005 ESSA presentó un recurso 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. ESSA, estableció una provisión por esta contingencia por la suma de 350 UTA (MUS\$337).

c) 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 Nueva 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.

d) Obligaciones contingentes y compromisos relacionados con Empresa Eléctrica Angamos S.A.

El 22 de octubre de 2008, EEA cerró el financiamiento por hasta MUS\$908.500 para la construcción de la Central 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.

e) 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.

f) 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") 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. El 8 de enero de 2009, la CAV sostuvo que el permiso no fue correctamente otorgado y que por lo tanto es ilegal. El 22 de junio de 2009, la Corte Suprema ratificó la decisión de la CAV, revocando el permiso medioambiental de la Central. La construcción fue detenida como consecuencia de la decisión de la Corte Suprema.

Por otra parte, el Decreto N°68 del Ministerio de Vivienda y Urbanismo, publicado en el Diario Oficial el 31 de diciembre de 2009, modificó la Ordenanza General de Urbanismo y Construcciones. EEC y Gener invocaron esta nueva disposición legal para efectos de solucionar los problemas de planificación territorial, lo que fue ratificado por la SEREMI Minvu de la Quinta Región. El 22 de febrero de 2010, la COREMA de la Quinta Región aprobó la nueva Resolución de Calificación Ambiental ("RCA") de la Central la cual fue notificada a la Compañía el 16 de marzo de 2010. El 24 de marzo de 2010, el Alcalde de Puchuncaví y otro, presentaron sendos recursos de protección en contra de la RCA en la CAV. El 26 de julio de 2010, EEC, Gener y la Municipalidad de Puchuncaví alcanzaron un acuerdo, a través del cual, entre otras obligaciones asumidas por las partes, el Alcalde de Puchuncaví se comprometió a desistirse totalmente del recurso de protección. En la misma fecha, el Alcalde de Puchuncaví y otro, presentaron escritos de desistimiento de los mencionados recursos ante la CAV, quedando firme de este modo la RCA.

El 1 de abril de 2010, EEC solicitó a la Dirección de Obras Municipales de Puchuncaví el permiso de construcción de la Central. El 12 de abril de 2010, el Alcalde de Puchuncaví solicitó una medida de no innovar a fin de paralizar la tramitación del permiso de construcción. La Corte otorgó dicha medida de no innovar el 13 de abril. El 20 de abril de 2010, EEC y AES Gener presentaron un recurso de reconsideración en contra de dicha decisión. El 22 de abril de 2010, la Corte hizo lugar a la reconsideración, en cuanto mantuvo la medida de no innovar pero limitó sus efectos a la obtención de la recepción final de los edificios, y ordenando al Director de Obras de la Municipalidad de Puchuncaví (DOM) a dar curso a la tramitación al permiso de construcción solicitado por EEC. El 10 de agosto de 2010, el DOM otorgó el permiso de construcción de la Central, el que fue notificado a la Compañía el 16 de agosto.

Con fecha 9 de septiembre de 2010 se interpusieron dos nuevos recursos de protección ante la CAV en contra del Permiso de Construcción otorgado con fecha 10 de agosto de 2010. Los recursos fueron interpuestos en contra del Director de Obras Municipales y en contra de la Municipalidad de Puchuncaví. En noviembre de 2010, la CAV rechazó dichos recursos. Esta resolución fue apelada ante la Corte Suprema, la cual con fecha 26 de enero de 2011, finalmente confirmó el rechazo de los recursos efectuado por la CAV. EEC reinició la construcción de la Central.

NOTA 31 GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS

Beneficiario	Descripción de la Garantía	Fecha		MUS\$
		Inicio	Vcto.	
Minera La Escondida	Contrato de suministro de electricidad	05-12-2008	05-12-2011	28.400
Minera Spence	Contrato de suministro de electricidad	05-12-2008	05-12-2011	11.600
Terminal Graneles del Norte S.A.	Cesión condicional de derechos y obligaciones	05-12-2008	05-12-2011	18.000
Corporación Nacional del Cobre	Para caucionar la vigencia y validez de la oferta, en el marco de la licitación del suministro eléctrico de proyecto	24-12-2010	15-02-2011	500
Ilustre Municipalidad de Mejillones	Garantiza el fiel cumplimiento obligaciones por arriendo predio fiscal	23-03-2009	31-01-2011	688
Secretaría Regional Ministerial de Bienes Nacionales de Antofagasta	Garantiza seriedad en cumplimiento de las condiciones de arriendo del inmueble fiscal	27-01-2010	31-01-2011	122
Director General de Territorio Marítimo y Marina Mercante	Garantiza seriedad por arriendo de inmuebles fiscales	04-08-2009	21-01-2011	430
Innova Chile	Garantiza cumplimiento en la ejecución del proyecto	05-08-2009	15-08-2012	275
Ebara International Corp.	Garantiza compra equipo bomba de condensado	01-10-2010	23-08-2011	477
Otros	Garantías menores			2.225
Total				62.717

Otorgador	Descripción de la Garantía	Fecha		MUS\$
		Inicio	Vcto.	
Posco Engeneering and Construction Co. Ltd.	Ingeniería, construcción, montaje y puesta en servicio Termoeléctrica Angamos	28-05-2008	03-10-2011	236.198
Ingeniería y Construcción, Sigdo Koppers S.A.	Ingeniería, suministro construcción, montaje y puesta en servicio del sistema de transmisión Angamos	13-09-2010	31-07-2011	7.860
Compañía Portuaria de Mejillones S.A.	Contrato de transferencia de graneles.	15-01-2011	07-02-2012	6.000
Alstom Norway AS, Alstom Brasil Energía e Transporte Ltda., Alstom Chile S.A.	Ingeniería, construcción y realización de contrato.	16-06-2008	03-02-2011	9.454
Vogt Power International Inc.	Garantizar cumplimiento desempeño según contrato.	05-03-2009	30-06-2011	233
Skanska CHILE S.A.	Garantizar cumplimiento de contrato de ingeniería, suministro, construcción, montaje, pruebas y puesta en servicio.	09-03-2010	27-05-2011	92
Ingeniería Eléctrica Transbosch	Garantiza cumplimiento de contrato de servicios de mantención de líneas y subestaciones	19-03-2007	01-12-2012	502
Empresa de Montajes Industriales SALFA S.A.	Garantiza cumplimiento de contrato de construcción	05-10-2009	31-03-2011	288
Invensys Chile S.A.	Garantiza cumplimiento del período de garantía de contrato	02-09-2009	01-12-2012	71
Instrumentación Menchaca, Amadori Industrial Ltda.	Garantizar cumplimiento de contrato de servicios	02-09-2010	30-09-2011	85
Aguas del Altiplano S.A.	Garantizar pago	12-03-2010	31-03-2011	200
Doosan Heavy Industries and Construction Co. Ltda.	Garantizar pago	02-09-2010	07-03-2011	521
Sistemas de Protección contra Riesgos Ltda.	Garantizar pago	29-12-2010	30-03-2011	159
Leal y Faúdez Ltda.	Garantizar anticipo	13-12-2010	15-02-2011	68
Flota Vershae S.A.	Cautelar cumplimiento de las obligaciones del contrato	12-02-2010	31-01-2011	150
Transformadores TUSAN S.A.	Garantizar calidad y funcionamiento de equipo durante el período de garantía	08-09-2009	31-03-2011	60
Empresa Constructora Agua Santa S.A.	Garantizar cumplimiento de contrato de construcción	07-06-2010	15-01-2011	1.020
Varios	Otras garantías menores			626
Total				263.587

NOTA 32 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 2010 y 2009 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:

	31-12-2010	31-12-2009
Volatilidad esperada	38%	66%
Rendimiento anual esperado de dividendos	-	-
Plazo esperado de la opción (años)	6	6
Tasa de interés libre de riesgo	2,86%	2,01%

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 tanto de 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.

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. Este método simplificado fue usado para los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2010 y 2009. 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\$5,08 y US\$4,08 para los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2010 y 2009, 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

	31-12-2010	31-12-2009
	MUS\$	MUS\$
Gasto por compensación antes de impuestos	-	-
Valor intrínseco total de las opciones ejercitadas	1	14
Valor justo total a la fecha de otorgamiento de las opciones irrevocadas	310	350
Efectivo recibido por el ejercicio de las opciones sobre acciones	4	42

Al 31 de diciembre de 2010 se espera reconocer MUS\$79 de costo de compensación total no reconocido relacionado a opciones sobre acciones durante un período promedio ponderado de aproximadamente 1,5 años. No hubo modificaciones a las concesiones de opciones sobre acciones durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010.

A continuación se resumen las actividades relacionadas a opciones por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010:

	Opciones	Precio de Ejercicio Promedio Ponderado US\$	Vida Contractual Restante Promedio Ponderada (en años)	Valor Intrínseco Agregado MUS\$
Vigentes al 31-12-2009	310.086	16,46	-	-
Ejercitadas durante el período	(434)	8,97	-	-
Anuladas y vencidas durante el período	(21.952)	18,32	-	-
Otorgadas durante el período	16.594	12,18	-	-
Transferidas a Gener durante el período	62.419	14,41	-	-
Vigentes al 31-12-2010	366.713	15,52	4,1	285
Irrevocadas y con irrevocabilidad esperada para el 31-12-2010	358.769	15,50	4,0	282
Con derecho de ejercicio al 31-12-2010	325.563	15,61	3,6	258

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 segundo trimestre de 2010 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 2010. 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 tercer trimestre de 2010 fue de 12,09%. 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 el 31 de diciembre de 2010 y 2009, 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 el 31 de diciembre de 2010 y 2009 fueron de US\$12,18 y US\$6,71, 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.

	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Gasto por las RSU antes de impuestos	-	-
Valor intrínseco total de las RSU convertidas ⁽¹⁾	349	582
Valor justo total de las RSU irrevocables	336	536

(1) Monto representa el valor justo a la fecha de conversión.

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 el 31 de diciembre de 2010 y 2009. Al 31 de diciembre de 2010, se espera reconocer MUS\$459 no reconocido relacionado a las RSU durante un período promedio ponderado de aproximadamente 1,8 años. No hubo modificaciones a las concesiones de las RSU durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010.

A continuación se resumen las actividades relacionadas a las RSU por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2010:

	RSU	Valor Justo Promedio Ponderado a la Fecha de Otorgamiento US\$	Período de Consolidación Promedio Ponderado Restante
No irrevocables al 31-12-2009	72.888	11,99	-
Irrevocadas durante el período	(23.399)	14,35	-
Anuladas y vencidas durante el período	(35.657)	12,06	-
Otorgadas durante el período	58.936	12,10	-
Transferencia de acciones	23.034	8,36	-
No irrevocables al 31-12-2010	95.802	10,51	1,5
Irrevocadas al 31-12-2010	75.380	17,85	-
Irrevocadas y con irrevocabilidad esperada para el 31-12-2010	153.645	14,10	-

NOTA 33 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 los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2010 y 2009 se detallan en el siguiente cuadro:

Detalle	Saldos	
	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Estación monitora calidad del aire	307	290
Precipitadores electroestáticos	-	45
Sistema aguas servidas	30	20
Depósito de cenizas	1.301	872
Monitoreo marino (Monitoreo oceanográfico y control de riles)	253	139
Monitoreo chimeneas	136	217
Monitoreo ruido	53	-
Gastos varios comisión medio ambiente Ley N° 99 - Colombia	6.305	5.322
Otros	946	167
Total	9.331	7.072

Los principales desembolsos del ejercicio detallados por proyecto son los siguientes:

Reconocimiento Contable	Sociedad	Proyecto	Acum. dic. 10 MUS\$	Acum. dic. 09 MUS\$	Monto Comprometido MUS\$	Descripción
Propiedades, Plantas y Equipos	AES Gener S.A.	FGD	49.247	-	-	Sistema de desulfurización de los gases de la combustión de la Unidad 2 de Central Ventanas - Proyecto terminado.
Inversión de capital	AES Gener S.A.	Low Nox	4.373	4.341	488	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	3.849	-	Modificación del tipo de combustible de la Central Laguna Verde desde Carbón a Diesel.
Resultado	AES Gener S.A.	Salida Nudo Vial	87	678	-	Mejoramiento vial. Modificación cruce Ruta F-30-E Sector acceso a Puerto Ventanas - Gener.

