

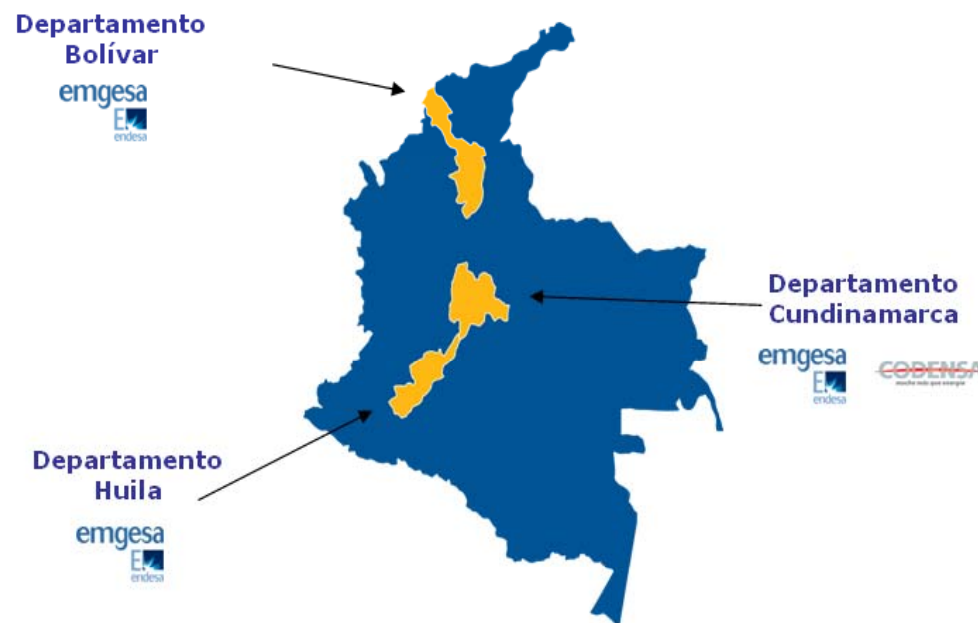
Septiembre, 2011

Endesa Colombia RI

CON CORTE A JUNIO 30 DE 2011



- **Principal inversionista privado** en el sector eléctrico colombiano
- **Grupo líder en generación, distribución y comercialización** de energía eléctrica en Colombia
- Presente en Colombia desde 1996 mediante Betania, y desde 1997 a través de **Codensa y Emgesa**, como resultado del proceso de reestructuración de la **Empresa de Energía de Bogotá (EEB)**
- Más de **\$13 billones (USD\$7.4 billones)** en **activos** administrados en Colombia
- **Enel, la principal compañía italiana de energía**, con presencia en 23 países en el mundo **posee el 92% de Endesa**.



Endesa Colombia

10 Plantas Hidroeléctricas

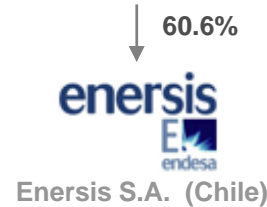
2 Plantas Térmicas

+2.4 millones de clientes en el negocio de distribución de energía eléctrica en Bogotá y la región central de Colombia (Cundinamarca, Boyacá y Tolima)

Grupo Controlante Sólido y Confiable



Enel Energy Europe S.R.L.(Italia)



Otros Accionistas Minoritarios

Económico: 51.5%
Voto: 43.6%

Económico: 0.005%
Voto: 0.006%

21.6%

endesachile
Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile)

60%

26.9%

Económico: 21.6%
Voto: 25.1%

Económico: 26.9%
Voto: 31.3%

Grupo Endesa

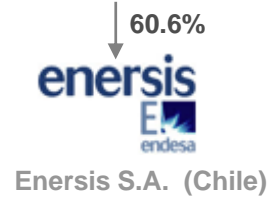
⇒ Poder Económico: 48.5%
Poder Votación: 56.4%



Grupo Controlante Sólido y Confiable



Enel Energy Europe S.R.L.(Italia)

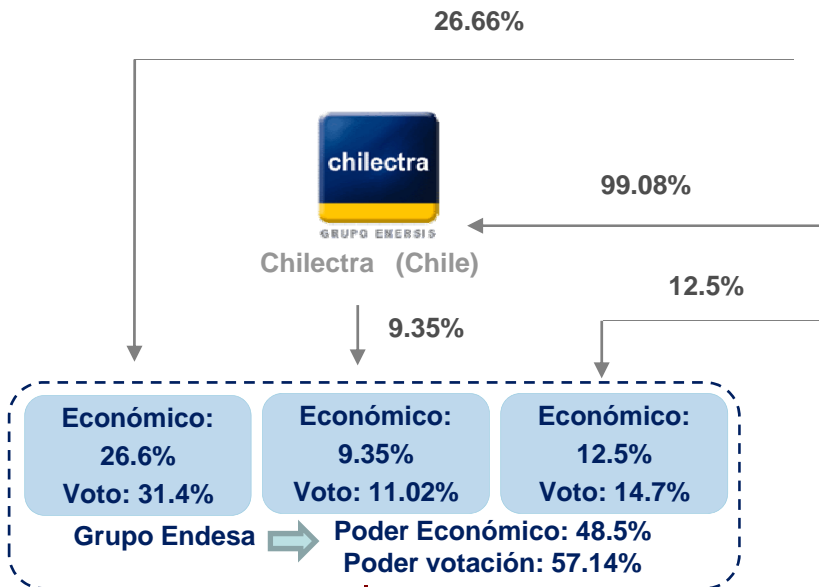


Empresa de Energía de Bogotá

Otros Accionistas Minoritarios

Económico: 51.5%
Voto: 42.8%

Económico: 0.02%
Voto: 0.024%



49% → **DECSA**

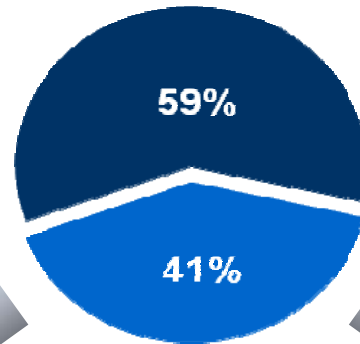
51%



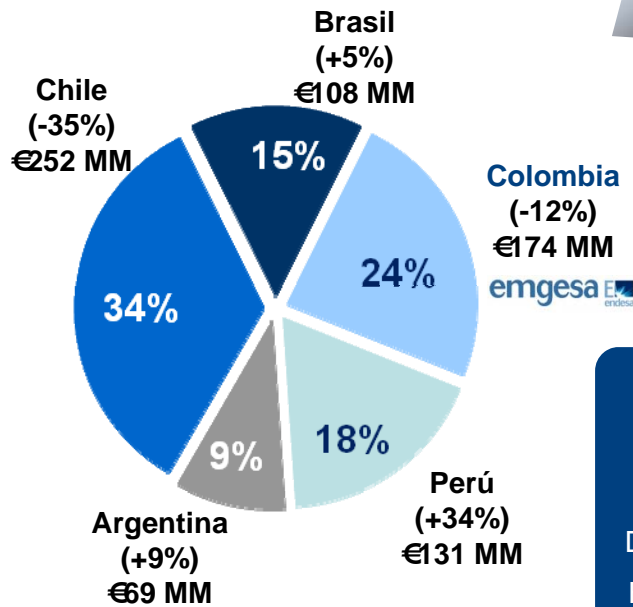
Otros 7.7%

Resultados EBITDA Consolidado para el Grupo Endesa: €3,493 MM

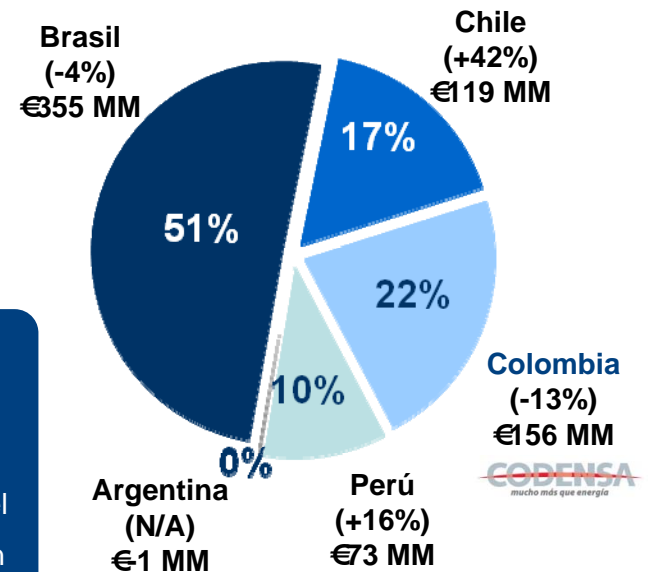
España, Portugal y Otros
(-9.2 % vs. IS* 2010)
€2,064 MM



Generación



Distribución



América Latina
(-9.4% vs. IS* 2010)
€1,429 MM




Generación y Transmisión €751 MM
Distribución €702 MM
Otros €-24 MM

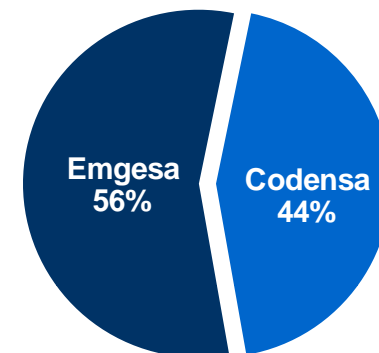
En el IS* de 2011 Colombia generó 23% del EBITDA de Endesa Latinoamérica, y 9% del EBITDA consolidado del Grupo Endesa. Descontando el impuesto sobre el patrimonio, el EBITDA en Colombia habría crecido un 21% en generación y un 11% en distribución.

*IS: Primer semestre

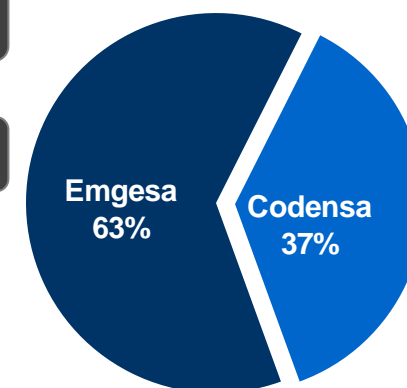
Cifras agregadas para Codensa y Emgesa

EBITDA Ajustado* IS 2011

Millones de pesos	2009	2010	IS 2010	IS 2011	% variación IS '10 vs IS' 11
Ingresos Operacionales	\$4.701	\$4.674	\$2.348	\$2.336	-0,5%
EBITDA Ajustado*	\$2.119	\$2.096	\$992	\$1.081	+8,9%
Utilidad Neta	\$1.046	\$1.052	\$494	\$523	+5,9%
Activos Totales	\$13.680	\$13.075	\$12.971	\$13.262	+2,2%
Patrimonio Total	\$9.094	\$7.881	\$8.116	\$7.794	-4,0%
Calificación de Riesgo	 Local: AAA / F1+ Codensa y Emgesa		  Internacional: BBB- / BBB- Emgesa		

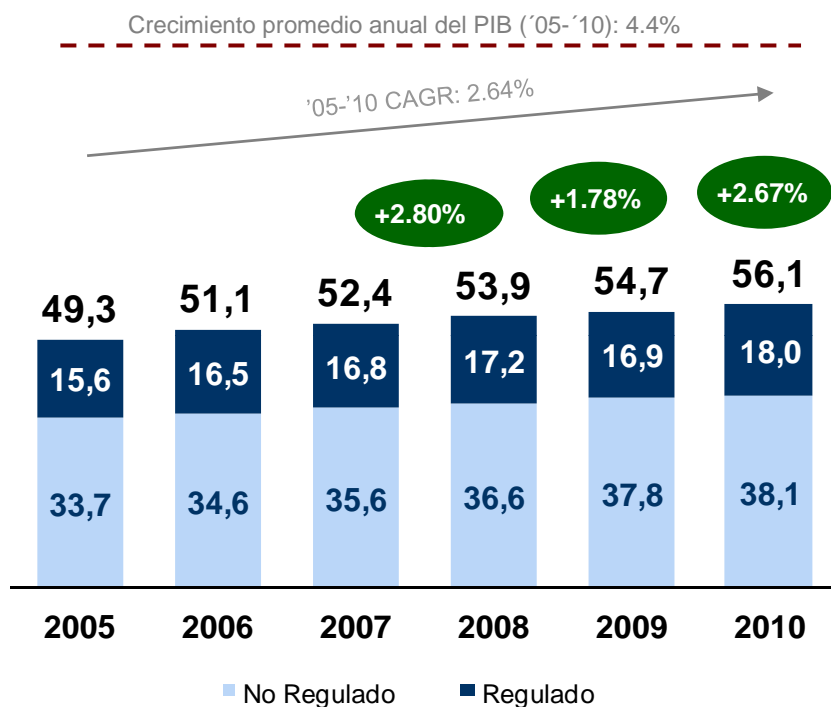


Activos Totales IS 2011

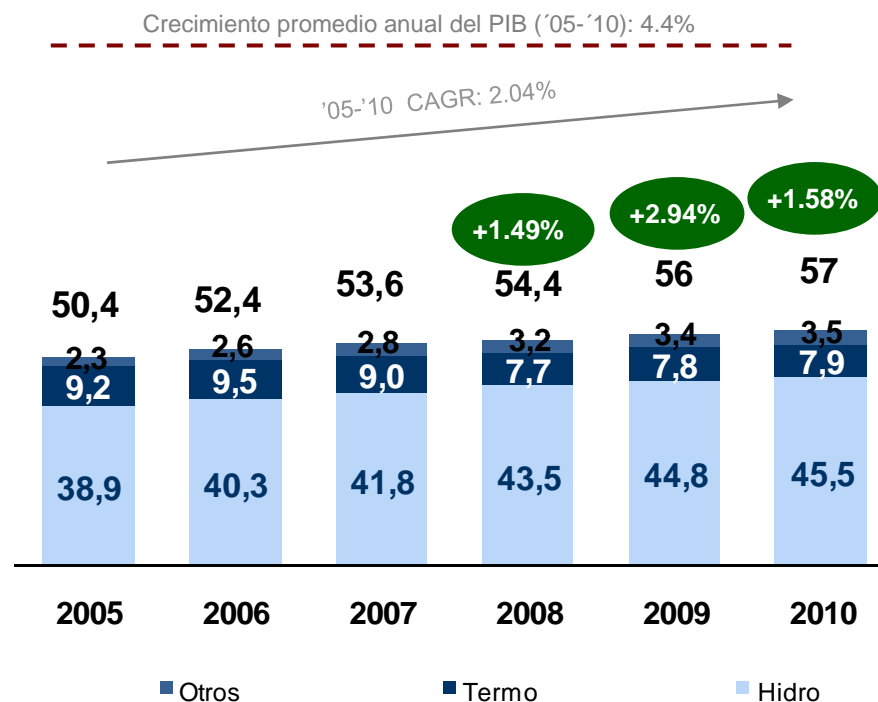


IS: Primer semestre

Demanda Anual de Energía Eléctrica (TWh)



