



# Humphreys

CLASIFICADORA DE RIESGO

**Razón reseña:  
Anual desde Envío Anterior**

A n a l i s t a

Eduardo Valdés S.

Tel. 56 – 2 – 2433 52 00

eduardo.valdes@humphreys.cl

## **Empresa Eléctrica Guacolda S.A.**

Septiembre 2013

Isidora Goyenechea 3621 – Piso16°  
Las Condes, Santiago – Chile  
Fono 2433 52 00 – Fax 2433 52 01  
ratings@humphreys.cl  
www.humphreys.cl

Categoría de riesgo	
Tipo de instrumento	Categoría
Efectos de Comercio Tendencia	<b>Nivel 1/A+ Estable</b>
EEFF base	30 de junio de 2013

Número y Fecha de Inscripción de Emisiones de Deuda	
Línea de efectos de comercio	Nº 033 de 09-09-2008

Estado de resultados consolidado IFRS							
Cifras en M US\$ de cada año	2008	2009	2010	2011	2012	ene-jun-12	ene-jun-13
Ingresos de actividades ordinarias	358.596	352.610	448.730	537.382	612.667	330.770	285.237
Costo de ventas	-315.685	-265.184	-297.937	-407.821	-519.228	-311.285	-225.624
<b>Margen bruto</b>	<b>42.911</b>	<b>87.426</b>	<b>150.793</b>	<b>129.561</b>	<b>93.439</b>	<b>19.485</b>	<b>59.613</b>
Gastos de administración y otras ganancias	-13.868	-10.127	-11.655	-13.636	-21.128	-8.797	-10.728
<b>Resultado operacional</b>	<b>29.043</b>	<b>77.299</b>	<b>139.138</b>	<b>115.925</b>	<b>72.311</b>	<b>10.688</b>	<b>48.885</b>
Costos financieros	-7.133	-17.027	-37.145	-37.904	-31.431	-15.701	-11.016
<b>Ganancia</b>	<b>16.350</b>	<b>56.097</b>	<b>84.723</b>	<b>62.218</b>	<b>18.375</b>	<b>-3.642</b>	<b>25.870</b>
EBITDA	49.033	101.083	174.811	153.243	113.462	30.114	71.586

Balance general consolidado IFRS						
Cifras en M US\$ de cada año	31-12-2008	31-12-2009	31-12-2010	31-12-2011	31-12-2012	30-06-2013
Activos Corrientes	200.730	156.689	227.632	271.180	165.213	180.449
Activos No Corrientes	910.335	1.095.807	1.090.255	1.071.439	1.129.273	1.154.388
<b>Total de Activos</b>	<b>1.111.065</b>	<b>1.252.496</b>	<b>1.317.887</b>	<b>1.342.619</b>	<b>1.294.486</b>	<b>1.334.837</b>
Pasivos Corrientes	121.732	81.982	141.580	151.279	114.389	122.244
Pasivos No Corrientes	753.712	782.752	815.603	791.665	611.090	598.869
<b>Total Pasivos</b>	<b>875.444</b>	<b>864.734</b>	<b>957.183</b>	<b>942.944</b>	<b>725.479</b>	<b>721.113</b>
Patrimonio Total	357.353	469.744	502.284	550.954	569.007	613.724
<b>Total de Pasivos y Patrimonio</b>	<b>1.232.797</b>	<b>1.334.478</b>	<b>1.459.467</b>	<b>1.493.898</b>	<b>1.294.486</b>	<b>1.334.837</b>
Deuda Financiera	683.744	690.157	683.937	631.493	576.310	554.196

## Fundamento de la clasificación

**Empresa Eléctrica Guacolda S.A. (Guacolda)** es una compañía del sector eléctrico –principalmente generación- que opera en el Sistema Interconectado Central (SIC). Cuenta actualmente con cuatro unidades de generación a carbón que totalizan una capacidad de 608 MW, lo que a la fecha representa en torno al 4,5% de la potencia instalada del SIC (13.633 MW) y un 9% de la generación en 2012 en dicho sistema.

Según datos a diciembre de 2012, la empresa logró ingresos por US\$ 612,7 millones y un EBITDA de US\$ 113,5 millones, generando 4.422 GWh. Al 30 de junio de 2012 tenía una deuda financiera de US\$ 554,2 millones.

La clasificación de la línea de efectos de comercio de **Guacolda** en “*Nivel1/A+*” se fundamenta en el elevado nivel de ventas que realiza a través de contratos (cercano al 100% de la capacidad de la Central), gran parte de las cuales se vende a distribuidoras eléctricas mediante compromisos de largo plazo, lo que le permite estabilizar sus ingresos y conocer los precios con antelación. Finalmente, se ha tomado en cuenta el actual perfil de vencimientos de la deuda financiera, que considera desembolsos anuales relativamente bajos en relación a la generación de caja. Incluso, bajo un escenario de caída importante en el EBITDA, la empresa sería capaz de enfrentar el pago de sus compromisos financieros.

Complementariamente, la clasificación de la línea de efectos de comercio de **Guacolda** en “*Nivel1/A+*” se ve favorecida por la existencia de una cartera de clientes con bajo riesgo operativo y adecuada solvencia (distribuidoras de energía y mineras con escaso riesgo de incumplimiento). Asimismo, la generación eléctrica de la empresa se realiza con unidades a carbón cuya producción presenta poca dependencia de factores externos y con una base de proveedores diversificada, considerándose también que la compañía posee ingresos estables e indexados a los costos del carbón, lo que permite establecer un bajo riesgo de *default* en los pagos de sus obligaciones, en caso de incrementarse los precios de compra de este insumo. Se valora también la ubicación geográfica estratégica en relación a sus clientes mineros, lo que favorece la competitividad de la empresa, y la importancia del suministro eléctrico tanto para sus clientes directos como para todo el país.

Por el contrario, dentro de los principales elementos que restringen la clasificación se considera la concentración de las fuentes que generan los flujos monetarios de la empresa y los riesgos asociados al nivel de actividad de la industria minera (sector relevante dentro de los clientes del emisor).

