

# **Memoria Anual** **2 0 1 2**

**Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas**





100  
AÑOS





## Sumario

LA EMPRESA Y SU ENTORNO.....	17
GESTION DE INSTALACIONES.....	21
COMERCIALIZACION DEL PRODUCTO.....	61
GESTION DE LOS RECURSOS.....	71
PROYECCION AL EXTERIOR.....	85
INFORMACION ECONOMICA Y ESTADOS CONTABLES.....	93



## MENSAJE DEL PRESIDENTE



Este año, primer centenario de UTE, seguramente será para el recuerdo. Lo iniciamos con sequía, la cual ocasionó incendios bajo líneas de alta tensión que derivaron en apagones, además de un histórico costo de abastecimiento de la demanda que llegó a 1.200 millones de dólares.

Posteriormente ocurrieron intensas precipitaciones que provocaron inundaciones y evacuados y se debió verter agua de las represas. Al momento de escribir estas líneas llevamos 6 tormentas, una relativamente grande cuyo impacto fue de 180.000 clientes sin energía eléctrica y en conjunto un costo acumulado, para UTE, de 20 millones de dólares.

En este contexto, UTE ha seguido adelante. Recordaremos 2012 por algunos hitos como el plan "Tu ahorro vale doble", que mereciera una rotunda y positiva respuesta de nuestros clientes con un ahorro del 7.3% de la demanda. El programa "Juntando Nuestra Energía" con la participación de 1.800 estudiantes de cinco departamentos, con el desafío de lograr un cambio cultural de base respecto al correcto uso de la energía. El "Plan Solar" y el Plan "UTE Premia" nos posicionan en la senda del uso racional y eficiente de la energía. En eficiencia energética este año hemos obtenido el primer puesto en la encuesta CIER, así como el segundo puesto en percepción de calidad.

En el año 2012 se firmaron convenios con las Intendencias Municipales, en el marco del histórico acuerdo entre el Presidente de la República, Sr. José Mujica y el Congreso de Intendentes, que esperamos encauzará definitivamente la sustentabilidad del pago de la energía eléctrica de alumbrado público a UTE, garantizada por el aporte de hasta el 60% de su costo por parte del gobierno central.

Respecto al desafío de cambiar la matriz energética del sector eléctrico, se han firmado acuerdos y contratos varios. Con OSE acordamos aprovechar la represa de Paso Severino para generar energía eléctrica; con la Intendencia de Cerro Largo la compra de energía de un aprovechamiento minihidráulico de 15 MW y un modelo descentralizador; tres proyectos de biomasa por 40.6 MW; 16 contratos de eólica por 783 MW y la compra de 70 MW por parte de UTE a ser instalados en predios del Instituto de Colonización. Se aprobó la compra de una Central de Ciclo Combinado, que será de 532 MW. A la espera de su generación de respaldo durante 2013 y 2014, se decidió alquilar 300 MW de turbinas y 50 MW de motores, de los cuales 150 MW ya están instalados y 200 lo estarán en marzo de 2013.

Estas decisiones ya tomadas y las compras usuales de UTE durante 2012 han arrojado un compromiso de compra de 3.350 millones de dólares que seguramente sea record nacional y difícilmente pueda ser superado por largo tiempo.

Respecto a la Regasificadora, el proyecto que permitirá disponer de Gas Natural para nuestras centrales térmicas y para el país, se avanzó definitivamente y en el primer trimestre de 2013 recibiremos las ofertas para su construcción.

Seguramente la decisión adoptada de dejar un legado a la comunidad en el marco de los 100 años de UTE será una muestra más de la vocación integral de la empresa. Un legado por departamento consistente en 12 piscinas climatizadas con energía solar térmica, 6 acondicionamientos lumínicos de canchas de deportes y un sistema fotovoltaico/eólico autónomo, más el acondicionamiento galvánico de una sala del Hospital de Clínicas y el acondicionamiento térmico de un

pabellón de la Colonia Etchepare, completan un conjunto de obras que se inscriben en tres objetivos definidos: búsqueda de la eficiencia, apoyo a la juventud y estímulo al deporte.

Inauguramos en 2012 dos nuevos CMDs (Centros de Maniobras de Distribución). El Taller de Reparación de Transformadores ha sido certificado en la Norma ISO 9001. Se ha extendido el modelo de Calidad con Equidad de Género a dos Oficinas Comerciales y a la División Sistemas y se han mantenido en varias unidades de la empresa las certificaciones del modelo de calidad desarrollado en UTE.

Firmamos un acuerdo con otros organismos oficiales con la finalidad de avanzar definitivamente en el objetivo de lograr un 100% de Electrificación Rural para lo cual, al igual que en los últimos años, se han concretado 1.100 km de nuevo tendido eléctrico. En este contexto, se han electrificado 29 escuelas en 2012, restando tan solo 87 sin electrificar en el país de un total de 2.500.

Durante 2012 ingresaron en UTE 500 funcionarios y 150 pasantes del programa "Yo estudio y trabajo", que junto a otros 500 ingresos verificados entre 2010 y 2011 están cambiando la composición etaria de la empresa. Trabajo, esfuerzo y estudio. Tres palabras que resumen muy bien el espíritu de UTE. En

estos últimos 100 años hemos marcado un camino. En este 2012 hemos superado la prueba pero lo que entiendo más importante es que estamos construyendo un futuro, entre todos, con muchas expectativas. En ese camino estamos desarrollando nuestra gestión, con distintos proyectos en marcha y en particular el Proyecto Bambú (Reestructura y Nuevo Modelo de Gestión Humana), que ha movilizó y permitido la participación de todos los trabajadores en la definición de la nueva UTE del Siglo XXI, una Empresa de Servidores Públicos. Este proceso busca promover el trabajo en equipo y todo lo anterior ha sido posible por el esfuerzo de los 6.400 funcionarios y funcionarias.

Se abren importantes desafíos para los próximos años: avanzar en el transporte eléctrico, concretar la instalación de las energías autóctonas renovables, desarrollar proyectos que potencien las redes inteligentes, concretar las metas del Proyecto Bambú, avanzar en los proyectos que aseguren el abastecimiento de la demanda, desarrollar el proceso de planificación y control estratégico para mejorar la gestión.