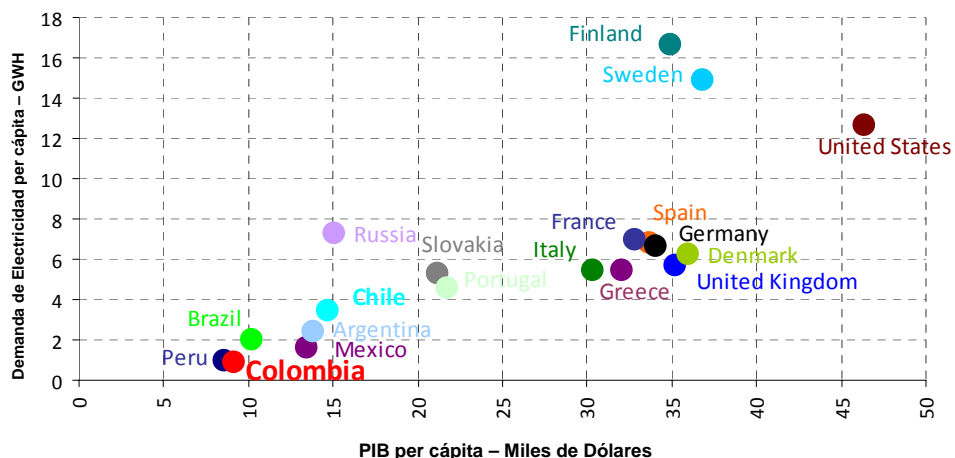
Generación Anual (TWh)



Fuente: XM

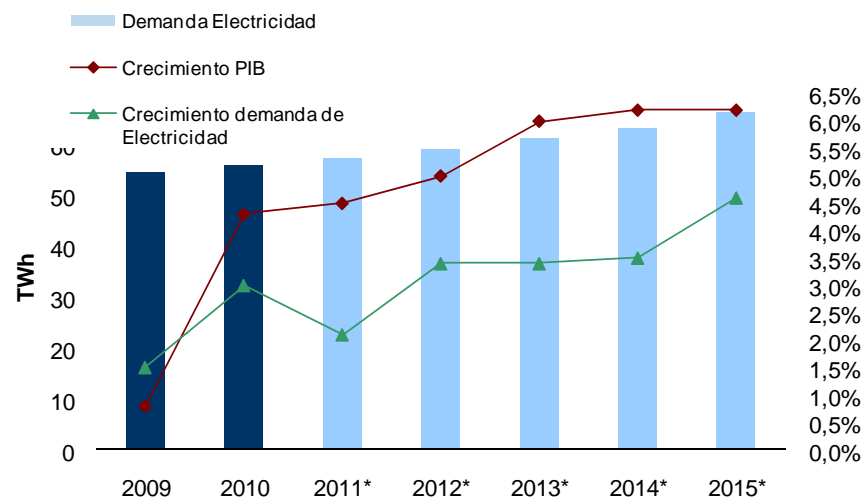
- La demanda de energía nacional tuvo un crecimiento de 2,7% en 2010 con respecto al 2009, resultado de la recuperación económica y de la mayor demanda del sector industrial.
- La generación de energía creció 1,6% en 2010 debido al incremento en la demanda y a mayores exportaciones a Ecuador.
- La UPME proyecta que la demanda crezca en 2.13% en 2011 llegando a 57.344 GWh (escenario medio).

Demanda de Energía per Cápita vs. PIB per Cápita



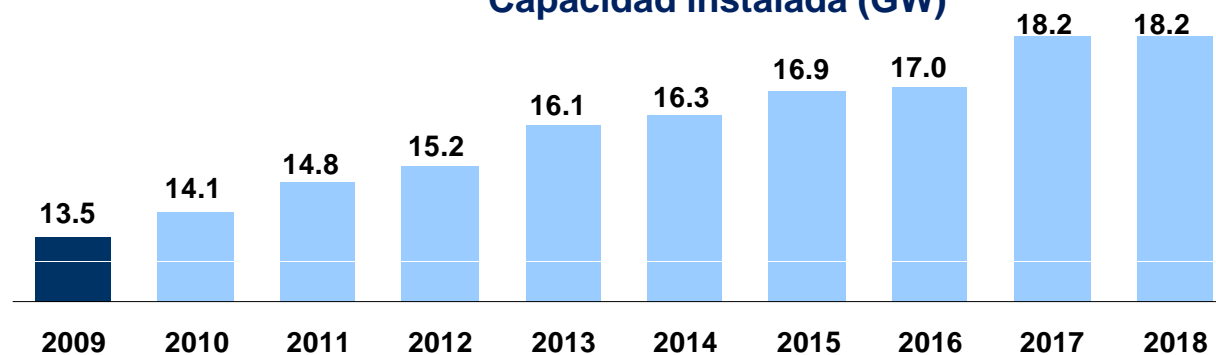
Fuentes: World Factbook – CIA. Cifras de PIB per cápita disponibles con corte a 2009 y demanda de energía per cápita con corte a 2007.

Demanda de Energía (TWh)



(*) Estimado. Fuentes: XM. UPME últimas proyecciones (Julio de 2011) y proyecciones del DANE

Capacidad instalada (GW)

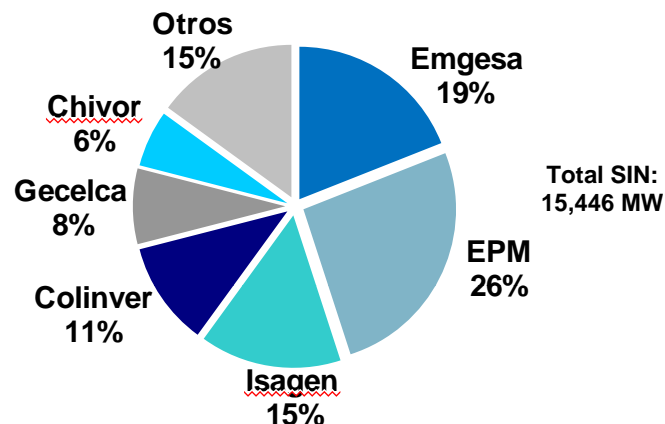


Fuente: XM. UPME Última Proyección (Noviembre 2010)



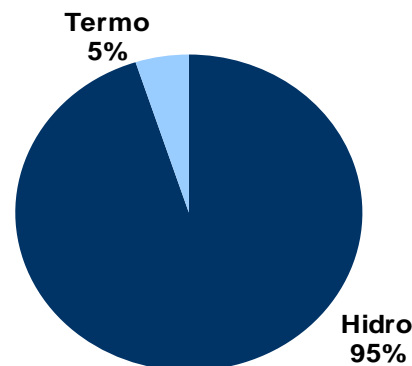
- Segunda compañía de generación en Colombia en términos de capacidad instalada con 2.914 MW (20% de la participación del sistema del país con corte a junio 30 de 2011).
- Segunda compañía de distribución en Colombia, medida por generación total de energía con 5.510 GWh producidos con corte a junio 30 de 2011 (20% de participación de mercado).
- 11.305 GWh producidos en 2010, representando un 20% de participación de mercado.

Participación de Mercado por Capacidad Instalada (MW) - SIN



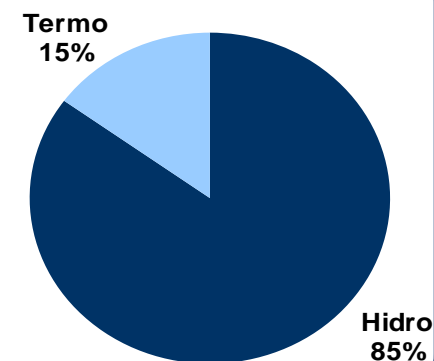
Fuente: XM. Con corte a junio 30 de 2011

Energía Producida

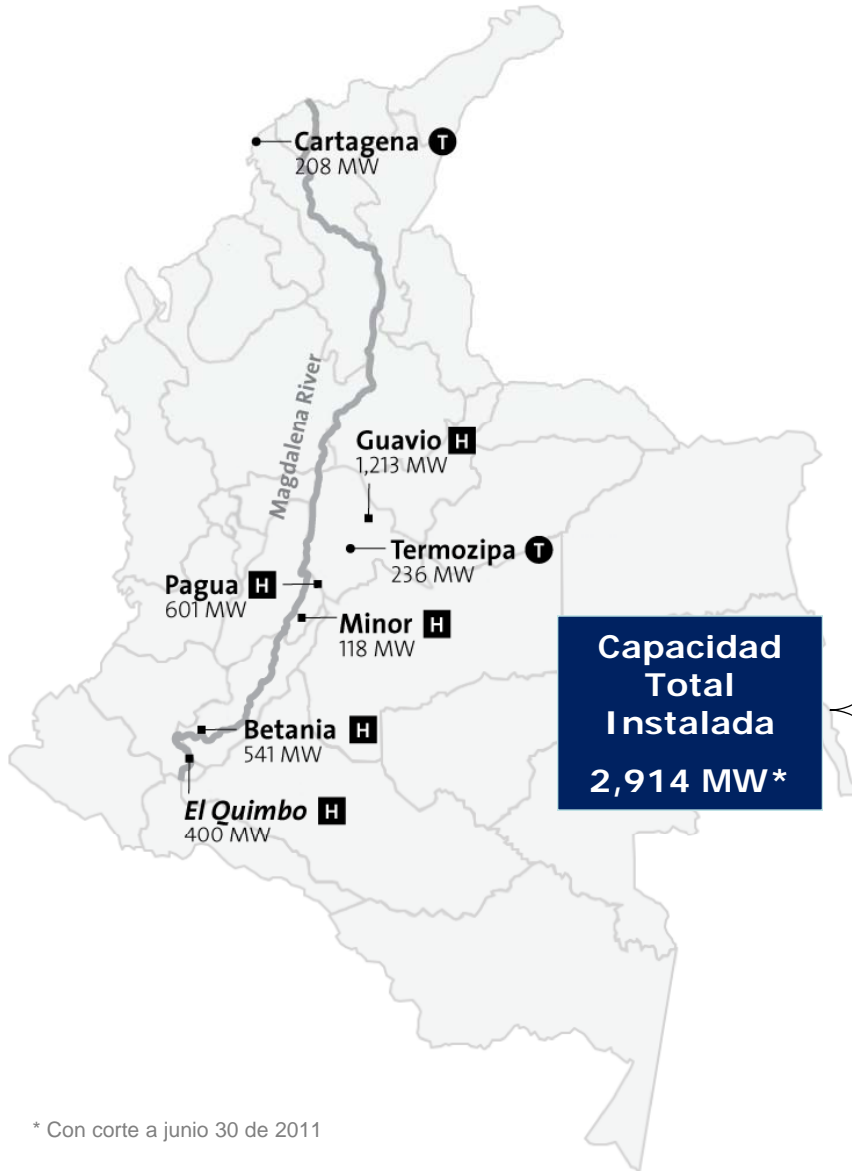


Fuente: XM.
Con corte a junio 30 de 2011

Capacidad Instalada

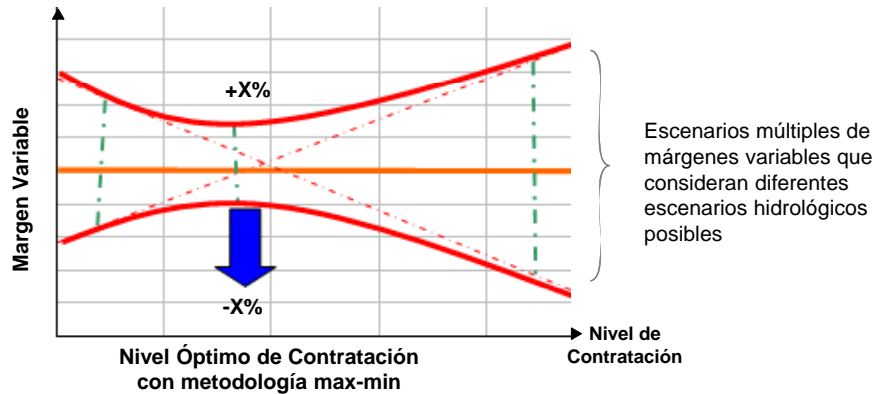


Fuente: XM.
Con corte a junio 30 de 2011

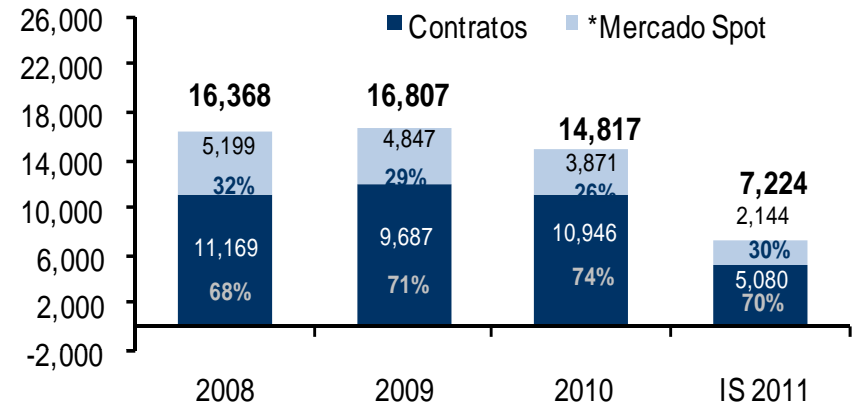


* Con corte a junio 30 de 2011

Modelo Gestión de Riesgo

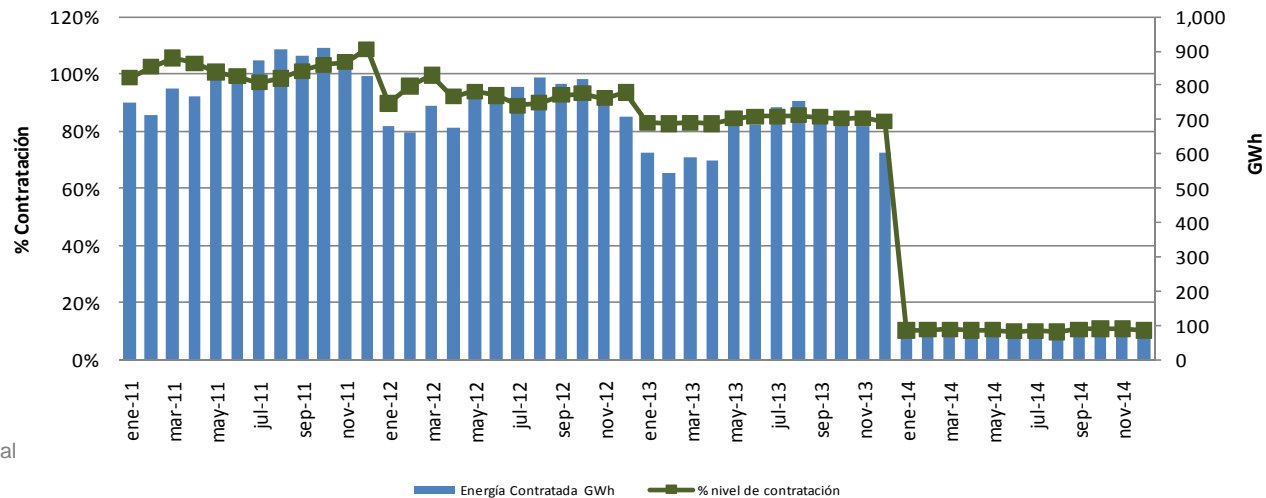


Ventas por Tipo (GWh)