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 34

ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

a) Activos y pasivos corrientes

Activos	Moneda Extranjera	Moneda Funcional	31-12-2010		31-12-2009	
			Hasta 90 días MUS\$	de 91 días a 1 año MUS\$	Hasta 90 días MUS\$	de 91 días a 1 año MUS\$
Activos Corrientes						
Efectivo y equivalentes al efectivo	Pesos	US\$	77.944	-	40.672	-
	UF	US\$	-	-	-	-
	Otras monedas	US\$	11.736	-	5.855	-
Otros activos financieros corrientes	Pesos	US\$	359	836	-	-
	UF	US\$	-	-	-	-
	Otras monedas	US\$	1.018	-	912	-
Otros activos no financieros, corriente	Pesos	US\$	147	-	-	-
	UF	US\$	-	-	-	-
	Otras monedas	US\$	862	-	1.213	-
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	Pesos	US\$	187.693	2.080	127.151	4.903
	UF	US\$	20.703	129.382	15.305	211.662
	Otras monedas	US\$	62.588	-	73.947	-
Total Activos Corrientes			364.409	132.986	265.914	217.460

Pasivos y Patrimonio			31-12-2010		31-12-2009	
			Hasta 90 días MUS\$	de 91 días a 1 año MUS\$	Hasta 90 días MUS\$	de 91 días a 1 año MUS\$
Pasivos Corrientes	Moneda Extranjera	Moneda Funcional				
Otros pasivos financieros corrientes	Pesos	US\$	-	-	-	-
	UF	US\$	188	2.074	164	4.236
	Otras monedas	US\$	-	-	14.352	-
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Pesos	US\$	101.041	3.291	85.479	18.337
	UF	US\$	5.988	306	2.817	-
	Otras monedas	US\$	8.612	-	20.022	1.928
Otras provisiones a corto plazo	Pesos	US\$	-	507	1.251	1.152
	UF	US\$	-	405	654	459
	Otras monedas	US\$	730	-	768	-
Pasivos por impuestos corrientes	Pesos	US\$	-	-	-	-
	UF	US\$	-	-	-	-
	Otras monedas	US\$	181	29.108	474	20.120
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	Pesos	US\$	398	1.771	492	1.474
	UF	US\$	-	-	-	-
	Otras monedas	US\$	846	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	Pesos	US\$	8.235	5.935	7.521	2.930
	UF	US\$	-	-	-	-
	Otras monedas	US\$	2.279	-	1.418	1.363
Total Pasivos Corrientes			128.498	43.397	135.412	51.999

b) Activos y Pasivos No Corrientes

Activos	Moneda Extranjera	Moneda Funcional	31-12-2010			31-12-2009		
			más de 1 año a 3 años MUS\$	más de 3 años a 5 años MUS\$	más de 5 años MUS\$	más de 1 año a 3 años MUS\$	más de 3 años a 5 años MUS\$	más de 5 años MUS\$
Activos No Corrientes								
Otros activos financieros no corrientes	Pesos	US\$	332	-	-	803	-	-
	UF	US\$	-	-	-	-	-	-
	Otras monedas	US\$	84	-	-	-	-	-
Otros activos no financieros no corrientes	Pesos	US\$	592	-	7.161	-	-	4.357
	UF	US\$	46	-	-	-	-	-
	Otras monedas	US\$	3.515	-	-	660	-	-
Derechos por cobrar no corrientes	Pesos	US\$	92	36	-	9.357	-	-
	UF	US\$	31.036	-	-	59.443	-	-
	Otras monedas	US\$	7.390	-	-	9.978	-	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía	Pesos	US\$	-	-	-	-	-	-
	UF	US\$	-	-	-	-	-	-
	Otras monedas	US\$	1.764	-	-	-	-	24
Propiedades, planta y equipo	Pesos	US\$	-	-	-	-	-	-
	UF	US\$	-	-	-	-	-	-
	Otras monedas	US\$	-	-	686.663	-	-	657.632
Activos por impuestos diferidos	Pesos	US\$	-	-	-	-	-	-
	UF	US\$	-	-	-	-	-	-
	Otras monedas	US\$	-	-	-	-	-	1.482
Total Activos No Corrientes			44.851	36	693.824	80.241	-	663.495

Pasivos y Patrimonio			31-12-2010			31-12-2009		
			más de 1 año a 3 años MUS\$	más de 3 años a 5 años MUS\$	más de 5 años MUS\$	más de 1 año a 3 años MUS\$	más de 3 años a 5 años MUS\$	más de 5 años MUS\$
Pasivos No Corrientes	Moneda Extranjera	Moneda Funcional						
Otros pasivos financieros no corrientes	Pesos	US\$	-	-	-	-	-	-
	UF	US\$	2.882	3.359	45.738	1.183	1.020	5.829
	Otras monedas	US\$	-	-	14.937	9.134	-	12.955
Otras provisiones a largo plazo	Pesos	US\$	-	-	-	-	-	-
	UF	US\$	-	-	-	-	-	-
	Otras monedas	US\$	5.089	-	-	3.833	-	-
Pasivo por impuestos diferidos	Pesos	US\$	-	-	-	-	-	-
	UF	US\$	-	-	-	-	-	-
	Otras monedas	US\$	54.393	-	87.706	60.702	-	82.185
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	Pesos	US\$	2.003	2.158	18.796	1.551	1.714	16.473
	UF	US\$	-	-	-	-	-	-
	Otras monedas	US\$	5.189	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros no corrientes	Pesos	US\$	90	-	-	-	-	-
	UF	US\$	24	-	-	-	-	-
	Otras monedas	US\$	78	-	-	82	-	-
Total Pasivos No Corrientes			69.748	5.517	167.177	76.485	2.734	117.442

NOTA 35 HECHOS POSTERIORES

A la fecha de emisión de los Estados Financieros Consolidados, no se registraron 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 2010

1. RESUMEN DEL PERÍODO

Al 31 de diciembre de 2010 AES Gener S.A. (AES Gener o la Compañía) registró utilidad de US\$170 millones, US\$158 millones menor que la utilidad de US\$328 millones registrada a diciembre de 2009. En tanto, el EBITDA de la Compañía fue de US\$474 millones, 10% menor que el registrado durante 2009, principalmente explicado por la menor ganancia bruta registrada al 31 de diciembre de 2010.

La ganancia bruta al 31 de diciembre de 2010 fue US\$433 millones, lo que representa una variación negativa de 11% comparado con lo registrado en el mismo período del año anterior de US\$488 millones. Esta disminución se debe a que el aumento en costos de venta de 17% no alcanzó a ser compensado por el aumento en ingresos de 9%. Los mayores costos de venta corresponden principalmente a costos de combustible asociados a mayor generación térmica de AES Gener y sus filiales en Chile. El aumento en la producción térmica corresponde a mayor generación eficiente a carbón debido al inicio de operaciones de la central Nueva Ventanas en 2010 en el SIC y la instalación de un banco de baterías de litio recargables en la filial Norgener a fines de 2009 en el SING, lo que permitió aumentar la generación de esta última planta. Adicionalmente, durante el último trimestre se registró un aumento significativo en la generación de la central de respaldo Nueva Renca, principalmente utilizando gas natural licuado, producto de la hidrología más seca en el SIC durante el año 2010. Los mayores ingresos son producto del incremento en las ventas de energía en Colombia y mayores ventas de energía a distribuidoras en el SIC por la entrada en vigencia de nuevos contratos a largo plazo.

Dentro del resultado financiero, la variación más significativa es la pérdida excepcional de aproximadamente US\$72 millones asociada con los acuerdos de término definitivo de los contratos entre la filial Sociedad Eléctrica Santiago S.A. (Eléctrica Santiago) y tres empresas transportistas de gas realizados en diciembre 2010, poniendo término a todos los litigios entre las partes. La rescisión de estos contratos redujo en forma significativa los costos fijos futuros de Eléctrica Santiago. Adicionalmente, se registraron otras variaciones negativas en diferencias de cambio y en costo financiero neto. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una variación positiva en participación en ganancias de asociadas atribuible al mayor resultado de Empresa Eléctrica Guacolda S.A. (Guacolda).

Los principales hitos de AES Gener durante el período fueron:

- En enero, AES Gener inició el suministro bajo cinco nuevos contratos firmados con Chilectra, Chilquinta y Emel en las licitaciones adjudicadas en los años 2006, 2007 y 2008.
- En febrero, se declaró en operación comercial 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.
- En marzo, se declaró en operación comercial la central a carbón Guacolda IV, de la coligada Guacolda, que cuenta con potencia instalada de 152 MW en el SIC.
- En diciembre, Eléctrica Santiago logró acuerdos con las empresas de servicio de transporte de gas, Transportadora de Gas del Norte S.A. ("TGN"), Gasoducto GasAndes S.A. y Gasoducto GasAndes [Argentina] S.A., rescindiendo los contratos y poniendo término a todos los litigios entre las partes. El término de estos contratos redujo en forma significativa los costos fijos de Eléctrica Santiago.
- En diciembre, se reanudó la construcción de la central Campiche, de la filial Empresa Eléctrica Campiche S.A. (Eléctrica Campiche), proyecto a carbón con potencia de 270 MW. Se espera que inicie su operación comercial durante el primer trimestre de 2013.

2. ANÁLISIS DEL RESULTADO

Resultados (MUS\$)	Diciembre 2010	Diciembre 2009
Ingresos de Actividades Ordinarias		
Ventas de energía y potencia	1.672.616	1.564.746
Otros ingresos	129.434	88.674
Total Ingresos de Actividades Ordinarias	1.802.049	1.653.420
Costos de Venta		
Costo de combustible	(573.904)	(443.462)
Costo de venta de combustible	(23.156)	(12.157)
Compras de energía y potencia	(373.766)	(424.469)
Costo uso sistema de transmisión	(98.332)	(66.302)
Costo de venta productivo y otros	(131.491)	(87.848)
Depreciación e intangibles	(168.228)	(131.249)
Total Costos de Venta	(1.368.878)	(1.165.487)
Ganancia Bruta	433.171	487.933
Otros ingresos, por función	5.881	5.631
Gasto de administración	(116.067)	(88.288)
Otros gastos, por función	(19.125)	(8.484)
Otras ganancias (pérdidas)	(88.787)	1.256
Ingresos financieros	22.452	21.866
Costos financieros	(99.313)	(90.222)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	42.361	28.049
Diferencias de cambio	16.451	60.115
Ganancia (Pérdida) Antes de Impuesto	197.024	417.856
Impuesto a las ganancias	(31.169)	(92.262)
Ganancia (Pérdida) Después de Impuesto	165.855	325.594
Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto	-	-
Ganancia (Pérdida)	165.855	325.594
Ganancia (Pérdida), Atribuible a los Propietarios de la Controladora	169.772	327.937
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	(3.917)	(2.343)
Ganancia (Pérdida)	165.855	325.594

2.1. EBITDA

Al 31 de diciembre de 2010, el EBITDA fue US\$474 millones, comparado con el EBITDA de US\$528 millones registrados al cierre de diciembre de 2009. Esta variación negativa de US\$55 millones es producto del menor margen bruto en el SIC y el SING durante 2010, parcialmente compensado por el mejor desempeño de Colombia.

La contribución sobre el EBITDA de los distintos mercados en que el Grupo AES Gener participa fue: SIC 17%, SING y Sistema Argentino de Interconexión (SADI) 40% y Colombia 43%.

EBITDA (MUS\$)	Diciembre 2010	Diciembre 2009
Margen Bruto	433.172	487.933
Depreciación e intangibles (-)	168.228	131.249
Otros ingresos, por función	5.881	5.631
Gasto de administración	(116.067)	(88.288)
Otros gastos, por función	(19.125)	(8.484)
Otros costos no incluidos en EBITDA	1.510	331
EBITDA	473.598	528.373

2.1.1. Ingresos Ordinarios

Los ingresos ordinarios aumentaron US\$149 millones, efecto fundamentalmente explicado por mayores ingresos de US\$111 millones y US\$45 millones en el SIC y Colombia, respectivamente, parcialmente compensado por menores ingresos de US\$8 millones en el SING. El ajuste de consolidación representa las ventas de carbón intercompañía de AES Gener a la filial Norgener S.A. (Norgener) en el SING.

