

Perspectivas regulatorias en distribución

GERENCIA DE REGULACIÓN

Octubre de 2011



GRUPO ENERSIS

Dic 2010

1 H 2011

Clientes

13,2
millones

13,4
millones

Ventas

66,9 TWh

34,3 TWh

Pérdidas

11,0 %

10,8 %

Ebitda

1.923
Mills US\$

741
Mills US\$



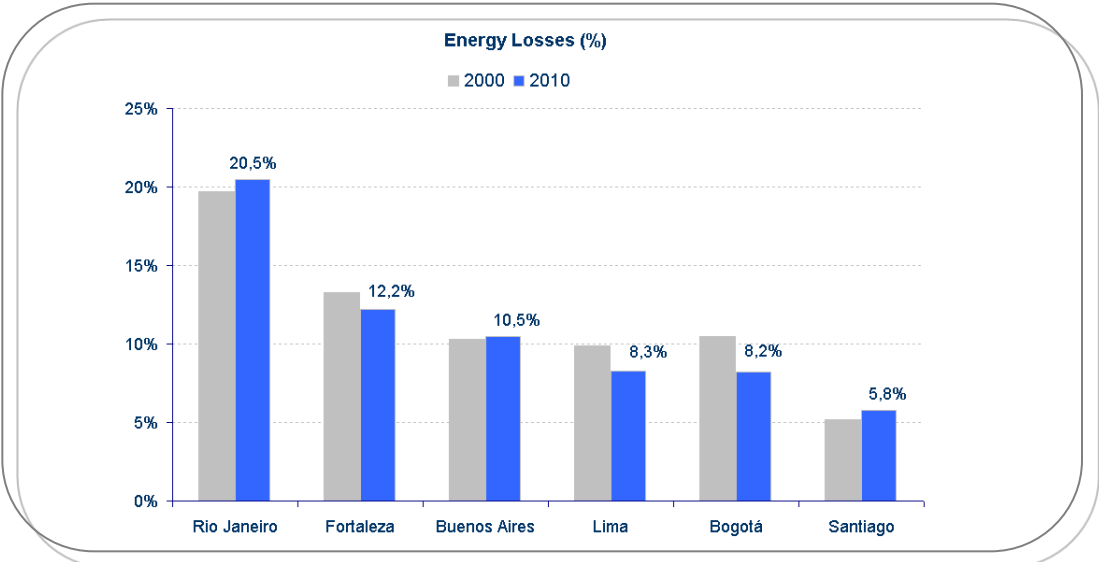
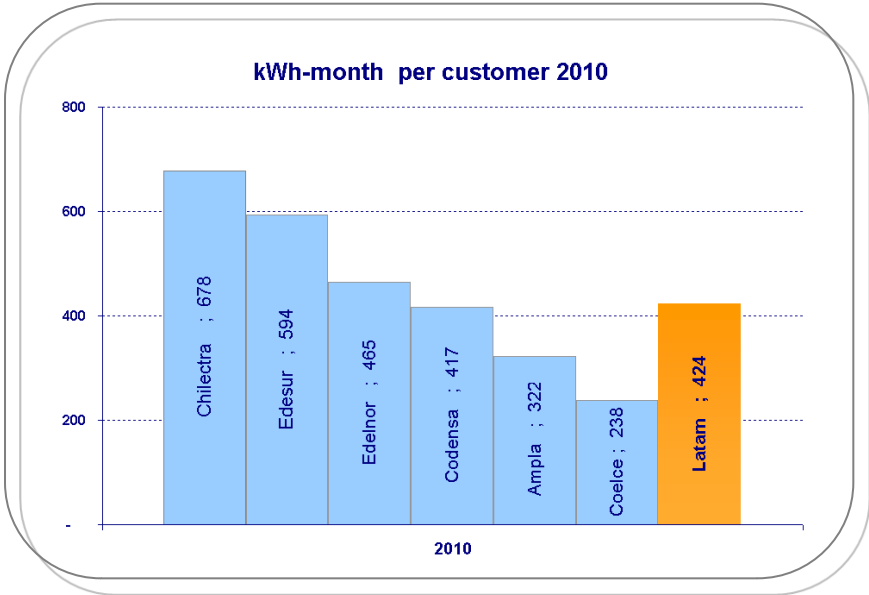
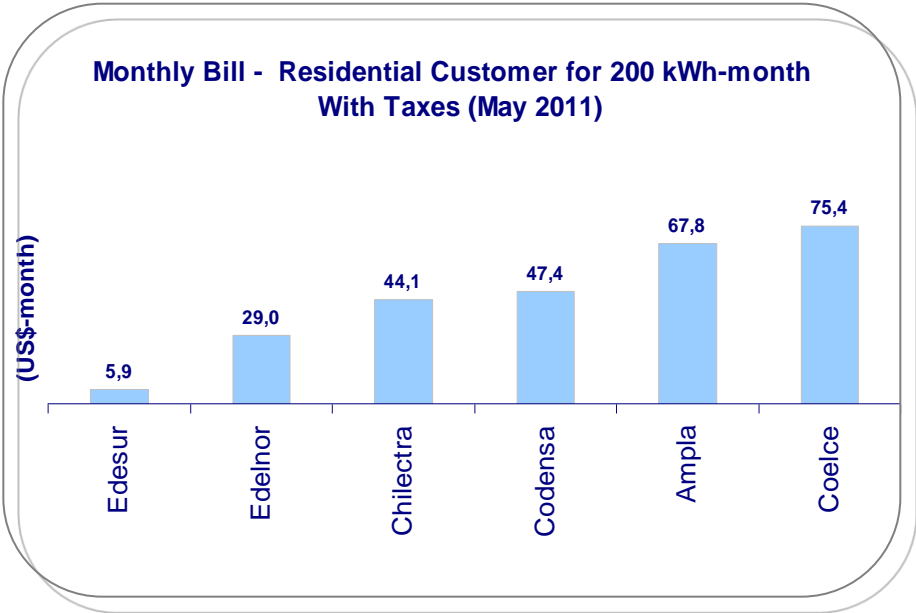
5 países