*Las ventas en el mercado Spot incluyen ventas AGC

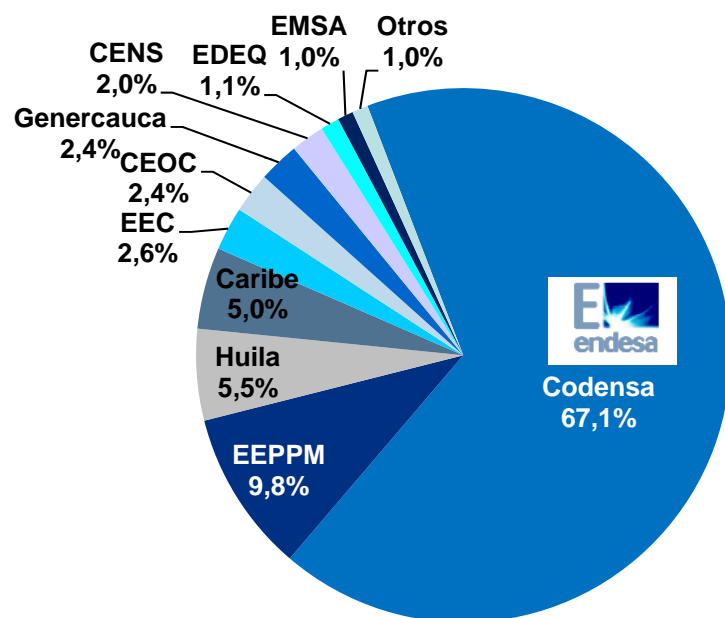
Demanda Contratada (2011-2014)* % Nivel de Contratación



*Según objetivos de la Política Comercial
Con corte a junio 30 de 2011

Principales Clientes Mercado Mayorista (IS 2011)

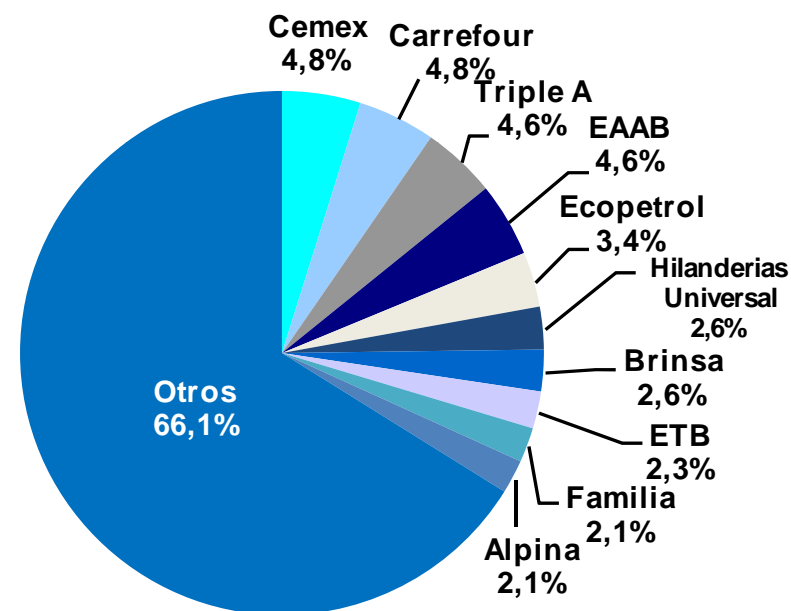
(% de ventas al mercado mayorista en términos de GWh)



Total: 3.636 GWh
50.3% del total de ventas

Principales Clientes Mercado no Regulado (IS 2011)

(% de ventas al mercado no regulado en términos de GWh)

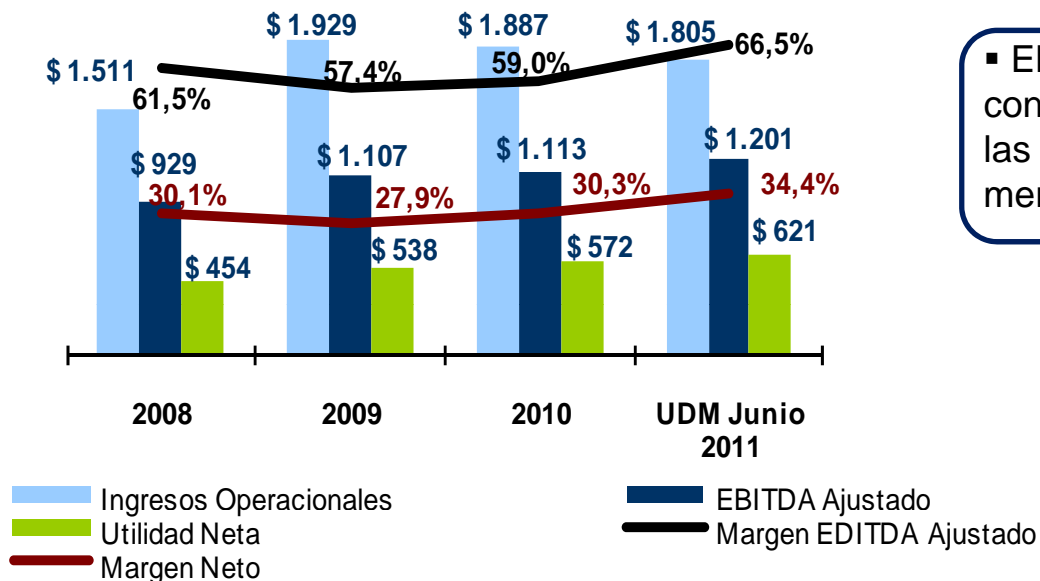


Total: 1.444 GWh
20.0% del total de ventas

* Con corte a junio 30 de 2011

Efectividad de las políticas comerciales demostrada con mejores márgenes durante IS 2011

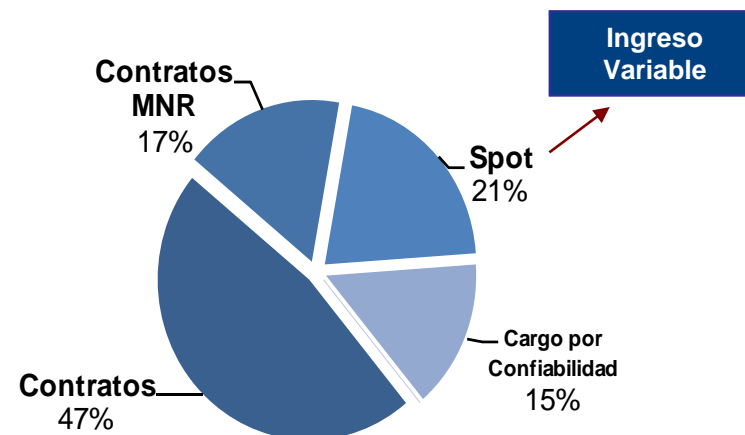
Resultados Financieros y Márgenes (miles de millones de pesos)



El alto componente de ventas por contratos, contribuye a estabilizar el margen sin limitar las oportunidades de negociación en el mercado spot.

- Ingresos operacionales estables y mejora en el margen EBITDA en 2010, a pesar de baja generación, incremento en los costos de combustibles y bajos precios del mercado spot.
- En IS de 2011 margen EBITDA ha incrementado por mejora en resultados operativos, dada la reducción en gasto en combustibles, producto de la mayor generación hidrológica, y menores compras de energía en mercado spot.

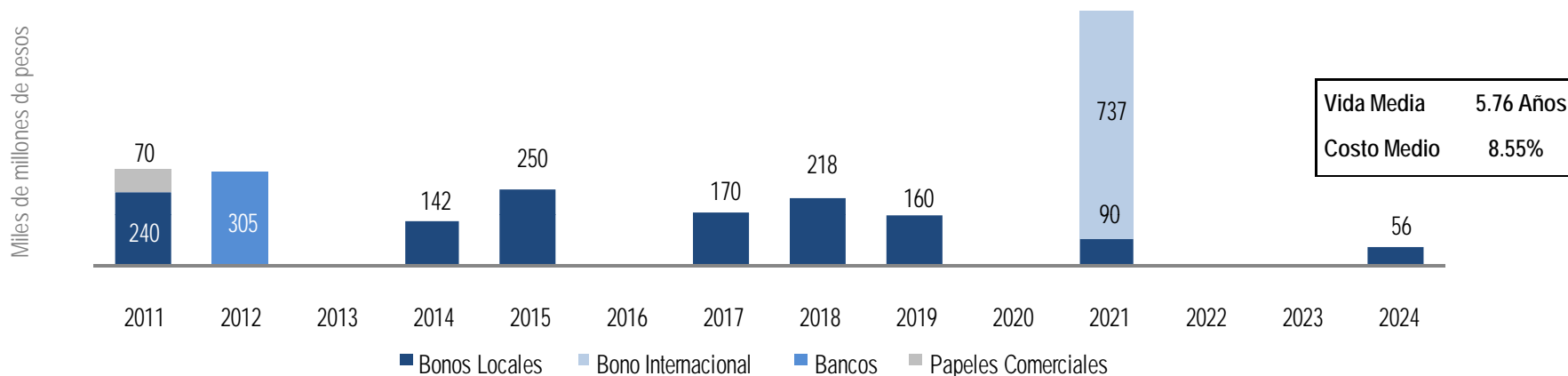
Ingresos Operacionales IS 2011



* El EBITDA ajustado se calcula adicionando la depreciación y amortización (incluidas en el costo de ventas y gastos administrativos) a la utilidad operacional (la cual se estima de sustraer el costo de ventas y los gastos administrativos de los ingresos operativos).

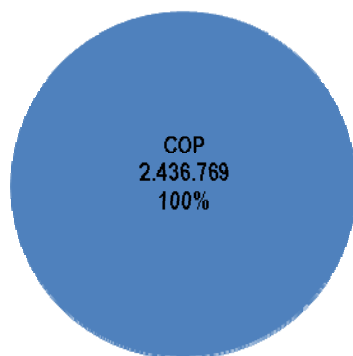
Calendario Amortizaciones de Deuda (miles de millones de pesos) con corte a junio 2011