Otros factores de riesgo considerados en el proceso de clasificación son las características de la propiedad, donde no existe un socio controlador; los riesgos regulatorios propios del sector eléctrico y medioambiental; el alto nivel de competencia en la industria de generación eléctrica, y la exposición cambiaria, pese a que en la actualidad se encuentra atenuada completamente mediante operaciones de cobertura.

La perspectiva de la clasificación se califica *"Estable"*, por cuanto en el corto plazo, en nuestra opinión, no se visualizan cambios de relevancia en los riesgos que afectan a la compañía ni en su nivel de endeudamiento relativo.

En el futuro la clasificación de riesgo de la empresa podría mejorar en la medida que se eleve la rentabilidad de los activos de la compañía y, en paralelo, baje la deuda financiera obtenida para el financiamiento de sus proyectos, de manera que caiga el endeudamiento relativo (deuda financiera sobre generación de flujos de caja).

Para conservar la clasificación es necesario que se mantengan contratos de venta de energía de similares características a los actuales (volúmenes de generación y plazos comprometidos), tanto con clientes libres como con distribuidoras, y que lo anterior se enmarque además en un escenario donde el endeudamiento relativo de la compañía no aumente en forma relevante.

### Resumen Fundamentos Clasificación

#### Fortalezas centrales

- Contratos de largo plazo.
- Clientes de muy bajo riesgo (empresas distribuidoras) y de bajo riesgo (compañías mineras).

#### Fortalezas complementarias

- Diversificada base de proveedores de insumos.
- Estratégica ubicación de sus unidades, en relación a sus clientes mineros.

#### Fortalezas de apoyo

- Adecuado perfil de la deuda financiera.
- Importancia del suministro eléctrico para sus clientes directos y para todo el país.
- Estabilidad de la generación

#### Riesgos considerados

- Alta concentración de las fuentes que generan los flujos monetarios (riesgo atenuado o eliminado vía seguros).
- Dependencia a los riesgos asociados a la industria minera (riesgo de baja probabilidad de ocurrencia, pero con posibilidad de impacto severo).
- Empresa no cuenta con un socio controlador (problemas de agencia).
- Exposición a riesgos regulatorios del sector eléctrico y medioambiental (riesgo país).
- Alta competencia en la industria de generación eléctrica (riesgo medio).
- Exposición cambiaria (susceptible de controlar, atenuar o eliminar).

## Definición de categorías de riesgo

### Categoría A

Corresponde a aquellos instrumentos que cuentan con una buena capacidad de pago del capital e intereses en los términos y plazos pactados, pero ésta es susceptible de deteriorarse levemente ante posibles cambios en el emisor, en la industria a que pertenece o en la economía.

“+”: corresponde a aquellos instrumentos con menor riesgo relativo dentro de su categoría.

### Categoría Nivel 1 (N-1)

Corresponde a aquellos instrumentos que cuentan con la más alta capacidad de pago del capital e intereses en los términos y plazos pactados, la cual no se vería afectada en forma significativa ante posibles cambios en el emisor, en la industria a que pertenece o en la economía.

## Oportunidades y fortalezas

**Contratos de largo plazo:** Cerca de un 100% de la generación eléctrica de la empresa es vendida a través de contratos de largo plazo, un porcentaje importante de los cuales se extienden hasta 2015 y más allá, habiéndose sustituido los contratos de próximo vencimiento con otros de similares volúmenes de venta. Cabe destacar que las unidades 3 y 4 de **Guacolda** tienen asociados contratos de largo plazo que rigen desde enero de 2010 y enero de 2011, respectivamente, para la venta de energía a Chilectra, compañía distribuidora controlada por Enersis.

**Calidad de sus clientes:** Los contratos de suministro de energía implican un flujo de recursos relativamente estable y seguro, considerando la buena calidad de los clientes de la empresa, quienes cuentan con una reconocida solvencia, por corresponder a empresas mineras altamente competitivas en su rubro, compañías estatales y sociedades de distribución eléctrica

**Generación poco dependiente a factores externos:** La generación eléctrica de la compañía se realiza utilizando carbón o *petcoke* y, por tanto, está en gran medida exenta de factores externos no controlables por ella, como la pluviometría o la disponibilidad de gas natural, lo que le permite una capacidad de producción constante. La independencia de la producción de **Guacolda** de las condiciones hidrológicas de un determinado año –situación que no ocurre en el SIC como un todo– favorece la posición de la Empresa en épocas de sequía, al menos en lo relativo a sus ventas en el mercado *spot* (las cuales en todo caso son muy minoritarias en comparación a las ventas con contratos). En términos del carbón, su insumo principal, la Empresa tiene acceso a un alto número de proveedores en Chile y el resto del mundo, lo que le otorga alternativas en caso de que alguno falle y tener flexibilidad en los precios de adquisición. Por otra parte, cabe destacar que las unidades 1, 2 y, principalmente, 3 pueden funcionar con *petcoke*, lo que le permite eventualmente tener costos más bajos que otras centrales a carbón.

**Ubicación geográfica:** La Central se sitúa en un punto estratégico del tramo norte del SIC, lo que la deja muy cerca de sus clientes mineros, abarata los costos y disminuye los riesgos asociados a la transmisión (las restantes compañías mantienen sus centrales en la zona central o sur del sistema). Todo esto refuerza la competitividad del emisor dentro de su zona de operación.

**Característica del servicio:** El uso de energía puede ser considerado como un bien imprescindible para la población y, en este sentido, tal como se ha constatado en el tiempo, su nivel de consumo es relativamente inelástico en períodos recesivos, además de ser un insumo esencial para el desarrollo de las actividades.

## Factores de riesgo

**Flujos concentrados en pocas fuentes:** Los ingresos del emisor provienen fundamentalmente del negocio de generación eléctrica y, por lo tanto, se ven afectados por cualquier hecho que incida en los precios del sector y, más específicamente, en el SIC y en la zona norte del sistema. Adicionalmente, la producción se realiza tan sólo en una ubicación geográfica y con cuatro unidades de generación, lo que expone los flujos de la empresa ante situaciones que puedan afectar a dichas unidades (paralizaciones, incendios, terremotos, pérdida de competitividad por alzas en combustibles, y otras situaciones similares).