Ingresos Ordinarios (MUS\$)	Diciembre 2010	Diciembre 2009
Ingresos ordinarios SIC	1.071.344	960.066
Ingresos ordinarios SING y SADI	409.694	417.767
Ingresos ordinarios Colombia	392.460	347.029
Ajuste consolidación	(71.449)	(71.442)
Total Ingresos Ordinarios	1.802.049	1.653.420

La distribución de las ventas físicas de energía al cierre de diciembre de 2010 y 2009 fue la siguiente:

Ventas Energía por Mercado (GWh)	Diciembre 2010	Diciembre 2009
SIC	8.491	7.465
Distribuidoras	7.502	5.776
Distribuidoras sin contrato	-	1.179
CDEC	745	175
Otros clientes	244	334
SING	3.003	3.135
Distribuidoras	-	-
CDEC	970	1.120
Otros clientes	2.033	2.015
SIN-Colombia	5.542	6.167
Bolsa de Energía y otros	2.743	2.876
Distribuidoras	2.799	3.291
SADI	2.396	2.267
Clientes	242	46
Spot	2.154	2.222
Total Ventas	19.431	19.035

Sistema Interconectado Central (SIC)

En el SIC, los ingresos ordinarios aumentaron US\$111 millones comparando los años 2010 y 2009, principalmente asociado con mayores ventas de energía a distribuidoras, mayores ventas spot y mayores ingresos por concepto de peajes, parcialmente compensado por menores ventas a distribuidoras sin contrato.

Las ventas a distribuidoras aumentaron en US\$147 millones asociadas a un aumento en la venta física que pasó de 5.776 GWh en 2009 a 7.502 GWh en 2010. Esto se debe a la entrada en vigencia de cinco nuevos contratos de suministro con distribuidoras asociadas a las licitaciones efectuadas en los años 2006, 2007 y 2008.

Las ventas spot aumentaron en US\$78 millones asociadas a un aumento en la venta física que pasó de 175 GWh en 2009 a 745 GWh, producto en parte de la suspensión del contrato de suministro entre Eléctrica Santiago y AES Gener en noviembre y diciembre de 2010. Además, debido a las condiciones hidrológicas más secas, hubo mayor despacho de la central de respaldo Nueva Renca de Eléctrica Santiago, principalmente utilizando GNL y mayores precios spot, los cuales aumentaron desde un promedio anual de 105 US\$/MWh a 135 US\$/MWh.

El ingreso por peajes aumentó en US\$33 millones debido principalmente a una reclasificación desde ingresos de energía y potencia a ingresos por peajes, asociada a la ley de sub-transmisión publicada en 2009. En forma concurrente, se registraron ingresos por peajes adicionales asociados a los nuevos contratos con distribuidoras.

Las ventas a distribuidoras sin contrato disminuyeron en US\$147 millones debido a que durante 2010 no se registraron ventas por este concepto ya que con el comienzo de los nuevos contratos de suministro en enero 2010, no existen más ventas a distribuidoras sin contratos. En 2009, la venta física fue de 1.179 GWh y el precio de venta, igual al costo marginal promedio del período, fue de 105 US\$/MWh.

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y Sistema Argentino de Interconexión (SADI)

En el SING y SADI, los ingresos ordinarios disminuyeron US\$8 millones entre 2009 y 2010, principalmente asociado a menores ventas a clientes libres y una disminución en ingresos de potencia spot, parcialmente compensado por mayor ingreso por venta de energía spot.

Las ventas a clientes libres en el SING y SADI disminuyeron en US\$12 millones principalmente por menores precios, lo cual fue parcialmente compensado por mayores ventas físicas en el SING que pasaron de 2.015 GWh en 2009 a 2.033 GWh en 2010 y mayores ventas a clientes en el SADI, que en 2010 fueron en total 242 GWh comparado con 46 GWh en 2009.

Adicionalmente, las ventas de potencia disminuyeron US\$18 millones entre 2009 y 2010, específicamente relacionado con las reliquidaciones de potencia realizadas en ambos años. En 2009, se registró una mayor reliquidación de US\$8 millones, comparada con la reliquidación recibida en 2010.

Las ventas de energía spot aumentaron en US\$6 millones. Esto se explica fundamentalmente por el mayor costo marginal promedio en el SING, el cual aumentó desde un promedio de 111 US\$/MWh durante 2009 a 122 US\$/MWh en 2010. Este efecto fue parcialmente compensado por la menor venta física hacia el SING, que disminuyó de 1.120 GWh en 2009 a 970 GWh en 2010 debido a la reducción en generación de TermoAndes asociado con las restricciones de gas que la afectaron entre mediados de junio y el fin de agosto de 2010 y la menor inyección hacia este mercado en diciembre de 2010 debido al redireccionamiento completo de la planta hacia el SADI a causa de mantenimiento de la central Embalse en Argentina. Adicionalmente, se registró una menor venta física en el SADI disminuyendo de 2.222 GWh al cierre de 2009 a 2.154 GWh en 2010.

Sistema Interconectado Nacional Colombiano (SIN)

En Colombia, los ingresos ordinarios aumentaron US\$45 millones comparando los años 2009 y 2010, principalmente asociado al mayor ingreso por venta de energía a distribuidoras, parcialmente compensado por una menor venta de energía spot.

Las ventas a distribuidoras aumentaron en US\$57 millones debido a mayores precios de contratos. Lo anterior fue parcialmente compensado por menores ventas físicas que pasaron de 3.291 GWh en 2009 a 2.799 GWh al cierre de 2010.

Las ventas de energía spot y ventas por servicios auxiliares disminuyeron en US\$11 millones. Esto se explica fundamentalmente por la menor venta física que bajó de 2.876 GWh en 2009 a 2.743 GWh a diciembre de 2010, considerando que hubo una reducción menor en los precios de bolsa que disminuyeron desde un promedio de 69 US\$/MWh durante el periodo enero-diciembre de 2009 a 68 US\$/MWh en el mismo período de 2010.

2.1.2. Costos de venta

Los costos de venta aumentaron US\$203 millones, efecto fundamentalmente explicado por mayor consumo de combustible de US\$130 millones asociado a la mayor generación térmica de AES Gener y sus filiales en el SIC y un aumento en el precio de diesel, mayores costos de transmisión de US\$32 millones y mayor depreciación e intangibles de US\$37 millones. El ajuste de consolidación representa las ventas de carbón intercompañía de AES Gener a la filial Norgener en el SING.

Costos de Venta (MUS\$)	Diciembre 2010	Diciembre 2009
Costos de venta SIC	987.490	790.173
Costos de venta SING y SADI	265.491	241.792
Costos de venta Colombia	187.346	204.965
Ajuste consolidación	(71.449)	(71.442)
Total Costos de Venta	1.368.878	1.165.487

Sistema Interconectado Central (SIC)

En el SIC, los costos de venta aumentaron US\$197 millones comparando los años 2009 y 2010, principalmente asociado a mayor consumo de combustible, mayores costos de transmisión y mayor depreciación e intangibles principalmente asociado a la depreciación adicional de la central Nueva Ventanas.

El aumento en los costos de combustible se explica principalmente por mayor generación térmica de AES Gener y sus filiales y mayores precios de diesel. La generación térmica de las centrales del AES Gener y filiales aumentó de 3.916 GWh al 31 de diciembre de 2009 a 5.788 GWh al cierre de diciembre de 2010 producto de mayor generación a carbón de 1.343 GWh, relacionada con la entrada en servicio de la central Nueva Ventanas en febrero de 2010 y mayor generación a gas de la central respaldo de Nueva Renca de 519 GWh, principalmente con GNL durante noviembre y diciembre de 2010.

Adicionalmente, se registró un aumento en costos de transmisión fundamentalmente asociado a la nueva regulación de sub-transmisión publicada en 2009. Cabe señalar, que el aumento en costos de transmisión fue compensado por el aumento en ingresos de transmisión.

El volumen comprado en el mercado spot disminuyó 784 GWh comparando los doce meses de 2009 y el mismo período de 2010, efecto que fue parcialmente compensado por el aumento del precio spot desde un promedio de 105 US\$/MWh al cierre de diciembre de 2009 a 135 US\$/MWh en igual período de 2010.

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y Sistema Argentino de Interconexión (SADI)

En el SING y SADI, los costos de venta aumentaron desde US\$242 millones al cierre de diciembre de 2009 a US\$265 millones al 31 de diciembre de 2010, equivalentes al 10%. Entre las variaciones destaca una mayor depreciación producto principalmente de la aceleración de la vida útil de algunos activos en TermoAndes, mayores costos productivos de TermoAndes y mayor consumo de combustible principalmente asociado a la mayor generación de Norgener de 283 GWh. El aumento en generación de Norgener es atribuible a la instalación de un banco de baterías de litio recargables por la compañía a fines de 2009 en reemplazo de una porción de la reserva en giro de la planta. Estos efectos negativos fueron parcialmente compensados por menores compras de energía y potencia.

Sistema Interconectado Nacional Colombiano (SIN)

En Colombia, los costos de venta disminuyeron US\$18 millones principalmente asociado a una reducción en los costos de compra de energía explicado por menores compras físicas de 637 GWh, mientras que los precios spot en dólares se mantuvieron prácticamente iguales. Cabe señalar, que en pesos colombianos, el precio spot disminuyó desde un promedio de 144 Col\$/kWh al 31 de diciembre de 2009 a 129 Col\$/kWh al cierre de diciembre de 2010, equivalente a una disminución de 11%, mientras que en dólares, el precio spot fue menor en 1%, bajando desde un promedio de 69 US\$/MWh durante 2009 a 68 US\$/MWh en 2010. Esta variación se explica por el efecto de la tasa de cambio asociado con la apreciación del peso colombiano comparando los años 2010 y 2009.

2.1.3. Gastos de administración

Los gastos de administración aumentaron 31%, pasando de US\$88 millones al 31 de diciembre de 2009 a US\$116 millones en igual período de 2010, fundamentalmente relacionado con mayores servicios de terceros y mayores remuneraciones y beneficios sociales, todos ellos asociados a los proyectos de expansión en curso y las nuevas centrales que entraron en operación recientemente.

2.2. Resultado financiero

Las variables de resultados que no corresponden a EBITDA que sufrieron las mayores variaciones entre los años 2009 y 2010 incluyen mayores otras pérdidas de US\$90 millones, menores ganancias por diferencias de cambio que registraron una variación negativa de US\$44 millones y mayores costos financieros de US\$9 millones. Estos efectos fueron parcialmente compensados por un incremento en participación en ganancia (pérdida) de asociadas con un aumento de US\$14 millones.

La siguiente tabla muestra las variaciones antes mencionadas:

Resultado Financiero (MUS\$)	Diciembre 2010	Diciembre 2009
Otras ganancias (pérdidas)	(88.787)	1.256
Diferencias de cambio	16.451	60.115
Costos financieros	(99.313)	(90.222)
Participación en ganancia (pérdida) de asociadas	42.361	28.049

Al 31 de diciembre de 2010, se registraron mayores otras pérdidas de US\$90 millones comparado con igual período de 2009, fundamentalmente asociado a la pérdida excepcional de US\$72 millones registrado a diciembre de 2010 producto del acuerdo de término definitivo alcanzado entre Eléctrica Santiago y las empresas de transporte de gas TGN, Gasoducto GasAndes S.A. y Gasoducto GasAndes (Argentina) S.A. Adicionalmente, se registraron mayores otras pérdidas asociadas a una baja en activo fijo en Norgener y TermoAndes relacionada con la modernización y reemplazo de equipos y una baja en activo fijo en Energía Verde S.A. (Energía Verde).