EBITDA (2010) ~ \$1.1 billones

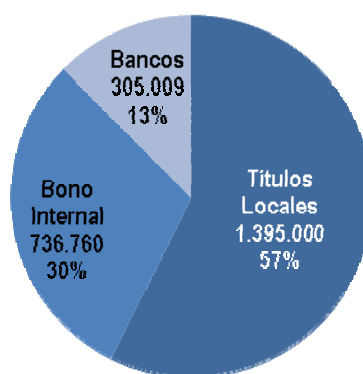


Composición de Deuda Financiera (miles de pesos) con corte a junio 2011

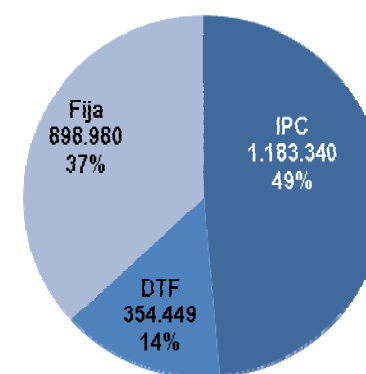
Por Moneda



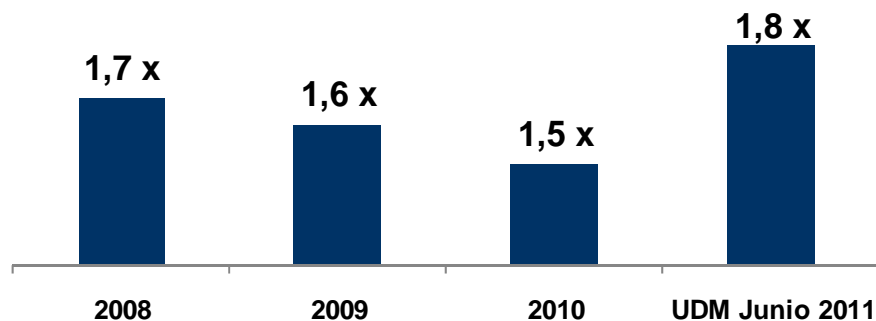
Por Clase



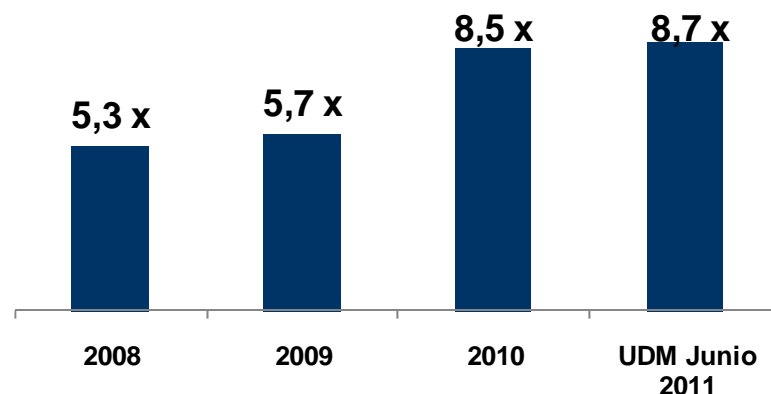
Por Tasa de Interés



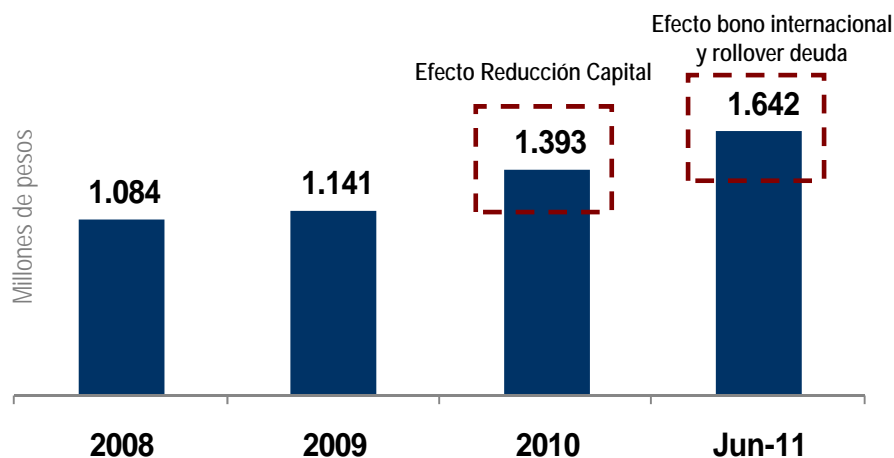
Deuda/ EBITDA Ajustado*



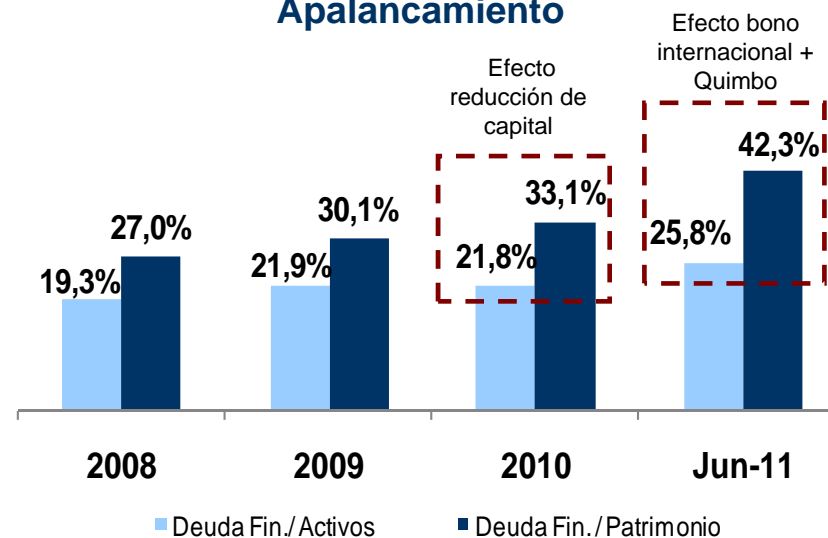
EBITDA Ajustado* / Gasto Intereses



Deuda Financiera Neta



Apalancamiento



■ Deuda Fin./Activos ■ Deuda Fin./Patrimonio

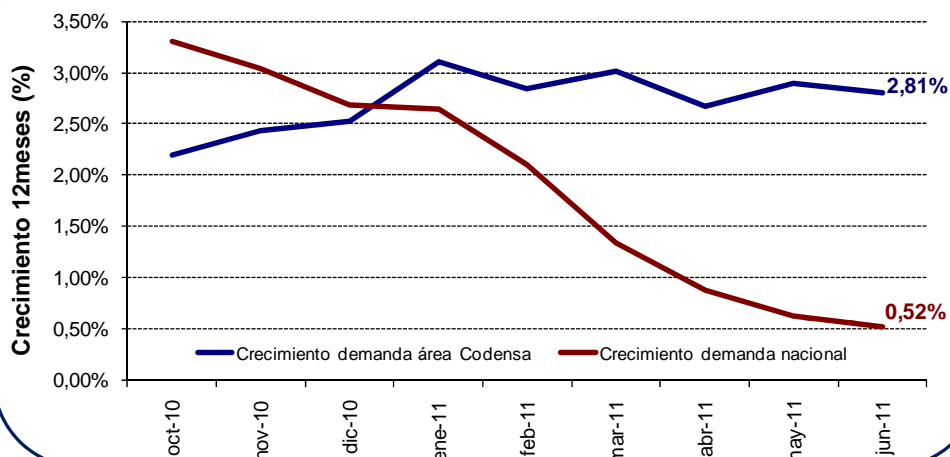
* El EBITDA ajustado se calcula adicionando la depreciación y amortización (incluidas en el costo de ventas y gastos administrativos) a la utilidad operacional (la cual se estima de sustraer el costo de ventas y los gastos administrativos de los ingresos operativos).



- Principal compañía de distribución en Colombia, con una demanda de energía acumulada a junio de 2011 de 6.674 GWh en su área de influencia (24% del mercado).
- Más de 42.200 Km de red de media y baja tensión en Colombia.
- Más de 2,4 millones de clientes que representan el 24% de la demanda nacional (a junio 30 de 2011), posicionando a Codensa como la mayor compañía de distribución por número de clientes en Colombia*.

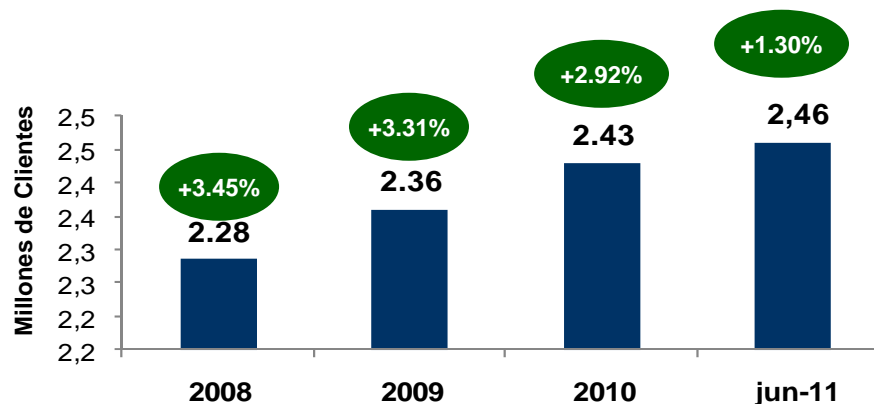
*Estimado por Codensa

Crecimiento Demanda Energía



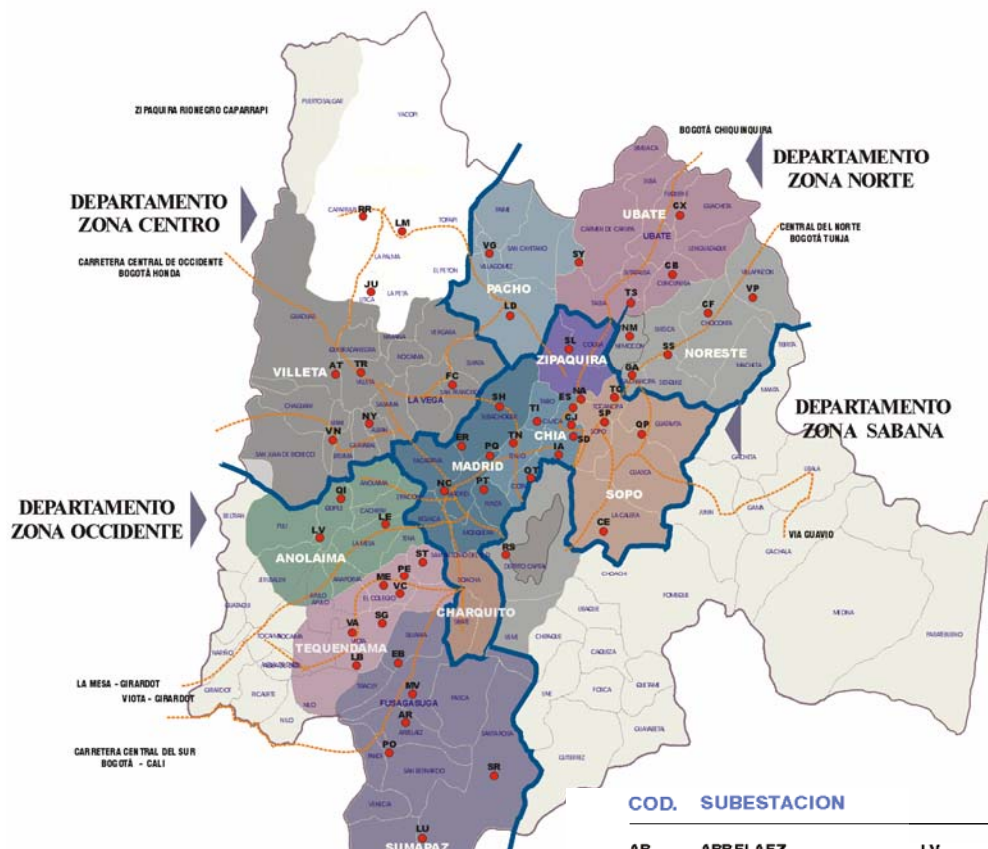
Fuente: XM. Con corte a 30 de junio de 2011

Crecimiento Número de Clientes



Fuente: XM. Con corte a junio 30 de 2011

DPTO DE CUNDINAMARCA

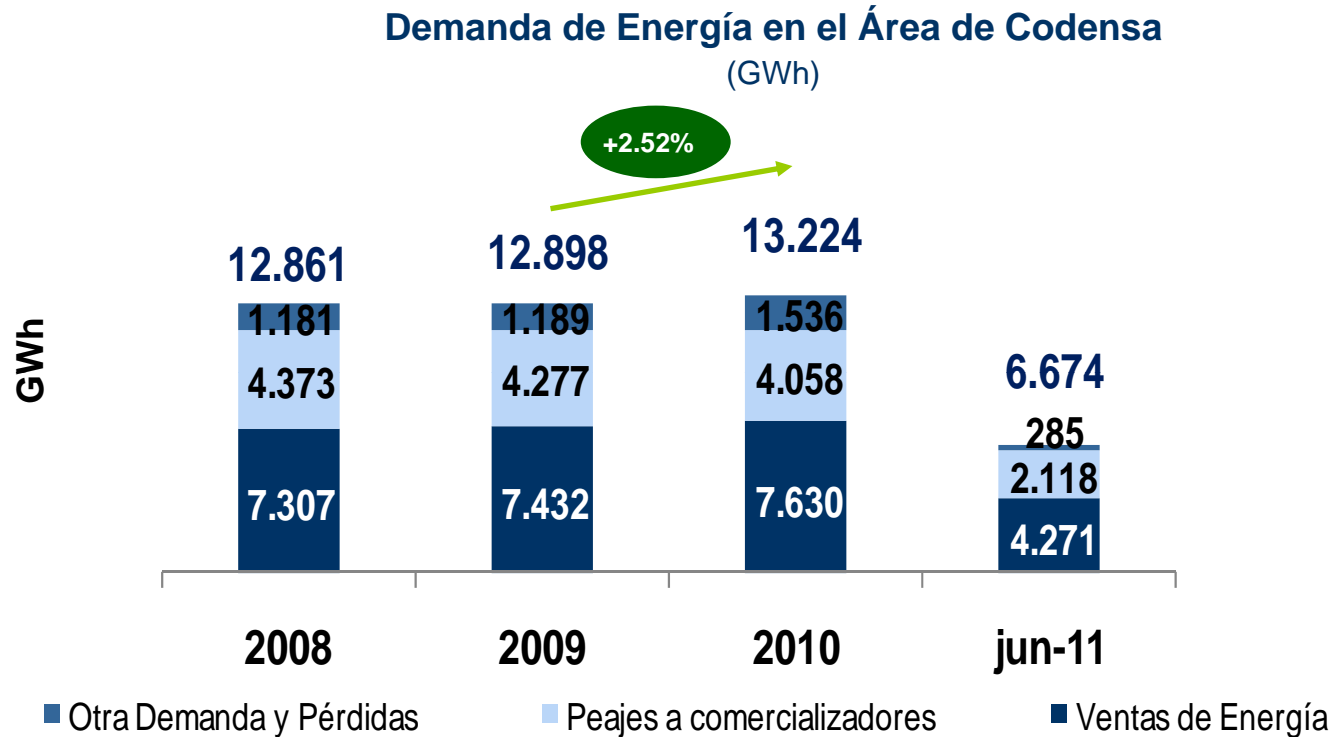


Cobertura	Área de Bogotá y 103 municipios en tres Departamentos diferentes
Transformadores de Potencia	AT: 213 Unidades - 7.807 MVA MT: 93 Unidades - 351 MVA
Red de Media y Baja Tensión	42.247 Km
Área de Servicio	14.087 Km ²
Subestaciones	121 SSEE de Potencia y 65.472 Centros de Distribución

*Con corte a junio 30 de 2011

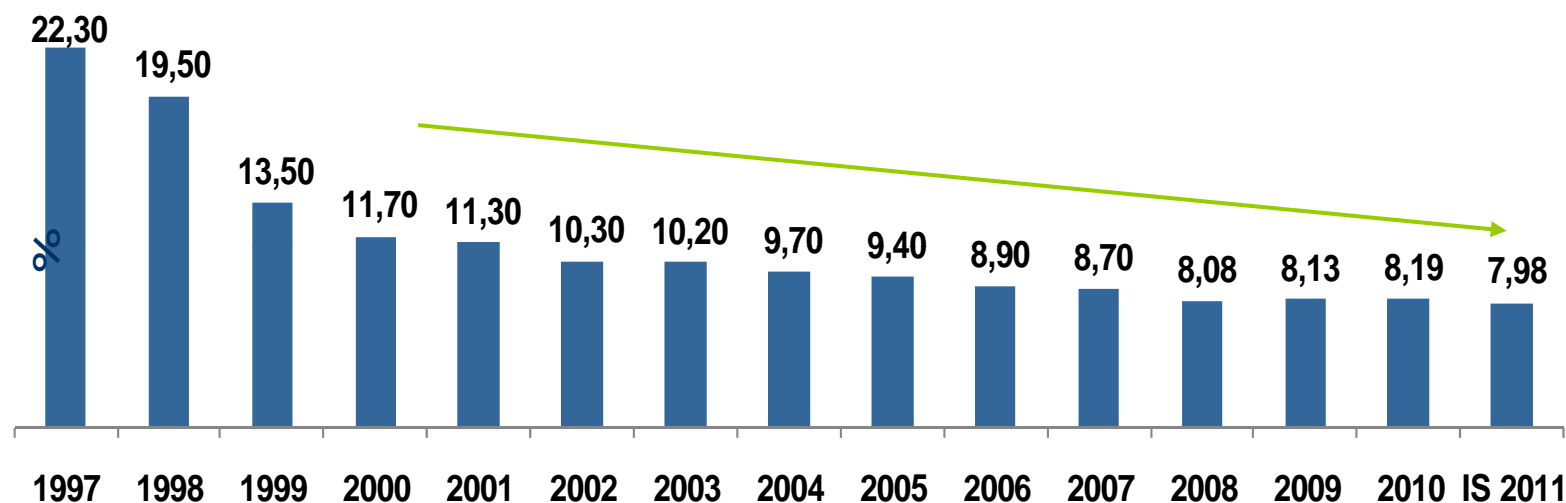
COD. SUBESTACION

AR	ARBELAEZ	LV	LA VIRGEN	SL	SALINAS
AT	ALTO DEL TRIGO	ME	MESITAS	SP	SOPO
CB	CUCUNUBA	MV	MOVIL FUSA	SR	SANTA ROSA
CE	PATIOS	NA	NELSON ALONSO	SS	SUESCA
CF	CHOCONTA	NC	CORZO NUEVA	ST	SAN TANDERCITO
CJ	CAJICA	NM	NEMOCON	SY	SAN CAYETANO
CX	CAPELLANIA	NY	NAMAYON	TC	TOCANPIA
CY	CACIQUE	OT	COTA	TI	TABIO
EB	EL BOSQUE	PE	EL PENON	TN	SABANILLA
ER	EL ROSAL	PO	PORTONES	TR	TERRAZAS
FC	SAN FRANCISCO	PT	LA PUNTA	TS	TAUSA
GA	GACHANCIPA	QI	QUIPILE	VA	VIOTA
IA	CHIA	QP	QUINTA PEREZ	VC	LA PITALA
JU	JURATENA	RR	CAPARRAPI	VG	VILLAGOMEZ
LB	LIBERIA	RS	RADIO SANTA FE	VN	VIANI
LD	LA DORADA	SD	SINDAMANOY	VP	VILLAPINZON
LE	LA ESPERANZA	SG	SAN GABRIEL	LU	LA UNION
LM	LA PALMA	SH	SUBACHOQUE		



- La demanda por el uso de la red de Codensa por otras compañías de comercialización alcanzó los 2.118 GWh (32% de la demanda total).
- A junio de 2011 el 90% de las ventas fueron favorecidas por energía adquirida mediante contratos en años previos, asegurando estabilidad en los precios.