Area concesión: 211 mil km²

	CHILE	COLOMBIA	PERU	BRAZIL	ARGENTINA
Derecho	Concesión Administrativa	Autorización Zona Operación	Concesión Administrativa	Contrato Concesión	Contrato Concesión
Duración	Indefinido	Indefinido	Indefinido	30 años	95 años
Autoridad regulatoria	CNE, SEC	CREG	OSINERGMIN	ANEEL	ENRE
Tasa	10% real antes impuestos	WACC 13,9% real antes impuestos	12% real antes impuestos	WACC 15,1% real antes impuestos	-
Próxima fijación tarifaria	2012	2014	2013	Ampla 2014 Coelce 2011	-
Período tarifario	4 años	5 años	4 años	Ampla 5 años Coelce 4 años	5 años
Capital	Inversión eficiente, determinada según empresa modelo, valorizada a precios vigentes (VNR)	Inversión determinada mediante VNR (unidades constructivas y red real)	Inversión eficiente, determinada según empresa modelo, valorizada a precios vigentes (VNR)	Activos fijos contables netos	-
Costos	Costos AOM eficientes, según empresa modelo	Costos AOM: promedio reales+reconocidos (afectados por calidad servicio)	Costos AOM eficientes, según empresa modelo	Costos AOM de empresa referencia + cuota reintegración (1)	- 3

Ingresos regulados = Tasa X Capital + Costos

(1): Base de activos bruta X depreciación.