La pérdida por diferencias de cambio a diciembre de 2010 se debe a que la Compañía presenta una posición activa neta en pesos chilenos y colombianos entre diciembre de 2009 y diciembre de 2010. Entre los efectos más importantes se encuentra el impacto del tipo de cambio en las cuentas por cobrar en pesos, principalmente ventas a distribuidoras sin contrato, ventas de electricidad a clientes y cuentas de IVA y los efectos en los swap de cobertura de tipo de cambio para la deuda financiera. Cabe señalar que entre el cierre de diciembre de 2009 y diciembre de 2010 el peso chileno se apreció 8% desde \$507,1 a \$468,0, mientras que entre el cierre de diciembre de 2008 y diciembre de 2009 se apreció 20%, de \$636,5 a \$507,1. En relación a los pesos colombianos, entre el cierre de diciembre de 2009 y diciembre de 2010 el peso colombiano se apreció 7% desde Col\$2.044,2 a Col\$1.907,7, mientras que entre el cierre de diciembre de 2008 y diciembre de 2009 se apreció 19%, de Col\$2.243,6 a Col\$2.044,2.

El costo financiero neto aumentó en US\$9 millones comparando los años 2009 y 2010 fundamentalmente asociado a un aumento en costos financieros producto principalmente de mayores intereses del crédito de Eléctrica Ventanas debido a la entrada en servicio de la central. La participación en ganancia (pérdida) de asociadas en el período aumentó US\$14 millones debido a la mayor ganancia de Guacolda.

2.3. Impuesto a la renta

El gasto por impuesto al cierre de diciembre de 2010 fue menor en US\$61 millones, disminuyendo desde un gasto de US\$92 millones al 31 de diciembre de 2009 a un gasto de US\$32 millones durante el mismo período de 2010. La disminución en el cargo en impuestos se explica principalmente por el menor resultado antes de impuesto registrado al 31 de diciembre de 2010 comparado con igual período de 2009, además del reverso en impuesto corriente de US\$20 millones de una provisión por una contingencia tributaria.

3. ANÁLISIS DEL BALANCE

Al 31 de diciembre de 2010, se registraron activos por US\$5.657 millones, 4% mayor que los US\$5.424 millones registrados al cierre de diciembre de 2009. Esta variación está explicada por el aumento en activos no corrientes de US\$150 millones y el incremento en activos corrientes de US\$83 millones.

El total de patrimonio neto y pasivos registró un aumento de US\$233 millones, explicado por mayores pasivos no corrientes de US\$344 millones, parcialmente compensado por la disminución de US\$57 millones en pasivos corrientes y menor patrimonio neto de US\$54 millones.

Balance (MUS\$)	Diciembre 2010	Diciembre 2009	Variación
Activos corrientes	1.085.655	1.002.166	83.489
Activos no corrientes	4.571.498	4.421.907	149.591
Total Activos	5.657.153	5.424.073	233.080
Pasivos corrientes	499.455	556.818	(57.363)
Pasivos no corrientes	2.608.748	2.264.757	343.991
Patrimonio neto	2.548.950	2.602.498	(53.548)
Total Patrimonio Neto y Pasivos	5.657.153	5.424.073	233.080

Entre las variaciones del activo corriente destaca el aumento en efectivo y efectivo equivalente de US\$132 millones principalmente asociado a fondos mutuos correspondientes a inversiones en dólares de bajo riesgo con disponibilidad inmediata y pactos con compromiso de retrocompra con vencimiento inferior a tres meses, efecto parcialmente compensado por la variación negativa en otros activos financieros corrientes de US\$29 millones explicada por menor inversión en fondos mutuos de liquidez inmediata en dólares, parcialmente compensado por mayor inversión en depósitos a plazo.

El activo no corriente aumentó 3% principalmente por el incremento en el rubro propiedades, planta y equipo de US\$216 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 un incremento en inversiones contabilizadas por el método de la participación de US\$27 millones asociado con la inversión en Guacolda y su aumento en patrimonio comparando 2010 y 2009. Este efecto fue parcialmente compensado por una disminución en derechos por cobrar no corrientes de US\$71 millones producto principalmente de menores cuentas por cobrar de largo plazo a distribuidoras sin contrato y menores otros activos financieros no corrientes de US\$29 millones asociados a menores activos de cobertura.

Los pasivos corrientes experimentaron una disminución de 10% respecto de lo registrado al 31 de diciembre de 2009. Entre las variaciones destaca la disminución en cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar de US\$93 millones fundamentalmente relacionadas con menores compras de materiales en los proyectos en construcción y menores cuentas por pagar del negocio eléctrico asociadas a menores compras spot. Este efecto fue parcialmente compensado por mayores cuentas por pagar a relacionadas de US\$20 millones y mayores otros pasivos financieros corrientes de US\$13 millones asociado principalmente al aumento en pasivos de cobertura.

Los pasivos no corrientes aumentaron US\$344 millones principalmente producto del incremento de US\$330 millones en otros pasivos financieros no corrientes, efecto asociado fundamentalmente a los desembolsos del préstamo del proyecto Angamos. Adicionalmente, se registró un aumento en otras cuentas por pagar no corriente de US\$35 millones. Estos efectos fueron parcialmente compensados por una disminución en otras provisiones a largo plazo de US\$12 millones, principalmente asociado al reverso en 2010 de una provisión relacionada con una contingencia tributaria y menor pasivo por impuestos diferidos de US\$10 millones.

Entre el 31 de diciembre de 2009 y 2010, el patrimonio bajó US\$54 millones. Las variaciones del patrimonio incluyen menores ganancias acumuladas y una disminución en otras reservas, parcialmente compensado por el aumento en otras participaciones en el patrimonio principalmente asociado al traspaso de realizado en 2010 de resultados del ejercicio 2009 para reserva de futuros dividendos.

4. INDICADORES

Los indicadores de liquidez mejoraron dado el mayor nivel de activos corrientes existentes, particularmente mayor efectivo y efectivo equivalente.

El pasivo exigible aumentó principalmente por el mayor nivel de préstamos que devengan intereses, relacionado con el mayor desembolso de deuda de Eléctrica Angamos.

La cobertura de gastos financieros disminuyó debido al menor resultado antes de impuestos registrado a diciembre de 2010, comparado con 2009.

La rentabilidad de los activos y del patrimonio a diciembre 2010 fue inferior a la registrada a diciembre de 2009, debido a la menor ganancia registrada al cierre de diciembre 2010.

		Diciembre 2010	Diciembre 2009
Liquidez			
Activos corrientes / Pasivos corrientes	(veces)	2,17	1,80
Razón ácida	(veces)	0,59	0,29
[Activo corr.- Inventarios] / Pasivo corr.	(veces)	2,09	1,71
Endeudamiento			
Pasivo exigible/Patrimonio neto	(veces)	1,22	1,08
Pasivos corrientes/Pasivo exigible	(veces)	0,16	0,20
Pasivos no corrientes/Pasivo exigible	(veces)	0,84	0,80
Pasivo exigible	(millones de dólares)	3.108	2.822
Cobertura gastos financieros	(veces)	2,98	5,63
Actividad			
Patrimonio neto	(millones de dólares)	2.549	2.602
Propiedades, planta y equipo, neto	(millones de dólares)	4.178	3.962
Total activos	(millones de dólares)	5.657	5.424
Rentabilidad			
De los activos ⁽¹⁾	(%)	3,00	6,05
Del patrimonio ⁽¹⁾	(%)	6,66	12,60
Rendimiento activos operacionales ⁽²⁾	(%)	10,37	12,31
Utilidad/Acción ⁽³⁾	(dólares)	0,02	0,04
Retorno dividendos ⁽⁴⁾	(%)	4,0	3,7

⁽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 positivo en US\$127 millones al 31 de diciembre de 2010, lo que se compara favorablemente con el flujo positivo de US\$94 millones en 2009. El mayor flujo se explica por la variación positiva en las actividades de inversión, lo que fue parcialmente compensado por la variación negativa en el flujo de las actividades de financiamiento y operación.

Flujo de Caja (MUS\$)	Diciembre 2010	Diciembre 2009	Variación
Flujo neto de operación	187.170	384.223	(197.053)
Flujo neto de inversión	(350.090)	(1.139.778)	789.688
Flujo neto de financiamiento	289.886	849.323	(559.437)
Flujo Neto Total del Período	126.966	93.768	33.198
Saldo Final de Efectivo y Efectivo Equivalente	294.261	162.647	131.614

El flujo de operación registró una variación negativa de US\$197 millones al cierre de diciembre de 2010, en comparación al mismo período del año anterior, debido principalmente a menor utilidad del período de US\$160 millones, menor liquidación de cuentas por cobrar comerciales de US\$118 millones, menor ajuste por gasto por impuesto a las ganancias de US\$61 millones, mayores impuestos pagados de US\$53 millones y mayores dividendos pagados de US\$40 millones. Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores otros ajustes por partidas distintas al efectivo de US\$171 millones relacionadas con gastos anticipados, castigo de activos, devengamiento de gastos financieros y los acuerdos de Eléctrica Santiago con los transportistas de gas. Adicionalmente, se registró un ajuste positivo por pérdidas de moneda extranjera no realizadas de US\$44 millones y mayor ajuste por depreciación de US\$37 millones.

Las actividades de inversión presentaron una variación positiva de US\$790 millones, comparando los años 2009 y 2010. Las principales variaciones fueron mayores entradas de efectivo de US\$429 millones producto de mayores rescates respecto de colocaciones financieras (depósitos a plazo y pactos de retroventa) y mayores recuperos de IVA por compras de activo fijo. Además, las compras de propiedades, plantas y equipos disminuyeron US\$354 millones principalmente debido al término de la construcción de Nueva Ventanas a fines de 2009.

Las actividades de financiamiento representaron un menor flujo de US\$559 millones al cierre de diciembre de 2010, comparado con igual período de 2009. Entre las variaciones destacan menores importes procedentes de emisión de acciones de US\$246 millones asociado con el aumento de capital finalizado en febrero de 2009 y menores importes procedentes de la emisión de otros instrumentos de patrimonio de US\$188 millones relacionado con el bono local colocado en abril de 2009. Adicionalmente, los préstamos de largo plazo disminuyeron en US\$96 millones producto del término de la construcción de Nueva Ventanas y se registró una variación negativa en otras salidas de efectivo de US\$49 millones producto de liberación de caja restringida en AES Gener en 2009.

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 AES Gener participa.

Energía (GWh)	SIC			SING		SADI	SIN	Total
	AES Gener	Eléctrica Santiago	Energía Verde	Norgener	TermoAndes	TermoAndes	Chivor	
Generación Hidro	1.441	-	-	-	-	-	3.305	4.446
Generación Termo	3.868	1.839	81	2.110	953	2.396	-	11.247
Generación Total	5.309	1.839	81	2.110	953	2.396	3.305	15.993
Compras Energía – Spot	1.123	165	-	8	18	-	1.309	2.623
Compras Energía – Generadores	39	-	-	3	-	-	902	944
Compras Energía – Intercompañía	1.438	-	39	23	-	-	-	1.500
Total Compras	2.600	165	39	34	18	-	2.211	5.067
Pérdidas	(62)	(0)	(3)	(38)	(51)	-	26	(128)
Venta Energía – Distribuidoras	7.502	-	-	-	-	-	2.799	10.301
Venta Energía – Otros clientes	208	-	36	1.949	84	242	-	2.518
Venta Energía – Spot	99	646	-	157	813	2.154	2.743	6.612
Venta Energía – Intercompañía	39	1.358	81	-	23	-	-	1.500
Total Ventas	7.847	2.004	117	2.106	920	2.396	5.542	20.931

7. ANÁLISIS DE MERCADO

La actividad de generación de AES 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, AES Chivor & CIA SCA E.S.P. (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)

El costo marginal promedio aumentó 29% comparando los años 2009 y 2010 en lo que influyó una hidrología más seca y un aumento en el precio de diesel. Al 31 de diciembre de 2010, las empresas del Grupo AES Gener, incluido Guacolda, aportaron 28% de la generación neta del SIC. La tabla a continuación muestra las principales variables del SIC durante los años 2010 y 2009.

