

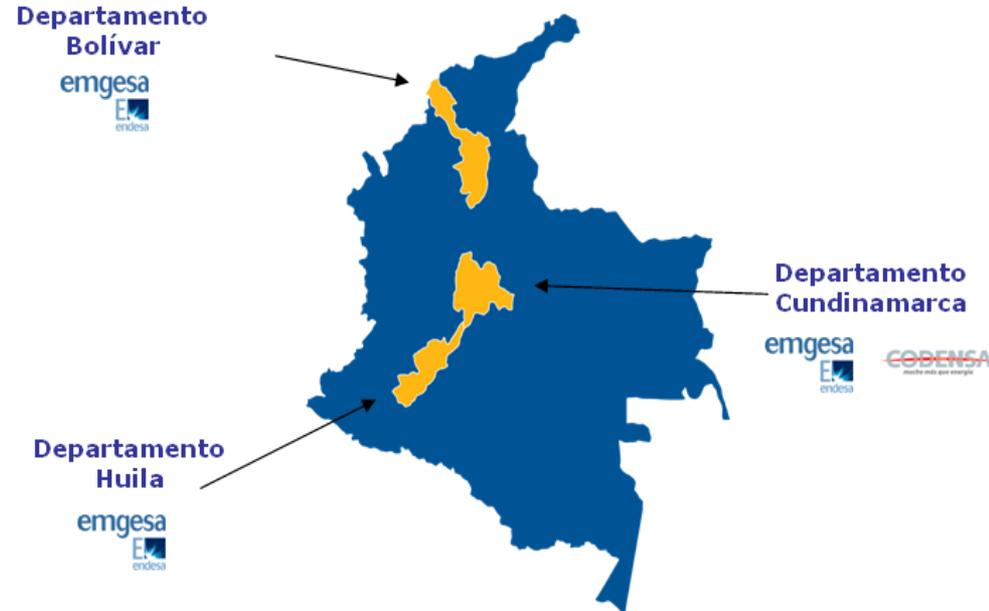
Diciembre, 2011

Endesa Colombia RI

CON CORTE A SEPTIEMBRE 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**.

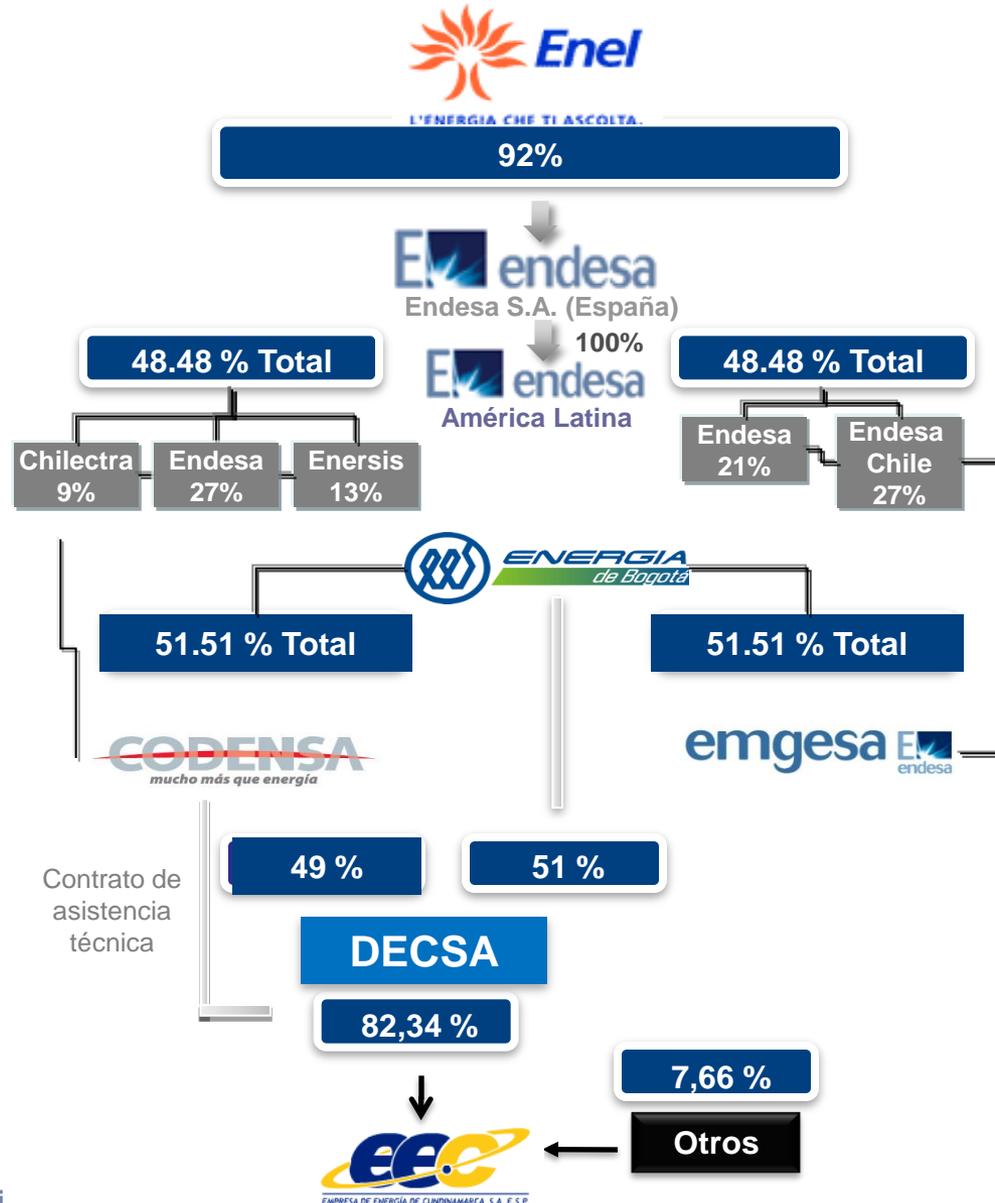


Endesa Colombia

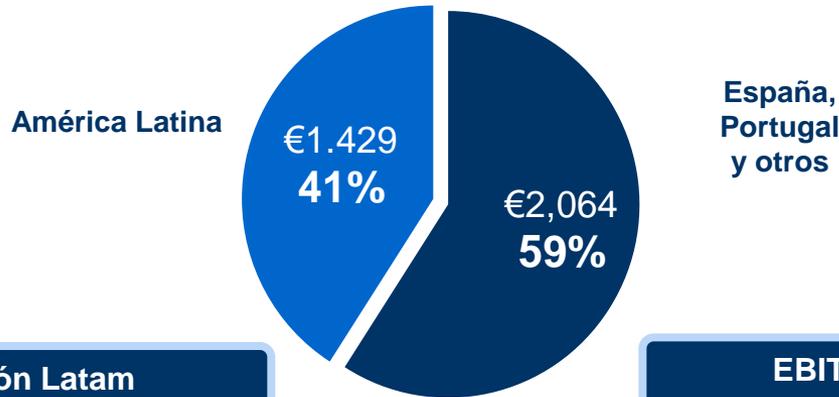
10 Plantas Hidroeléctricas

2 Plantas Térmicas

+2.48 millones de clientes en el negocio de distribución de energía eléctrica en Bogotá y la región central de Colombia (Cundinamarca, Boyacá y Tolima)

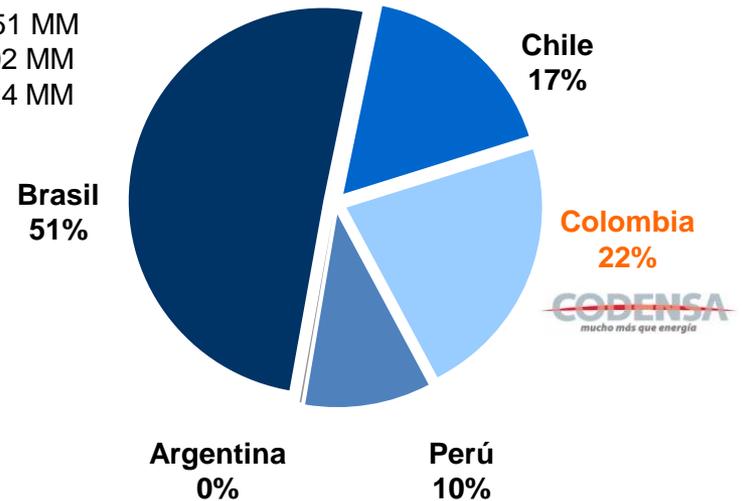
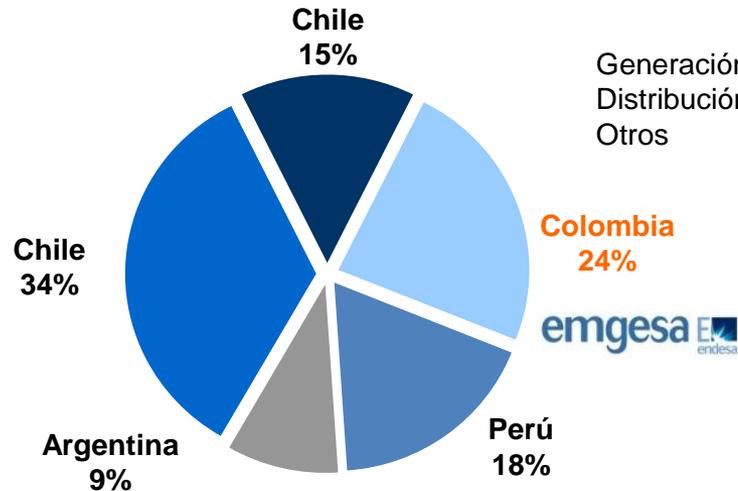


EBITDA Endesa 1S2011
€3.493 MM



EBITDA Generación Latam
€751 MM

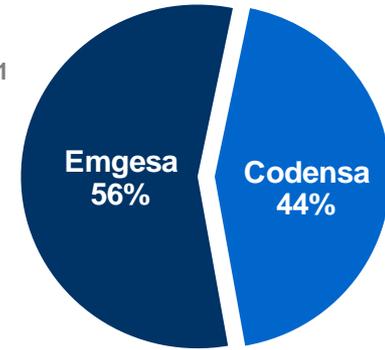
EBITDA Distribución Latam
€702 MM



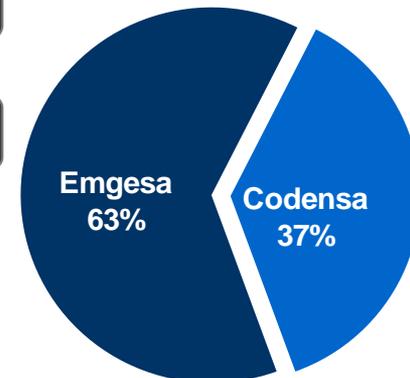
Cifras agregadas para Codensa y Emgesa

Millones de pesos	2009	2010	3T 2010	3T 2011	% variación 3T' 10 vs 3T' 11
Ingresos Operacionales	\$4.701	\$4.674	\$3.503	\$3.601	+2,8%
EBITDA Ajustado*	\$2.119	\$2.096	\$1.547	\$1.646	+6,4%
Utilidad Neta	\$1.046	\$1.052	\$763	\$807	+5,7%
Activos Totales	\$13.680	\$13.075	\$12.876	\$13.623	+5,8%
Patrimonio Total	\$9.094	\$7.881	\$8.376	\$8.082	-3,5%
Calificación de Riesgo	FitchRatings Local: AAA / F1+ Codensa y Emgesa		FitchRatings STANDARD & POORS Internacional: BBB- /BBB- Emgesa		