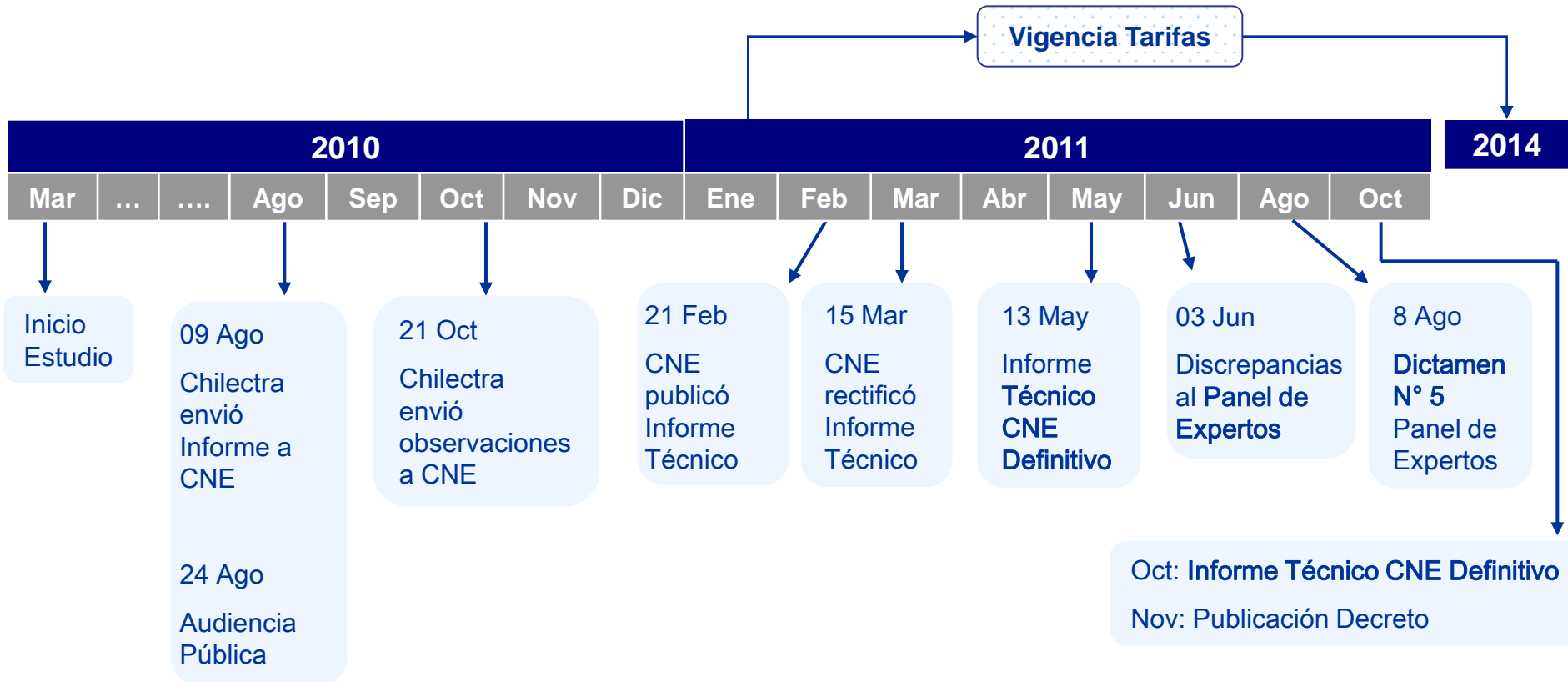
	Dic 2010	1 H 2011
Clientes	1,61 millones	1,62 millones
Densidad	760 clientes/km ²	765 clientes/km ²
Ventas	13,1 TWh	6,7 TWh
Pérdidas	5,8 %	5,6 %
Ebitda	278 mills US\$	165 mills US\$

- Mediante las adjudicaciones realizadas en noviembre de 2006, julio de 2007 y marzo de 2008, Chilectra asignó el 100% de los requerimientos licitados de energía para el período 2010-2025.
- El mercado regulado de Chilectra está cubierto con estas Licitaciones hasta el año 2013.
- Los precios obtenidos por Chilectra en las licitaciones son consistentes con las tecnologías de expansión del sistema en el largo plazo y su indexación está referida al precio del carbón, GNL y CPI.
- En marzo 2011 culminó cuarto proceso licitatorio iniciado en 2010, para suministro que parte en el año 2014; 75% adjudicado a Endesa.
- En junio 1° de 2011 se abrió proceso licitatorio, para período 2014-2027; presentación de ofertas el 9 de noviembre.