**Riesgo asociado al sector minero:** La importancia relativa de los contratos de suministro con empresas mineras lleva a que **Guacolda** incorpore el riesgo de estas compañías, el que está principalmente asociado al ciclo de actividad que puede presentar tal sector productivo. En todo caso, se ve atenuado por la calidad y solvencia de su cartera de clientes. Asimismo, la exposición al sector ha disminuido con las ventas de energía a Chilectra y Conafe. En efecto, en 2012 las ventas físicas a dicha distribuidora representaron un 35,5% del total vendido, por la entrada en vigencia de un contrato por un período de doce años.

**Características de la propiedad:** La Empresa cuenta con tres accionistas, uno extranjero con 50% de participación (AES Gener S.A.) y dos locales, cada uno de ellos con el 25% de la propiedad (Empresas Copec S.A. e Inversiones Ultraterra Ltda.). Dada esta estructura, existe la posibilidad que materias propias de los accionistas no sean resueltas de manera ágil si existen divergencias de opinión y cada posición concentre el 50% de las acciones.

**Riesgos regulatorios:** Como toda empresa regulada, el emisor está expuesto a cambios en las normativas legales que afectan al sector. Dentro de las principales variables reguladas están el cálculo de los peajes de transmisión y las multas que pueden aplicar los organismos fiscalizadores. Con todo, se reconoce que tanto la ley como las autoridades del sector tienden a la aplicación de criterios técnicos para el normal funcionamiento de la industria. Adicionalmente a los riesgos regulatorios del sector eléctrico propiamente tal, pueden mencionarse los riesgos de regulaciones medioambientales, como la normativa sobre emisiones para centrales termoeléctricas.

**Alta competencia de la industria:** El sector de generación eléctrica se ha caracterizado por presentar elevados niveles de competencia, los cuales podrían subir de concretarse el ingreso de nuevos operadores al mercado y de nuevas plantas generadoras de propiedad de las empresas ya presentes. Así, existen algunos

proyectos de generación a carbón en la Región de Atacama destinados a satisfacer la demanda por energía del sector minero, pero cabe señalar que éstos han enfrentado serios reveses en sus tramitaciones, que han puesto en duda su factibilidad en el mediano plazo. En términos de la suscripción de contratos, una mayor oferta disminuye la posibilidad de firmar nuevos acuerdos con clientes libres o distribuidoras, por la mayor disponibilidad de energía en el mercado, aunque cabe destacar que los compromisos de suministro de energía de **Guacolda** en su mayoría son de largo plazo, situándose el riesgo recién en el momento de su expiración.

**Exposición cambiaria:** La mayor parte de los costos de la Compañía y de su deuda financiera están expresados en dólares, situación que expone en cierta medida a la Empresa a las fluctuaciones en el valor de la divisa estadounidense. En todo caso, este riesgo se encuentra atenuado casi por completo por la indexación de sus tarifas al valor del dólar, aunque permanece la diferencia de plazos entre el período de recaudación y el de pago de los compromisos financieros.

## Hechos recientes

### Resultados 2012

Durante el año 2012, los ingresos consolidados de **Guacolda** llegaron a US\$ 612,7 millones, lo que representó un incremento de 14% respecto a 2011, principalmente por la entrada en vigencia de nuevos contratos de suministro de energía, a precios mayores de los que vencieron durante el año. En términos de generación, la empresa alcanzó 4.523,7 GWh en 2012, lo que implica un aumento de 1,9%.

En tanto, los costos de explotación de 2012 llegaron a US\$ 519,2 millones, subiendo en 27,3% en el período, lo que se explica por mayores compras de energía por la limitación en la generación de la unidad 1 y por el mantenimiento mayor de la misma unidad, además de las mayores compras relacionadas con el inicio de nuevos contratos de suministro. Dado que la tasa de crecimiento de los costos superó la de los ingresos, el margen de explotación disminuyó a US\$ 93,4 millones, pasando desde 24,1% de los ingresos a 15,3%.

El *ítem* gasto de administración y otras ganancias, se incrementó en 54,9% llegando a US\$ 21,1 millones, principalmente por un aumento en el *ítem* seguros operacionales, un mayor costo de mano de obra y la baja de algunos activos antes de finalizar su vida útil. De este modo, con las anteriores variaciones, el resultado operacional de 2012 fue de US\$ 72,3 millones, disminuyendo en 37,6% y pasando desde un 21,6% a un 11,8% de los ingresos. El EBITDA en tanto, se contrajo un 26,0%, llegando a US\$ 113,5 millones, y desde 28,5% de los ingresos a un 18,5%.

### Primer semestre de 2013

Durante los seis primeros meses de 2013, los ingresos llegaron a US\$ 285,2 millones, decreciendo 13,8% en relación a igual período de 2012, lo que se explica principalmente por menores ventas físicas y menor consumo del contrato de Chilectra Libre, efectos que se vieron atenuados por una mayor venta a AES Gener en el primer trimestre de 2013 y por la incorporación de un nuevo cliente minero. Las ventas físicas del primer semestre de 2013 alcanzaron 2.376,4 GWh, un 3,7% inferiores que igual período 2012.

Los costos de venta, en tanto, disminuyeron en 27,5% hasta US\$ 225,6 millones, explicado en gran parte por menores compras de energía *spot*, producto de la mayor generación de las unidades y del menor retiro neto de clientes. Con ello, el margen de explotación del semestre fue de US\$ 59,6 millones, más de dos veces a lo registrado entre enero y junio de 2012 (US\$ 19,5 millones), representando un 20,9% de los ingresos (5,9% en el primer semestre de 2012).

Los gastos de administración y otras ganancias alcanzaron US\$ 10,7 millones, lo que significa un alza de 22,0%, con lo que el resultado operacional aumentó en 3,6 veces, llegando a US\$ 48,9 millones en el semestre (17,1% de los ingresos contra 3,2% un año atrás). Mientras, el EBITDA fue de US\$ 71,6 millones, aumentando 1,4 veces respecto al primer semestre de 2012, pasando desde un 9,1% a un 25,1% de los ingresos.