En este sentido estoy absolutamente convencido de que si trabajamos como en el año 2012, se puede lograr que UTE sea una herramienta para contribuir al desarrollo sostenible de nuestro país, desde el punto de vista productivo, humano y económico.



# Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas

## DIRECTORIO

Presidente	Dr. Ing. Gonzalo Casaravilla
Vicepresidente	Ing. Cesar Briozzo
Vocal	Sr. Gerardo Rey *
Vocal	Prof. Juan Angel Gómez Canessa **
Vocal	Dr. José Garchitorena ***
Vocal	Ing. Agr. Enrique Antía

## PERSONAL SUPERIOR AL 31/12/12

Gerente General	Cr. Carlos Pombo
Dirección Operativa	Ing. Héctor González Bruno
Generación	Ing. Oscar Ferreño
Trasmisión	Ing. Ignacio Ponce De León
Distribución	Ing. Luis Garcia
Comercial	Cr. Luis Margenat
Despacho Nacional de Cargas y Planificación de la Explotación y Estudios	Ing. Andrés Tozzo
Recursos y Negocios Conexos	Ing. Sist. Silvia Emaldi
Asesoría Técnico Jurídica	Dr. José Alem
Planificación y Secretaria Técnica	Ing. Jorge Cabrera
Secretaria General	Dr. Jorge Fachola

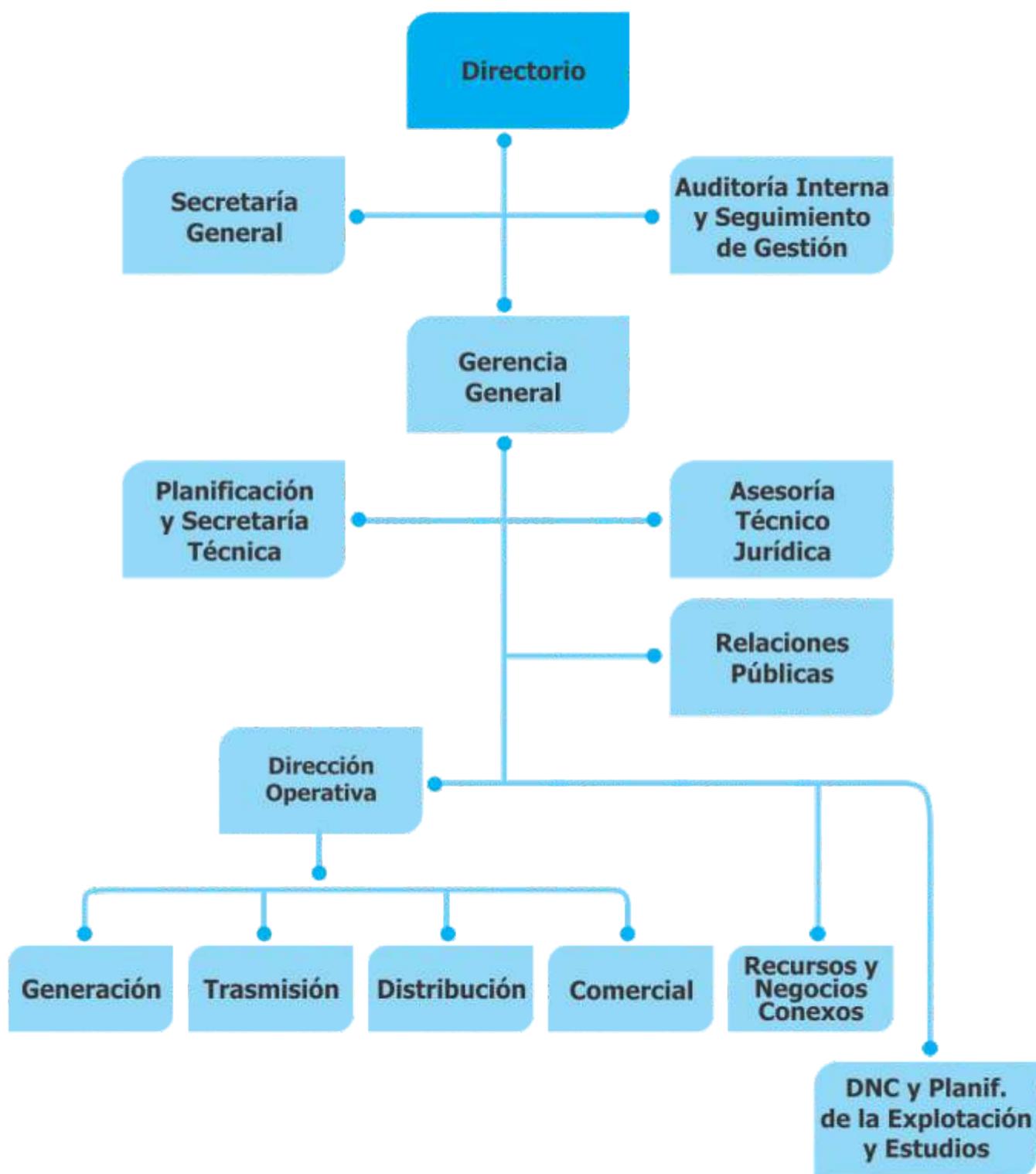
\* Hasta el 30/06/12

\*\* Como vocal interino a partir de 30/07/12

\*\*\* Hasta el 06/08/12



# Organigrama General



<b>INFORMACIÓN RELEVANTE</b> <sup>(1)</sup>	<b>2007</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>
Potencia Instalada Efectiva (MW)	1.286	1.484	1.484	1.634
Carga máxima anual (MW)	1.654	1.698	1.745	1.742
Extensión de la red de transmisión (km)	4.428	4.441	4.437	4.437
Extensión de la red de distribución (km)	70.053	74.154	75.794	77.491
Energía generada por UTE (GWh)	4.329	4.650	4.450	6.549
Energía comprada (GWh) <sup>(2)</sup>	5.162	5.255	5.356	3.589
Energía exportada (GWh) <sup>(3)</sup>	610	510	0	91
Energía para uso interno (GWh) <sup>(4)</sup>	8.881	9.395	9.806	10.047
Energía facturada, mercado regulado (GWh) <sup>(5)</sup>	7.075	7.653	8.017	8.224
Cantidad de servicios activos (10 <sup>3</sup> )	1.245	1.307	1.330	1.354
Energía promedio por cliente (kWh) <sup>(5)</sup>	5.683	5.855	6.028	6.074
Extensión de la red por cliente (metros)	60	60	60	61
Cantidad de funcionarios	6.169	6.092	6.332	6.271
Cantidad de servicios por funcionario	202	215	210	216
Energía promedio por funcionario (kWh) <sup>(5)</sup>	1:146.863	1:256.238	1:266.109	1:311.434
Ventas Mercado Interno (U\$S 10 <sup>3</sup> )	810.062	1:335.428	1:519.089	1:598.480

## NOTAS

- Los datos corresponden al 31/12 de cada ejercicio, siendo los valores acumulados correspondientes a los últimos 12 meses.  
  