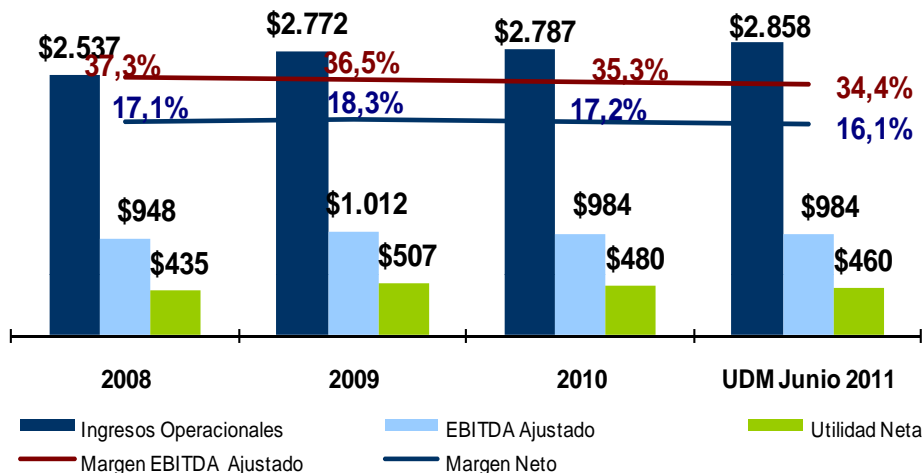
Índice de Pérdidas TAM



Fuente: Codensa

- Codensa ha reinventado sus estrategias de control de pérdidas mediante la selección de clientes a través de la macro medición, el seguimiento intensivo a focos de hurto, mejoras en equipos y tiempo de la operación y procesos de actualización tecnológica para monitoreo de clientes, para contrarrestar la tecnificación del hurto y la imposibilidad de aplicar sanciones.
- Los planes de control de pérdidas han mejorando la efectividad de las inspecciones y han logrado el quiebre de la tendencia hacia niveles de 7,98% para Junio de 2011

Evolución de Ingresos Operacionales (miles de millones de pesos)

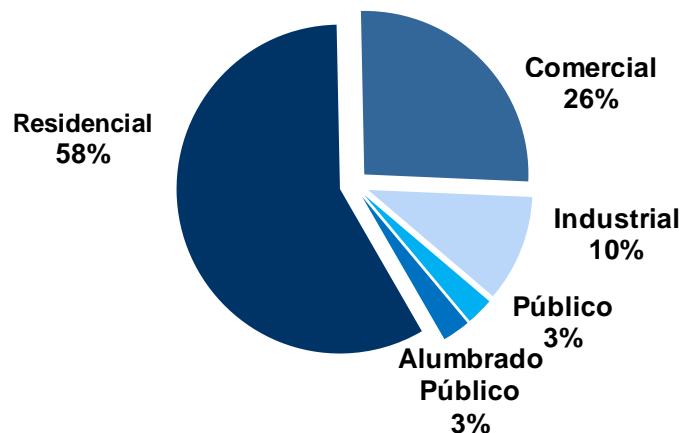


- Durante IS de 2011 los ingresos operacionales crecieron en línea con la dinámica de la demanda del área de Codensa
- En el mismo período, el margen EBITDA disminuyó debido a las mayores compensaciones por calidad del servicio (costos variables) por efectos de la ola invernal extendida durante el primer semestre de 2011 y a mayores restricciones (costos asociados a las compras de energía), incluidas en la tarifa.

- Las ventas a clientes residenciales y comerciales representaron más del 80% de los ingresos operacionales

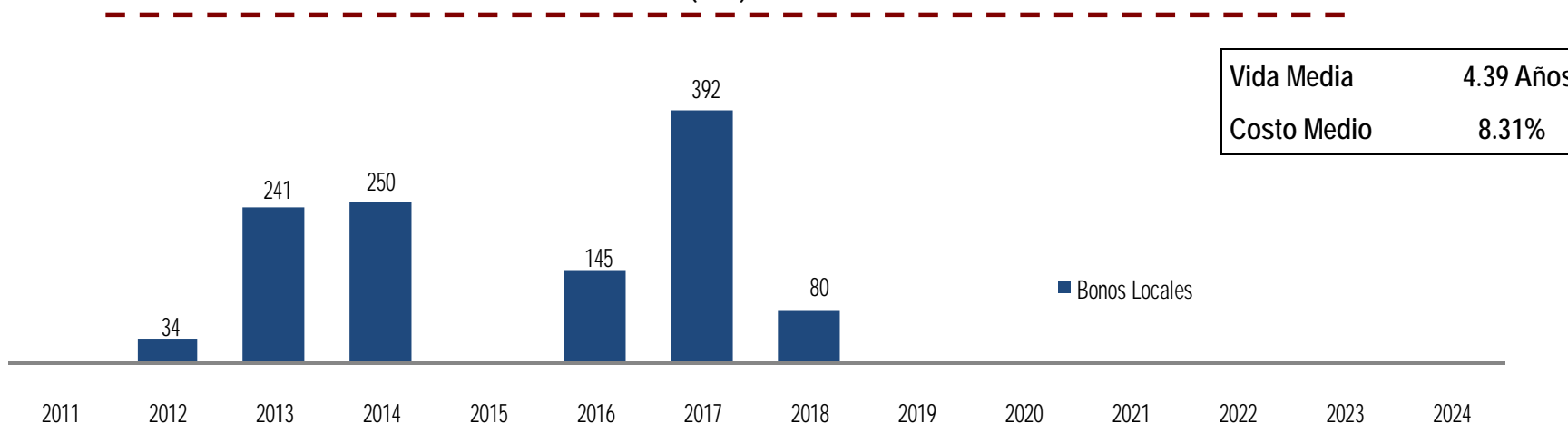
Composición de las Ventas

Acumuladas a junio 2011 (%)

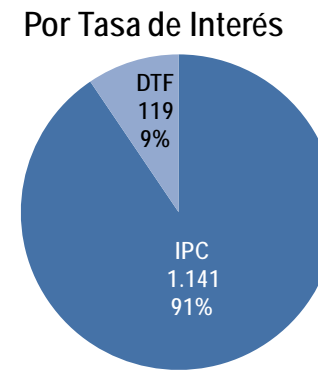
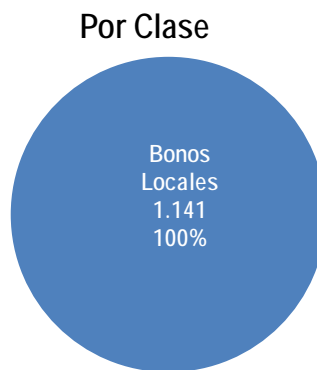
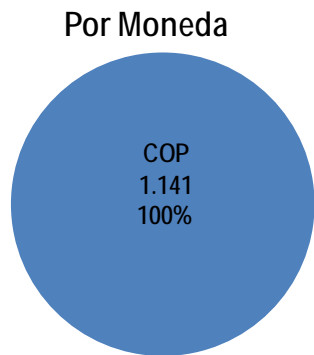


Calendario Amortizaciones de Deuda (miles de millones de pesos) con corte a junio 2011

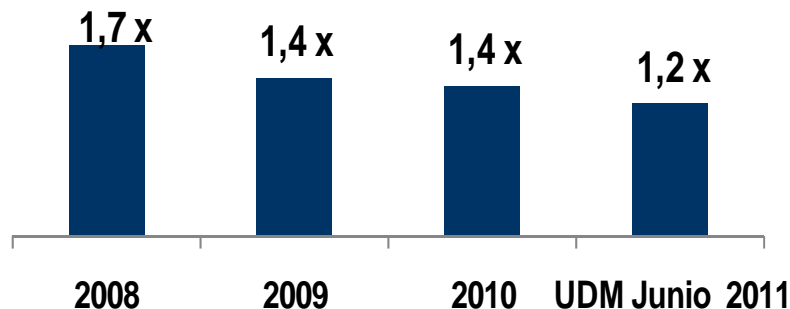
EBITDA (2010) ~ \$984 Mil Millones



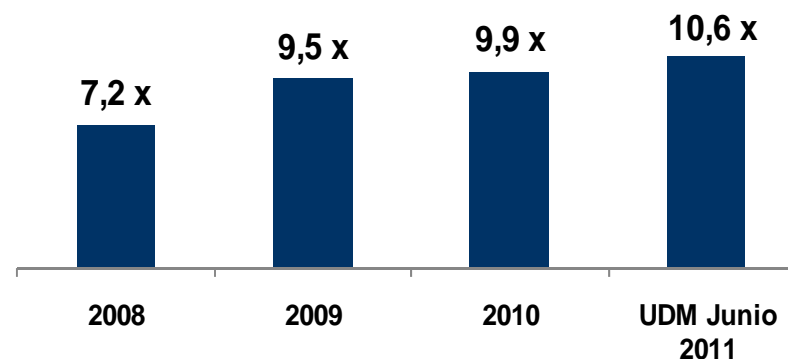
Composición de Deuda Financiera (miles de pesos) con corte a junio 2011



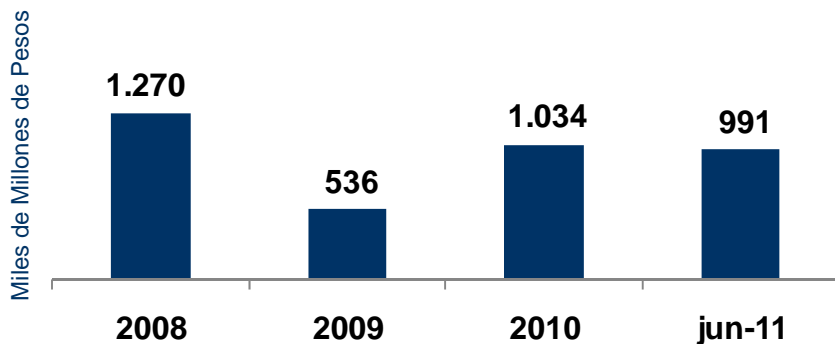
Deuda/ EBITDA Ajustado*



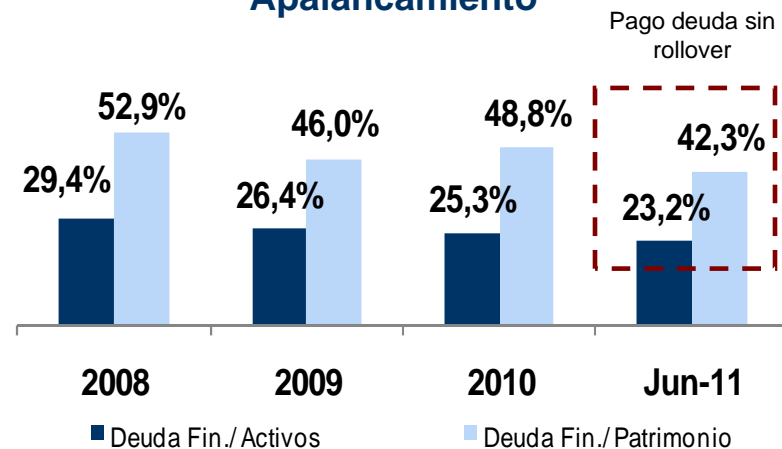
EBITDA Ajustado* / Intereses



Deuda Financiera Neta



Apalancamiento



* El EBITDA ajustado se calcula adicionando la depreciación y amortización (incluidas en el costo de ventas y gastos administrativos) a la utilidad operacional (la cual se estima de sustraer el costo de ventas y los gastos administrativos de los ingresos operativos).

Tres Componentes, un Objetivo

Crecimiento

1,5 MM nuevos clientes
+15.000 Gwh distribuidos
+1.500 MW generados

“Ser el grupo empresarial más admirado de Colombia y el más grande en energía eléctrica en el año 2018”

Competitividad

Optimización de Procesos
Mejora en Disponibilidad
Mejora en Calidad
Plan Zenith

Sostenibilidad

Gestión Ambiental
Fundación Endesa
Desarrollo RRHH
Estándares de Emisión
Convención de Estocolmo

- En junio de 2008, el Gobierno asignó a Emgesa el cargo por confiabilidad asociado a la construcción de la Planta Hidroeléctrica El Quimbo:

- Embalse unipropósito, localizado en el Río Magdalena, ubicado a 2 km de Betania.
- Capacidad instalada: 400 MW (Francis, 2x200).
- Generación anual promedio esperada: 2.216 GWh (60% factor de carga).
- Obligación de energía en firme:

	Dic. 2014- Nov. 2015	Dic. 2015- Nov. 2016	Dic. 2016- Nov. 2017	Dic. 2017- Nov. 2018	...	Dic. 2033- Nov. 2034
Obligación Energía en Firme (GWh / año)	400,00	852,33	1.350,00	1.650,00	1.650,00	1.650,00
Precio US\$ / MWh	13.998	13.998	13.998	13.998	13.998	13.998
Millones de Dólares	5.599	11.931	18.897	23.097	23.097	23.097

- Vida útil estimada: 50 años.
- Área total del proyecto: 8.586 Ha. (6 municipios).
- Periodo de construcción: Oct.2010 – Dic.2014.
- Inversión estimada: US\$ 837 millones.
- Compensación Ambiental y Social
 - ✓ Restauración de 11.079 Ha en ecosistemas forestales tropicales, considerados estratégicos en la política ambiental nacional para restauración de flora y fauna
 - ✓ Emgesa desea tener el 100% de la población reubicada con una calidad de vida equivalente o mejor que la que tenían antes de la reubicación

- Junto con Betania, El Quimbo proveerá cerca del 8% de la demanda de energía Colombiana



La construcción de El Quimbo está alineada con el propósito central y la estrategia de crecimiento de Emgesa:
“Aportar la energía para impulsar el desarrollo y el bienestar de Colombia, de nuestros clientes y de las personas a quienes llegamos”