## Antecedentes generales

### Propiedad

La propiedad de **Guacolda** se distribuye de la siguiente manera:

Nombre de Accionistas	Nº de acciones pagadas	Participación
AES Gener S.A.	108.845.612	50%
Empresas Copec S.A.	54.422.806	25%
Inversiones Ultraterra Ltda.	54.422.806	25%
<b>TOTAL</b>	<b>217.691.224</b>	<b>100%</b>

AES Gener S.A. es una sociedad anónima abierta orientada fundamentalmente a la generación de electricidad en Chile. Sirve al SIC a través de cuatro centrales hidroeléctricas de pasada, tres centrales termoeléctricas a carbón y tres centrales turbo gas a petróleo diesel, todas directamente de su propiedad. También sirve al SIC mediante una central de ciclo combinado a gas natural y una central a petróleo diesel (pertenecientes a su filial Eléctrica Santiago), una central termoeléctrica a carbón perteneciente a la coligada Empresa Eléctrica Guacolda S.A., y dos centrales de cogeneración y una turbina a vapor de su filial Energía Verde. La compañía es también proveedora de energía del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) a través de sus filiales Norgener, con una central termoeléctrica a carbón, y TermoAndes, con una central de ciclo combinado a gas natural en Argentina (conectada al SING mediante una línea de transmisión de propiedad de la filial InterAndes). La sociedad cotiza en bolsa.

Empresas Copec S.A. es un *holding* financiero diversificado que está presente, a través de sus filiales y coligadas, en distintos sectores económicos, agrupados en dos grandes áreas de especialización: energía y recursos naturales. En energía está presente en la distribución de combustibles líquidos, gas licuado y gas natural. En recursos naturales participa en las industrias forestal, pesquera y minera.

Inversiones Ultraterra Ltda. es una sociedad perteneciente a la familia von Appen y sus inversiones más importantes se concentran en el sector naviero.



## Activos y generación

### Líneas de negocio

**Guacolda** participa en las siguientes actividades:

- Producción, transporte y suministro de energía eléctrica.
- Negocio portuario, para lo que cuenta con un muelle mecanizado.

Con todo, en la práctica **Guacolda** se ha desarrollado como una empresa de generación eléctrica, siendo este negocio el que determina la generación de flujos y los riesgos del emisor (el muelle tiene como objeto la importación de carbón).

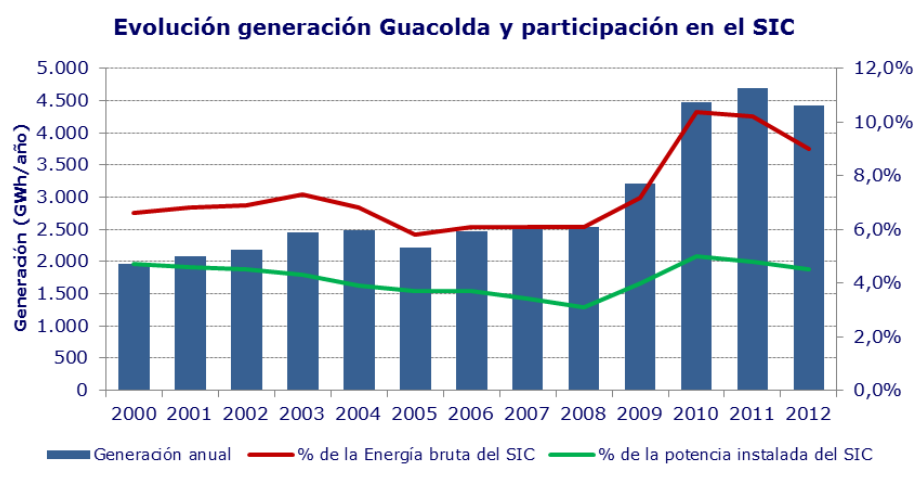
**Guacolda** posee a la fecha una central termoeléctrica a carbón con cuatro unidades de generación de 152 MW de potencia cada una, ubicadas en la ciudad de Huasco (Región de Atacama), totalizando una capacidad instalada de generación de 608 MW. La primera unidad fue entregada al sistema el primero de noviembre de 1995 y la segunda unidad el 22 de agosto de 1996. Como se comentó, la tercera y cuarta unidades entraron en funcionamiento entre 2009 y 2010. La conexión al sistema SIC se realiza en la subestación Maitencillo.

Dentro de los activos del emisor se incluyen, además, una subestación de 220 kV, dos líneas de transmisión de 220 kV con una extensión de 34 kilómetros compuestas por dos circuitos con capacidad de 340 MW cada uno entre las unidades 1 y 4 y la subestación Maitencillo, y otra línea de transmisión de 133 kilómetros de dos circuitos de 220 kV entre las subestaciones Maitencillo y Cardones.

Además, la Empresa cuenta con un muelle mecanizado de descarga, con dos grúas de quince toneladas de capacidad cada una. El Terminal Marítimo "Guacolda I" posee un muelle de servicios para abrigo de embarcaciones menores y una cancha de almacenamiento de carbón de cinco hectáreas. La Empresa genera ingresos por todos estos conceptos.

La generación anual de electricidad de la empresa fue bastante estable en el período 2003-2008, oscilando en torno a los 2.500 GWh anuales, lo que muestra la elevada disponibilidad y confiabilidad de las unidades generadoras. Entre 2008 y 2011 aumentó el volumen generado al entrar en funcionamiento las unidades 3 y 4 del complejo.

En octubre de 2012 se inició la construcción de la Unidad 5 del complejo termoeléctrico de **Guacolda**, que sería inaugurada el segundo semestre de 2015. Ésta será una unidad termoeléctrica a carbón de 152 MW, que aumentará la capacidad instalada bruta de la empresa a 760 MW.