Serie de los últimos tres años y comparación con el 1er. año del quinquenio anterior.
- Corresponde para 2012 a 2.345 GWh de compras a Salto Grande, 279 GWh a Argentina, 463 GWh a Brasil y 502 GWh a agentes productores.
- Incluye la energía exportada a Brasil y Argentina y la tomada por ésta de Salto Grande, por encima de su cuota parte.
- Incluye sistema autónomo diésel.
- Mercado interno para 2012; comprende 93 GWh por autoconsumos.



HYDRO-GRUBERTIN

ETN







## Capítulo 1

---

### La empresa y su entorno



## LA EMPRESA Y SU ENTORNO

Los principales acontecimientos que pautaron la gestión del ejercicio y sus resultados se presentan a continuación:

- La energía anual entregada al sistema nacional fue 10.047.572 MWh, un 2,2 % superior a la del año 2011 (con la corrección por ser año bisiesto), aun cuando se mantuvo el adelanto de la hora legal y las medidas que apuntan a una mejora en la eficiencia energética.
- El pico máximo de potencia anual ascendió a 1.742 MW el día jueves 26 de julio, implicando 3 MW menos que el año anterior. El mismo se abasteció con 61% de energía de origen hidráulico, 32% de origen térmico, 4% de energía importada de Brasil y 3% de energía de otros recursos. En julio, se verificó el máximo diario de consumo de energía, 33.855 MWh, un 2,0% superior al día de mayor consumo de energía del año anterior.
- Durante los meses de enero a julio, el presente año se caracterizó por tener una hidrología con escasos aportes en los ríos Negro y Uruguay. Para el resto del año los aportes mejoraron, lo que permitió cerrar el año con reservas en los embalses de todas las centrales. Los niveles al comienzo del año eran buenos en las centrales del Río Negro dadas las condiciones hidrológicas del último trimestre del año 2011 y las estrategias tomadas en este período para preservar reservas en los embalses.
- Las centrales ubicadas sobre el Río Negro generaron, para abastecer la demanda del SIN el 28% del total de energía anual y Salto Grande el 23%. La energía entregada se complementó con energía de origen térmico (Central Batlle y Turbinas de Gas) 36%, importación (Argentina y Brasil) 7%, suministro bajo el marco de contratos y compra en el mercado spot (biomasa y gas) 5% y generación eólica de UTE y agentes privados 1%.
- La pérdida del ejercicio 2012 fue de \$ 3.420 millones que traducidos a Dólares promedio equivalen a U\$S 168,4 millones. Si lo comparamos con el resultado del ejercicio 2011 (a precios del 31/12/11), que arrojó una ganancia de U\$S 142 millones, se verifica, por tanto, una disminución de U\$S 310,4 millones.
- Los ingresos por ventas de energía al mercado interno aumentaron U\$S 76,9 millones (5,04%). En unidades físicas, hubo un aumento de 179 GWh, lo que implica un incremento del 2,25% con respecto al año 2011.
- El valor del Tc (tiempo total de interrupción por cliente), fue para el presente ejercicio de 18,01 horas.
- Se inauguró en Uruguay la primera planta fotovoltaica conectada a la red eléctrica nacional que será operada y mantenida por personal de UTE. Está ubicada en el departamento de Salto, a metros del puente internacional en Salto Grande. Tiene una potencia instalada de 480 kWp, que generarán 645 MWh/año, capaces de abastecer la energía demandada por 200 hogares de la zona.
- Como resultado del proceso licitatorio abierto en 2011, UTE firmó el 28 de noviembre de este año, un contrato con las empresas Hyundai Engineering and Construction Co. Ltd, KEPCO Plant Service and Engineering Co. Ltd, y Hyundai Corporation, para la construcción y operación de una central térmica de ciclo combinado de 532 MW de potencia instalada. Se trata de una central a construir en Punta del Tigre con dos turbinas a gas y una de vapor, capaz de operar con gas natural como combustible principal y gas oil como combustible alternativo. La duración total del período de construcción se estipuló en 36 meses, con entrada de las dos turbinas a gas a los 18 y 22 meses.
- Se realizaron los procedimientos de compra y se firmaron los correspondientes contratos de arrendamiento, con el objetivo de arrendar unidades de generación a gasoil para la generación de energía eléctrica, a instalarse en Montevideo y San José. La potencia total a instalar asciende a 350 MW, de los cuales 100 MW se encontraban operativos al fin de 2012.

Montevideo y San José. La potencia total a instalar asciende a 350 MW, de los cuales 100 MW se encontraban operativos al fin de 2012.