**EBITDA Ajustado*
Ene-Sep 2011**



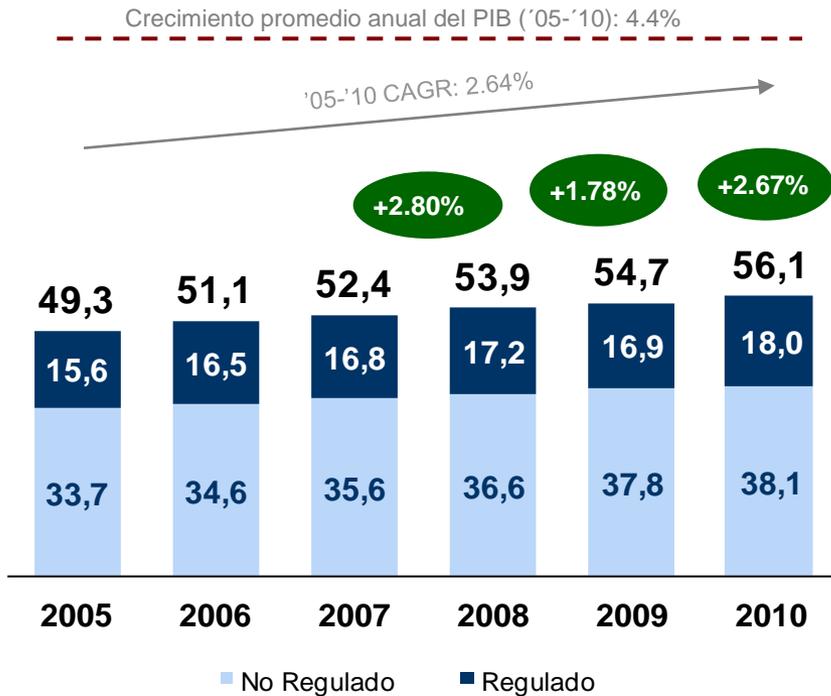
**Activos Totales
Ene-Sep 2011**



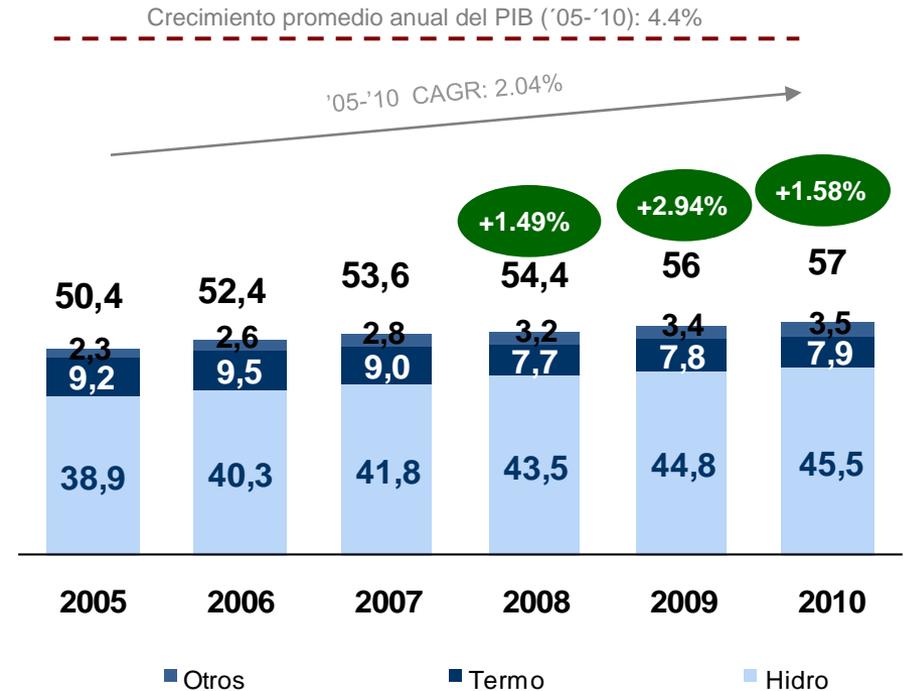
3T: Tercer Trimestre
(enero a septiembre)

* 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).

Demanda Anual de Energía Eléctrica (TWh)



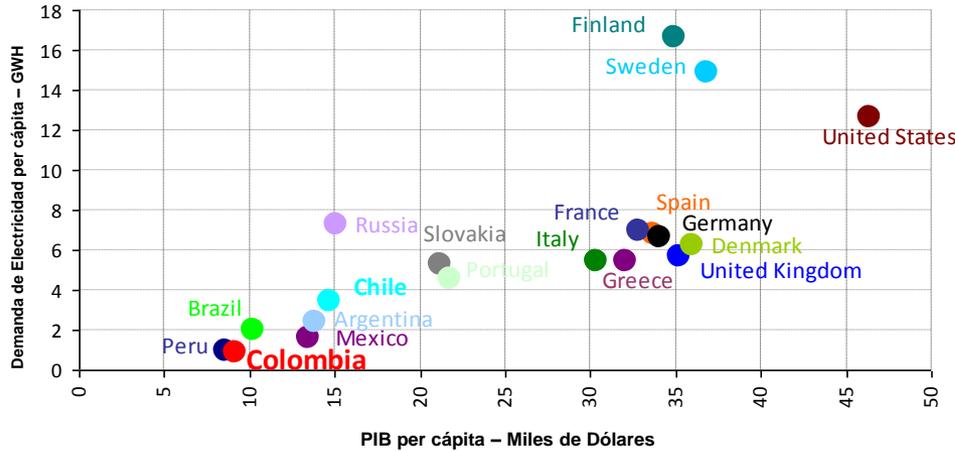
Generación Anual (TWh)



Fuente: XM

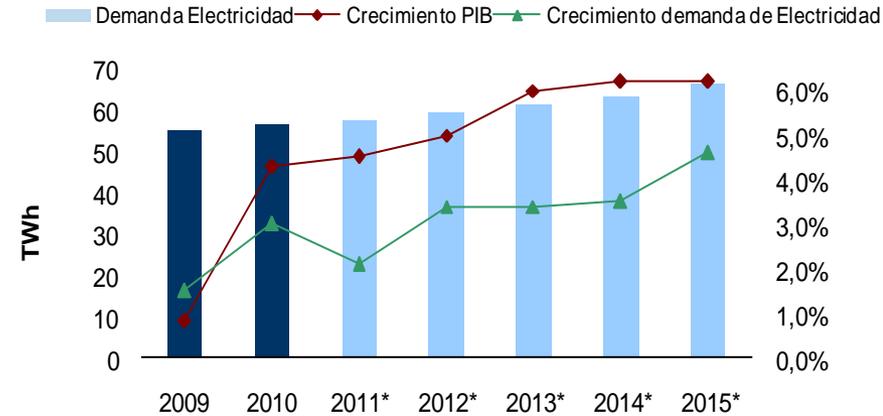
- La demanda de energía nacional tuvo un crecimiento de 2,7% en 2010 con respecto al 2009, resultado de la recuperación económica y de la mayor demanda del sector industrial.
- La generación de energía creció 1,6% en 2010 debido al incremento en la demanda y a mayores exportaciones a Ecuador.
- La UPME 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



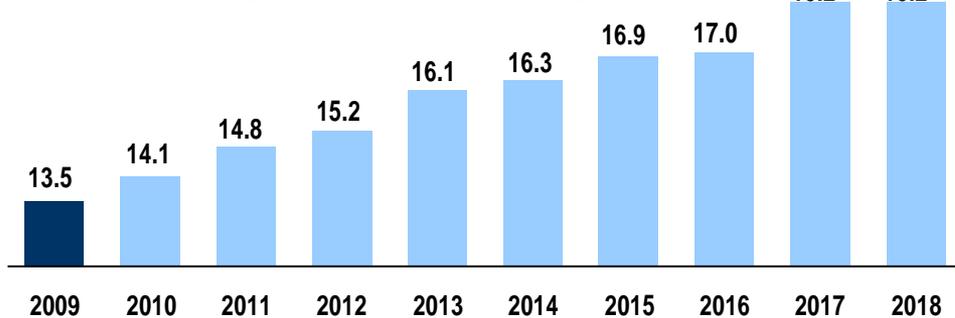
Fuentes: World Factbook – CIA. Cifras de PIB per cápita disponibles con corte a 2009 y demanda de energía per cápita con corte a 2007.

Demanda de Energía (TWh)



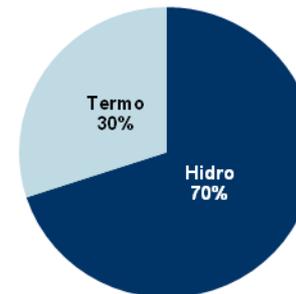
(*) Estimado. Fuentes: XM. UPME últimas proyecciones (Julio de 2011) y proyecciones del DANE

Capacidad instalada (GW)

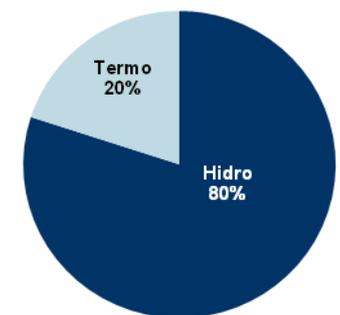


Fuente: XM. UPME Última Proyección (Noviembre 2010)

Mix 2011



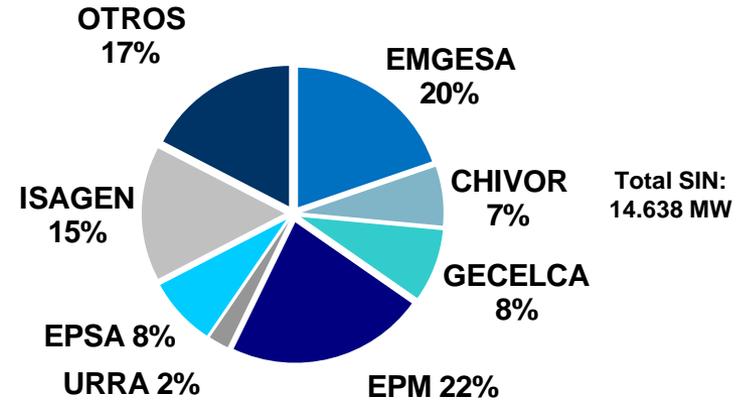
Mix 2018





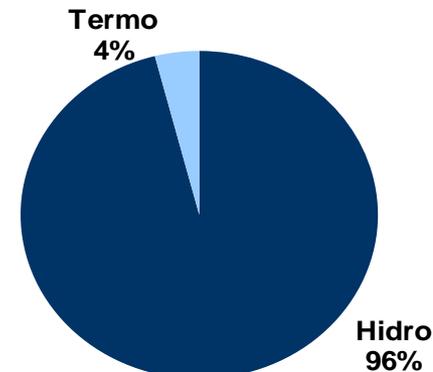
- Segunda compañía de generación en Colombia en términos de capacidad instalada con 2.914 MW (20% de la participación del sistema del país con corte a septiembre 30 de 2011).
- Segunda compañía de generación en Colombia, medida por generación total de energía con 8.616 GWh producidos con corte a septiembre 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



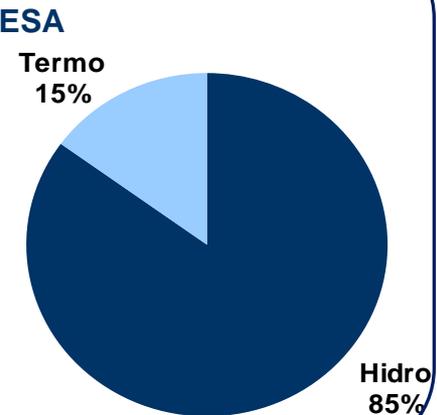
Fuente: XM. Con corte a septiembre 30 de 2011

Energía Producida



Fuente: XM.
Con corte a Septiembre 30 de 2011

Capacidad Instalada



Fuente: XM.
Con corte a Septiembre 30 de 2011



Hídrica= 2,471 MW (85%) (incluye plantas menores)

Guavio
▪ 1,213 MW

Betania
▪ 541 MW

Pagua

Paraíso
▪ 277 MW

La Guaca
▪ 325 MW

Plantas Menores

El Charquito
▪ 20 MW

Tequendama
▪ 20 MW

Limonar
▪ 18 MW

La Junca
▪ 20 MW

La Tinta
▪ 20 MW

San Antonio
▪ 20 MW

En Desarrollo

El Quimbo
▪ 400 MW

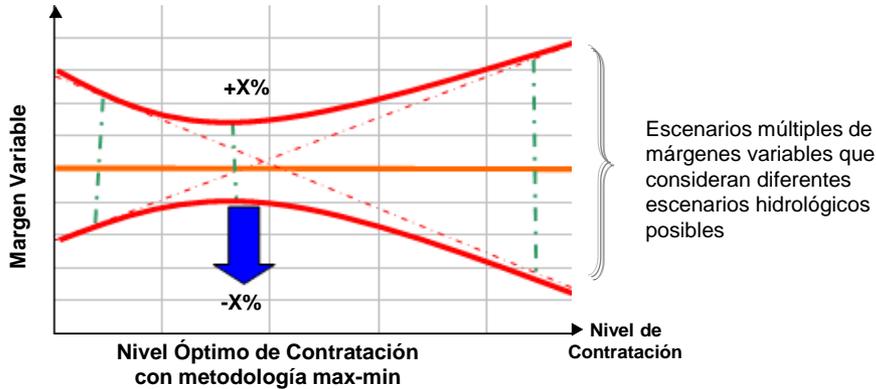
Térmicas= 444 MW (15%)