SIC		Diciembre 2010	Diciembre 2009
Variación demanda	(%)	5,8	(0,5)
Consumo promedio mensual	(GWh)	3.474	3.283
Costo marginal promedio (Quillota 220 kV)	US\$/MWh	135,2	104,8

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y Sistema Argentino de Interconexión (SADI)

El aumento en el costo marginal de 11% en el SING se explica principalmente por el mayor precio de diesel durante 2010 en comparación con 2009. Al 31 de diciembre de 2010, las empresas del Grupo AES Gener aportaron 22% de la generación neta del SING. Por su parte, el aporte de TermoAndes al SADI a diciembre de 2010 corresponde al 2,4% de la generación del sistema. La tabla a continuación muestra las principales variables del SING y SADI durante los 2010 y 2009.

SING y SADI		Diciembre 2010	Diciembre 2009
Variación demanda SING	(%)	1,0	3,3
Consumo promedio mensual SING	(GWh)	1.149	1.138
Costo marginal promedio SING (Crucero 220 kV)	US\$/MWh	121,5	110,7
Costo marginal promedio SADI	US\$/MWh	29,8	26,2

Sistema Interconectado Nacional Colombiano (SIN)

Los precios en bolsa en dólares disminuyeron en 1% comparando los años 2009 y 2010 dado que el fenómeno de La Niña estuvo presente a partir de la segunda mitad de 2010 provocando una recuperación de los embalses en Colombia. Cabe señalar que debido a la apreciación del peso colombiano en el período, los precios en bolsa en pesos colombianos disminuyeron 11%. Al 31 de diciembre de 2010, la generación de Chivor representó 6% de la generación en Colombia. La tabla a continuación muestra las principales variables del SIN durante el período terminado el 31 de diciembre de 2010 y 2009.

Colombia		Diciembre 2010	Diciembre 2009
Variación demanda	(%)	2,7	1,5
Consumo promedio mensual	(GWh)	4.679	4.557
Precio bolsa promedio	US\$/MWh	67,6	68,5

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 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. Los principales conceptos determinados en pesos chilenos corresponden a los saldos acumulados de créditos por Resolución Ministerial N° 88, las cuentas por cobrar por venta de electricidad y créditos impositivos mayoritariamente relacionados con créditos de IVA. Al 31 de diciembre de 2010, AES Gener mantenía varios contratos a futuro de moneda con bancos con el propósito de disminuir su exposición al peso chileno. Al cierre de diciembre de 2010, 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\$15 millones en los resultados de AES Gener. Durante 2010, aproximadamente 83% de los ingresos ordinarios y el 93% de los costos de la Compañía están denominados en dólares.

En relación a las filiales extranjeras de la Compañía, 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 la filial están principalmente ligados

al peso colombiano. Al 31 de diciembre de 2010, las ventas en pesos colombianos representaron 13% de los ingresos consolidados. Adicionalmente, los dividendos de Chivor están determinados en pesos colombianos, aunque se utilizan mecanismos de cobertura financiera para fijar los montos en dólares. Por otra parte, los precios spot en el mercado argentino se fijan en pesos argentinos. El ingreso por estas ventas representó 4% de los ingresos consolidados al cierre de diciembre de 2010.

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 2010, 88% de las inversiones están denominadas en dólares, 11% en pesos chilenos, 1% en pesos colombianos.

Con respecto a la deuda denominada en moneda distinta al dólar, AES 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, AES Gener contrató un swap de tipo de cambio con la misma vigencia de la deuda. Al cierre de diciembre 2010, el 97% de la deuda de AES Gener y sus filiales está denominada en dólares, incluyendo los bonos mencionados previamente. La siguiente tabla muestra la composición de la deuda por moneda en base al capital adeudado, al 31 de diciembre de 2010 y 2009:

Moneda	Diciembre 2010	Diciembre 2009
US\$	97	96
UF	2	3
\$	-	-
Col\$	1	1

8.1.2. Riesgo de tasa de interés

Las variaciones de tasa de interés afectan el valor de los activos y pasivos. 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 2010 y 2009:

Tasa	Diciembre 2010	Diciembre 2009
Tasa Fija	87	92
Tasa Variable	13	8

8.1.3. Riesgo de precio de combustible

Los combustibles utilizados por la Compañía, principalmente carbón, diesel y GNL, son "commodities" con precios internacionales fijados por factores de mercado ajenos a la Compañía. En el caso de diesel y GNL, se compran sobre la base del precio internacional del petróleo, a través de acuerdos bilaterales con proveedores locales. 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 de venta.

Con respecto a las compras de carbón, AES Gener contaba con contratos de suministro a precio fijo para la mayoría del carbón requerido para el año 2010. Actualmente, la mayoría de los contratos de venta de energía eléctrica de AES Gener incluyen mecanismos de indexación que ajustan el precio en base a aumentos o disminuciones en el precio de carbón, según los índices y calendarios de ajuste particulares de cada contrato. Adicionalmente, la Compañía ha estructurado una estrategia de compra de carbón, manteniendo una parte a precio fijo y otra a precio variable, de manera de alinear sus costos de generación con los ingresos asociados a ventas de energía contratada. AES Gener también considera la ejecución de mecanismos de cobertura financiera para el precio de carbón.

Actualmente, las compras de diesel no tienen una cobertura asociada, y se estima que una variación de 10% en los costos de este combustible durante el año 2010, habría significado una variación positiva o negativa de aproximadamente US\$11 millones de dólares en el margen bruto de la Compañía. Cabe señalar que la central Nueva Renca de la filial Eléctrica Santiago puede utilizar alternativamente diesel o GNL y que adquiere volúmenes definidos de suministro de GNL bajo contratos de corto plazo cuando su precio es más competitivo que el diesel.

Derivado Implícito TermoAndes:

La filial argentina TermoAndes S.A. mantiene un contrato de suministro de gas natural con distintas contrapartes. El acuerdo contiene una variable relacionada a la indexación al precio por el suministro de gas natural, que se considera no estrechamente relacionada al contrato principal, por lo cual ha sido separada y, el derivado implícito se ha contabilizado a valor de mercado.

La Compañía realizó un análisis de sensibilidad en el que se asume una variación de 10% en el precio promedio del gas natural en Argentina, que es considerado un rango posible de fluctuación dadas las condiciones de mercado a la fecha de cierre del balance. Con todas las demás variables constantes, una variación de 10% en el precio promedio del gas natural en Argentina significaría una variación positiva o negativa en el EBITDA de la Compañía de aproximadamente MUS\$155 a diciembre de 2010.

8.1.4. 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 en Chile 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 Colombia, Chivor realiza evaluaciones de riesgo de sus contrapartes basado en una evaluación crediticia interna, que en ciertos casos podría incluir garantías.

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 "A" en escala de Standard & Poors y "A2" en escala Moody's. 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.

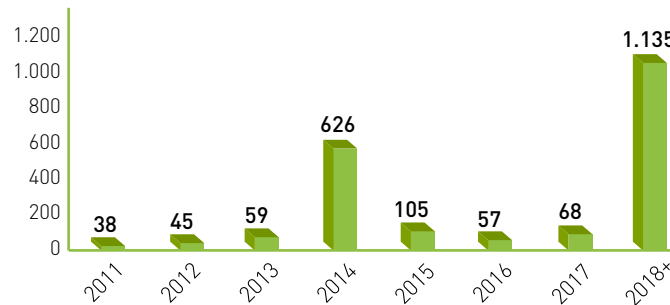
8.1.5. Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez 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 2010, AES Gener contaba con un saldo consolidado en caja de US\$593 millones, que incluye efectivo y equivalentes al efectivo de US\$294 millones y depósitos a plazo y fondos mutuos de liquidez inmediata en dólares por un total de US\$299 millones, registrados en otros activos financieros corrientes. En tanto, al cierre de diciembre de 2009, el saldo en caja fue de US\$481 millones, incluyendo efectivo y equivalentes al efectivo de US\$163 millones y depósitos a plazo y fondos mutuos de liquidez inmediata de US\$318 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, fondos mutuos correspondientes a inversiones en dólares de bajo riesgo y con disponibilidad inmediata, derechos con pactos con retroventa y derechos fiduciarios.

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2010, AES Gener cuenta con líneas de crédito comprometidas y no utilizadas por aproximadamente US\$223 millones, además de líneas de crédito no comprometidas y no utilizadas por aproximadamente US\$275 millones.

En relación al pago de deuda, AES Gener no tiene vencimientos importantes hasta el año 2014. El gráfico a continuación, muestra el calendario de vencimientos, basado en el capital adeudado, en millones de dólares:



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.

8.2.1. Hidrología

Las operaciones de AES 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. Suministro de gas

Debido a las restricciones en el suministro de gas natural, las centrales de ciclo combinado en Chile, incluyendo la central de Eléctrica Santiago, actualmente operan alternativamente con diesel o GNL. 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. Durante el tercer trimestre de 2010, específicamente entre mediados de junio y fines de agosto, TermoAndes se vio afectada por restricciones de gas que significaron que la central no exportara energía hacia el mercado chileno durante ese período. 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.

8.2.3. Marco Regulatorio

Como empresas de generación eléctrica, AES 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. AES 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. AES Gener participa activamente en el desarrollo del marco regulatorio, haciendo comentarios y propuestas a los proyectos de ley presentados por las autoridades.

Cabe señalar que en enero de 2010, el Presidente de Chile firmó una Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas, actualmente en proceso de aprobación por parte de la Contraloría General de la República, la cual establece nuevos límites de emisión de material particulado y gases producto de la generación termoeléctrica. Para cumplir con la futura norma, AES Gener deberá efectuar ciertas inversiones en algunas de sus plantas a carbón antiguas para instalar equipos de reducción de emisiones entre 2011 y 2015. El costo total y los plazos de la inversión están en evaluación, sin embargo, se estima que podría ser significativo.

8.2.4. 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.



Estados financieros

Estados financieros resumidos de empresas filiales



Empresas Filiales Nacionales

Empresa Eléctrica Angamos S.A.		
	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Activos		
Corrientes	60.265	103.058
No corrientes	1.009.341	809.544
Total Activos	1.069.606	912.602
Patrimonio Neto y Pasivos		
Corrientes	60.707	144.416
No corrientes	648.239	467.600
Patrimonio neto	360.660	300.586
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.069.606	912.602
	2010 MUS\$	2009 MUS\$
Estado de Resultados Integrales		
Margen bruto	(1.439)	(213)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(2.375)	2.550
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	(399)	436
Ganancia (Pérdida)	(1.976)	2.114
	2010 MUS\$	2009 MUS\$
Estado de Resultados Integrales		
Ganancia (pérdida)	(1.976)	2.114
Total Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	(41.220)	55.682
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	(43.196)	57.796

2010					
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital Emitido MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Resultados Retenidos MUS\$	Participaciones Minoritarias MUS\$	Total Patrimonio Neto MUS\$
Saldo inicial período actual 01-01-2010	234.796	60.805	4.985	-	300.586
Cambios en patrimonio	103.256	(41.206)	(1.976)	-	60.074
Saldo Final Período Actual 31-12-2010	338.052	19.599	3.009	-	360.660

2009					
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital Emitido MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Resultados Retenidos MUS\$	Participaciones Minoritarias MUS\$	Total Patrimonio Neto MUS\$
Saldo inicial período actual 01-01-2009	166.150	5.123	2.871	-	174.144
Cambios en patrimonio	68.646	55.682	2.114	-	126.442
Saldo Final Período Actual 31-12-2009	234.796	60.805	4.985	-	300.586

Estado de Flujo de Efectivo	2010 MUS\$	2009 MUS\$
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de operación	(37.981)	9.942
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de inversión	(257.809)	(519.155)
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de financiación	308.657	510.168
Incremento (decremento) neto en efectivo y equivalentes al efectivo	12.867	955
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(1.023)	(213)
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	741	-
Efectivo y equivalentes al efectivo, estado de flujos de efectivo, saldo final	12.585	742

Empresas Filiales Nacionales

Energía Verde S.A.		
	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Activos		
Corrientes	12.830	9.633
No corrientes	31.809	37.160
Total Activos	44.639	46.793
Patrimonio Neto y Pasivos		
Corrientes	5.421	2.609
No corrientes	5.272	5.075
Patrimonio neto	33.946	39.109
Total Patrimonio Neto y Pasivos	44.639	46.793
Estado de Resultados Integrales		
Margen bruto	(559)	832
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(5.784)	987
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	982	(168)
Ganancia (Pérdida)	(4.802)	819
Estado de Resultados Integrales		
Ganancia (pérdida)	(4.802)	819
Total Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	(363)	1
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	(5.164)	820