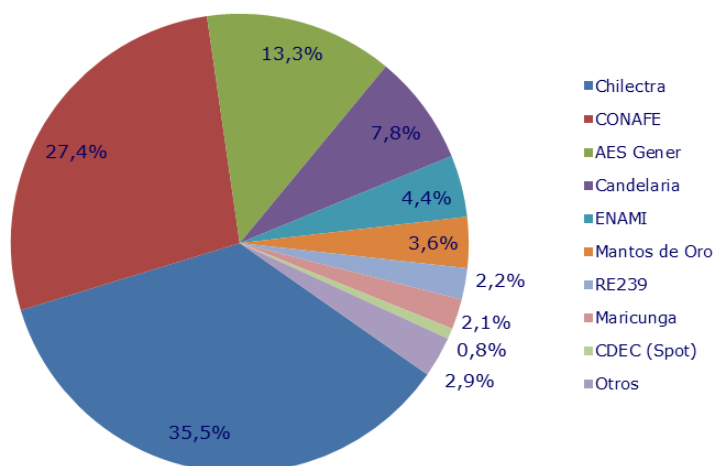


## Cientes de Guacolda

Como se mencionó anteriormente, el grueso de los ingresos de la compañía está asociado a contratos a largo plazo, cuyos precios están indexados a los principales costos productivos de la compañía, en particular el carbón, lo que hace que los márgenes de la misma sean relativamente constantes y predecibles en el tiempo. La estrategia comercial de **Guacolda** es operar en base a contratos de suministros de largo plazo, de modo que más de un 90% de su capacidad de generación está comprometida para la venta para, al menos, los próximos cinco años.

La Empresa ha firmado contratos de suministro eléctrico con compañías del área minera: ENAMI, Compañía Minera Mantos de Oro, Compañía Minera Maricunga, Pucobre y Minera Can-Can. Adicionalmente, tiene contratos con las distribuidoras eléctricas Chilectra, CONAFE, EEPA, y la generadora AES Gener. La venta a distribuidoras de energía representa una proporción importante de los ingresos de **Guacolda**, lo que implica una fuente de estabilidad para sus flujos, en particular si se considera la alta clasificación de solvencia asignada a tales empresas o a sus controladores.

**Ventas físicas por cliente 2012**  
(4.523,7 GWh)



En el mercado relevante para las generadoras existen tres clases de clientes:

- **Clientes regulados:** Conformados por las compañías distribuidoras. En este caso, el precio (“precio de nudo de largo plazo”) es establecido a través de licitaciones en las que participan las generadoras, de la que resultan contratos cuya duración no puede exceder los quince años.

Los clientes cuya potencia conectada esté entre 0,5 MW y 2 MW (generalmente industrias) pueden elegir entre ser clientes regulados (y comprar su energía a distribuidoras) o ser clientes libres y negociar directamente con generadoras o distribuidores.

- **Clientes libres:** Los clientes libres son aquellos con consumos superiores a 2 MW y que convienen libremente sus precios con sus proveedores (las generadoras).

La ley N° 19.940, publicada el 13 de marzo de 2004, con el objetivo de ampliar el mercado de los clientes libres facultó a los usuarios de potencia conectada superior a 500 KW y hasta 2 MW a optar entre un régimen de tarifa regulada (comprando energía a una distribuidora) o uno de precios libres, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en el régimen elegido.

- **Clientes del mercado *spot*:** El mercado *spot* es la instancia de transferencia de energía entre las generadoras de un sistema interconectado (en el SIC, Endesa, Colbún, AES Gener y **Guacolda**, entre otras). Está destinado a suplir déficit de producción en relación a la energía contratada. Cuando hay excedentes de energía las generadoras pueden venderlos a través del Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC SIC), que coordina la entrada de centrales de acuerdo a su costo marginal, empezando por la más barata hasta la más cara. El precio en este mercado corresponde al costo marginal del sistema, el cual, a su vez, es el costo variable de producción de la última central que entra a despachar a través del CDEC. La central que se encuentre entregando energía al spot depende mucho de la condición hidrológica del momento, puesto que en años secos la menor producción de las centrales hidroeléctricas es suplida por termoeléctricas, generalmente a diesel, con un costo mayor.

Por su parte, los clientes de las distribuidoras eléctricas están conformados en primer lugar por aquellos cuya potencia instalada es menor a 0,5 MW y a quienes se denomina “clientes regulados”, y que corresponden en su mayoría a clientes residenciales, y también a pequeños comercios e industrias. La empresa distribuidora tiene la obligación de licitar el suministro eléctrico para abastecer a estos consumidores, y se encarga de vender la energía adquirida a los precios acordados en el contrato con la generadora eléctrica, reajustado de acuerdo a las cláusulas estipuladas por la CNE, con lo que la distribuidora actúa como un intermediario entre generador y cliente, obteniendo una retribución por este servicio. La tarifa a clientes finales incluye, además del precio de la energía eléctrica, un cargo por el VAD, que corresponde al cobro por el uso de la red de distribución de propiedad de la empresa.

En segundo lugar, otro grupo de clientes de las distribuidoras corresponden a aquellos cuya capacidad instalada se encuentre entre los 0,5 MW y 2 MW, y que opten por un régimen tarifario regulado. La empresa distribuidora tiene la obligación de licitar de manera separada el suministro para este tipo de clientes, respecto de aquel destinado a sus clientes regulados.

Además de los anteriores, entre los clientes de las distribuidoras se encuentran todos aquellos que utilicen la red de éstas, lo que ocurre con las generadoras cuando entregan suministro eléctrico a sus clientes libres, debiendo por tanto pagar a las distribuidoras el cargo por VAD por usar su red.

## Proveedores

Como se explicó en el acápite anterior, en el mercado eléctrico chileno las generadoras compran y venden energía eléctrica. Durante los periodos de mantención y cuando la central no es requerida a su máxima capacidad, dado que se privilegian los despachos a mínimo costo dentro del sistema eléctrico, **Guacolda** debe comprar energía en el mercado *spot* para cubrir los contratos con sus clientes, aunque ello ocurre sólo en periodos de baja demanda, dada su eficiencia dentro del SIC. Durante esos periodos, otras generadoras del sistema se transforman en proveedoras de la Empresa.