Termozipa
▪ 236 MW

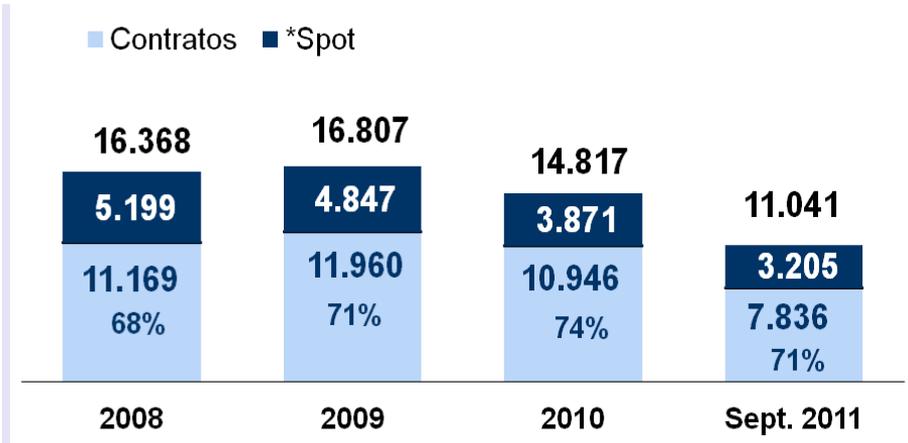
Cartagena
▪ 208 MW

* Con corte a septiembre 30 de 2011

Modelo Gestión de Riesgo

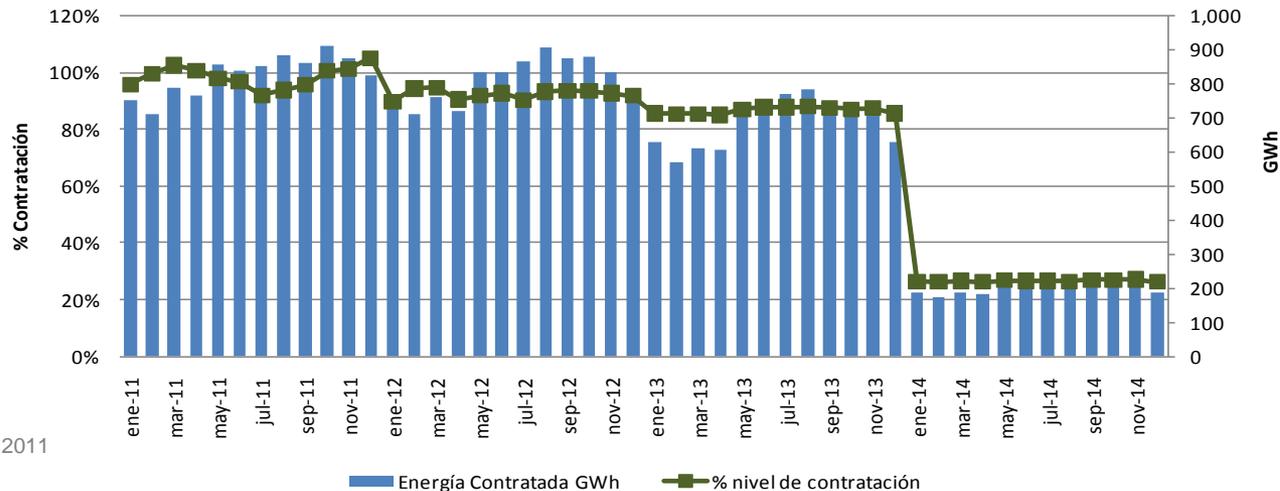


Ventas por Tipo (GWh)



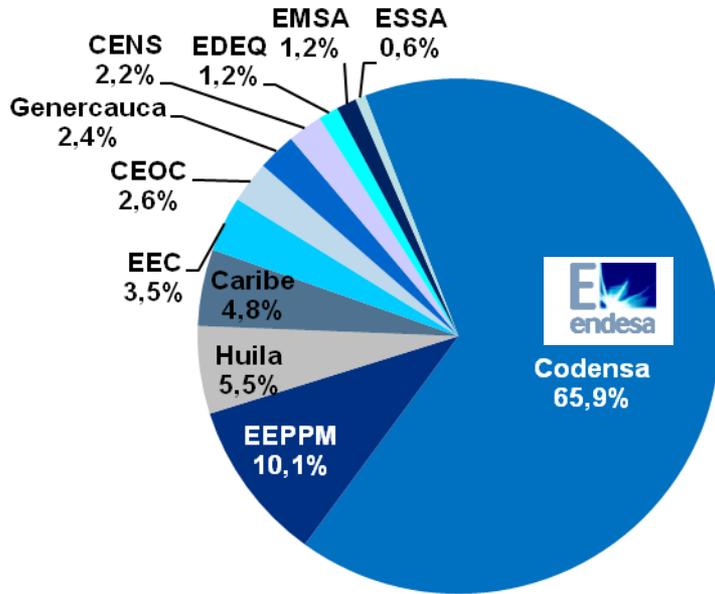
*Las ventas en el mercado Spot incluyen ventas AGC

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



Principales Clientes Mercado Mayorista (3T 2011)

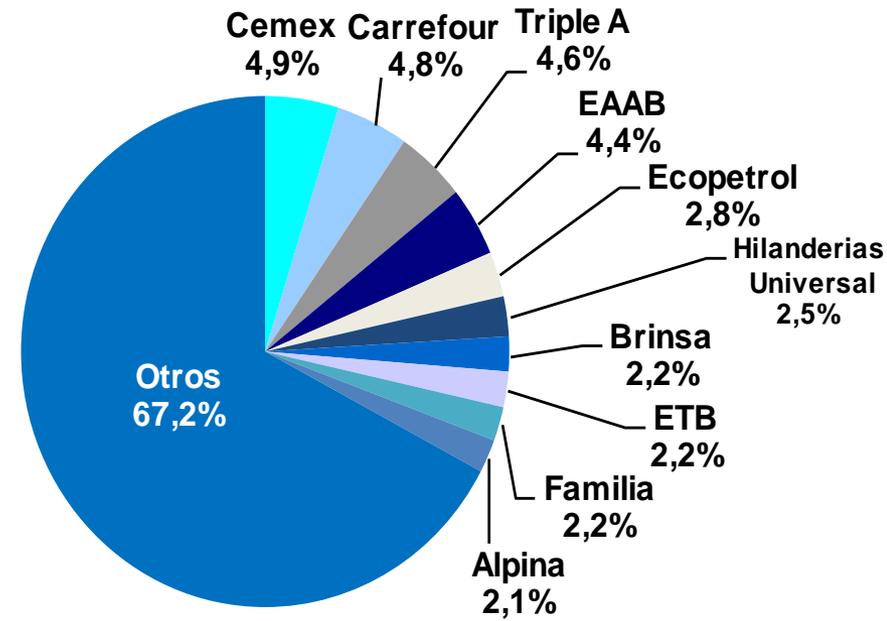
(% de ventas al mercado mayorista en términos de GWh)



Total: 5.636 GWh
72% del total de ventas por contratos

Principales Clientes Mercado no Regulado (3T 2011)

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

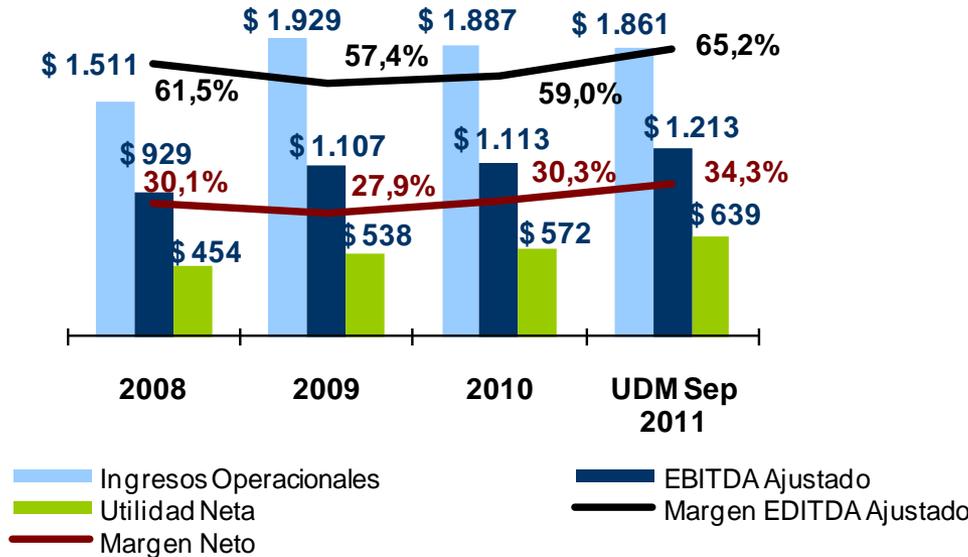


Total: 2.180 GWh
28% del total de ventas por contratos

•Con corte a septiembre 30 de 2011

3T = Tercer Trimestre

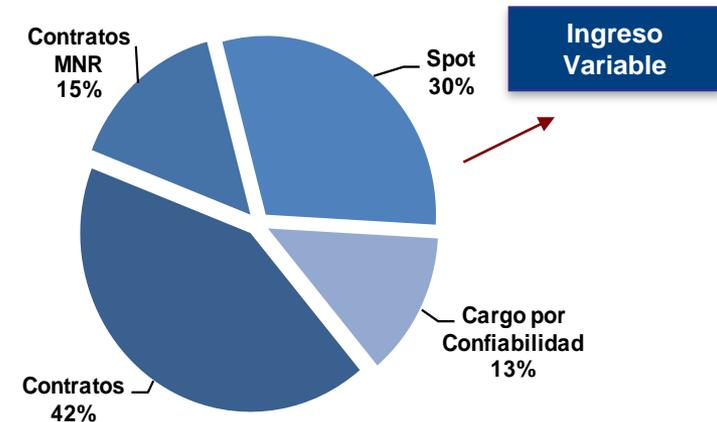
Resultados Financieros y Márgenes (miles de millones de pesos)



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 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 3T 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

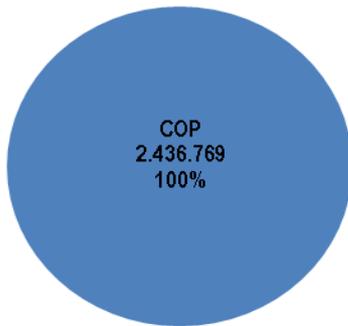
(miles de millones de pesos) con corte a septiembre de 2011