2010

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital Emitido MUS\$	Otras Participaciones en el Patrimonio MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Resultados Retenidos MUS\$	Participaciones Minoritarias MUS\$	Total Patrimonio Neto MUS\$
Saldo inicial período actual 01-01-2010	26.703	124	-	12.282	-	39.109
Cambios en patrimonio	-	1	(363)	(4.802)	-	(5.163)
Saldo Final Período Actual 31-12-2010	26.703	125	(363)	7.480	-	33.946

2009

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital Emitido MUS\$	Otras Participaciones en el Patrimonio MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Resultados Retenidos MUS\$	Participaciones Minoritarias MUS\$	Total Patrimonio Neto MUS\$
Saldo inicial período actual 01-01-2009	26.703	123	-	11.463	-	38.289
Cambios en patrimonio	-	1	-	819	-	820
Saldo Final Período Actual 31-12-2009	26.703	124	-	12.282	-	39.109

Estado de Flujo de Efectivo	2010 MUS\$	2009 MUS\$
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de operación	974	3.735
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de inversión	(34)	(1.084)
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de financiación	-	-
Incremento (decremento) neto en efectivo y equivalentes al efectivo	940	2.651
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	672	1.380
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	6.122	2.091
Efectivo y equivalentes al efectivo, estado de flujos de efectivo, saldo final	7.734	6.122

Empresas Filiales Nacionales

Norgener S.A. y Filiales		
Activos	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Corrientes	149.340	165.288
No corrientes	2.112.227	1.929.338
Total Activos	2.261.567	2.094.626
Patrimonio Neto y Pasivos		
Corrientes	125.204	214.081
No corrientes	1.526.604	1.231.819
Patrimonio neto	609.759	648.726
Total Patrimonio Neto y Pasivos	2.261.567	2.094.626
Estado de Resultados Integrales		
	2010 MUS\$	2009 MUS\$
Margen bruto	72.773	32.163
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	13.925	25.629
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	2.739	4.476
Ganancia (Pérdida)	11.186	21.153
Estado de Resultados Integrales		
	2010 MUS\$	2009 MUS\$
Ganancia (pérdida)	11.186	21.153
Total Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	(50.188)	63.922
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	(39.002)	85.075

2010					
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital Emitido MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Resultados Retenidos MUS\$	Participaciones Minoritarias MUS\$	Total Patrimonio Neto MUS\$
Saldo inicial período actual 01-01-2010	261.538	157.387	229.785	16	648.726
Cambios en patrimonio	-	(29.002)	(9.967)	1	(38.968)
Saldo Final Período Actual 31-12-2010	261.538	128.386	219.818	17	609.759

2009					
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital Emitido MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Resultados Retenidos MUS\$	Participaciones Minoritarias MUS\$	Total Patrimonio Neto MUS\$
Saldo inicial período actual 01-01-2009	261.538	82.088	219.974	15	563.615
Cambios en patrimonio	-	75.299	9.811	1	85.111
Saldo Final Período Actual 31-12-2009	261.538	157.387	229.785	16	648.726

Estado de Flujo de Efectivo	2010 MUS\$	2009 MUS\$
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de operación	103.821	26.483
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de inversión	(428.843)	(730.043)
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de financiación	310.120	673.644
Incremento (decremento) neto en efectivo y equivalentes al efectivo	39.649	1.228
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(1.185)	(167)
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	1.342	114
Efectivo y equivalentes al efectivo, estado de flujos de efectivo, saldo final	40.991	1.342

Empresas Filiales Nacionales

Empresa Eléctrica Ventanas S.A.		
	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Activos		
Corrientes	37.406	14.867
No corrientes	425.180	428.081
Total Activos	462.586	442.948
Patrimonio Neto y Pasivos		
Corrientes	38.336	33.771
No corrientes	404.796	373.696
Patrimonio neto	19.454	35.481
Total Patrimonio Neto y Pasivos	462.586	442.948
	2010 MUS\$	2009 MUS\$
Estado de Resultados Integrales		
Margen bruto	26.800	(1.666)
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	521	2.523
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	(90)	435
Ganancia (Pérdida)	431	2.088
	2010 MUS\$	2009 MUS\$
Estado de Resultados Integrales		
Ganancia (pérdida)	431	2.088
Total Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	(8.966)	8.273
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	(8.535)	10.361

2010					
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital Emitido MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Resultados Retenidos MUS\$	Participaciones Minoritarias MUS\$	Total Patrimonio Neto MUS\$
Saldo inicial período actual 01-01-2010	84.568	(17.939)	(31.148)	-	35.481
Cambios en patrimonio	(7.500)	(8.958)	431	-	(16.027)
Saldo Final Período Actual 31-12-2010	77.068	(26.897)	(30.717)	-	19.454

2009					
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital Emitido MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Resultados Retenidos MUS\$	Participaciones Minoritarias MUS\$	Total Patrimonio Neto MUS\$
Saldo inicial período actual 01-01-2009	84.568	(26.212)	(33.236)	-	25.120
Cambios en patrimonio	-	8.273	2.088	-	10.361
Saldo Final Período Actual 31-12-2009	84.568	(17.939)	(31.148)	-	35.481

Estado de Flujo de Efectivo	2010 MUS\$	2009 MUS\$
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de operación	27.822	16.118
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de inversión	(13.511)	(77.368)
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de financiación	14.040	61.646
Incremento (decremento) neto en efectivo y equivalentes al efectivo	28.351	396
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(364)	(42)
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	355	1
Efectivo y equivalentes al efectivo, estado de flujos de efectivo, saldo final	28.342	355

Empresas Filiales Internacionales

Energen S.A.		
	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Activos		
Corrientes	23	41
No corrientes	-	-
Total Activos	23	41
Patrimonio Neto y Pasivos		
Corrientes	2	3
No corrientes	-	-
Patrimonio neto	21	38
Total Patrimonio Neto y Pasivos	23	41
	2010 MUS\$	2009 MUS\$
Estado de Resultados Integrales		
Margen bruto	-	-
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(17)	(32)
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	-	-
Ganancia (Pérdida)	(17)	(32)
	2010 MUS\$	2009 MUS\$
Estado de Resultados Integrales		
Ganancia (pérdida)	(17)	(32)
Total Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	-	-
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	(17)	(32)

2010					
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital Emitido MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Resultados Retenidos MUS\$	Participaciones Minoritarias MUS\$	Total Patrimonio Neto MUS\$
Saldo inicial período actual 01-01-2010	119	(81)	-	-	38
Cambios en patrimonio	(81)	-	64	-	(17)
Saldo Final Período Actual 31-12-2010	38	(81)	64	-	21

2009					
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital Emitido MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Resultados Retenidos MUS\$	Participaciones Minoritarias MUS\$	Total Patrimonio Neto MUS\$
Saldo inicial período actual 01-01-2009	386	(316)	-	-	70
Cambios en patrimonio	(267)	235	-	-	(32)
Saldo Final Período Actual 31-12-2009	119	(81)	-	-	38

Estado de Flujo de Efectivo	2010 MUS\$	2009 MUS\$
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de operación	(17)	(22)
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	(17)	(22)
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(2)	(7)
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	36	65
Efectivo y equivalentes al efectivo, estado de flujos de efectivo, saldo final	17	36

Empresas Filiales Internacionales

Energy Trade & Finance Co.		
	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Activos		
Corrientes	95.876	170.442
No corrientes	690.768	659.278
Total Activos	786.644	829.720
Patrimonio Neto y Pasivos		
Corrientes	51.129	62.614
No corrientes	274.428	272.150
Patrimonio neto	461.087	494.956
Total Patrimonio Neto y Pasivos	786.644	829.720
Estado de Resultados Integrales	2010 MUS\$	2009 MUS\$
Margen bruto	205.049	142.064
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	170.034	119.438
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	56.504	39.433
Ganancia (Pérdida)	113.530	80.005
Estado de Resultados Integrales	2010 MUS\$	2009 MUS\$
Ganancia (pérdida)	113.530	80.005
Total Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	34.356	38.143
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	147.886	118.148

2010					
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital Emitido MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Resultados Retenidos MUS\$	Participaciones Minoritarias MUS\$	Total Patrimonio Neto MUS\$
Saldo inicial período actual 01-01-2010	221.151	16.020	257.705	80	494.956
Cambios en patrimonio	(181.552)	53.836	93.862	(15)	(33.869)
Saldo Final Período Actual 31-12-2010	39.599	69.856	351.567	65	461.087

2009					
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital Emitido MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Resultados Retenidos MUS\$	Participaciones Minoritarias MUS\$	Total Patrimonio Neto MUS\$
Saldo inicial período actual 01-01-2009	258.401	(38.814)	194.408	79	414.073
Cambios en patrimonio	(37.250)	54.835	63.297	1	80.883
Saldo Final Período Actual 31-12-2009	221.151	16.020	257.705	80	494.956

Estado de Flujo de Efectivo	2010 MUS\$	2009 MUS\$
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de operación	152.610	142.916
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de inversión	-	(42.366)
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de financiación	(216.973)	(64.728)
Incremento (decremento) neto en efectivo y equivalentes al efectivo	(68.701)	35.822
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	74.170	38.348
Efectivo y equivalentes al efectivo, estado de flujos de efectivo, saldo final	5.468	74.170

Empresas Filiales Internacionales

Gener Argentina		
	31-12-2010 MUS\$	31-12-2009 MUS\$
Activos		
Corrientes	63.858	60.356
No corrientes	272.550	284.697
Total Activos	336.408	345.053
Patrimonio Neto y Pasivos		
Corrientes	35.733	21.793
No corrientes	66.981	67.223
Patrimonio neto	233.695	256.037
Total Patrimonio Neto y Pasivos	336.408	345.053
	2010 MUS\$	2009 MUS\$
Estado de Resultados Integrales		
Margen bruto	(12.762)	21.328
Ganancia (pérdida) antes de impuesto	(30.282)	14.359
Gasto (ingreso) por impuesto a las ganancias	7.902	(9.488)
Ganancia (Pérdida)	(22.381)	4.871
	2010 MUS\$	2009 MUS\$
Estado de Resultados Integrales		
Ganancia (pérdida)	(22.381)	4.871
Total Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	-	29
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	(22.381)	4.900

2010

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital Emitido MUS\$	Otras Participaciones en el Patrimonio MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Resultados Retenidos MUS\$	Participaciones Minoritarias MUS\$	Total Patrimonio Neto MUS\$
Saldo inicial período actual 01-01-2010	224.929	66	-	(46.077)	77.119	256.037
Cambios en patrimonio	-	25	-	(15.323)	(7.044)	(22.342)
Saldo Final Período Actual 31-12-2010	224.929	91	-	(61.400)	70.075	233.695

2009

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto	Capital Emitido MUS\$	Otras Participaciones en el Patrimonio MUS\$	Otras Reservas MUS\$	Resultados Retenidos MUS\$	Participaciones Minoritarias MUS\$	Total Patrimonio Neto MUS\$
Saldo inicial período actual 01-01-2009	224.929	37	-	(49.074)	75.230	251.122
Cambios en patrimonio	-	29	-	2.997	1.889	4.915
Saldo Final Período Actual 31-12-2009	224.929	66	-	(46.077)	77.119	256.037

Estado de Flujo de Efectivo	2010 MUS\$	2009 MUS\$
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de operación	30.129	24.209
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de inversión	(17.909)	(18.716)
Flujos de efectivo netos de (utilizados en) actividades de financiación	-	-
Incremento (decremento) neto en efectivo y equivalentes al efectivo	12.220	5.493
Efectos de las variaciones en las tasas de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(148)	32
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	8.299	2.774
Efectivo y equivalentes al efectivo, estado de flujos de efectivo, saldo final	20.371	8.299