Subtransmisión (STx):

“ Líneas y subestaciones eléctricas que, encontrándose interconectadas al sistema eléctrico respectivo, están dispuestas para el abastecimiento exclusivo de grupos de consumidores finales libres o regulados....” (Art. 75° del DFL4/2006)

- Tarifas:
 - Fijadas por el Ministerio de Energía, cada 4 años, con 2 años de desfase respecto fijación de VAD
 - Varían cada 6 meses de acuerdo a polinomio de indexación
- Estudio de STx:
 - Objetivo: instalaciones económicamente adaptadas a demanda proyectada para próximos 4 a 10 años
 - A cargo de consultores contratados por empresas.
 - Criterios de estudio incluidos en Bases Técnicas, emitidas por CNE.



Liderazgo en innovación tecnológica

- Electrolinera, vehículo eléctrico
- Generación distribuida
- Piloto de medidores inteligentes con tecnología Enel/Endesa (en proceso)



Inauguración estación carga rápida
(20 abril 2011)



Proyecto On-Grid Chilectra UTEM 4 kW
Instalado 26 febrero 2010



Smart meters



	AMPLA		COELCE	
	Dic 2010	1 H 2011	Dic 2010	1 H 2011
Cientes millones	2,57	2,60	3,09	3,15
Densidad clientes/km ²	79	80	21	21
Ventas TWh	9,9	5,2	8,8	4,2
Pérdidas	20,5 %	19,9 %	12,1 %	11,9 %
Ebitda mills US\$	447	267	455	229