EBITDA (2010) ~ \$1.1 billones

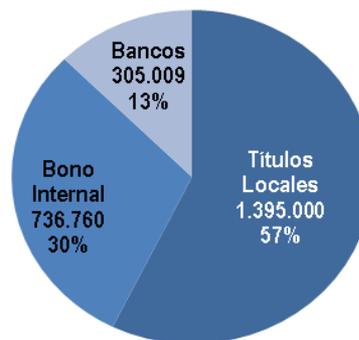


Composición de Deuda Financiera (miles de pesos) con corte a septiembre de 2011

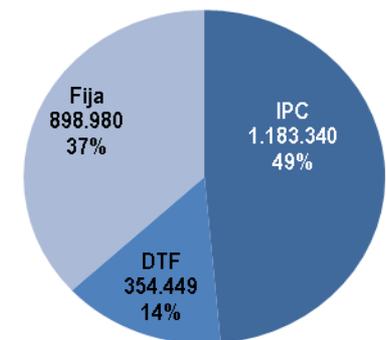
Por Moneda



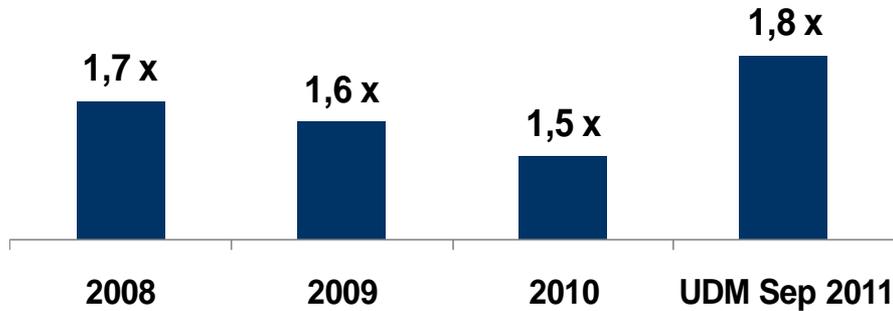
Por Clase



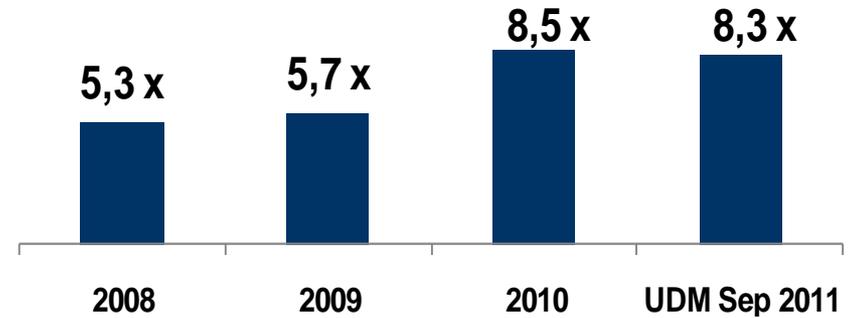
Por Tasa de Interés



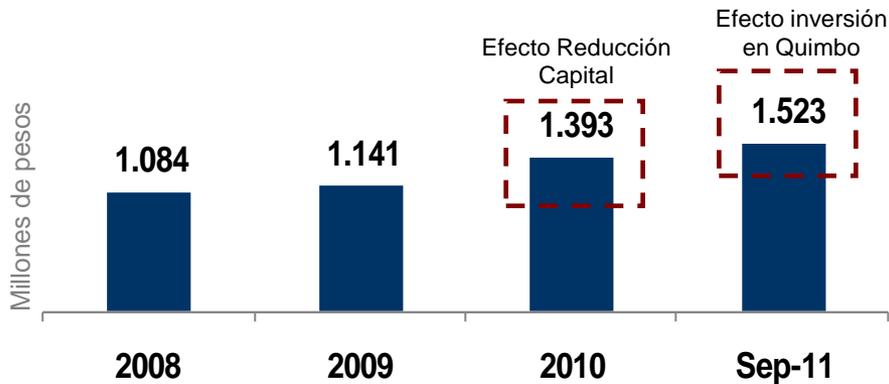
Deuda/ EBITDA Ajustado*



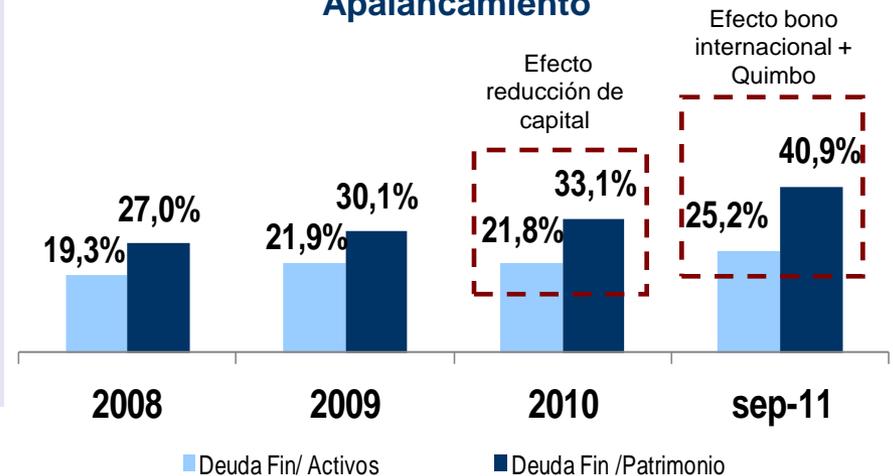
EBITDA Ajustado* / Gasto Intereses



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).

- 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

Prefinanciamiento (oct 2010 - ene2011)

- Préstamos intercompañía con Codensa
- Préstamos de corto plazo con bancos locales

Financiación Estructural 2011 - 2014

- Financiación hasta por el 80% del valor del proyecto
 - Financiación en el balance de la compañía
- Emisión de bonos en los mercados locales e internacionales

Facilidades de Liquidez

- Líneas comprometidas con bancos locales: \$360.000 mill (USD\$180 mill)
 - Disponible por 4 años; plazos a 5, 7 y 10 años (4-años periodo de gracia)
- Facilidad de préstamos intercompañía con Codensa hasta por USD\$300 millones

El Quimbo significa un gran reto para Emgesa y un firme compromiso con el desarrollo responsable en todos sus ámbitos: social, ambiental y técnico



**Considerando el entorno nacional y regional
Crecimiento económico – sostenibilidad ambiental, creación del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, trabajo coordinado con autoridades ambientales.**

Compensaciones correspondientes para cada grupo identificado en el censo (más de 3.000 personas)

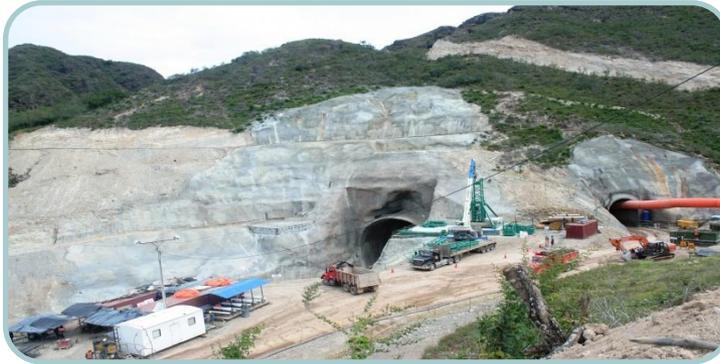
**Propietarios, poseedores y población vulnerable
1.764 personas**

Reasentamiento y acompañamiento para restituir su actividad productiva

**Grupos poblacionales no propietarios residentes o no residentes
1.272 personas**

Restitución de empleo (actividad económica)

- US\$143 millones para la gestión socio ambiental.
- 17% del presupuesto del Proyecto.
- Censos avalados por autoridades y elevados a escritura pública.



Hoy:

- 10 meses de avance en obras civiles de un período de construcción de 48 meses.
- Avanzamos en materia social, ambiental y técnica.

2011

- Construcción y terminación del Túnel de Desvío.

**2012
2013**

- Construcción Dique, Dique Auxiliar y Casa de Máquinas.
- Programa de Reasentamiento y desarrollo de programas sociales y ambientales.

2014

- Llenado del Embalse.
- En diciembre, inicio de operación comercial.

Resolución 1096 (MAVDT) y 1349 (CAM)

- A mediados del mes de junio EMGESA fue notificada sobre la Resolución 1349 de la CAM y la Resolución 1096 del MADVT por medio de las cuales se impusieron medidas preventivas que significaron la suspensión inmediata y transitoria de algunas actividades puntuales del proyecto por un período de cerca de 3 meses
- Emgesa acató las medidas impuestas y adelantó acciones correctivas para su levantamiento
- La compañía presentó ante el MAVDT la documentación soporte y la solicitud del levantamiento de las medidas preventivas
- El 12 de septiembre de 2011 el MAVDT, mediante resolución 1826, levantó las medidas preventivas proferidas en el mes de junio
- Actualmente se encuentran vigentes dos medidas preventivas que no afectan el curso normal del proyecto

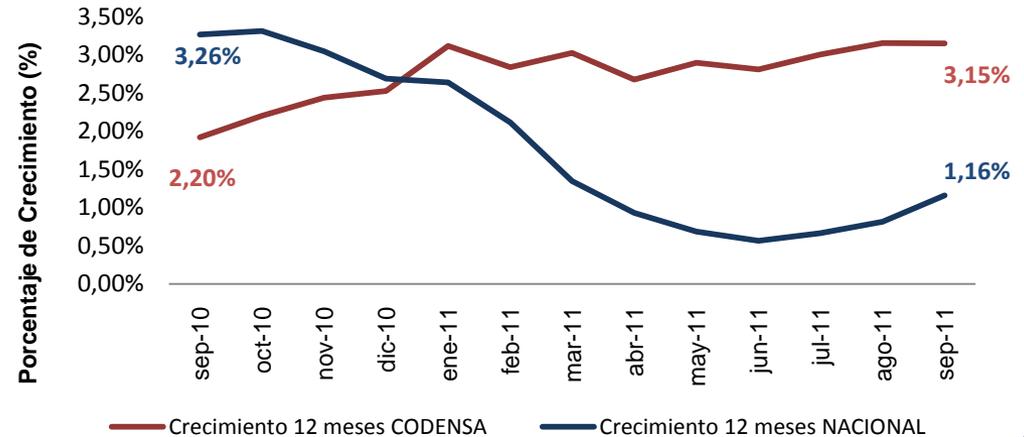




- Principal compañía de distribución en Colombia, con una demanda de energía acumulada a septiembre de 2011 de 13.535 GWh en su área de influencia (24% del mercado).
- Más de 42.500 Km de red de media y baja tensión en Colombia.
- Más de 2,48 millones de clientes que representan el 24% de la demanda nacional (a septiembre 30 de 2011), posicionando a Codensa como la mayor compañía de distribución por número de clientes en Colombia*.

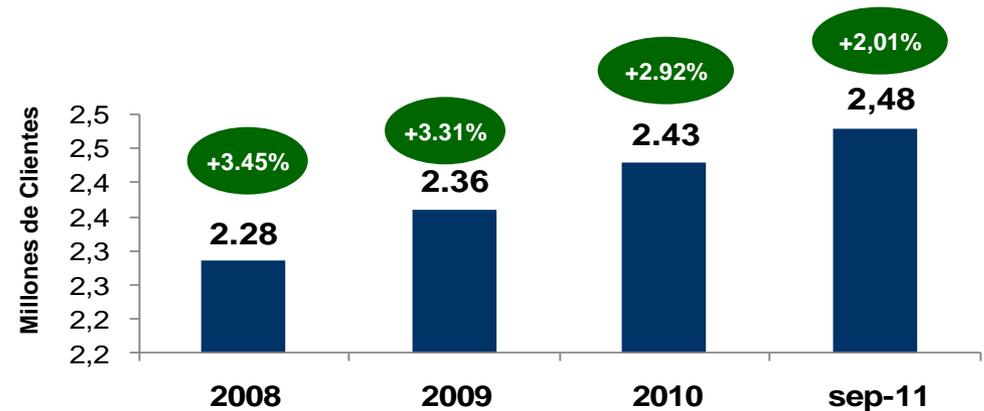
*Estimado por Codensa

Crecimiento Demanda Energía



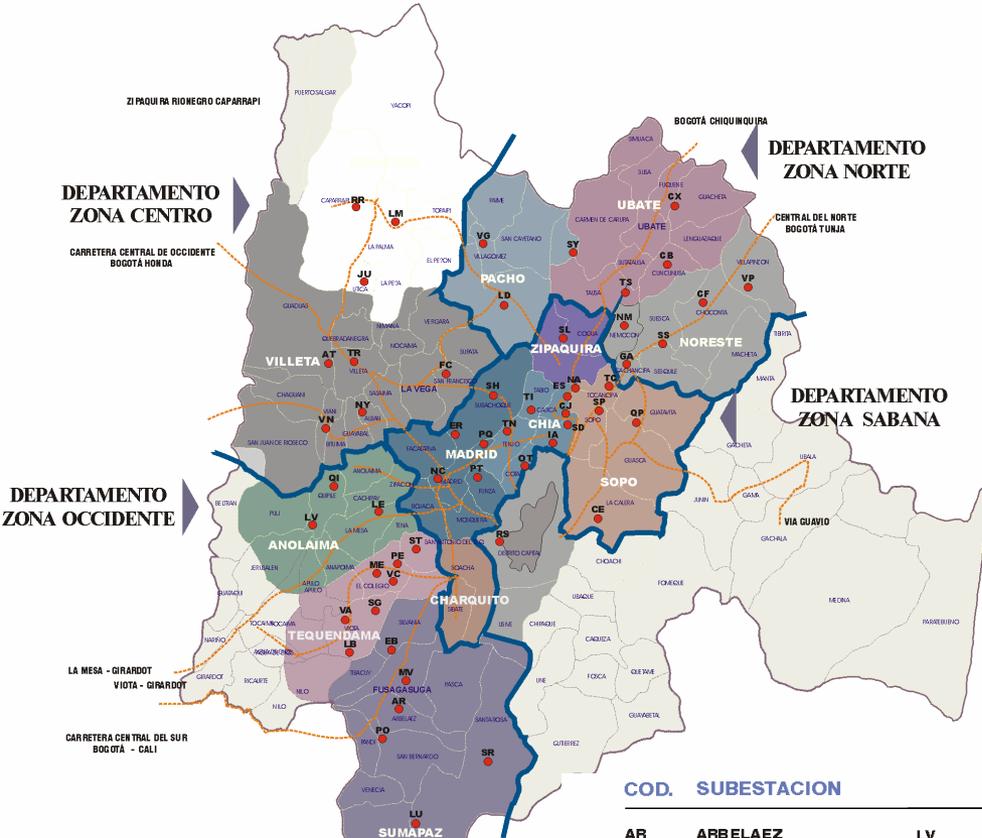
Fuente: XM. Con corte a 30 de septiembre de 2011