Información complementaria

Hechos relevantes

Antecedentes de empresas relacionadas

Direcciones y teléfonos de centrales generadoras

Suscripción y declaración jurada de responsabilidad



Información complementaria

Hechos relevantes comunicados a la SVS en 2010

22 de enero

Hecho esencial

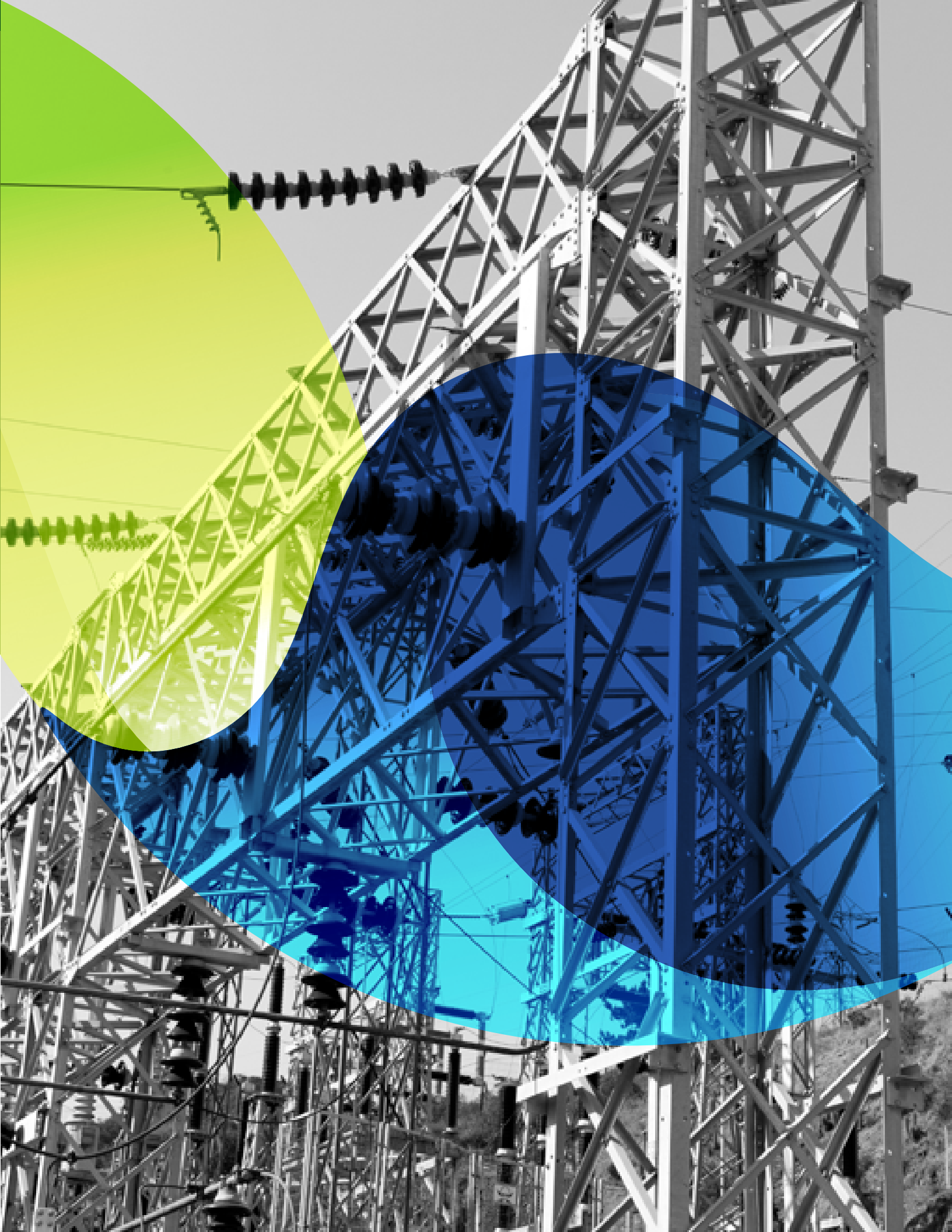
En cumplimiento de lo dispuesto en la Ley N° 20.382 y en conformidad con lo instruido por el Oficio Circular N° 560 de la SVS, se informó en carácter de Hecho Esencial que el Directorio de la Compañía, en sesión celebrada el día 21 de enero de 2010, dejó constancia de haberse recibido del Director señor Iván Díaz-Molina una declaración jurada de independencia en los términos establecidos en el artículo 50 bis de la Ley N° 18.046. Asimismo, se informó que el Director señor Iván Díaz-Molina en su carácter de único director independiente, procedió a designar a los directores señores Juan Andrés Camus Camus y Jorge Rodríguez Grossi como integrantes del Comité de Directores de la Compañía.

Con esa misma fecha se informa que el Directorio de la Compañía, en sesión

celebrada el 21 de enero de 2010, acordó aceptar la renuncia al cargo de director suplente presentada por el señor Jorge Errázuriz Grez.

4 de marzo

En respuesta al Oficio Circular N° 574 del uno de marzo de 2010 de la SVS, se informó de los efectos e impactos en la Compañía producto del terremoto que afectó a la zona centro sur del país el día 27 de febrero, indicando que, sin perjuicio que la generación del SIC en su conjunto, no se ha visto mayormente afectada por la situación descrita, el sismo provocó daños en algunas de nuestras instalaciones, cuyos impactos y magnitud están en proceso de ser evaluados. Se precisó que en relación a las plantas de generación eléctrica de AES Gener, 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 nuestro parque generador, equivalente a 545 MW, se encuentra en revisión de daños asociados al señalado terremoto y por consiguiente ha sido declarado indisponible ante el Centro de Despacho Económico de Carga del SIC. El 83% restante se encuen-





tra en operación, disponible para operación o bien indisponible por motivos de mantenimiento programado con anterioridad al mencionado evento.

31 de marzo

Se informó a la SVS sobre la Convocatoria a Junta Ordinaria y proposición de dividendos para el día 29 de abril de 2010, para considerar las siguientes materias:

Junta General Ordinaria:

1. Aprobación de los Estados Financieros y de la Memoria Anual por el ejercicio que finalizó el 31 de diciembre del 2009, incluido el informe de los Auditores Externos;
2. Distribución de utilidades y reparto de dividendos y reparto de los siguientes dividendos: un dividendo mínimo obligatorio de US\$0,008709 por acción y dos dividendos adicionales de US\$0,00558 por acción;
3. Determinación de la remuneración de los miembros del Comité de Directores, aprobación del presupuesto del Comité y sus asesores para el año 2010 e información de los gastos y las actividades desarrolladas por dicho Comité durante el año 2009;
5. Designación de Auditores Externos para el ejercicio 2010;
6. Política de Dividendos;
7. Información sobre las operaciones referidas en el artículo 44 de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas; y
8. Demás materias propias de este tipo de Juntas.

4 de mayo

Se informó que el Directorio acordó la designación del señor Alberto Zavala Cavada como Fiscal de la Compañía.

5 de mayo

Se informó del reparto de dividendos con cargo a las utilidades del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2009:

- i) Un dividendo mínimo obligatorio de US\$0,008709 por acción, a ser pagado a partir del día 11 de mayo de 2010;
- ii) Dos dividendos adicionales de US\$0,00558 por acción cada uno, a ser pagado a partir de los días siete de julio y siete de octubre de 2010, respectivamente.

1 junio

Se informa en carácter de información de interés que con fecha 30 de abril la Compañía dio inicio en los mercados internacionales a un proceso de Solicitation of Consents o Solicitud de Autorizaciones con el objeto de obtener la aprobación de los tenedores de los bonos colocados por AES Gener en los mercados internacionales el año 2004 al amparo del Contrato de Emisión de Bonos de fecha 22 de marzo de 2004, de ciertas modificaciones orientadas a dotar a la Compañía de una mayor flexibilidad en el manejo de sus filiales, especialmente de aquellas que desarrollan proyectos financiados bajo la modalidad de project finance.

9 de julio

Se da respuesta al Oficio N° 11066 del dos de julio de 2010, mediante el cual la SVS solicita informar acerca de aspectos relacionados con la adecuación de los covenants que rigen para las Líneas de Bonos vigentes de AES Gener, por la entrada en

vigencia de las Normas IFRS, precisando que estas modificaciones a los contratos de emisión de bonos fueron previamente acordadas con el Representante de los Tenedores de Bonos en cumplimiento de los respectivos contratos y que la Compañía certifica al Representante de los Tenedores de Bonos de manera trimestral el cumplimiento de las respectivas restricciones entregando los cálculos correspondientes.

30 de julio

Se remiten los antecedentes que dan cuenta de las modificaciones de las Líneas de Bonos inscritas en el Registro de Valores bajo los N° 516 y 517, a fin de adecuar las respectivas estipulaciones a los nuevos principios contables aplicables en Chile con motivo de la implementación de IFRS.

16 de agosto**Hecho esencial**

Se informó en carácter de hecho esencial que, una vez cumplidas las observaciones formuladas en su oportunidad, la Dirección de Obras Municipales de la I. Municipalidad de Puchuncaví otorgó con fecha diez de agosto de 2010 el Permiso de Construcción para la Central Termoeléctrica Campiche, de la filial Empresa Eléctrica Campiche S.A.

15 de diciembre

Se informó del acuerdo de Directorio de distribuir con cargo a las utilidades del ejercicio 2010, la cantidad de US\$73.030.776 mediante el reparto de un dividendo provisorio de US\$0,00905 por acción, a ser pagado a partir del 5 de enero de 2011.

30 de diciembre**Hecho esencial**

Se informó en carácter de Hecho Esencial que con fecha 29 de diciembre de 2010, la

filial de AES Gener S.A., Sociedad Eléctrica Santiago S.A., transigió todas y cada una de las controversias que mantenía con Transportadora de Gas del Norte S.A.; Gasoducto GasAndes S.A. y Gasoducto GasAndes S.A. (Argentina) con motivo de la vigencia y terminación de los respectivos contratos de servicios de transporte en firme de gas natural de largo plazo suscritos con cada una de ellas y, por consiguiente, se han rescindido los respectivos contratos de transporte y terminado todos los litigios civiles, comerciales y arbitrales iniciados entre las partes, quienes han renunciado a efectuar cualquier reclamo relacionado con las señaladas controversias, como asimismo a todas las acciones, excepciones y demás pretensiones presentadas o entabladas en esos juicios y arbitrajes. Asimismo se informó que, si bien las señaladas transacciones tendrán un impacto negativo excepcional y por única vez sobre los resultados de la filial Sociedad Eléctrica Santiago S.A. al 31 de diciembre de 2010, lo cual se verá reflejado también en los resultados de AES Gener S.A., el monto de dicho impacto a esta fecha está aún en proceso de evaluación. No obstante lo anterior, la rescisión de los mencionados contratos de transporte en firme de gas natural conlleva una reducción significativa en los costos fijos de Sociedad Eléctrica Santiago S.A., lo que se irá reflejando en un impacto positivo en los flujos futuros esperados de la Compañía.



Antecedentes de empresas relacionadas

al 31 de diciembre de 2010

AES Chivor & Cia Sca ESP

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\$10.553.063 (Col\$233.736.958.964)

Acciones suscritas

222.818.836

Acciones pagadas

222.818.836

Participación

99,98% indirectamente

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: 28

Profesionales: 50

Ejecutivos: 7

AES Chivor S.A. (Socio Gestor de AES Chivor & Cia SCA E.S.P.)