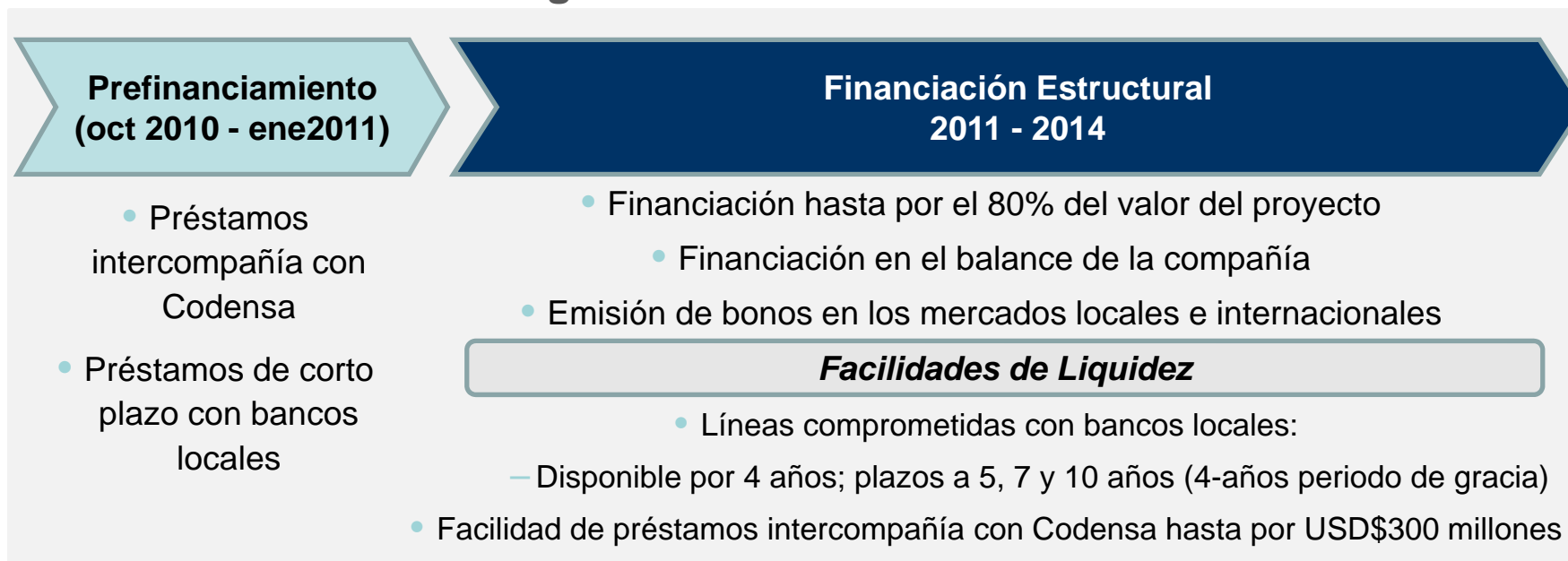
Objetivos del Plan Financiero

- **Certeza** en la disponibilidad de los fondos
- Minimizar la **exposición cambiaria**
- Mantener la calificación **local AAA e internacional en Grado de Inversión**
- Mantener **distribución de dividendos** a los accionistas
- Minimizar los **costos financieros**

Instrumentos Analizados

- Agencias de Crédito a la Exportación (ECAs)
- Agencias Multilaterales and Bilaterales
- Préstamos con bancos locales e internacionales
- Bonos en el mercado internacional de capitales local e internacional

Estrategia de Financiación El Quimbo



- **1905 personas** trabajando para el proyecto a cierre de julio de 2011
- **\$31.700 millones de pesos** invertidos en la región
- **120 familias** de la vereda La Escalereta con acuerdo de reasentamiento
- **38 proyectos aprobados** por un monto superior a los **\$10.600 millones**, incluidos en planes de desarrollo municipales beneficiando a más de **80.000 personas**
- **Más de 5.000 atenciones** realizadas en las oficinas de Gigante y Garzón desde 2009
- Cerca de **600 reuniones** realizadas con comunidades y autoridades desde el 2007



Entrada al Túnel de Desviación

Gestión Social

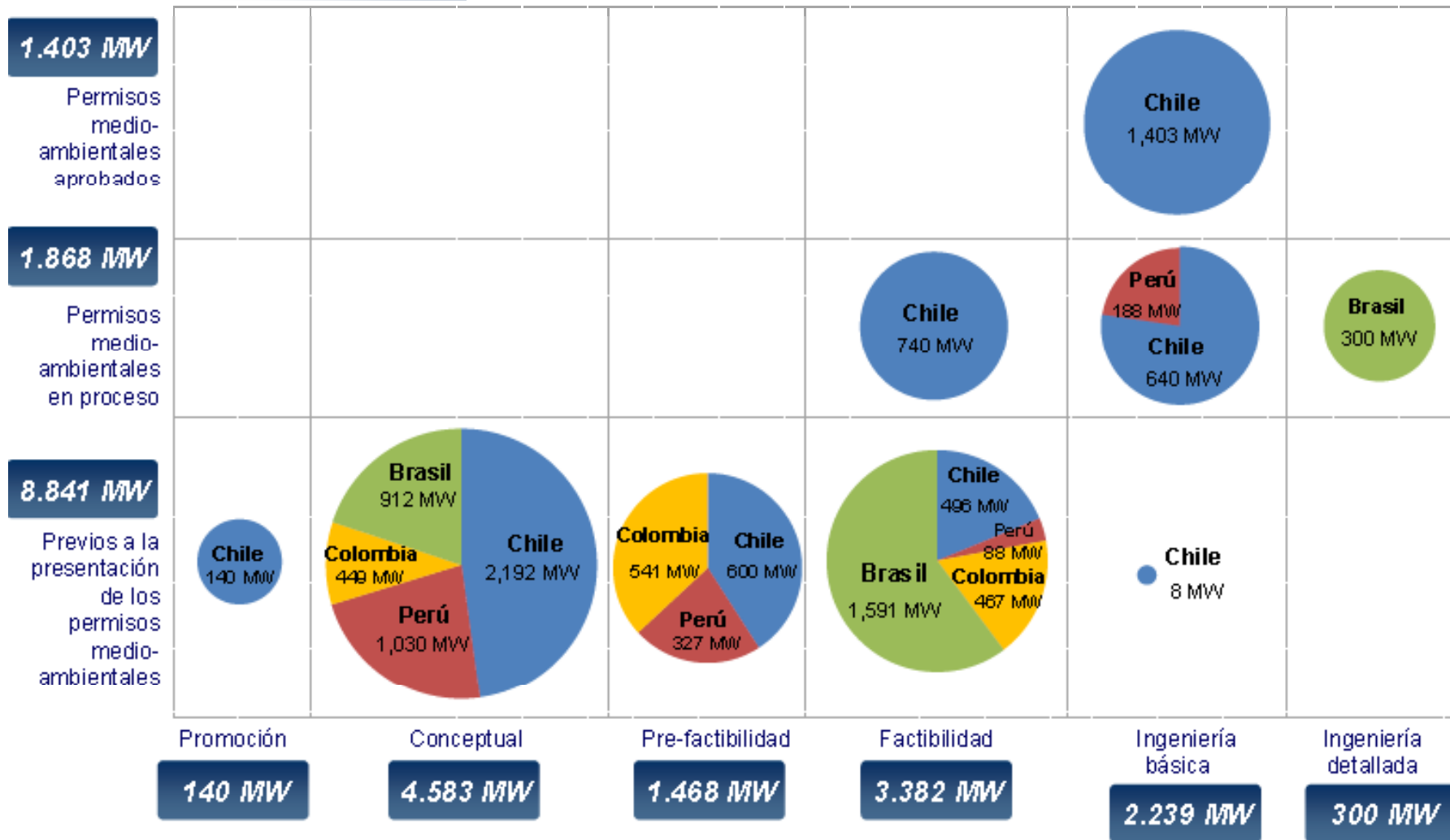
- La comunidad de Domingo Arias de Paicol, conformada por 9 familias, fue reasentada en su totalidad
- A cierre del mes de julio, se han invertido más de \$31.700 millones en la región con el fin de dinamizar la economía del departamento, en lo referente a servicios y compras locales.
- Con corte a julio de 2011, 173 personas trabajan como mano de obra no calificada (100% fue contratado en el área de influencia), 836 corresponden a mano de obra semicalificada (90% contratado en el área de influencia) y 896 como mano de obra calificada (42% contratado en el área de influencia)
- Constitución de una fiducia para aprobar proyectos previstos en los planes de desarrollo municipales para cumplir con el compromiso de aporte por una sola vez de \$16.500 millones.

Gestión Ambiental

- En junio de 2011 el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial y la CAM (Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena) impusieron medidas preventivas a actividades del proyecto. Emgesa adoptó estas medidas como oportunidades de mejora continua, implementando correctivos necesarios para mejorar las actividades que fueron suspendidas transitoriamente por las entidades.
- Con una inversión superior a los \$970 millones se realizará un estudio relacionado con comunidades de peces en el Río Magdalena, el cual facilitará un adecuado proceso de decisión durante la construcción del embalse.

Avance de Obras – Túnel de Desviación

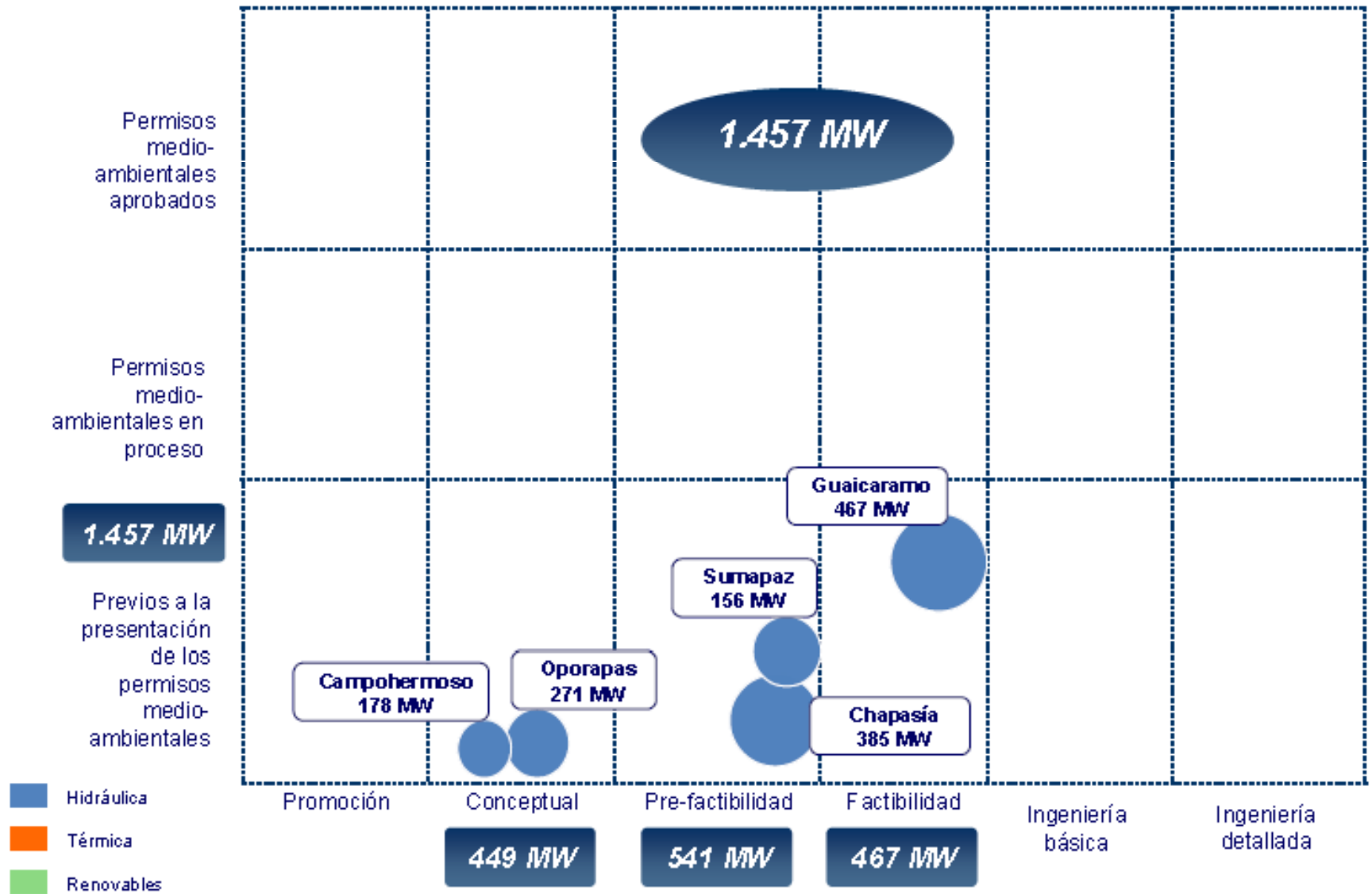
- Durante julio de 2011, se logró un hito del proyecto al unir los dos frentes de excavación subterránea ventana 1 y ventana 2, del túnel de desvío. Este importante mejora condiciones de construcción del túnel, garantizando la desviación del Río Magdalena en enero de 2012
- Adicionalmente, se ha trabajado en la construcción de vías de acceso, campamentos, líneas de energía, entre otras.



▪ Sólido pipeline de proyectos de generación en desarrollo (más de 12 GW)

Portafolio de Proyectos en Colombia

Portafolio de proyectos en estudio para mantener posición de liderazgo en Colombia



Plan de Acción para 2011

Operacional

- **G:** Maximizar ingresos de cargo por confiabilidad
- **G:** Optimizar disponibilidad de centrales de generación
- **D:** Mejorar calidad del servicio en distribución (NIEPI y TIEPI)
- **D:** Mejorar control de pérdidas en Bogotá y Cundinamarca
- **G:** Avanzar en la construcción de El Quimbo dentro del cronograma

Financial

- **G + D:** Mantener senda positiva en resultados financieros
- **G:** Obtener financiación para El Quimbo de manera oportuna y óptima
- **G:** Refinanciación vencimientos de Emgesa
- **G + D:** Distribuir dividendos provenientes de la utilidad oct-dic 2010
- **G + D:** Minimizar el gasto financiero mediante gestión activa de pasivos financieros
- **G + D:** Mantener AAA local en Emgesa y Codensa y grado de inversión en Emgesa
- **G + D:** Internacionalización de la Oficina de Relación con Inversionistas

inversionistas@emgesa.com.co
rinversionistas@codensa.com.co

Juan Manuel Pardo
Gerente Financiero
+57 1 219 0414
jmpardo@endesacolombia.com.co

Carolina Bermúdez
Subgerente de Finanzas
+57 1 601 5751
cbermudez@endesacolombia.com.co

Patricia Moreno
Jefe División Gestión Deuda y Relación con Inversionistas
+57 1 601 6060 Ext: 3502
mmorenom@endesacolombia.com.co

Lina María Contreras
Profesional Experto Gestión Deuda y Relación con Inversionistas
+57 1 6015564
lcontrerasm@endesacolombia.com.co

Para obtener información adicional visite nuestras páginas web:

www.emgesa.com.co / www.codensa.com.co

- Esta presentación contiene una actualización de cifras relevantes del Grupo Endesa en Colombia y sus compañías Emgesa S.A. E.S.P. ("Emgesa") y Codensa S.A. E.S.P. ("Codensa"). Ambas compañías son emisoras de títulos de renta fija en el mercado de capitales colombiano.
- Emgesa ha sido autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia para emitir bonos ordinarios en Colombia mediante la Resolución No. 833 de fecha enero 16 de 2009 y a emitir papeles comerciales en Colombia mediante Resolución No. 1954 de fecha diciembre 17 de 2009.
- De igual forma, Codensa ha sido autorizada por la Superintendencia Financiera de Colombia para emitir bonos ordinarios en Colombia mediante Resolución No. 194 de enero 29 de 2010.
- Los estados financieros de Emgesa y Codensa con corte a septiembre 30 de 2010 y diciembre 31 de 2010, han sido auditados por Deloitte & Touche Ltda. y han sido aprobados en las Asambleas Generales de Accionistas de cada compañía.
- La presentación incluye estados financieros de períodos intermedios no auditados.