Crecimiento Número de Clientes



Fuente: XM. Con corte a septiembre 30 de 2011

DPTO DE CUNDINAMARCA

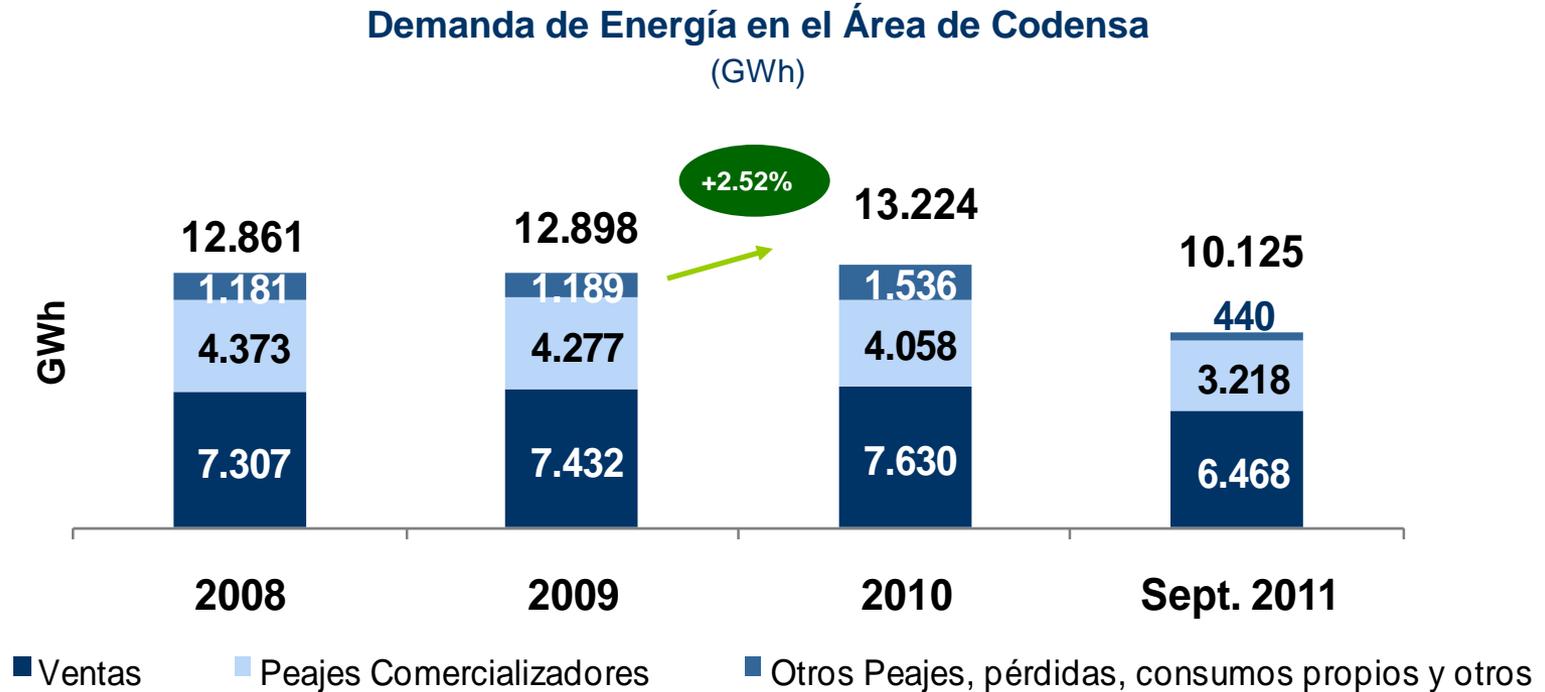


Cobertura	Área de Bogotá y 103 municipios en tres Departamentos diferentes
Transformadores de Potencia	AT: 213 Unidades - 7.807 MVA MT: 93 Unidades - 351 MVA
Red de Media y Baja Tensión	42.508 Km
Área de Servicio	14.087 Km ²
Subestaciones	121 SSEE de Potencia y 65.472 Centros de Distribución

*Con corte a septiembre 30 de 2011

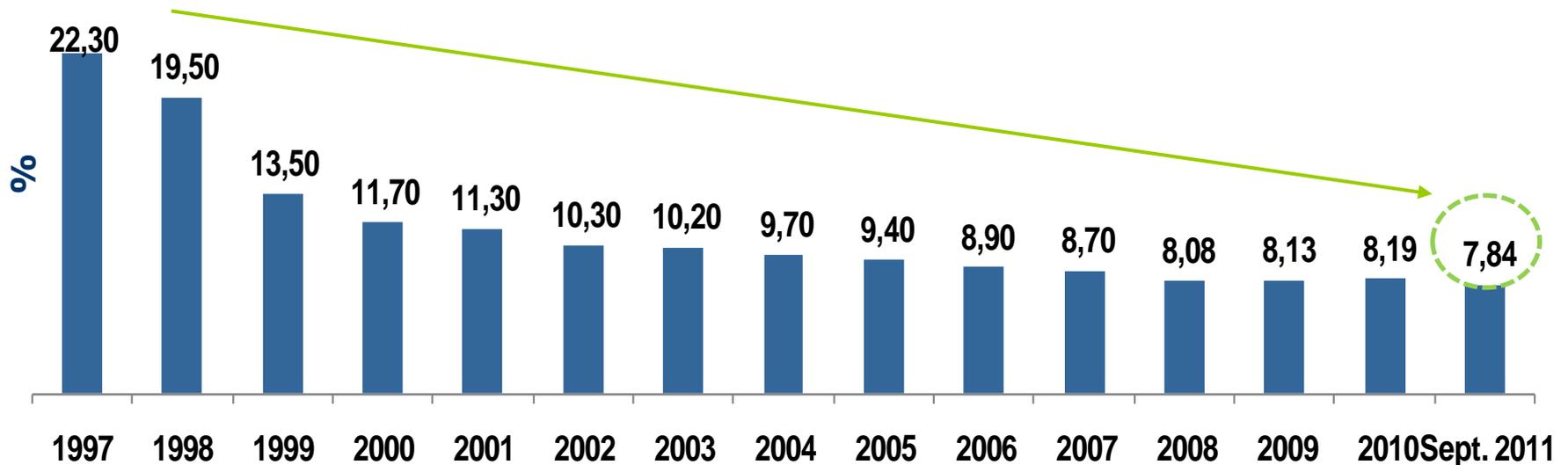
COD. SUBESTACION

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	NEMOCÓN	SY	SAN CAYETANO
CX	CAPELLANÍA	NY	NAMAY	TC	TOCANCIANA
CY	CACIQUE	OT	COTA	TI	TABÍO
EB	EL BOSQUE	PE	EL PENÓN	TN	SABANILLA
ER	EL ROSAL	PO	PORTONES	TR	TERRAZAS
FC	SAN FRANCISCO	PT	LA PUNTA	TS	TAUSA
GA	GACHANCIPÁ	QI	QUIPILE	VA	VIOTA
IA	CHIA	QP	QUINTA PÉREZ	VC	LA PITALLA
JU	JURATENA	RR	CAPARRAÍ	VG	VILLAGOMEZ
LB	LIBERIA	RS	RADIO SANTA FE	VN	VIANI
LD	LA DO RADA	SD	SINDAMANOY	VP	VILLAPINZÓN
LE	LA ESPERANZA	SG	SAN GABRIEL	LU	LA UNIÓN
LM	LA PALMA	SH	SUBACHOQUE		



- La ubicación estratégica de la red de Codensa permite asegurar una sólida base de ingresos por peajes de otros comercializadores
- Cerca del 95% de las ventas son respaldadas con contratos, asegurando estabilidad de precios y suministro incluso en escenarios críticos como El Niño

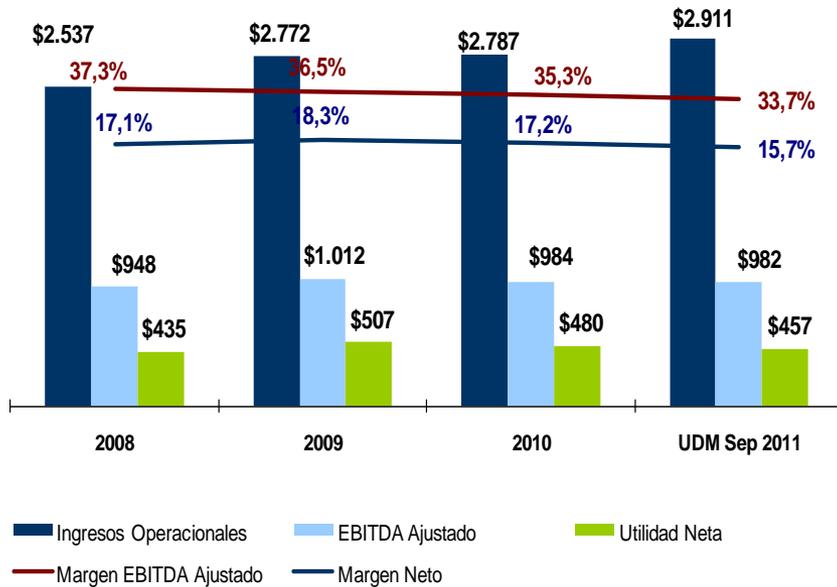
Índice de Pérdidas de Energía - TAM



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.
- La ubicación estratégica de la red de Codensa permite asegurar una sólida base de ingresos por peajes de otros comercializadores
- Los planes de control de pérdidas han mejorando la efectividad de las inspecciones y han logrado el quiebre de la tendencia hacia niveles de 7,84% para septiembre de 2011

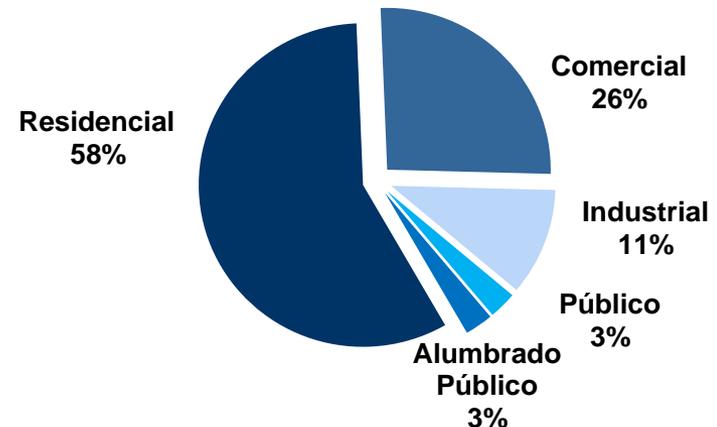
Evolución de Ingresos Operacionales (miles de millones de pesos)



- Durante 2011 los ingresos operacionales han crecido 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

Composición de las Ventas

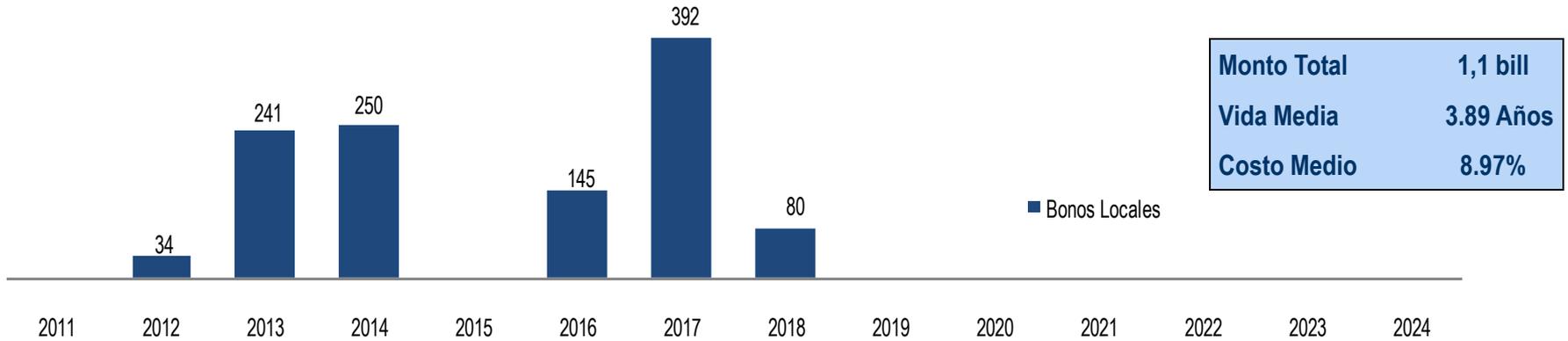
Acumuladas a septiembre de 2011 (%)



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

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

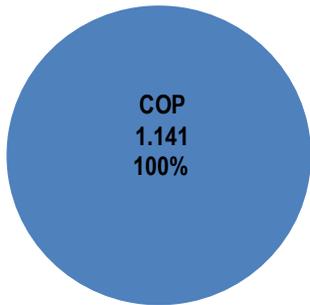
EBITDA (2010) ~ \$984 Mil Millones



Monto Total	1,1 bill
Vida Media	3.89 Años
Costo Medio	8.97%

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

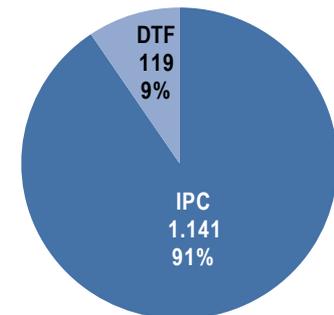
Por Moneda



Por Clase

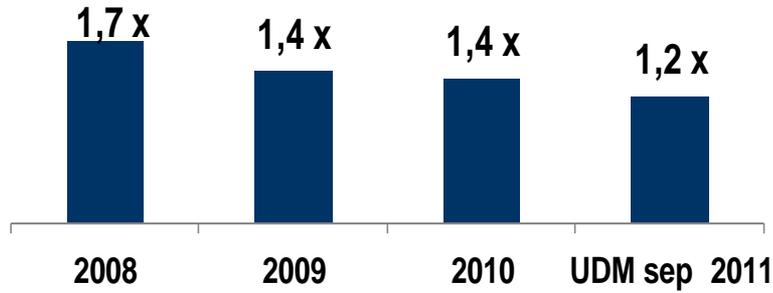


Por Tasa de Interés

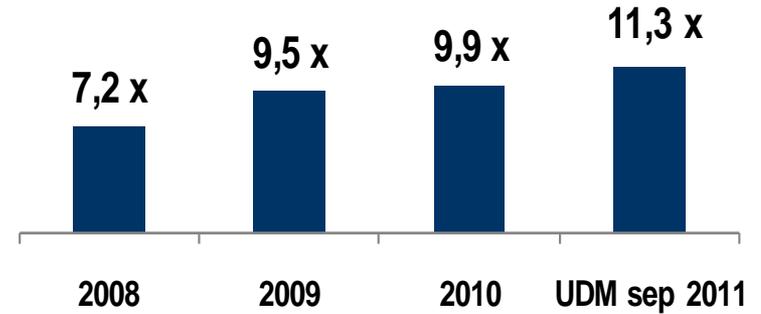


Alta calidad crediticia y perfil de riesgo conservador consistentes con la calificación local AAA