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

US\$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

Suplentes

Federico Echavarría

María Angélica Miranda

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\$336.927.179

Acciones emitidas y pagadas

21.002.628.303

Participación

100% directa e indirectamente

Presidente

Daniel Stadelmann Rojas⁽¹⁾

Directores

Daniel Stadelmann⁽¹⁾

Oswaldo Ledezma⁽⁶⁾

Iván Jara⁽⁸⁾

Gerente General

Javier Giorgio⁽⁴⁾

Personal*

Técnicos y administrativos: 55

Profesionales: 40

Ejecutivos: 5

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

Presidente

Derek Martin⁽⁷⁾

Directores

Derek Martin⁽⁷⁾

Daniel Stadelmann⁽¹⁾

Javier Giorgio⁽⁴⁾

Gerente General

Iván Jara⁽⁸⁾

Personal*

Técnicos y administrativos: 1

Profesionales: 8

Ejecutivos: 1

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

Capital pagado

US\$1000

Acciones emitidas y pagadas

5.000

Participación

100% directa e indirectamente

Presidente

Derek Martin⁽⁷⁾

Directores

Derek Martin⁽⁷⁾

Daniel Stadelmann⁽¹⁾

Laurie Kelly⁽¹⁴⁾

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] 3624031

Fax

[56 2] 3621675

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\$343.160.031

Capital pagado

MUS\$343.160.031

Acciones emitidas y pagadas

217.691.224

Participación

50%

Presidente

José Florencio Guzmán

Directores

Titulares

José Florencio Guzmán

Felipe Cerón⁽²⁾

Oswaldo Ledezma⁽⁴⁾

Daniel Stadelmann⁽¹⁾

Javier Giorgio⁽⁴⁾

Sven Von Appen

Marcos Büchi

Eduardo Navarro

Jorge Ferrando

Suplentes

Eduardo Rodríguez del Río

Carlos Aguirre⁽¹⁰⁾

Laurie Kelly⁽¹⁴⁾

Juan Ricardo Inostroza⁽¹¹⁾

Iván Jara⁽⁸⁾

Dag Von Appen

Wolf Von Appen

Rodrigo Huidobro

Franco Gorziglia

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, Oficina 902,

Las Condes, Santiago de Chile

Teléfono

[56 2] 5979300

Objeto social

Generación, transmisión, compra, venta y distribución de energía eléctrica o de cualquier otra naturaleza, en cualquier zona del país o del extranjero; la extracción, distribución, comercialización y explotación, de cualquier forma, de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos; la venta y prestación de servicios de ingeniería de mantenimiento y maestranza; el arrendamiento, construcción o adquisición de muelles o puertos y su explotación, en cualquier forma que fuere, y la realización de todas aquellas otras actividades productivas y comerciales anexas o complementarias de los giros recién mencionados.

Capital y acciones

Capital

US\$ 77.068.470

Capital pagado

US\$77.068.469,53

Acciones suscritas y pagadas

39.719.916.310

Participación

100% directa e indirectamente

Presidente

Derek Martin⁽⁷⁾

Directores

Titulares

Derek Martin⁽⁷⁾

Daniel Stadelmann⁽¹⁾

Héctor Rojas Brito

Suplentes

Tomás Jopia⁽¹²⁾

Cristián Antúnez

Jimena Alvarado⁽¹⁷⁾

Gerente General

Javier Giorgio⁽⁴⁾

Energía Verde S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica

Sociedad Anónima Cerrada

RUT

96.673.040-4

Dirección

O'Higgins 940, Oficina 901

Concepción, Chile

Teléfono

[56 41] 253228

Fax

[56 41] 253227

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

Presidente

Daniel Stadelmann⁽¹⁾

Directores

Derek Martin⁽⁷⁾

Daniel Stadelmann⁽¹⁾

Javier Giorgio⁽⁴⁾

Gerente General

Jaime Zuazagoitia

Personal*

Técnicos y administrativos: 68

Profesionales: 20

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] 4919646

Fax

[54 387] 4919657

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\$38.533 (AR\$146.710)

Acciones suscritas

146.710

Acciones pagadas

146.710

Participación

100% directa e indirectamente

Presidente

Edgardo Campelo⁽⁵⁾

Directores

Edgardo Campelo⁽⁵⁾

Oswaldo Ledezma⁽⁶⁾

Gerente General

Martín Genesisio

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] 9498066

Fax

[1 809] 9498080

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\$23.596.735

Capital pagado

US\$23.596.735

Acciones suscritas

23.596.736

Acciones pagadas

23.596.736

Participación

100% directa e indirectamente

Directores

Daniel Stadelmann⁽¹⁾

Laurie Kelly⁽¹⁴⁾

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] 3343660

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%

Presidente

Alain Petitjean

Directores

Alain Petitjean

Ruben Nastar

Raúl Montalvan

María Inés Canalis

Bruno Seilhan

Oswaldo Ledezma⁽⁶⁾

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) 43165600

Fax

(54 11) 43165601

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

Acciones pagadas

83.467.000

Participación

13%

Presidente

Alain Petitjean

Directores

Raúl Montalva

Alain Petitjean

Ruben Nasta

María Ines Canalis

Eduardo Ojea Quintana

Bruno SeilhanMatías Pérez

Oswaldo Ledezma⁽⁶⁾

Gener Argentina S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica

Sociedad Anónima Extranjera

Dirección

Olga Cossettini 771 1º B, Capital Federal, República Argentina

Teléfono

(54 11) 40002300

Fax

(54 11) 40002313

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 (AR\$544.443.672)

Acciones suscritas

544.443.672

Acciones pagadas

544.443.672

Participación

92,05% directamente y 7,95% indirectamente

Presidente

Edgardo Campelo⁽⁵⁾

Directores

Martín Genesisio

Edgardo Campelo⁽⁵⁾

Oswaldo Ledezma⁽⁶⁾

Gerente General

Martín Genesisio

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) 9498066

Fax

(1 809) 9498080

Objeto social

Objeto social sin restricciones, pudiendo llevar a cabo todo tipo de negocios e inversiones.

Capital

Capital pagado

US\$24.165.944

Participación

100% indirecto

Directores

Daniel Stadelmann⁽¹⁾

Laurie Kelly⁽¹⁴⁾

Javier Giorgio⁽⁴⁾



Genergia 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] 9498066

Fax

[1 809] 9498080

Objeto social

Inversiones en Sudamérica.

Capital y acciones

Capital pagado

US\$22.448.117

Participación

100% indirectamente

Directores

Daniel Stadelmann⁽¹⁾

Laurie Kelly⁽¹⁴⁾

Alberto Zavala⁽⁹⁾

Genergia 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] 6868900

Fax

[56 2] 6868990

Objeto social

Inversiones, servicios de asesoría de ingeniería.

Capital y acciones

Capital pagado

US\$22.448.117

Acciones suscritas

2.488.637

Acciones pagadas

2.488.637

Participación

99,99% indirectamente

Presidente

Tomás Jopia⁽¹²⁾

Directores

Titulares

Tomás Jopia⁽¹²⁾

Daniel Stadelmann⁽¹⁾

Laurie Kelly⁽¹⁴⁾

Suplentes

Armando Lolas⁽¹⁸⁾

Luciano Aparicio⁽¹³⁾

Jimena Alvarado⁽¹⁷⁾

Gerente General

Cristián Antúnez

Interandes S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica

Sociedad Anónima Extranjera

Dirección

Olga Cossetini 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

Presidente

Edgardo Campelo⁽⁵⁾

Directores

Edgardo Campelo⁽⁵⁾

Martín Genesio

Oswaldo Ledezma⁽⁶⁾

Gerente General

Martín Genesio



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) 6868900

Fax

(56 2) 6868990

Objeto social

Inversión en toda clase de bienes muebles e inmuebles, corporales e incorporales, participación en sociedades.

Capital y acciones

Capital

US\$488.397.773,33

Capital pagado

US\$428.529.555,86

Acciones suscritas y pagadas

244.434.219.720

Participación

100% directa e indirectamente.

Presidente

Daniel Stadelmann⁽¹⁾

Directores

Daniel Stadelmann⁽¹⁾

Laurie Kelly⁽¹⁴⁾

Luciano Aparicio⁽¹³⁾

Gerente General

Iván Jara⁽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) 6868900

Fax

(56 2) 6868990

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 y acciones

Capital

US\$24.165.944

Capital pagado

US\$24.165.944

Participación

99,99% indirectamente

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

Presidente

Daniel Stadelmann⁽¹⁾

Directores

Daniel Stadelmann⁽¹⁾

Juan Ricardo Inostroza⁽¹¹⁾

Enio Belmonte⁽¹⁶⁾

Gerente General

Javier Giorgio⁽⁴⁾

Personal*

Técnicos y administrativos: 55

Profesionales: 49

Ejecutivos: 2

Sociedad Eléctrica Santiago S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica

Sociedad Anónima Cerrada

RUT

96.717.620-6

Dirección

Jorge Hirnas 2964, Renca, Santiago de Chile

Teléfono

(56 2) 6804760

Fax

(56 2) 6804743

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\$258.265680

Capital pagado

US\$247.765.685

Acciones suscritas

125.308.749

Acciones pagadas

125.308.749

Participación

100% directamente

Presidente

Javier Giorgio⁽⁴⁾

Directores

Javier Giorgio⁽⁴⁾

Daniel Stadelmann⁽¹¹⁾

Gil Posada⁽¹⁵⁾

Gerente General

Rodrigo Osorio

Personal*

Técnicos y administrativos: 32

Profesionales: 19

Ejecutivos: 3

Termoandes S.A.

Identificación

Naturaleza jurídica

Sociedad Anónima Extranjera

Dirección

Olga Cossetini 771 1º B, Capital Federal CP1107, República Argentina

Teléfono

(54 38) 74919646

Fax

(54 38) 74919657

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

Presidente

Edgardo Campelo⁽⁵⁾

Directores

Edgardo Campelo⁽⁵⁾

Martín Genesio

Oswaldo Ledezma⁽⁶⁾

Gerente General

Martín Genesio

Personal*

Técnicos y administrativos: 37

Profesionales: 22

Ejecutivos: 2

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 2010.

* 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 Desempeño Operacional 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⁾ Fiscal de AES Gener S.A.

⁽¹⁰⁾ Subgerente Gestión del Margen y Transmisión de AES Gener S.A.

⁽¹¹⁾ Gerente de Mercado de AES Gener S.A.

⁽¹²⁾ Subgerente de Estrategia y Reporte de AES Gener S.A.

⁽¹³⁾ Subgerente Contabilidad AES Gener S.A.

⁽¹⁴⁾ Subgerente de Finanzas de AES Gener S.A.

⁽¹⁵⁾ Gerente de Recursos Humanos de AES Gener S.A.

⁽¹⁶⁾ Gerente Técnico de AES Gener S.A.

⁽¹⁷⁾ Jefe de Contabilidad IFRS de AES Gener S.A.

⁽¹⁸⁾ Gerente de Ingeniería 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,
Mejillones, Chile
Teléfono: [56 2] 6804716

Central Alfalfal

Ruta G-345 Km. 23,
San José de Maipo, 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,
Huasco, Chile
Teléfono: [56 51] 531 577
Fax: [56 51] 531 666

Central Laguna Verde

Camino Principal s/n,
Laguna Verde, Chile
Teléfono: [56 32] 234 8055-56

Central Laja

Camino a Laja Km. 1.5,
Cabrerero, Chile
Teléfono: [56 43] 402 700
Fax: [56 43] 402 700

Central Los Vientos

Ruta 5 Norte, Km. 91
Llay Llay, Chile
Teléfono: [56 32] 68 68 601

Central Maitenes

Ruta G-345 Km. 14,
San José de Maipo, 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 Queltehues

Ruta G-465, Km. 3,
San José de Maipo, Chile
Teléfono: [56 2] 686 4876
Fax: [56 2] 686 8746

Central Renca y Nueva Renca

Jorge Hirmas 2964,
Renca, Chile
Teléfono: [56 2] 680 4700
Fax: [56 2] 680 4844

Central Santa Lidia

Camino a Yungay s/n Km. 7
Cabrerero, Chile
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 Volcan

Ruta G-465, Km. 3,
San José de Maipo, 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 S.A. según su conformación a la fecha de la publicación del documento. Ellos se hacen responsables, bajo juramento, respecto de la veracidad de la información incorporada.

Andrés Gluski Weilert

Presidente del Directorio
Pasaporte: 6.024.620
Extranjero (venezolano)

Jorge Rodríguez Grossi

Director Titular
RUT: 5.141.013-0

Iván Díaz-Molina

Director Titular
RUT: 14.655.033-9
Extranjero (argentino)

Arminio Borjas

Director Titular
Pasaporte: D0259811
Extranjero (venezolano)

Juan Andrés Camus

Director Titular
RUT: 6.370.841-0

Luis Felipe Cerón Cerón

Gerente General
RUT: 6.375.799-3

Diseño

Carcavilla Boutique Creativa

Fotografías

Archivos AES Gener

www.rodolfopaez.cl

Impresión

Sociedad Gráfica Escorpio Ltda.