Anexos

Balance General

Cifras en miles de millones de pesos

	2009	2010	Junio 2010	Junio 2011		
Caja e Inversiones Temporales	649	307	50	513	+930%	Emisión Bono Internacional (Enero 2011)
Propiedad, Planta y Equipo	4.934	4.910	4.867	4.952	+1,7%	
Activos Totales	8.183	7.581	7.698	8.336	+8,3%	Anticipos de imporrenta y proveedores Quimbo
Obligaciones Financieras Totales	1.860	1.751	1.828	2.509	+37,2%	Emisiones bono internacional + papeles comerciales – vencimiento bonos Betania nov/2011 = \$647 mil millones Causación Intereses = \$34 mil millones
Obligaciones Financieras de Largo Plazo	1.630	1.390	1.630	1.844	+13,2%	
Pasivos Totales	2.240	2.648	2.433	3.243	+33,3%	-Impuesto al Patrimonio + Sobretasa del 25% (GAAP Colombiano): disminución cuenta de revalorización de I patrimonio y aumento de cuentas por pagar = \$196 mil millones 1ra cuota Mayo 2011 = \$ 24.606 mm (pagado) 2da cuota Sept. 2011 = \$24.606 mm (estimado) - Dividendos por pagar
Patrimonio Total	5.943	5.133	5.265	5.093	-3,3%	

* Incluye la causación de los intereses por pagar a la fecha de corte

Estado de Resultados

Cifras en miles de millones de pesos

	2009	2010	Junio 2010	Junio 2011	% variación IS '10 vs IS' 11
Ingresos Operacionales	\$ 1.929	\$ 1.886	\$ 979	\$ 897	-8,4%
EBITDA Ajustado*	1.107	1,112	517	605	+17%
Gastos Financieros	201	138	69	74	+8,4%
Utilidad Operacional	952	971	439	533	+21,5%
Utilidad Neta	538	572	264	313	+18,7%

* El EBITDA ajustado se calcula adicionando la depreciación y amortización (incluidas en el costo de ventas y gastos administrativos) a la utilidad operacional (la cual se estima de sustraer el costo de ventas y los gastos administrativos de los ingresos operativos).

Estado de Resultados - Márgenes

Cifras en miles de millones de pesos

	2009	2010	Junio 2010	Junio 2011
Ingresos Operacionales	\$ 1.929	\$ 1.886	\$ 979	\$ 897
EBITDA Ajustado*	57,38%	58,96%	52,81%	67,45%
Gastos Financieros	10,42%	7,32%	7,05%	8,36%
Utilidad Operacional	49,35%	51,42%	44,84%	59,42%
Utilidad Neta	27,89%	30,33%	29,97%	34,89%

* El EBITDA ajustado se calcula adicionando la depreciación y amortización (incluidas en el costo de ventas y gastos administrativos) a la utilidad operacional (la cual se estima de sustraer el costo de ventas y los gastos administrativos de los ingresos operativos).

Obligaciones Financieras Vigentes con Corte a Junio 30 de 2011

Miles de millones de Pesos

Instrumentos Locales

Instrumentos Locales	Cupón	Tasa de Colocación	Vencimiento	Monto	Vida Media
Bonos Betania	Serie B7: IPC + 6.29%	IPC + 6.29%	Noviembre 10, 2011	\$ 180	0,36
		IPC + 1.80%		\$ 60	
Bonos Tercera Emisión (Primer Lote)	Serie A7: IPC + 5.04%	IPC + 5.04%	Febrero 23, 2015	\$ 210	3,65
		IPC + 2.40%		\$ 40	
Bonos Cuarta Emisión (Primera Emisión Bajo el Programa)	Serie B10: IPC + 5.15%	IPC + 5.15%	Febrero 20, 2017	\$ 170	5,65
Bonos Quinta Emisión (Segunda Emisión Bajo el Programa)	Serie A5: DTF TA + 1.47%	DTF TA + 1.47%	Febrero 11, 2014	\$ 49	2,62
	Serie B10: IPC + 5.78%	IPC + 5.78%	Febrero 11, 2019	\$ 160	7,62
	Serie B15: IPC + 6.09%	IPC + 6.09%	Febrero 11, 2024	\$ 56	12,63
Bonos Sexta Emisión (Tercera Emisión Bajo el Programa)	Serie E-5: 9.27%	9,27%	Julio 2, 2014	\$ 92	3,01
	Serie B-9: IPC + 5.90%	IPC + 5.90%	Julio 2, 2018	\$ 218	7,01
	Serie B-12: IPC + 6.10%	IPC + 6.10%	Julio 2, 2021	\$ 90	10,01
Papeles Comerciales	Serie E-353: 4.20% EA	4,20%	Noviembre 7, 2011	\$ 70	0,36
Total				\$ 1.395	4,71

Bono Internacional

Bono	Cupón	Tasa de Colocación	Vencimiento	Monto	Vida Media
Bono 144A/Reg S	8.75%	8.75%	Enero 25, 2021	\$ 737	9,58
Total				\$ 737	9,58

Club Deal

Prestamista	Vencimiento	Tasa	Vida Media	Monto
Bancolombia	Agosto, 2012	DTF TA + 2,80%	1,121	\$23
Bancolombia	Abril, 2012	DTF TA + 2,80%	0,786	\$74
BBVA Colombia	Abril, 2012	DTF TA + 2,80%	0,786	\$83
Davivienda	Abril, 2012	DTF TA + 2,80%	0,786	\$32
Santander	Abril, 2012	DTF TA + 2,80%	0,786	\$94
Total			0,81	\$305

Balance General

Cifras en miles de millones de pesos

	2009	2010	Junio 2010	Junio 2011		
Caja e Inversiones Temporales	914	307	351	151	-57%	Pago de dividendos utilidades 2010 (enero y abril 2011)
Propiedad, Planta y Equipos	3.287	3.325	3.237	3.297	+1,9%	
Activos Totales	5.497	5.294	5.273	4.925	-6,6%	
Obligaciones Financieras Totales*	1.453	1.345	1.454	1.145	-21,3%	Amortización Deuda Financiera (Bonos) = \$309 mil millones
Obligaciones Financieras de Largo Plazo	1.114	1.139	1.341	1.106	-17,6%	
Pasivos Totales	2.346	2.546	2.423	2.224	-8,2%	
Patrimonio Total	3.151	2.748	2.851	2.701	-5,2%	-Impuesto al Patrimonio + Sobretasa del 25% (GAAP Colombiano): disminución cuenta de revalorización de patrimonio y aumento de cuentas por pagar = \$ 130 mil millones 1ra cuota Mayo 2011 = \$ 15.870 mm (pagado) 2da cuota Sept. 2011 = \$16.208 mm (estimado)

* Incluye la causación del principal y los intereses a la fecha de corte

Estado de Resultados

Cifras en miles de millones de pesos

	2009	2010	Junio 2010	Junio 2011	
Ingresos Operacionales	\$ 2.772	\$ 2.787	\$1.369	\$ 1.439	+5,1%
EBITDA Ajustado *	1.012	984	475	476	+0,2%
Gastos Financieros	114	104	52	45	-12,8%
Utilidad Operativa	769	742	355	351	-1,1%
Utilidad Neta	507	480	230	210	-8,9%

* El EBITDA ajustado se calcula adicionando la depreciación y amortización (incluidas en el costo de ventas y gastos administrativos) a la utilidad operacional (la cual se estima de sustraer el costo de ventas y los gastos administrativos de los ingresos operativos).

Estado de Resultados – Márgenes

Cifras en miles de millones de pesos

	2009	2010	Junio 2010	Junio 2011
Ingresos Operacionales	\$ 2.772	\$ 2.787	\$1.369	\$ 1.439
EBITDA Ajustado *	36,51%	35,31%	34,70%	33,08%
Gastos Financieros	4,11%	3,73%	3,80%	3,12%
Utilidad Operativa	27,74%	26,62%	25,93%	24,39%
Utilidad Neta	18,29%	17,22%	16,80%	14,59%

* El EBITDA ajustado se calcula adicionando la depreciación y amortización (incluidas en el costo de ventas y gastos administrativos) a la utilidad operacional (la cual se estima de sustraer el costo de ventas y los gastos administrativos de los ingresos operativos).

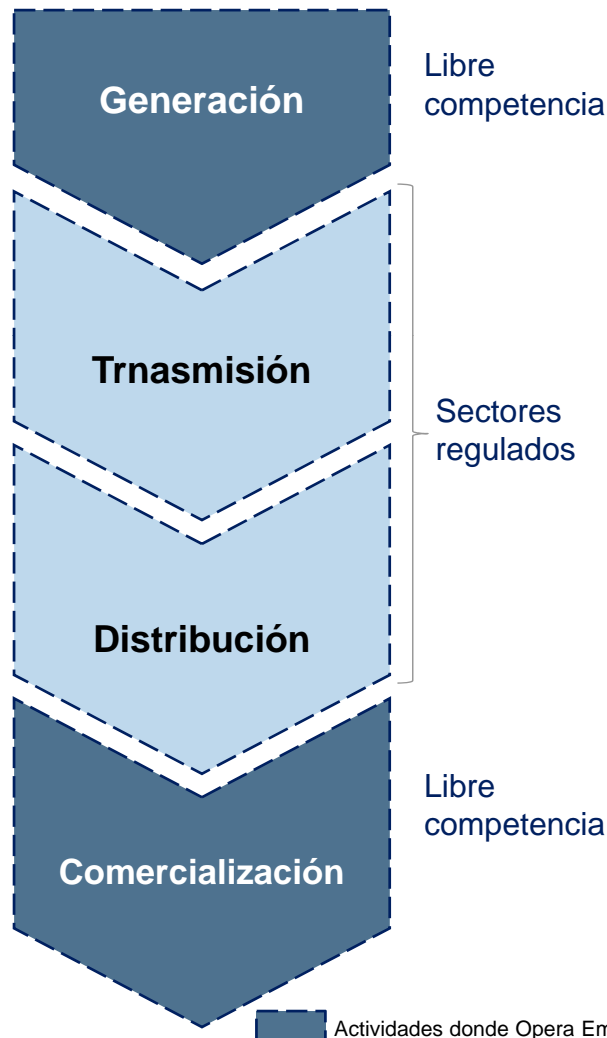
Obligaciones Financieras Vigentes con Corte Junio 30 de 2011

Millones de Pesos

Bono	Cupón	Tasa de colocación	Vencimiento	Monto	Vida Media
Bonos Primera Emisión	Serie A10: IPC + 6.34%	IPC + 6.34%	Marzo 11, 2014	\$ 250	2,70
	Serie A10: IPC + 5.30%	IPC + 5.30%	Marzo 14, 2017	\$ 147	5,71
Bonos Segunda Emisión	Serie A10: IPC + 5.30%	IPC + 5.60%	Marzo 14, 2017	\$ 245	5,71
	Serie B5: DTF TA + 2.40%	DTF TA + 2.40%	Marzo 14, 2012	\$ 34	0,71
Bonos Tercera Emisión	Serie A5: IPC + 5.99%	IPC + 5.99%	Diciembre 11, 2013	\$ 76	2,45
	Serie B5: DTF + 2.58%	DTF TA + 2.58%	Diciembre 11, 2013	\$ 86	2,45
	Serie A10: IPC + 5.55%	IPC + 5.55%	Diciembre 11, 2018	\$ 80	7,45
Bonos Cuarta Emisión (Primer Tramo Programa)	Serie B3: IPC + 2.98%	IPC + 2.98%	Febrero 17, 2013	\$ 80	1,64
	Serie B6: IPC + 3.92%	IPC + 3.92%	Febrero 17, 2016	\$ 145	4,64
Total				\$ 1.141	4,14

Total Codensa \$ 1.141

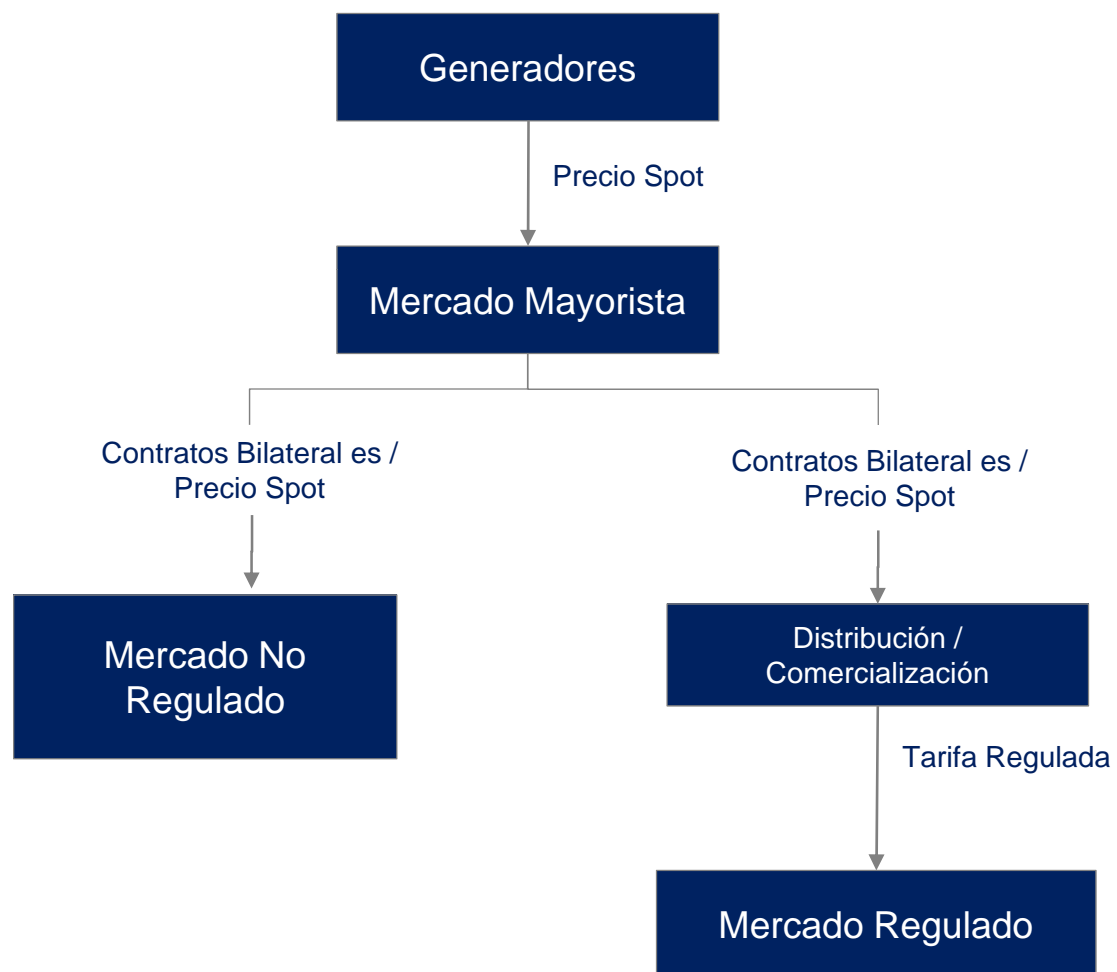
Marco regulatorio transparente y pro mercado