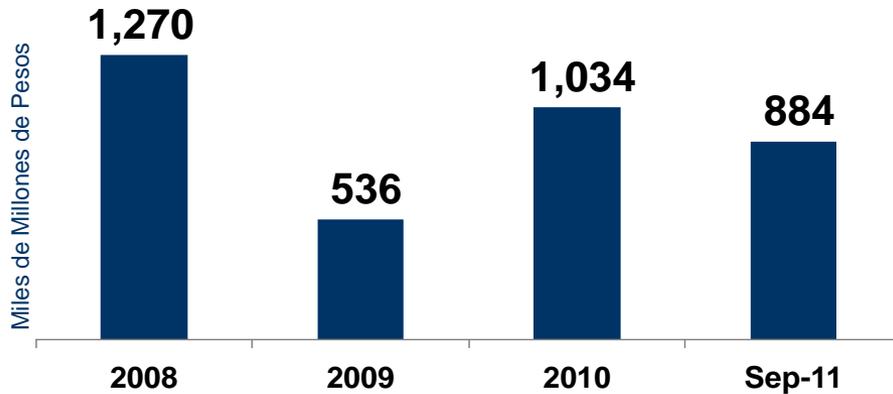
Deuda/ EBITDA Ajustado*



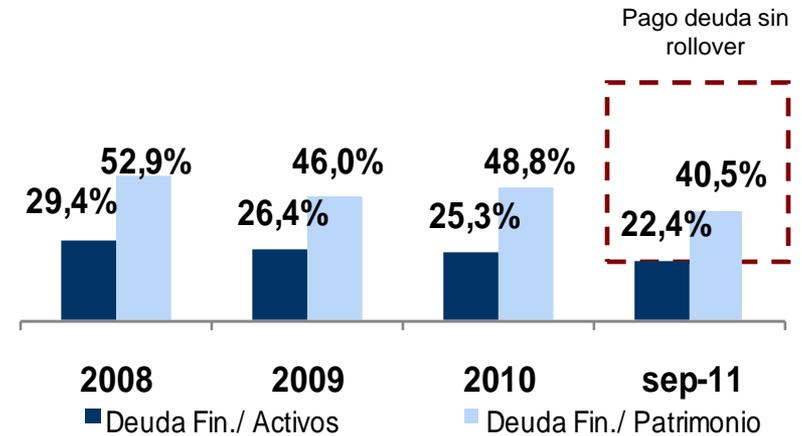
EBITDA Ajustado* / Intereses



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

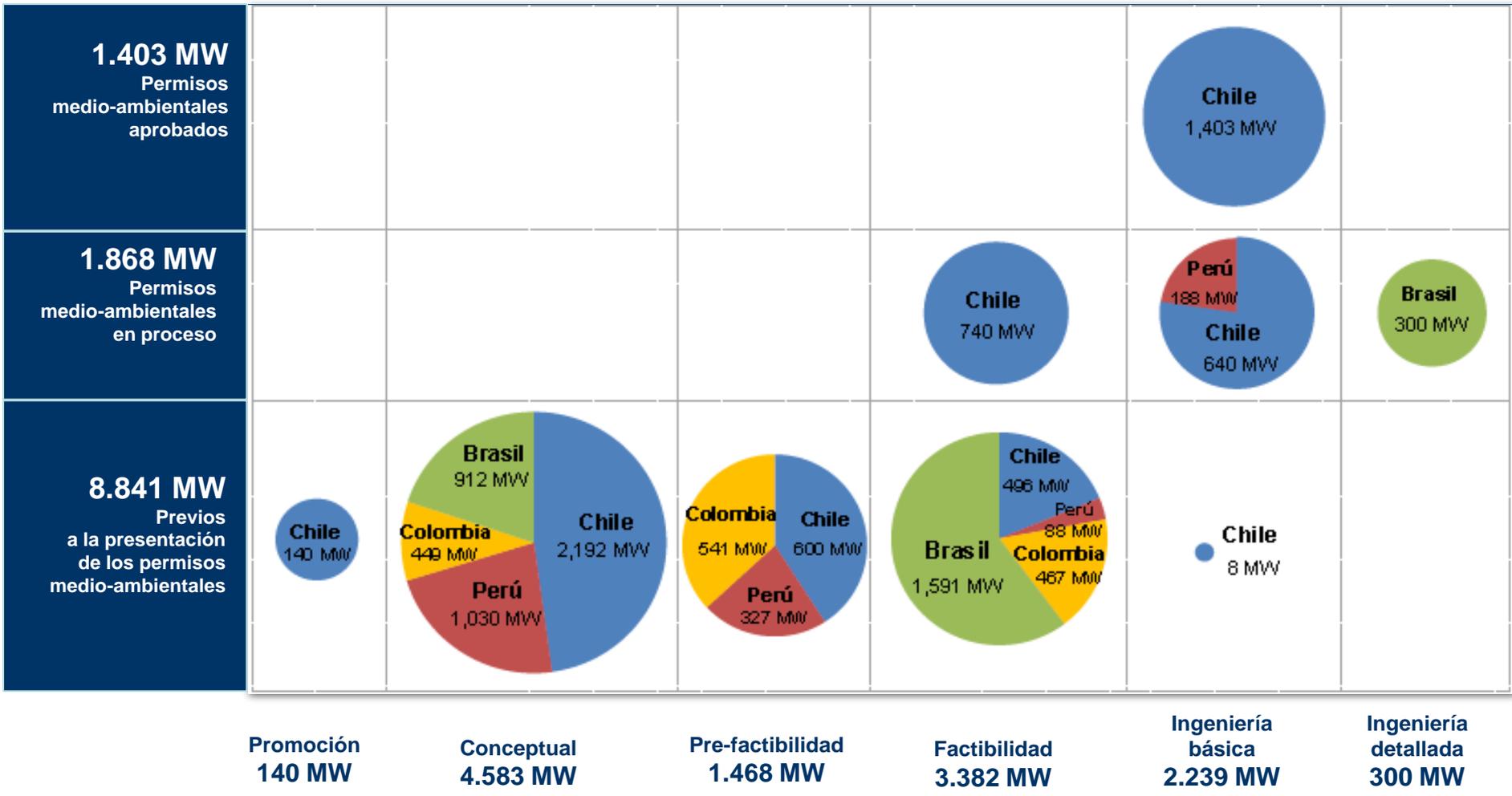
“Ser el grupo empresarial más admirado de Colombia y el más grande en energía eléctrica en el año 2018”

Competitividad

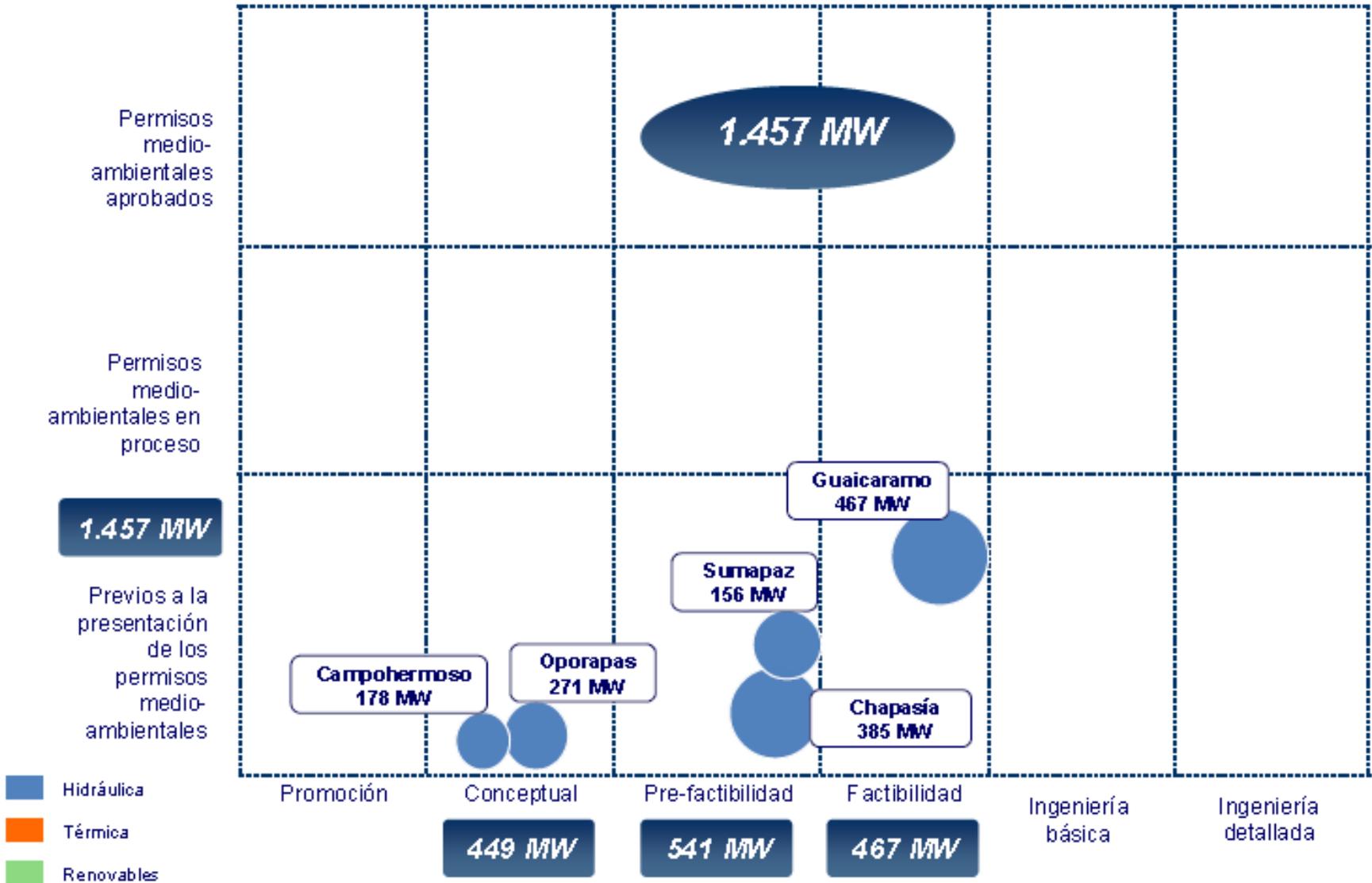
Optimización de Procesos
Mejora en Disponibilidad
Mejora en Calidad
Plan Zenith

Sostenibilidad

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



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



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

Financiero

- **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

- **Resultados positivos y estabilidad en flujos de caja que ratifican la solidez y calificación AAA / F1+**
- **Importante portafolio de proyectos a desarrollar en generación de acuerdo al potencial de crecimiento del país**
- **Potencial de crecimiento en regiones aledañas en negocio de distribución gracias a ubicación privilegiada de las redes**
- **Énfasis en excelencia operativa**
- **Compromiso del capital humano para desarrollar la estrategia de las compañías en Colombia**

inversionistas@emgesa.com.co
rinvencionistas@codensa.com.co

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

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

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

Lina María Contreras Mora
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

Grupo Controlante Sólido y Confiable



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

92.1%



Endesa S.A. (España)

100%



Endesa Latam (España)

60.6%



Energis S.A. (Chile)



Empresa de Energía de Bogotá

Otros Accionistas Minoritarios

21.6%



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%

Económico: 51.5%
Voto: 43.6%

Económico: 0.005%
Voto: 0.006%



Grupo Controlante Sólido y Confiable



Enel Energy Europe S.R.L (Italia)

92.1%



Endesa S.A. (España)

100%



América Latina

Endesa Latam (España)

60.6%



Energis S.A. (Chile)



Empresa de Energía de Bogotá

Otros Accionistas Minoritarios

Económico: 51.5%
Voto: 42.8%

Económico: 0.02%
Voto: 0.024%

26.66%



Chilectra (Chile)