- En referencia al proyecto de regasificación de gas natural, que es un proyecto encarado en estrecha coordinación con ANCAP y Gas Sayago en lo empresarial y con el Poder Ejecutivo a través del MIEM (Ministerio de Industria, Energía y Minería) y de la DNE (Dirección Nacional de Energía). Gas Sayago es una sociedad anónima creada por UTE y ANCAP para la contratación de la terminal de regasificación. En este proyecto cabe considerar dos componentes: la planta de regasificación de GNL (Gas Natural Licuado) a construirse y el suministro de gas.
- En cuanto a la terminal de regasificación, en agosto, Gas Sayago realizó la convocatoria a precalificación de empresas para contratar los servicios de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL. Como resultado, en octubre se precalificaron cuatro empresas. Finalmente el 31 de octubre se publicó el Llamado a Presentación de propuestas técnicas-económicas para Contratación del Servicio de Recepción, Almacenamiento y Regasificación de GNL, al que podían concurrir las empresas precalificadas.
- En relación al suministro de GNL – tarea bajo gestión directa de UTE y ANCAP - se estableció un Plan de Trabajo basado en instancias de contacto con interesados en la provisión de GNL, explorando posiciones de mercado y características del posible suministro. Se han vinculado ya doce empresas proveedoras de primer nivel mundial. Se realizó una ronda con proveedores para tratar el tema flexibilidad en el abastecimiento, de gran importancia para UTE dada la aleatoriedad de sus consumos de gas, y sobre fin de año se finalizó la firma de los acuerdos de confidencialidad con las doce empresas.
- En relación con el proyecto de Interconexión en Extra Alta Tensión entre Brasil y Uruguay (San Carlos-Melo-Candlota), se iniciaron los trabajos de construcción para la entrega llave en mano de la línea de 500 kV que conectará las estaciones San Carlos y Conversora Melo y la línea Conversora Melo – Brasil en 525 kV. La construcción de esta línea permitirá efectivizar la interconexión con Brasil ampliando la capacidad de intercambio de potencia en 500 MW entre los países. Paralelamente continuaron los avances en la construcción de la estación conversora de frecuencia 50hz/60hz de Melo, que se concluyeron en su mayor parte.
- UTE está desarrollando proyectos de centrales de generación eólica de las que la empresa será propietaria en forma directa, o bien que serán propiedad de empresas en las que UTE tendrá participación accionaria, en predios arrendados al Instituto Nacional de Colonización.
- En diciembre, UTE contrató a la empresa Nordex para el suministro, montaje, y operación y mantenimiento por 10 años de un parque eólico de 67.2 MW. El parque estará constituido por 28 generadores a instalar en la colonia Juan Pablo Terra en el departamento de Artigas.
- En abril, UTE firmó con la empresa eléctrica brasileña estatal Eletrobrás, un acuerdo que incluye actividades de evaluación y desarrollo conjunto de parques eólicos en Uruguay. Como resultado de la actividad de los grupos de trabajo formados, se definieron varios proyectos. En ese marco UTE, a través de una sociedad anónima creada al efecto, que será luego integrada también por Eletrobrás, firmó en octubre, un memorándum de entendimiento con la empresa Suzlon, que establece las bases de contratación para el suministro llave en mano, y la operación y mantenimiento por 5 años prorrogables por igual período, de un proyecto de generación eólica de 65.1 MW, a construirse en la colonia Rosendo Mendoza en el departamento de Colonia.
- Compra de energía generada por privados con fuentes renovables no convencionales. A partir de decretos del Poder Ejecutivo, que promueven la generación de energía eléctrica en base a fuentes renovables no tradicionales, ha sido creciente el número de generadores que han emprendido proyectos de este tipo, principalmente para la venta de energía a UTE.
- En cuanto a la adquisición por UTE de energía de fuente eólica, a emprendimientos de particulares, se ha formalizado la incorporación en los próximos años de casi 790 MW de potencia.
- En relación a la adquisición por UTE de energía generada con biomasa, entre los emprendimientos particulares, se ha formalizado la compra de 120.6 MW de potencia.
- Respecto a las entradas en servicio de potencia procedente de estas fuentes renovables no convencionales y generada por privados, se conectaron a la red dos proyectos: 1.8 MW de potencia eólica en el mercado spot y 7.5 MW de biomasa, de los cuales 4.5 MW en contrato con UTE y el resto en el mercado spot.





## Capítulo 2

---

# Gestión de Instalaciones

# BALANCE ENERGÉTICO 2012 (GWh)<sup>(1)</sup>

**PRODUCCIÓN BRUTA** 10.138 (100%)

**SISTEMA INTERCONECTADO** 10.138 (100%)

GENERACIÓN UTE <sup>(2)</sup> 6.545 (64,56%)					COMPRAS 3.589 (35,40%)				SISTEMA AUTÓNOMO DIESEL 4 (0,04%)
HIDRÁULICA	VAPOR	TURBO GAS	MOTORES DIESEL	EÓLICA	CTM	ARGENTINA	BRASIL	AG. PROD.	
2.814 (27,76%)	1.238 (12,90%)	1.916 (18,90%)	512 (5,05%)	85 (0,64%)	2.345 (23,13%)	279 (2,75%)	463 (4,57%)	502 (4,95%)	

CONSUMO PROPIO 86 <sub>m</sub> (0,85%)	ENERGÍA DISPONIBLE EN BARRAS DE TRASMISIÓN 10,052 (99,15%)	
		GENERACIÓN NETA UTE 6.463 (63,75%)

PÉRDIDAS TRASMISIÓN 295	EXPORTACIÓN		PRODUCCIÓN ENTREGADA A REDES DE DISTRIBUCIÓN 9.666 (95,34%)
	ARGENTINA	BRASIL	
	91 (0,90%)	0 (0,00%)	

PÉRDIDAS DISTRIB. y COMERC. 1.439	EXPORT. BRASIL (MT y BT) 0 (0,00%)	TOTAL CONSUMO NACIONAL 8.227 (81,15%)							
		GENERAL	RESIDEN	GRANDES CONS.	MEDIANOS CONS.	OTRAS MULTIH.	ALUMB. PUB.	CLIENTES LIBRES	AUTO CONSUMOS
		752 (7,42%)	3.000 (29,58%)	2.247 (22,16%)	1.453 (14,33%)	436 (4,30%)	243 (2,40%)	3 (0,03%)	93 (0,92%)