Por otra parte, **Guacolda** se provee de *petcoke* de las refinerías del estado de Texas, EE.UU, ubicadas en el golfo de México. En tanto, para las adquisiciones de carbón recurre a proveedores locales (Punta Arenas), así como de Colombia, Estados Unidos y otros lugares del mundo, contando en ese sentido con una alta diversificación de fuentes de abastecimiento. La combinación en el uso de carbón y *petcoke* permite que la compañía establezca sus costos operacionales en función del precio internacional del carbón. Asimismo, es importante mencionar que las unidades 1,2 y principalmente la 3 poseen la capacidad de producir energía en base a un porcentaje mayor de *petcoke*, lo que las convierte en unidades más costo-eficientes.

Para el cumplimiento de la Ley de Energías Renovables no Convencionales (ERNC), que estipula que el 5% de la energía vendida por contratos firmados desde el 1 de enero de 2007 debe provenir de unidades generadoras calificadas como ERNC, **Guacolda** ha firmado contratos de suministro con Hidroeléctrica Puclaro S.A., Hidroeléctrica Trueno S.A. e Hidroeléctrica Mallarauco S.A.

## Antecedentes del mercado

El sector eléctrico chileno está claramente diferenciado en tres sub-sectores: generación, transmisión y distribución.

### 1. Generación

Se organiza en torno a cuatro sub-sistemas:

- **Sistema Interconectado del Norte Grande (SING):** Abarca la Primera y la Segunda regiones. Consta de cinco empresas principales. La generación es casi 100% termoeléctrica y la capacidad instalada alcanzó a 4.604 MW en 2012.
- **Sistema Interconectado Central (SIC):** Desde Taltal (Región de Atacama) hasta la Región de los Lagos, con una capacidad instalada de 12.715 MW, dividida en aproximadamente en 55% térmico, un 43% hídrico y un 2% eólico, aunque, en un año pluviométrico normal, es la generación hidroeléctrica la que realiza el mayor aporte en términos de GWh. Operan alrededor de 20 empresas. En este sistema opera **Guacolda**.
- **Sistema de Aysén:** Una sola empresa (EDELAYSEN S.A.) realiza las actividades de generación, transmisión y distribución. El sistema cuenta con 51,2 MW de potencia instalada y la generación es 53% termoeléctrica, 43% hidroeléctrica y 4% eólica.
- **Sistema de Magallanes:** Una sola empresa (EDELMAG S.A.) realiza las actividades de generación, transmisión y distribución. La generación es 100% termoeléctrica y cuenta con 101,98 MW de potencia instalada.

### 2. Transmisión

Este sector está conformado por las empresas que transportan la energía producida por las compañías generadoras, a través de sistemas de transmisión construidos previa concesión respectiva, hasta las empresas distribuidoras y clientes libres a los cuales suministra. Por medio de las líneas de transmisión se puede transportar la energía de cualquier generadora que lo solicite, pagando el peaje correspondiente.

### 3. Distribución

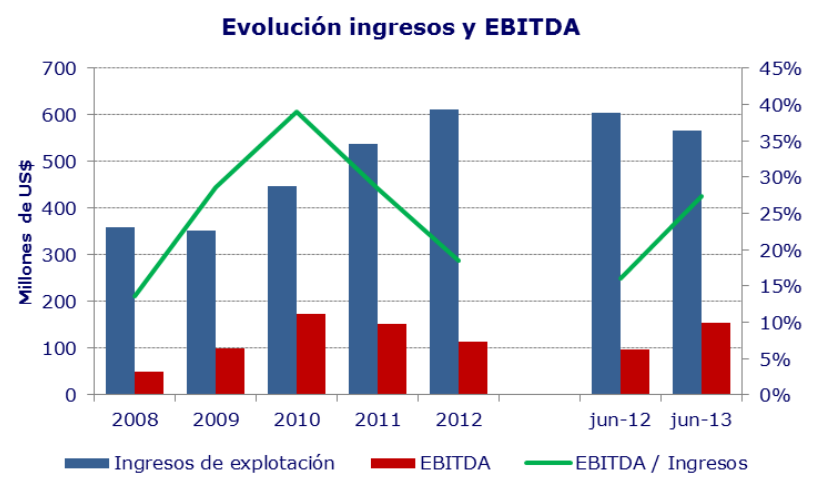
Las compañías distribuidoras compran electricidad a las generadoras mediante licitaciones públicas, con el fin de venderla a los consumidores ubicados en su área de concesión. Los precios regulados a clientes finales corresponden al precio nudo promedio, que es la media ponderada de los precios de los suministros contratados, pudiendo contemplar precios nudos de corto plazo (fijados cada seis meses por la autoridad sobre la base de los costos marginales esperados por los próximos 48 meses, en el caso del SIC. Los últimos contratos bajo esta modalidad se extinguen el 2015) y de largo plazo (precios resultantes de las licitaciones de las distribuidoras con las generadoras).

Los precios a clientes cuentan con indexaciones según distintos parámetros fijados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) con anterioridad a la licitación y no pueden diferir en más de un porcentaje de los precios observados para clientes libres en el mercado. El precio nudo, además, contempla el precio de potencia, cargo que representa el pago a las centrales por su disponibilidad en horas punta y que es fijado por la CNE. Además, los clientes regulados deben pagar los cargos por transmisión y subtransmisión eléctrica y el Valor Agregado de Distribución (VAD), que representa los costos de capital y funcionamiento de las distribuidoras.