99.08%

12.5%

9.35%

Económico: 26.6%
Voto: 31.4%

Económico: 9.35%
Voto: 11.02%

Económico: 12.5%
Voto: 14.7%

Grupo Endesa



Poder Económico: 48.5%
Poder votación: 57.14%



49%



DECSA

Otros

82.3%



7.7%

Balance General

Cifras en miles de millones de pesos

	2009	2010	Sep 2010	Sep 2011	% variación 3T '10 vs 3T '11	
Caja e Inversiones Temporales	649	307	106	632	+496%	Emisión Bono Internacional (Enero 2011)
Propiedad, Planta y Equipo	4.934	4.910	4.847	4.974	+2,6%	
Activos Totales	8.183	7.581	7.581	8.534	+12,6%	Anticipos de imprenta y proveedores Quimbo
Obligaciones Financieras Totales*	1.860	1.751	1.831	2.532	+38,3%	Emisiones bono internacional + papeles comerciales – vencimiento bonos Betania nov/2011 = \$647 mil millones Causación Intereses = \$112.619 millones
Obligaciones Financ. de Largo Plazo	1.630	1.390	1.630	1.844	+13,1%	
Pasivos Totales	2.240	2.648	2.164	3.271	+51,2%	-Impuesto al Patrimonio + Sobretasa del 25% (GAAP Colombiano): disminución cuenta de revalorización del 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 (pagado)
Patrimonio Total	5.943	5.133	5.417	5.263	-2,8%	

*Incluye la causación de los intereses por pagar a la fecha de corte
3T = Tercer Trimestre

Estado de Resultados

Cifras en miles de millones de pesos

	2009	2010	Sep 2010	Sep 2011	% variación 3T'10 vs 3T'11
Ingresos Operacionales	\$ 1.929	\$ 1.886	\$1.432	\$1.406	-1,8%
EBITDA Ajustado*	1.107	1.112	827	927	+12,1%
Gastos Financieros	201	138	104	113	+8,7%
Utilidad Operacional	952	971	708	819	+15,7%
Utilidad Neta	538	572	417	484	+16,1%

* 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).

3T = Tercer Trimestre

Estado de Resultados - Márgenes

Cifras en miles de millones de pesos

	2009	2010	Sep 2010	Sep 2011
Ingresos Operacionales	\$ 1.929	\$ 1.886	\$1.432	\$1.406
EBITDA Ajustado*	57,38%	58,96%	57,75%	65,93%
Gastos Financieros	10,42%	7,32%	7,26%	8,04%
Utilidad Operacional	49,35%	51,42%	49,44%	58,25%
Utilidad Neta	27,89%	30,33%	29,12%	34,42%

* 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 Septiembre 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	0,11
		IPC + 1.80%		\$ 60	
Bonos Tercera Emisión (Primer Lote)	Serie A7: IPC + 5.04%	IPC + 5.04%	Febrero 23, 2015	\$ 210	3,40
		IPC + 2.40%		\$ 40	
Bonos Cuarta Emisión (Primera Emisión Bajo el Programa)	Serie B10: IPC + 5.15%	IPC + 5.15%	Febrero 20, 2017	\$ 170	5,40
Bonos Quinta Emisión (Segunda Emisión Bajo el Programa)	Serie A5: DTF TA + 1.47%	DTF TA + 1.47%	Febrero 11, 2014	\$ 49	2,37
	Serie B10: IPC + 5.78%	IPC + 5.78%	Febrero 11, 2019	\$ 160	7,37
	Serie B15: IPC + 6.09%	IPC + 6.09%	Febrero 11, 2024	\$ 56	12,38
Bonos Sexta Emisión (Tercera Emisión Bajo el Programa)	Serie E-5: 9.27%	9,27%	Julio 2, 2014	\$ 92	2,76
	Serie B-9: IPC + 5.90%	IPC + 5.90%	Julio 2, 2018	\$ 218	6,76
	Serie B-12: IPC + 6.10%	IPC + 6.10%	Julio 2, 2021	\$ 90	9,76
Papeles Comerciales	Serie E-353: 4.20% EA	4,20%	Noviembre 7, 2011	\$ 70	0,10
Total				\$ 1.395	4,48

Bono Internacional

Bono	Cupón	Tasa de Colocación	Vencimiento	Monto	Vida Media
Bono 144A/Reg S	8.75%	8.75%	Enero 25, 2021	\$ 737	9,33
Total				\$ 737	9,33

Club Deal

Prestamista	Vencimiento	Tasa	Vida Media	Monto
Bancolombia	Agosto, 2012	DTF TA + 2,80%	0,87	\$23
Bancolombia	Abril, 2012	DTF TA + 2,80%	0,53	\$74
BBVA Colombia	Abril, 2012	DTF TA + 2,80%	0,53	\$83
Davienda	Abril, 2012	DTF TA + 2,80%	0,53	\$32
Santander	Abril, 2012	DTF TA + 2,80%	0,53	\$94
Total			0,56	\$305

Total Emgesa \$ 2.437

Balance General

Cifras en miles de millones de pesos

	2009	2010	Sep 2010	Sep 2011	% variación 3T'10 vs 3T'11	
Caja e Inversiones Temporales	914	307	637	257	-59,7%	← Pago de dividendos utilidades 2010 (enero y abril 2011)
Propiedad, Planta y Equipos	3.287	3.325	3.254	3.332	+2,4%	
Activos Totales	5.497	5.294	5.295	5.089	-3,9%	
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	-17,5%	
Pasivos Totales	2.346	2.546	2.335	2.270	-2,8%	
Patrimonio Total	3.151	2.748	2.959	2.819	-4,7%	← -Impuesto al Patrimonio + Sobretasa del 25% (GAAP Colombiano): disminución cuenta de revalorización del 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 (pagado)

Incluye la causación del principal y los intereses a la fecha de corte
3T = Tercer Trimestre

Estado de Resultados

Cifras en miles de millones de pesos

	2009	2010	Sep 2010	Sep 2011	% variación 3T'10 vs 3T'11
Ingresos Operacionales	\$ 2.772	\$ 2.787	\$2.072	\$2.195	+5,9%
EBITDA Ajustado *	1.012	984	720	718	-0,3%
Gastos Financieros	114	104	78	66	-15,4%
Utilidad Operativa	769	742	540	530	-1,9%
Utilidad Neta	507	480	347	323	-6,9%

* 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	Sep 2010	Sep 2011
Ingresos Operacionales	\$ 2.772	\$ 2.787	\$2.072	\$2.195
EBITDA Ajustado *	36,51%	35,31%	34,74%	32,71%
Gastos Financieros	4,11%	3,73%	3,76%	3,00%
Utilidad Operativa	27,74%	26,62%	26,06%	24,14%
Utilidad Neta	18,29%	17,22%	16,75%	14,72%

* 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).

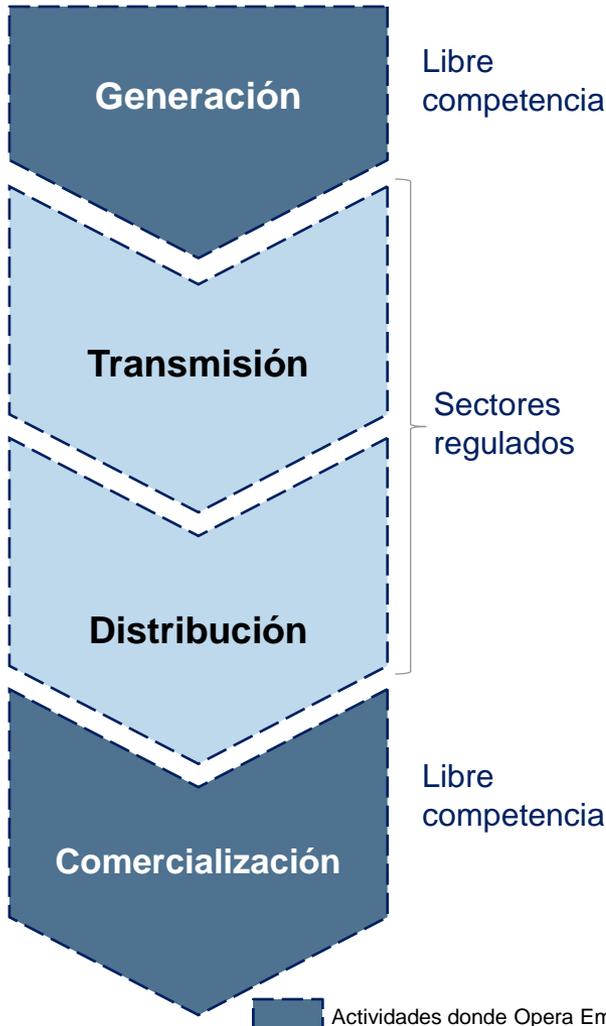
Obligaciones Financieras Vigentes con Corte Septiembre 30 de 2011

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	2,45
	Serie A10: IPC + 5.30%	IPC + 5.30%	Marzo 14, 2017	\$ 147	5,46
Bonos Segunda Emisión	Serie A10: IPC + 5.30%	IPC + 5.60%	Marzo 14, 2017	\$ 245	5,46
	Serie B5: DTF TA + 2.40%	DTF TA + 2.40%	Marzo 14, 2012	\$ 34	0,45
	Serie A5: IPC + 5.99%	IPC + 5.99%	Diciembre 11, 2013	\$ 76	2,20
Bonos Tercera Emisión	Serie B5: DTF + 2.58%	DTF TA + 2.58%	Diciembre 11, 2013	\$ 86	2,20
	Serie A10: IPC + 5.55%	IPC + 5.55%	Diciembre 11, 2018	\$ 80	7,20
Bonos Cuarta Emisión (Primer Tramo Programa)	Serie B3: IPC + 2.98%	IPC + 2.98%	Febrero 17, 2013	\$ 80	1,39
	Serie B6: IPC + 3.92%	IPC + 3.92%	Febrero 17, 2016	\$ 145	4,39
Total				\$ 1.141	3,89