**PÉRDIDAS 1.734<sup>(4)</sup>**

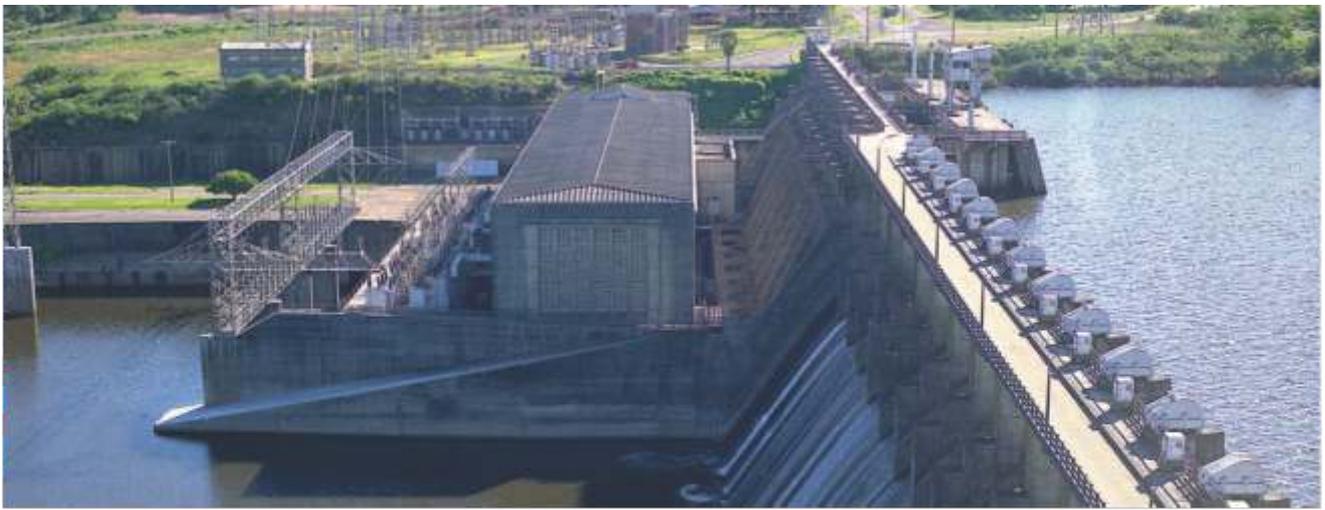
(1) Los porcentajes se calculan en base a la Producción Bruta.

(2) A partir del 2005 la producción se mide en bornes de transformador, en años anteriores se midió en bornes de alternador.

(3) Incluye los consumos de las poblaciones de las centrales hidroeléctricas por un total de 8 GWR.

(4) Pérdidas en las redes y comerciales.

Nota: No incluye pérdidas de generación.



## Gestión Energética

### Energía entregada al Sistema Nacional

La energía anual entregada al sistema nacional fue 10.047.572 MWh, un 2,2% superior a la del año 2011 (con la corrección por ser año bisiesto), aun cuando se mantuvo el adelanto de la hora legal y las medidas que apuntan a una mejora en la eficiencia energética.

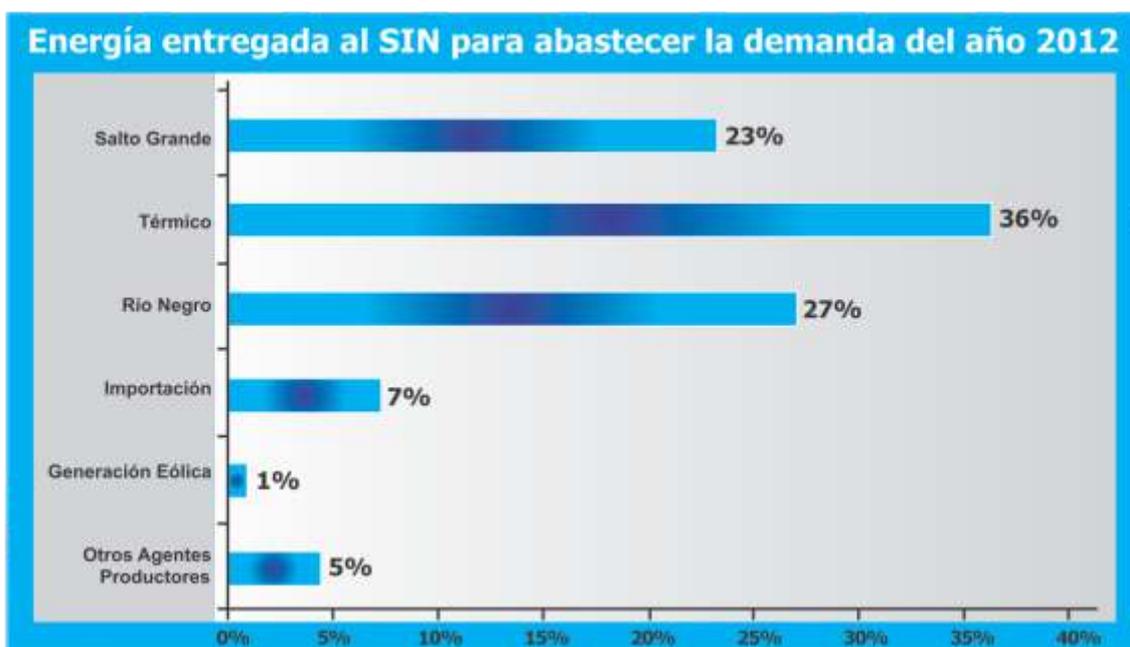
El pico máximo de potencia anual ascendió a 1.742 MW el día jueves 26 de julio a las 20:31, implicando 3 MW menos que el año anterior. El mismo se abasteció con 61% de energía de origen hidráulico, 32% de origen térmico, 4% de energía importada de Brasil y 3% de energía de otros recursos. El día miércoles 11 de julio, se verificó el máximo diario de consumo de energía, 33.855 MWh, un 2,0% superior al día de mayor consumo de energía del año anterior.