AMPLA

**Revisión
tarifaria (RTP)**

Res. 782
Mar 09- Feb 2014

**Reajustes
Tarifarios Anuales**



Efecto medio para consumidor

+ 10,95% + 0,82% - 4,7% + 10,91%

COELCE

**Revisión
tarifaria (RTP)**

Res. 790
Mar 07- Feb 2011

Revisión
Año 2011

**Reajustes Tarifarios
Anuales**

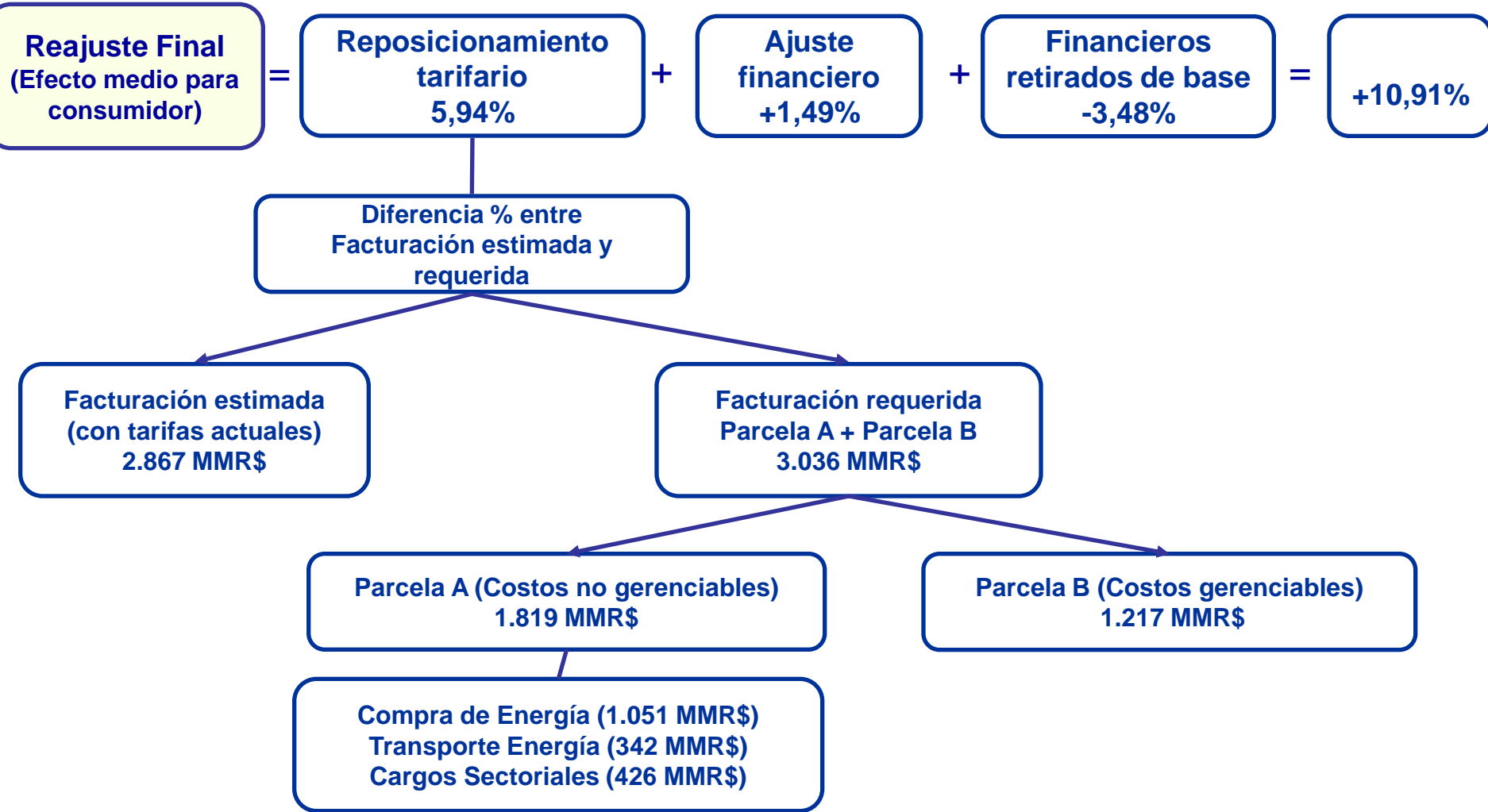


Efecto medio para consumidor

+ 6,78% + 11,25% + 3,41%

Prorrogado
por Res.
1141

- Anualmente se actualizan los costos no gerenciabiles de la Parcela A y se reajustan los costos gerenciabiles de la Parcela B (mediante el factor IGPM – X).
- El incremento de la parcela A fue de +3,36%.
- El incremento de la parcela B fue de +10,04% (IGPM = 11,30% y factor X = - 1,26%) .
- Los clientes finales percibieron variación de +10,91%.
 - Clientes en baja tensión (< 2.3 kV): +10,57%.
 - Clientes grupo A2 (88 a 138 kV): +13,21%
 - Clientes grupo A3 (69 kV): +12,93%.
 - Clientes grupo A4 (2.3 a 25 kV): +11,59%.
- Tarifa B1 residencial pasó de 373,9 a 401,8 R\$/MWh.



- Mediante la Resol. 1141 de abril 2011 se prorrogaron las tarifas que fueron fijadas en abril de 2010 mediante la Resolución Homologatoria 968.
- Tarifa B1 residencial se mantuvo en 401,9 R\$/MWh.
- ANEEL aún se encuentra definiendo la metodología para el Tercer Ciclo de Revisiones Tarifarias. Previamente realizó las Audiencias Públicas 040/2010, 049/2010 y 120/2010.
- Las tarifas de Coelce se reajustarán retroactivamente a abril 2011, cuando ANEEL publique a fines de 2011 los resultados definitivos con la nueva metodología.

Audiencia Pública N° 040/2010:

- Propone modificaciones a las **metodologías de cálculo tarifario** para el 3^{er} ciclo de revisiones tarifarias periódicas (costos operacionales, base de remuneración, factor X, costo de capital).
- 1^a fase del proceso culminó en enero de 2011. 2^a fase culminó en mayo 2011. Aneel analiza las contribuciones y emitirá regulación definitiva en último trimestre 2011.

Audiencia Pública N° 043/2010:

- Propone sustitución de **medidores electrónicos** para clientes en baja tensión.
- Proceso se cerró en enero de 2011. Aneel anunció regulación definitiva para octubre 2011.

Audiencia Pública N° 120/2010:

- Propone modificación de estructuras y **fórmulas tarifarias** para la creación de tarifas horarias residenciales (en Brasil este tipo de tarifas flexibles sólo están disponibles para clientes industriales).
- Se busca avanzar en paralelo junto con la sustitución de medidores electrónicos aptos para ofrecer este servicio.
- Proceso se cerró en marzo de 2011. Aneel prepara regulación definitiva en último trimestre 2011.