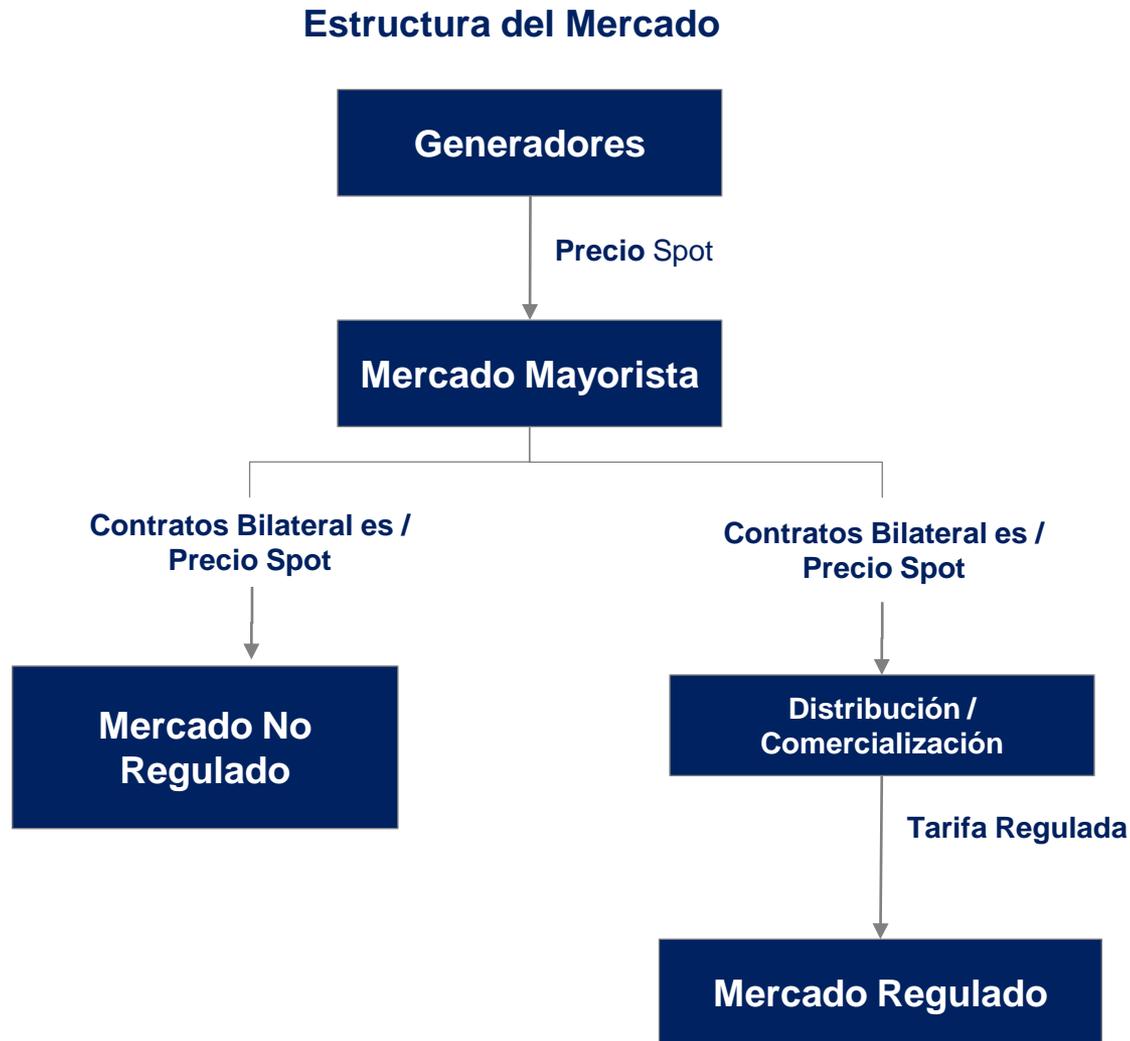
Total Codensa \$ 1.141

Marco regulatorio transparente y pro mercado

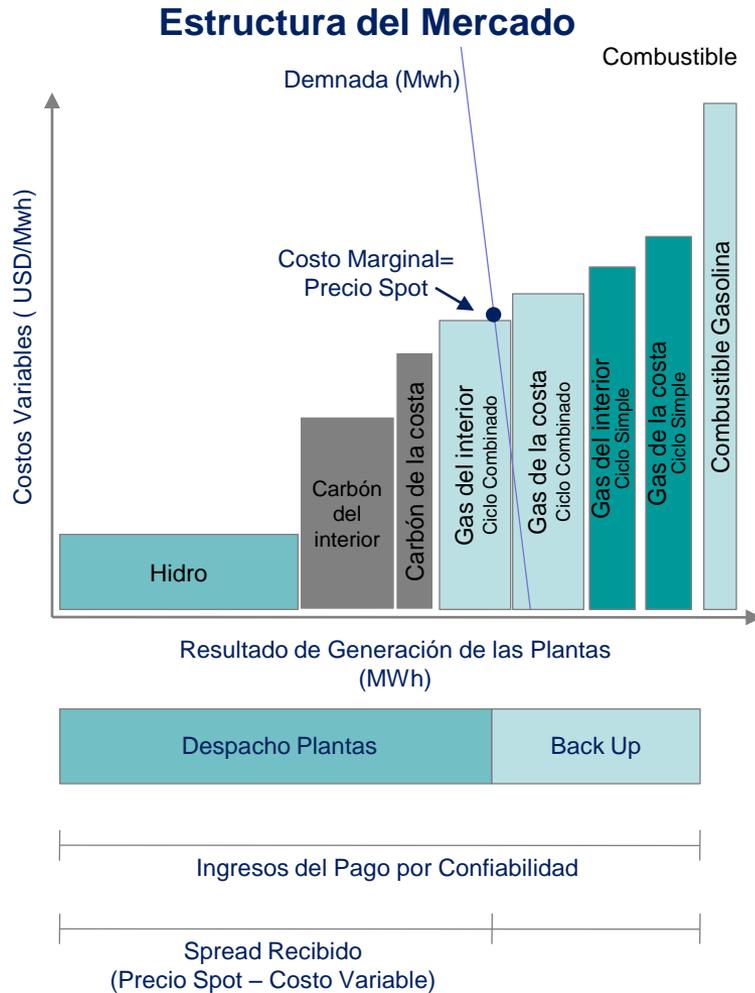


- La reforma del sector energético colombiano es vista como un benchmark para otros mercados emergentes que desean incorporar reformas amigables al mercado en la regulación del sector de servicios públicos y así atraer inversión privada
- Transparencia, perspectiva de crecimiento, señales claras al mercado 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





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

$$C_{uf} \quad m = C_f \quad m$$

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

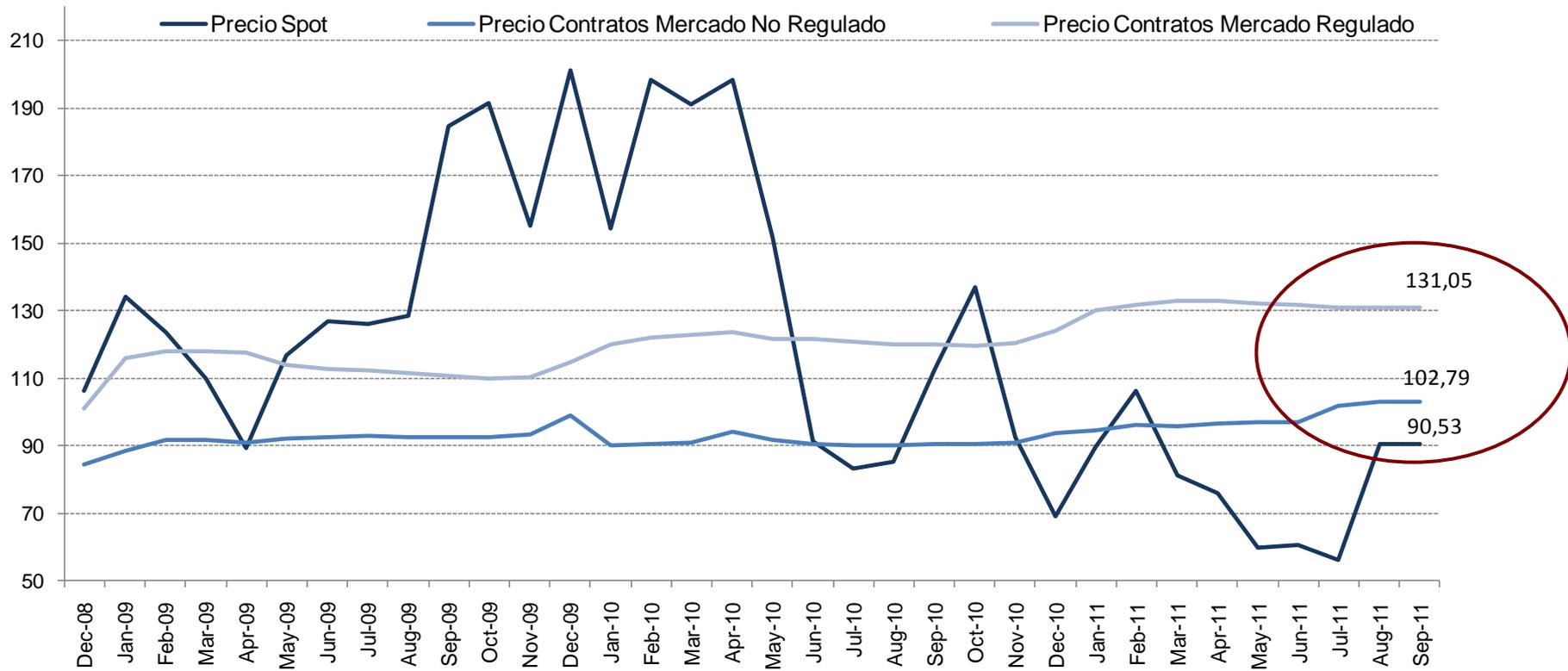
Pérdidas: Pérdidas reconocidas, incluyendo costos de las plantas para administrar las pérdidas

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

Costo Unitario: Costo unitario, parte costo variable

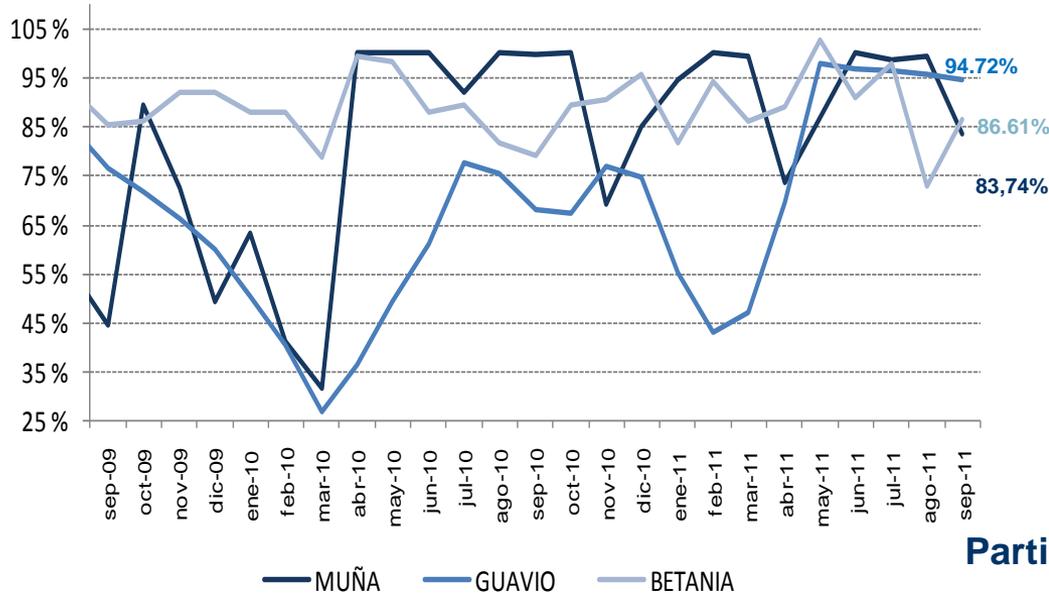
Costo Fijo: Costo fijo de comercialización

Evolución Precio Promedio Spot y Precio Promedio de los Contratos



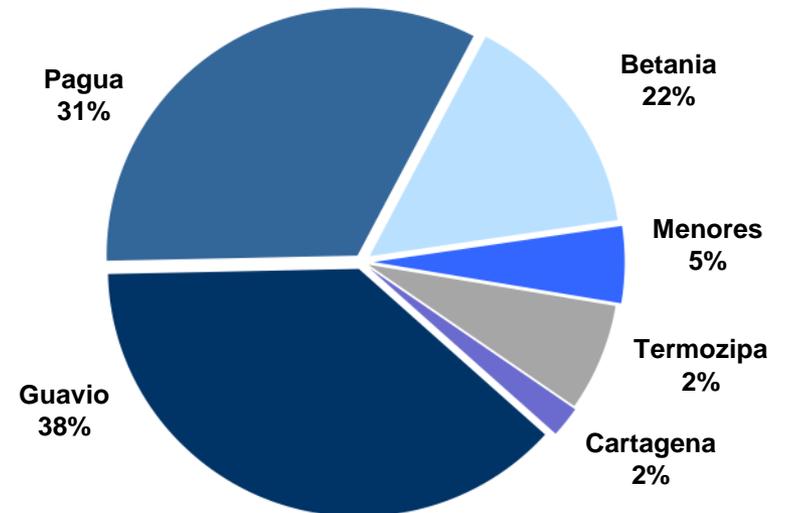
Con corte a septiembre 30 de 2011

Volumen Embalses de Emgesa



Fuente: XM
Con corte a septiembre 30 de 2011

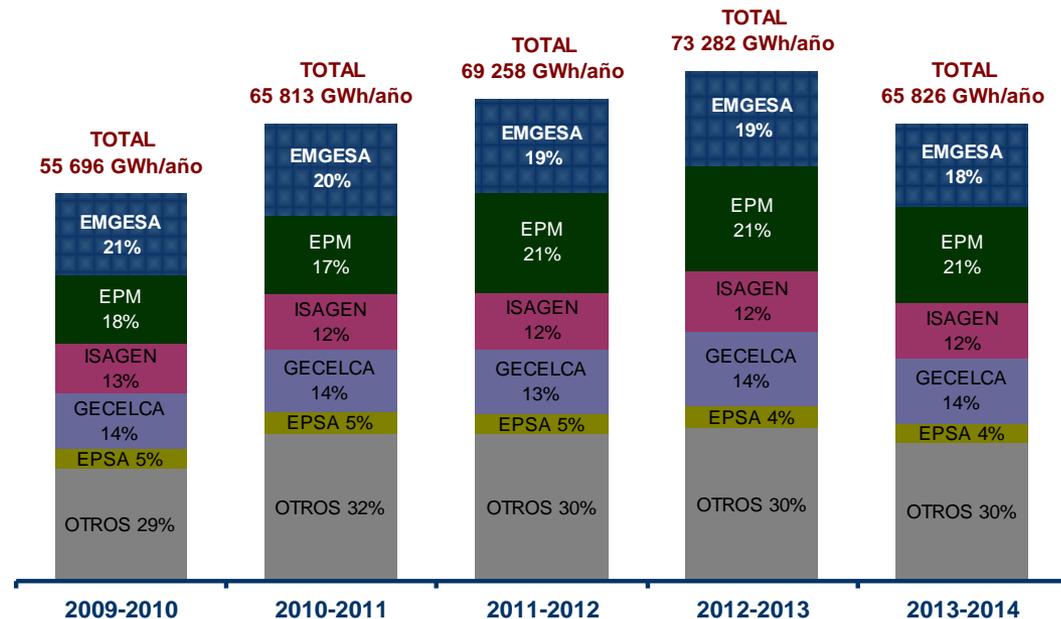
Participación de las Centrales en Generación



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