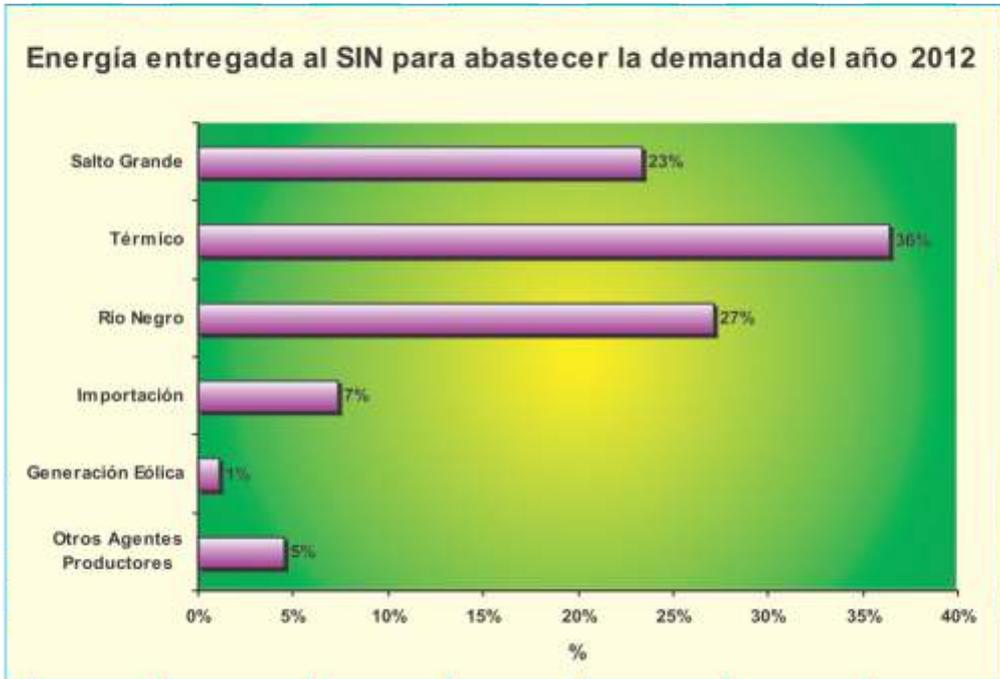
El factor de carga, (Factor de carga, relación entre el consumo durante un período de tiempo determinado y el consumo que habría resultado de la utilización permanente de la potencia máxima), fue 65,7%, lo que representó un aumento de 2,2% en relación al año anterior.

### Régimen Imperante

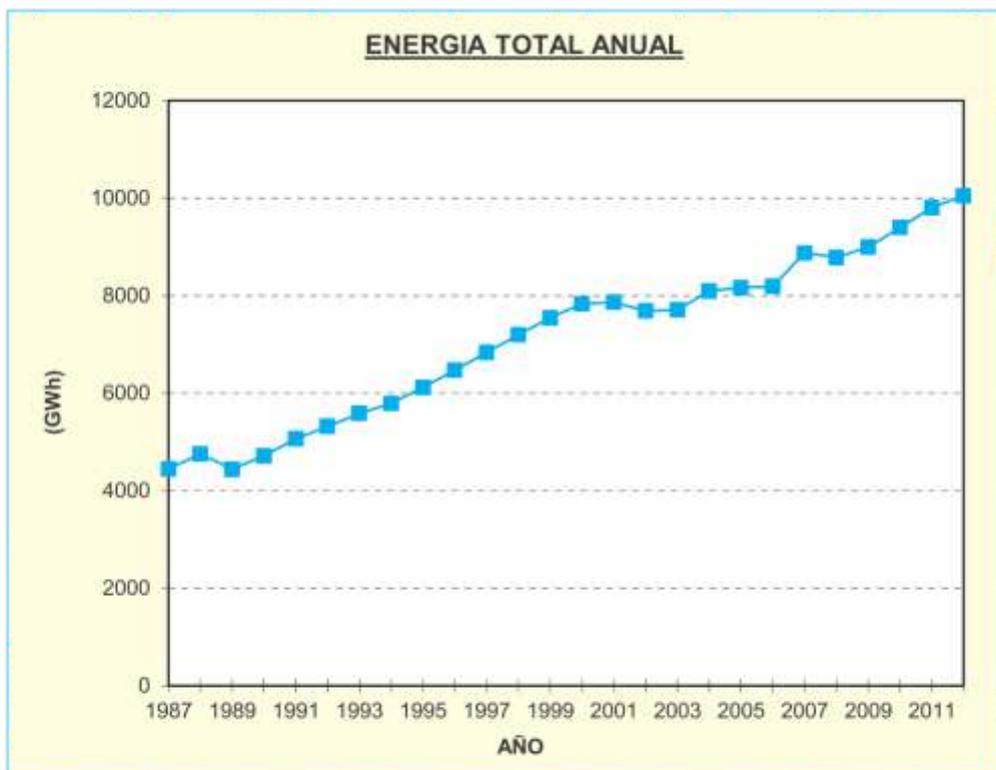
Durante los meses de enero a julio, el año 2012 se caracterizó por tener una hidrología con escasos aportes en los ríos Negro y Uruguay. Para el resto del año los aportes mejoraron, lo que permitió cerrar el año con altos porcentajes de reserva en los embalses de todas las centrales. Los niveles al comienzo del año eran buenos en las centrales del Río Negro dadas las condiciones hidrológicas del último trimestre del año 2011 y las estrategias tomadas en este período para preservar reservas en los embalses. Las cotas al principio del año fueron de 79,19 m en Terra, 39,32 m en Palmar y 34,84 m en Salto Grande.

Las centrales ubicadas sobre el Río Negro generaron, para abastecer la demanda del SIN (Sistema Interconectado Nacional) el 28% del total de energía anual y Salto Grande el 23%. La energía entregada se complementó con energía de origen térmico (Central Batlle y Turbinas de Gas) 36%, importación (Argentina y Brasil) 7%, suministro bajo el marco de contratos y compra en el mercado spot (biomasa y gas) 5% y generación eólica de UTE y agentes privados 1%.