## Evolución financiera<sup>1</sup>

### Evolución de ingresos, EBITDA

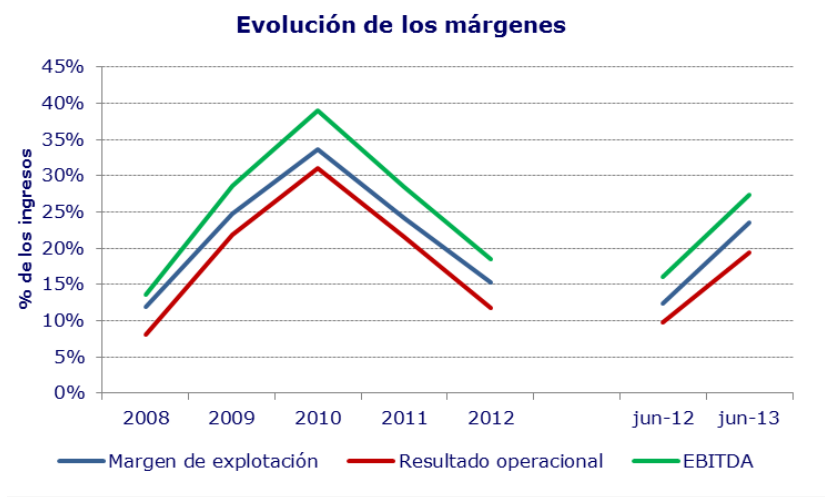
En términos de ingresos, salvo en el año móvil terminado a junio de 2013, la compañía ha mostrado una evolución positiva que responde a una combinación de mayores volúmenes de generación de energía, aumento en el precio nudo y al efecto de la indexación de las tarifas al precio del carbón. En 2008, como resultado del alza del precio de la energía en el SIC, se apreció un fuerte aumento en los ingresos; también, como se observa en el gráfico siguiente, otra fuente de incremento de los ingresos ha sido la instalación de las unidades 3 y 4 de la central, cuya entrada al sistema se produjo en 2009 y 2010, respectivamente. Durante el año móvil terminado a junio de 2013, los ingresos presentaron una caída de 7,4% respecto a igual período del año anterior, producto de menores ventas físicas y al menor consumo del contrato Chilectra Libre. Por otro lado el EBITDA mostró una tendencia similar a los ingresos hasta 2010, pero posteriormente y, debido a alzas en los costos marginales de la energía que la compañía tuvo que comprar para cumplir sus contratos, éste comenzó a decrecer, registrándose una brusca caída en la relación EBITDA sobre ingresos. Esta situación se revierte en el último año móvil, producto de un menor costo en la compra de energía y potencia, que incide en una mejor generación de EBITDA.



En tanto, los costos de explotación, como proporción de los ingresos, experimentaron un alza hasta 2008, a consecuencia de los mayores precios del carbón, lo que repercutió también en que los márgenes de la

<sup>1</sup> Los valores señalados corresponde a año calendario o a año móvil a junio de cada año.

Empresa, medidos sobre los ingresos, cayeron continuamente hasta ese año, lo que tendería a subsanarse al aumentar la importancia relativa de los nuevos contratos, los que contemplan cláusulas de indexación de precios con los costos productivos de generación, situación que ya se refleja en 2010, con una recuperación relevante en los márgenes. Posteriormente, entre 2011 y 2012 se observa un aumento en los ingresos, por mayor venta de energía y potencia (entre 2010 y 2012, los ingresos de la compañía aumentaron en un 37%). Este aumento fue menor al observado en el costo de venta, ya que en ese período, el consumo de combustible y compra de energía fueron mayores (en ese mismo período, el costo de venta de la compañía se incrementó en 74%). Lo anterior, junto a un aumento en el gasto de administración, se reflejó un resultado operacional menor, lo que llevó a la baja los márgenes. Durante el año terminado en junio de 2013, se vuelve a observar un aumento en los márgenes de la compañía, principalmente por la menor compra de energía, producto de una mayor generación en relación al período anterior, lo que incidió en un aumento del margen operacional, resultado operacional y EBITDA.

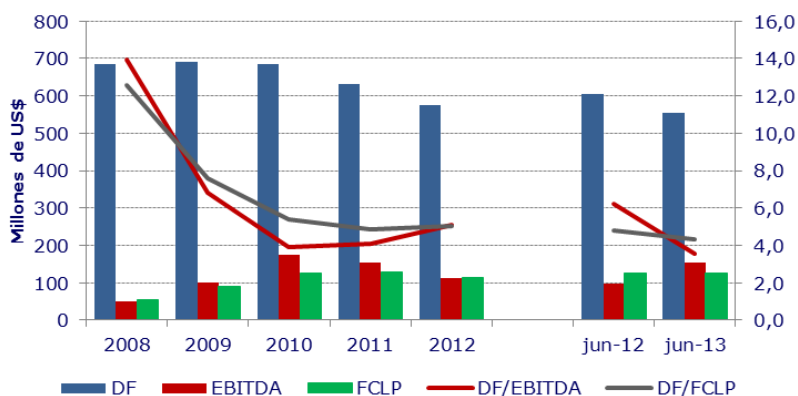


### Evolución del endeudamiento financiero

La deuda financiera (DF) de **Guacolda** ha estado asociada principalmente al financiamiento de las unidades de generación. Esto explica el aumento experimentado por el total de la deuda financiera entre fines de 2007 y 2008, cuando la Empresa tomó créditos para costear la construcción de las unidades generadoras 3 y 4, lo que incrementó también su endeudamiento relativo. Adicionalmente, la Empresa utilizó a fines de 2008 la línea de efectos de comercio para la adquisición de carbón, aunque en la actualidad dicha línea no presenta uso. A partir de 2009 la deuda financiera ha tendido a disminuir, pero es esperable que los próximos años aumente, producto de la construcción de la unidad de generación número cinco, que comenzó su producción en octubre de 2012. A continuación se presenta la evolución de la deuda financiera y su relación con los indicadores de flujo utilizados por **Humphreys** (FCLP<sup>2</sup> y EBITDA):