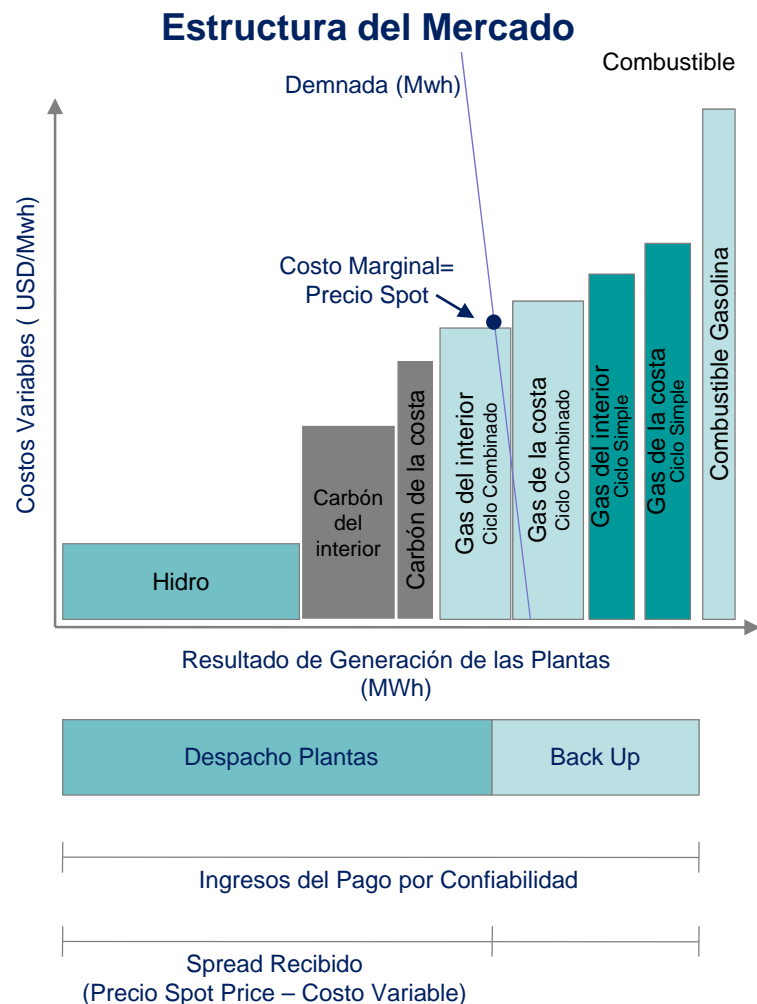
- La reforma del sector energético colombiano es vista como un benchmark para otros mercados emergentes que desean incorporar reformas amigables al mercado en la regulación del sector de servicios públicos y así atraer inversión privada
- Transparencia, perspectiva de crecimiento, señales claras al mercado y un nuevo esquema de cargo por confiabilidad, posicionan al sector energético colombiano como uno de los más atractivos entre sus pares latinoamericanos
- Las políticas macroeconómicas estables y perspectivas de crecimiento, junto con la reforma del sector han generado un creciente interés por parte de inversionistas estratégicos y financieros de talla mundial



Estructura del Mercado



El sector eléctrico colombiano sigue las bases del modelo de Reino Unido y Chile



Modelo de Precio y Despacho

- Mercado Spot
 - Con un día de anticipación, los generadores ofrecen proveer energía a una tarifa determinada por cada bloque por hora y el cupo se llena con la tarifa más baja que coincida con la demanda esperada.
 - Todos los generadores que son despachado a esa hora reciben la tarifa más alta cotizada por el generador menos eficiente despachado.
- Contratos Libremente Negociados
 - Los generadores pueden libremente adoptar contratos negociados con clientes no regulados o con distribuidores o compañías de negociación
 - Como en el mercado Spot, todos los generadores que son despachados en esa hora reciben la tarifa más alta cotizada por el generador menos eficiente despachado
- Pago cargo por confiabilidad
 - El método compensa a cada planta de generación eléctrica por su compromiso en firme de proveer generación de energía al SIN durante periodos de escases con el fin de evitar racionamientos de energía
 - Motiva nuevas inversiones en plantas de generación

Sector de Distribución de Energía Colombiano

Costo Unitario

 Generación
  Transmisión
  Distribución
  Comercialización
  Pérdidas
  Restricciones

Cargo por uso

$C = \frac{\text{Costo por Factura}}{\text{Consumo promedio facturado}}$

$\$/\text{Kwh} = \frac{\text{Inversión} + \text{AOM (Administración. \& Mantenimiento)}}{\text{Demanda}}$

Costo Fijo

$C_{uf\ m} = C_{f\ m}$

Generación: Costo de las compras de energía

Transmisión: Costo del uso del sistema de interconexión para transmisión de energía

Distribución: Costo del uso del sistema local de distribución y del sistema de transmisión regional

Comercialización: Costo de la intermediación entre el usuario final y los comercializadores

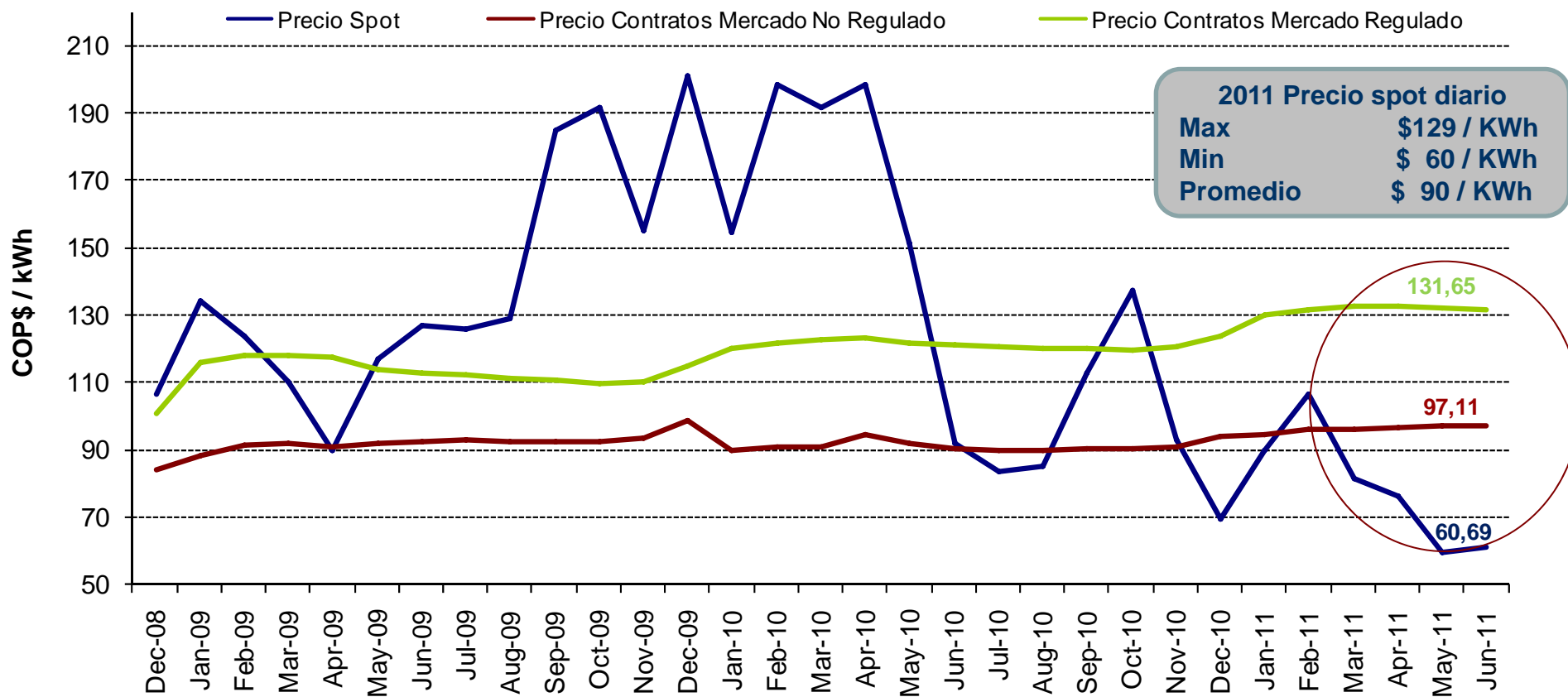
Pérdidas: Pérdidas reconocidas, incluyendo costos de las plantas para administrar las pérdidas

Restricciones: Costo de las restricciones y servicios asociados a la generación

Costo Unitario: Costo unitario, parte costo variable

Costo Fijo: Costo fijo de comercialización

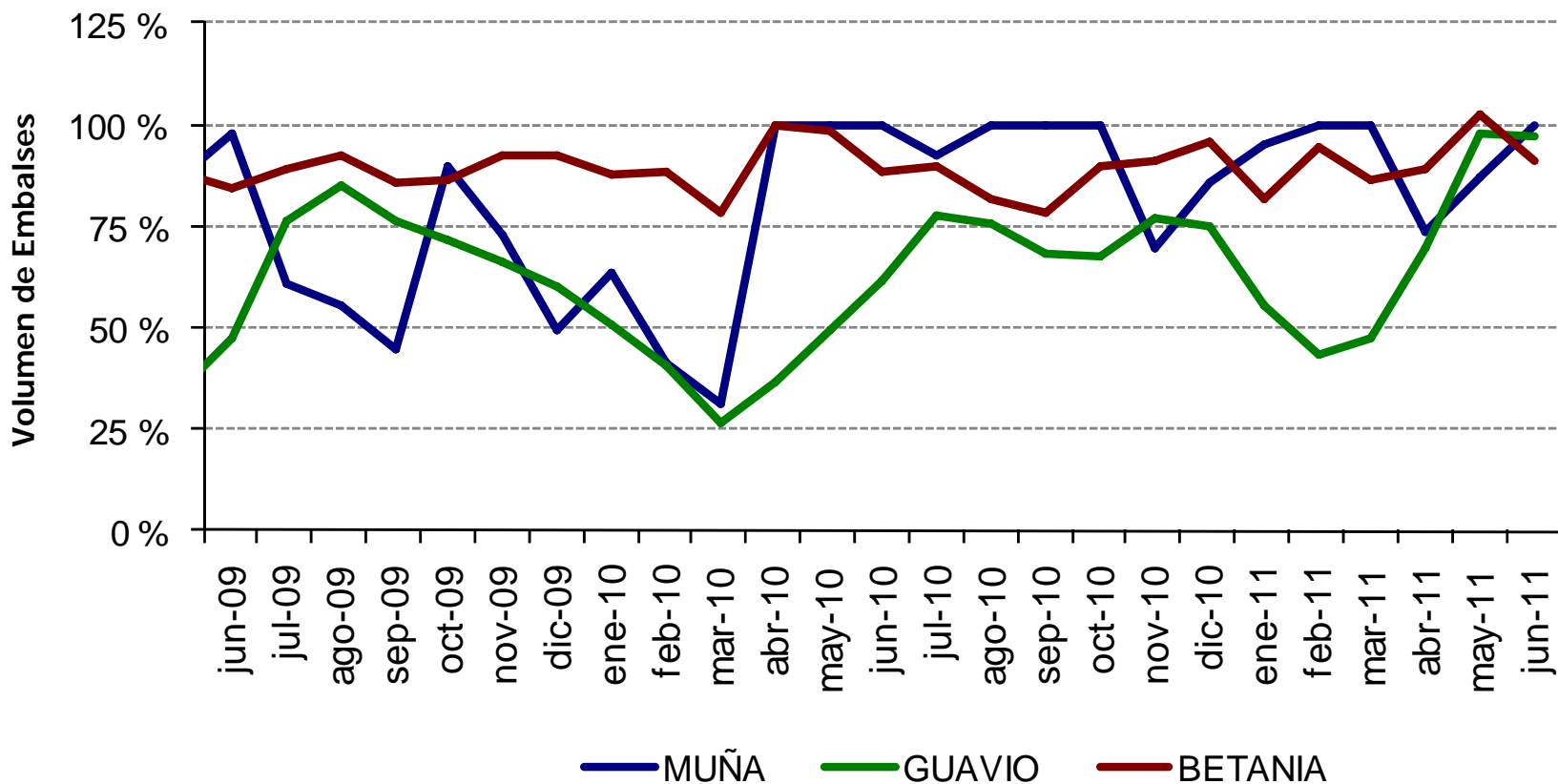
Evolución Precio Promedio Spot y Precio Promedio de los Contratos



Fuente: XM. Precios promedio mensuales.

Con corte a junio 30 de 2011

Volumen Embalses de Emgesa



Fuente: XM

Con corte a junio 30 de 2011

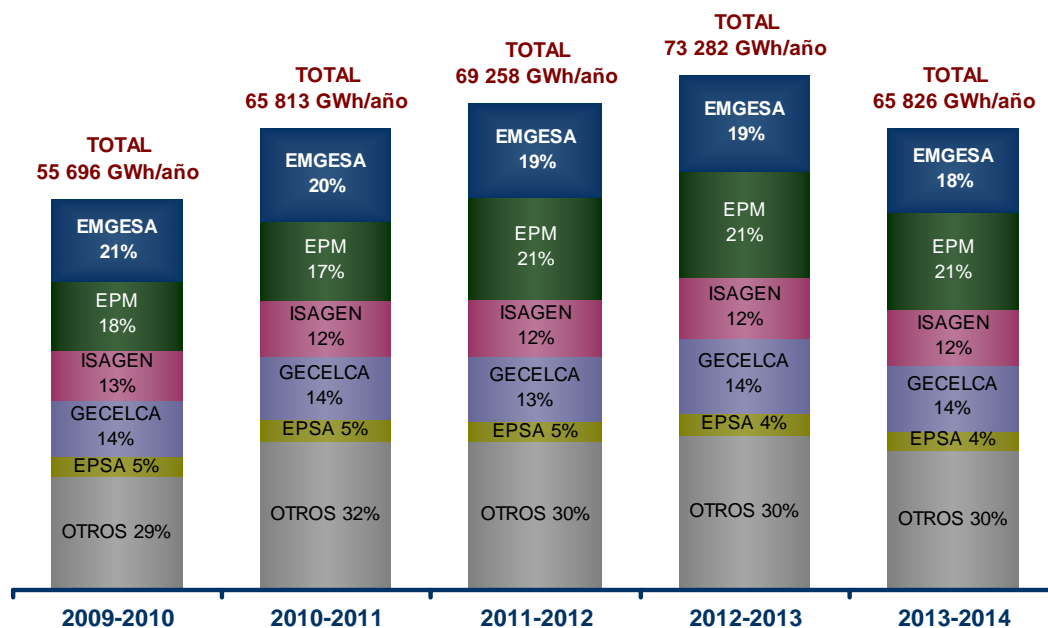
Obligaciones Energía en Firme Asigandas

Distribución de las Obligaciones de Energía en Firme (OEF) asignada

Obligación de Energía en Firme Emgesa (GWh / Año)

	Dic. 2011-Nov. 2012	Dic. 2012-Nov. 2013	Dic. 2013-Nov. 2014	Dic. 2014-Nov. 2015
Guavio	4.422	4.553	4.031	
Pagua	4.364	4.494	3.979	
Betania	1.333	1.373	1.215	
Cartagena	1.325	1.364	1.208	
Termozipa	1.826	1.881	1.665	
Quimbo				400
Total	13.270	13.665	12.098	400
Precio US\$ / MWh	13,85	14,4	14,4	13,998

Participación por agente en la OEF (GWh / Año)





luz · gas · personas