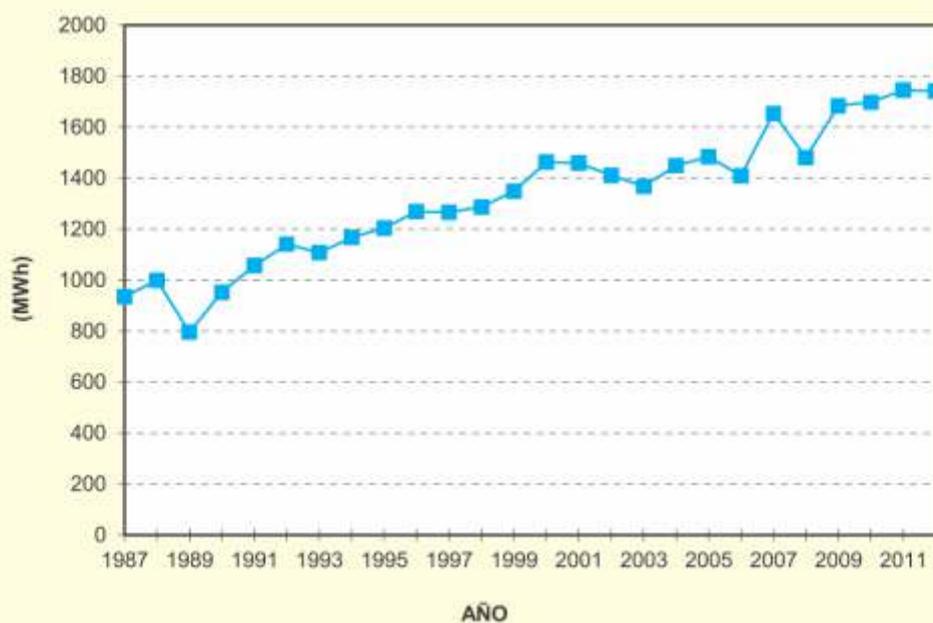




## EVOLUCION DE LA ENERGIA Y POTENCIA ENTREGADA



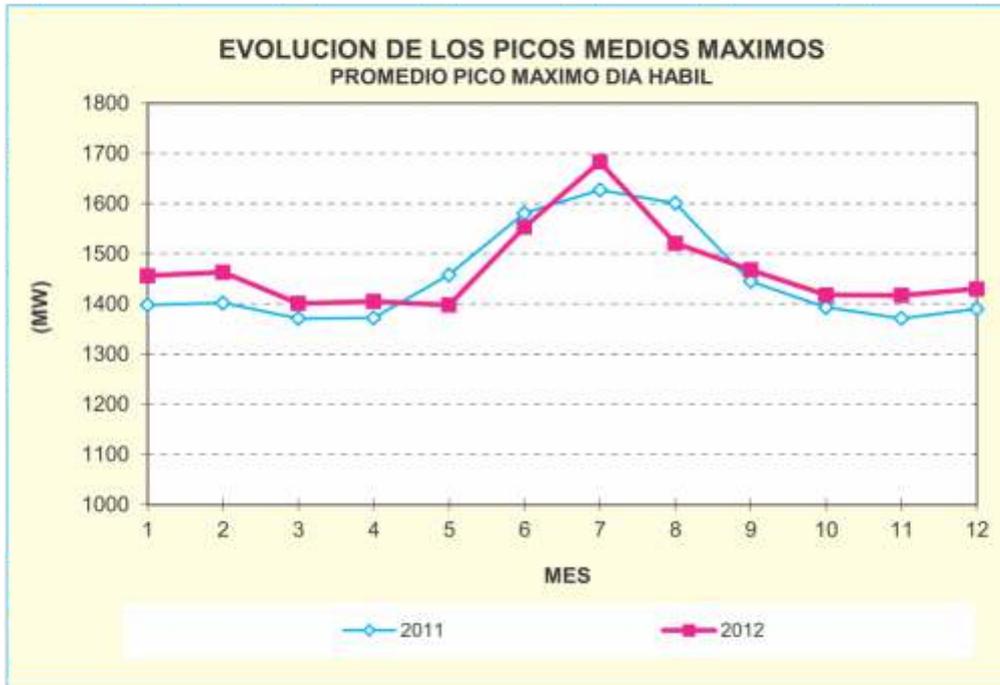
### MAXIMO ANUAL DE LA POTENCIA HORARIA DEMANDADA



### EVOLUCION MENSUAL

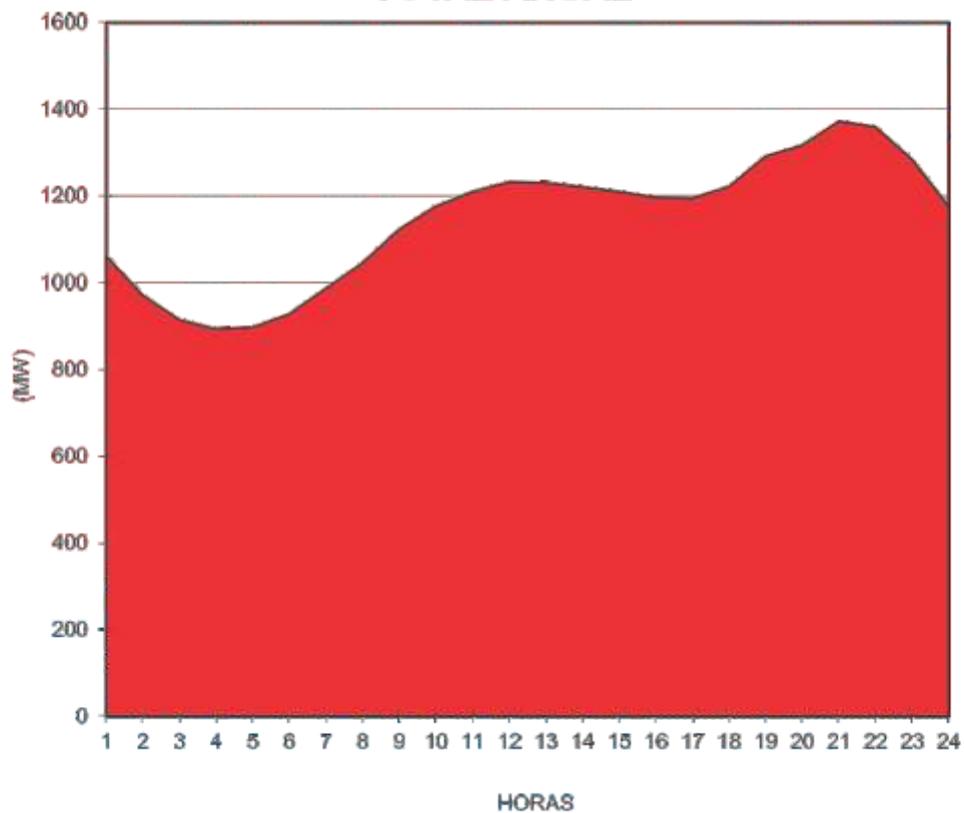
#### EVOLUCION DE LA ENERGIA ENTREGADA AL SISTEMA NACIONAL