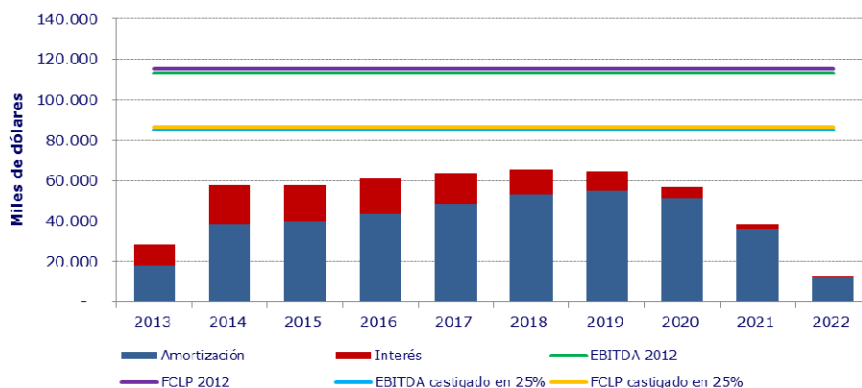
<sup>2</sup> El FCLP es un indicador determinado por la clasificadora que representa el flujo de caja que debiera generar el emisor como promedio en el largo plazo, antes de dividendos e inversiones, dado su comportamiento pasado y su actual estructura de activos. Es más restrictivo que el EBITDA y no responde a los resultados de un año en particular.

### Endeudamiento relativo, absoluto y generación de caja



Al 30 de junio de 2013 la empresa presentaba US\$ 554,2 millones de pasivos financieros, de los cuales US\$ 536,1 millones correspondían a créditos cuya amortización final ocurrirá en 2022. El total de amortizaciones anuales de esta deuda es creciente en el tiempo (hasta 2019), y los pagos son reducidos en relación al EBITDA obtenido en 2012, incluso si se castigan en un 25% como se ve a continuación:

### Perfil pago de la deuda

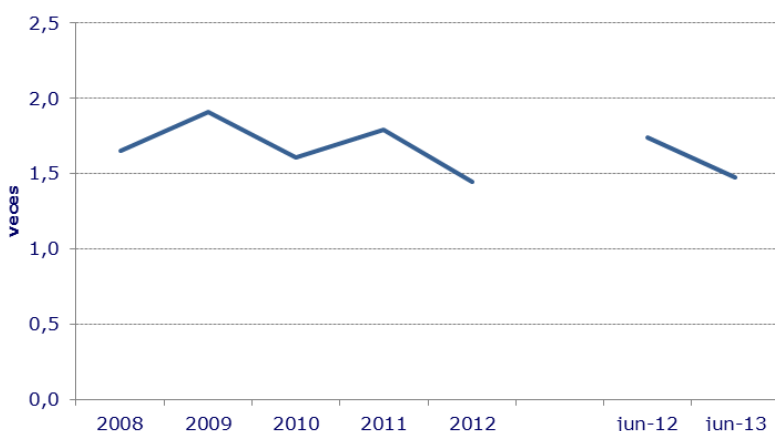


### Evolución de la liquidez

La liquidez de la Empresa, expresada como razón circulante (activos circulantes sobre pasivos circulantes, o corrientes bajo las normas IFRS), se ha mantenido entre 1,4 y 1,9 veces desde el año 2008, alcanzando 1,5 veces en junio de 2013, ligeramente inferior a la observada en junio de 2012.



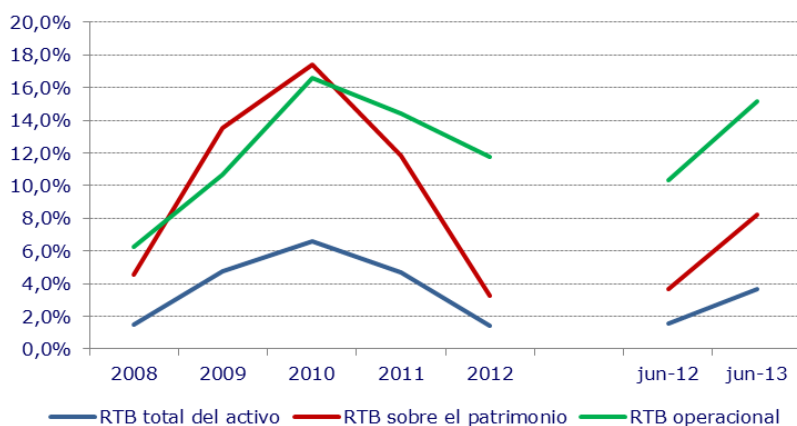
**Evolución de la liquidez**



### Evolución de la rentabilidad<sup>3</sup>

De acuerdo con información histórica, la rentabilidad operacional de los activos y del patrimonio comenzaron a incrementarse a partir de 2009 producto del aumento de la generación eléctrica y mejores márgenes obtenidos derivados del mayor volumen de actividad. En 2011 y 2012, y en concordancia con lo descrito en párrafos anteriores, la rentabilidad disminuyó, lo que se revirtió con el término de los mantenimientos mayores de dos de sus unidades de generación, la extinción de algunos contratos de suministro antiguos, y con la construcción y posterior entrada en funcionamiento de la quinta unidad de generación. Durante el año móvil terminado en junio de 2013, la rentabilidad operacional aumentó hasta un 15,2% de los ingresos (fue de 10,4% en el año móvil anterior), producto de un mayor resultado operacional, como consecuencia de la disminución en costos comentada en párrafos anteriores. Tanto la rentabilidad del activo, como la rentabilidad sobre el patrimonio aumentaron en el período, como consecuencia de la mayor utilidad observada en el último año móvil.

**Evolución de la rentabilidad**



<sup>4</sup> Rentabilidad activos= utilidad del ejercicio / activos promedio (descontados los activos en ejecución y terrenos); rentabilidad operacional = Resultado operacional / Activos Corrientes Promedio + Propiedades Planta y Equipo, Promedio; Rentabilidad patrimonio=utilidad del ejercicio / patrimonio total promedio.

*“La opinión de las entidades clasificadoras no constituye en ningún caso una recomendación para comprar, vender o mantener un determinado instrumento. El análisis no es el resultado de una auditoría practicada al emisor, sino que se basa en información que éste ha hecho pública o ha remitido a la Superintendencia de Valores y Seguros y en aquella que ha sido aportada voluntariamente por el emisor, no siendo responsabilidad de la firma evaluadora la verificación de la autenticidad de la misma”.*