Liderazgo en innovación tecnológica

- Ciudad Inteligente en Buzios siguiendo el ejemplo de Smartcity Málaga
- Piloto de medidores inteligentes finalizado en Coelce y en proceso en Ampla
- Aprovechar experiencia y know-how de Enel-Endesa



Piloto smart meters Coelce



	Dic 2010	1 H 2011
Clientes	1,09 millones	1,12 millones
Densidad	450 clientes/km ²	459 clientes/km ²
Ventas	6,1 TWh	3,3 TWh
Pérdidas	8,3 %	8,3 %
Ebitda	169 mills US\$	103 mills US\$

Abastecimiento de Energía

- La regulación en Perú exige una cobertura con antelación de 24 meses.
- Durante 2009 se realizaron tres licitaciones de corto plazo, para obtener la cobertura del mercado regulado para el período 2011-2013.
- Durante 2010 se realizaron tres licitaciones para cubrir la demanda del mercado regulado y libre para los períodos 2014-2021 (8 años), 2014-2023 (10 años) y 2014-2025 (12 años), procesos exitosos logrando adjudicar el 100% de la demanda requerida en cada proceso.
- En abril de 2011 se adjudicó una licitación de corto plazo para el período 2012-2013.

Procedimiento para licitaciones de corto plazo

- Pendiente aprobación por el Osinergmin del procedimiento para licitaciones de corto plazo, para período 2014 en adelante.



	Dic 2010	1 H 2011
Clientes	2,35 millones	2,36 millones
Densidad	711 clientes/ km ²	715 clientes/ km ²
Ventas	16,7 TWh	8,5 TWh
Pérdidas	10,5 %	10,5 %
Ebitda	40 mills US\$	-1,9 mills US\$

Ajustes tarifarios recientes

- La revisión tarifaria integral (RTI) se mantiene pendiente; sin embargo, se han registrado novedades en algunos aspectos tales como:
 - Durante 2008 se firmó la prórroga del Acuerdo Marco (el Estado Nacional y el Gobierno Provincial se responsabilizaron de los pagos de los consumos eléctricos de los asentamientos de escasos recursos).
 - Durante 2008 se autorizaron aumentos tarifarios para clientes que consumen más de 650 kWh por bimestre (Res. 356/08) e incrementos adicionales para clientes con consumos superiores a 1.000 kWh por bimestre (Res. 628/08).
 - En diciembre de 2009 Edesur presentó al ENRE una propuesta de requerimiento de ingresos en conjunto con los estudios de soporte, según lo establecido por el regulador (Res. 467/08).
 - La resolución 45/2010 eliminó desde marzo de 2010 el pago de bonificaciones al PUREE para los clientes con demanda inferior a 1.000 kWh por bimestre.

CODENSA



	Dic 2010	1 H 2011
Clientes	2,54 millones	2,58 millones
Densidad	113 clientes/km ²	115 clientes/km ²
Ventas	12,5 TWh	6,3 TWh
Pérdidas	8,5 %	8,3 %
Ebitda	532 mills US\$	219 mills US\$

Abastecimiento de Energía

- Durante el 2009 CODENSA realizó 3 convocatorias públicas, para el período 2009-2012, por 6,4 TWh. Durante el 2010 se realizaron 4 convocatorias públicas (3 para el mercado regulado y una para alumbrado público), lográndose contratar 3,3 TWh.
- Durante el 2011 se han realizado 2 convocatorias por 5,8 TWh, para conformar el portafolio de abastecimiento para el período 2011-2014.
- La cobertura de CODENSA es adecuada en términos de volumen y precios, en relación al promedio de la industria.

Regulación en desarrollo:

- La CREG presentó en marzo 2011 un segundo informe sobre el índice de productividad, relacionado con la revisión del cargo de comercialización. A final de 2011 se espera definición.
- En diciembre de 2010 la CREG presentó propuesta de metodología para el establecimiento de los planes de reducción de pérdidas no técnicas (Res. 184/2010). A final de 2011 se espera definición.

- Margen para crecimiento del consumo per-cápita.
- Marcos regulatorios razonables y estables.
- Mercados en recuperación post-crisis con potencialidad para expansión.
- Calidad de servicio y eficiencia operativa.
- Liderazgo en innovación tecnológica

perspectivas regulatorias en distribución

GERENCIA DE REGULACIÓN

Octubre de 2011



GRUPO ENERSIS