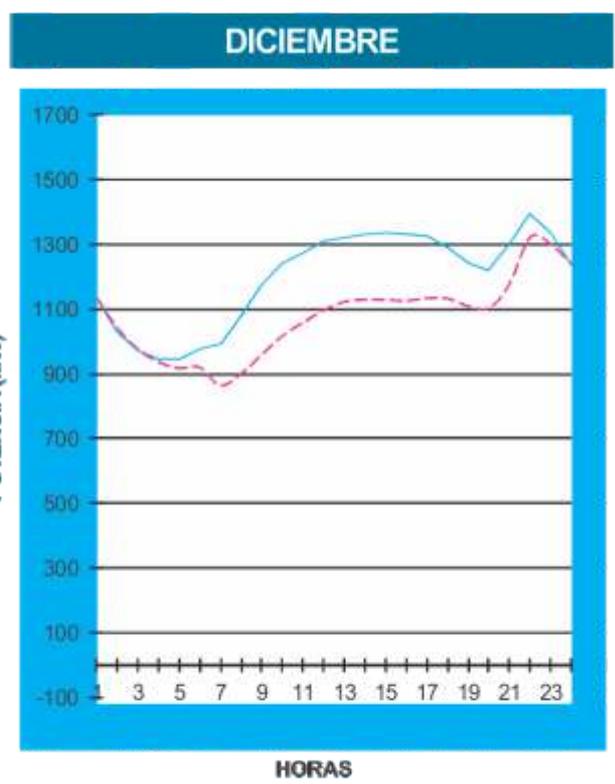
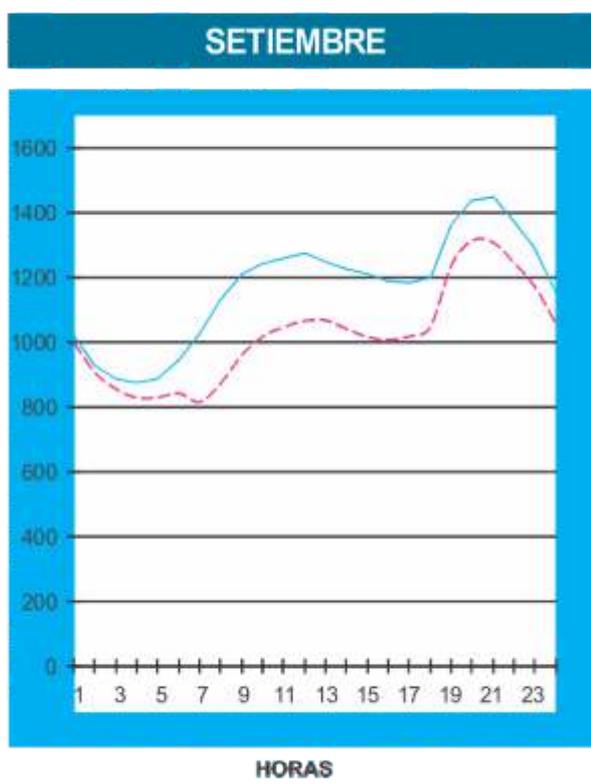
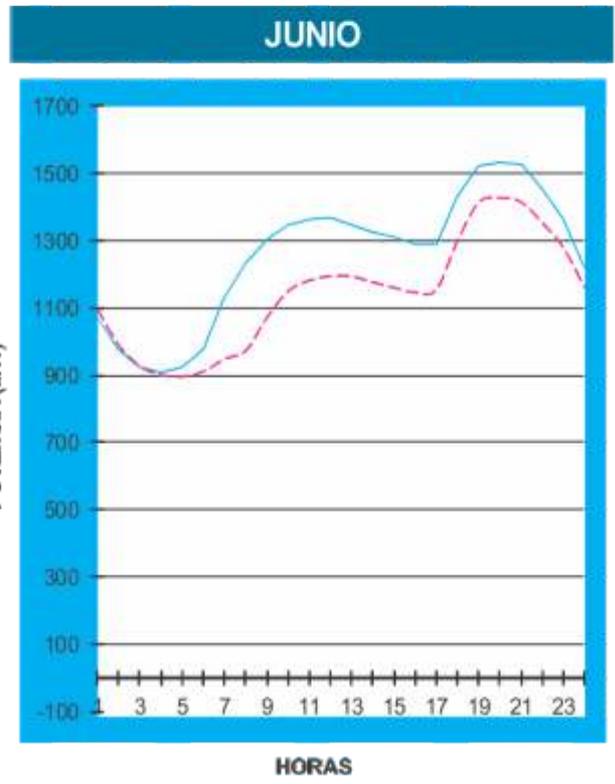
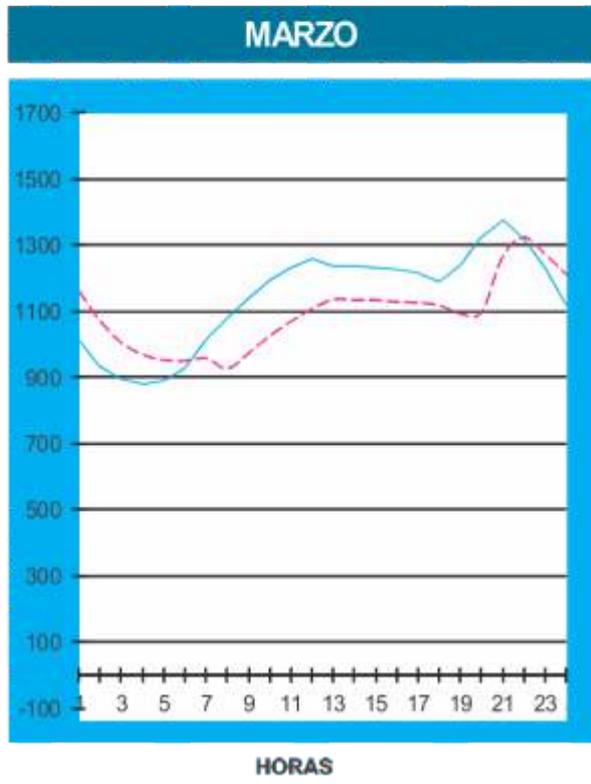




## DIAGRAMAS DE CARGA MEDIA

### TOTAL ANUAL





— HÁBILES      - - - FERIADOS



## Recursos Energéticos

### Generación Térmica UTE

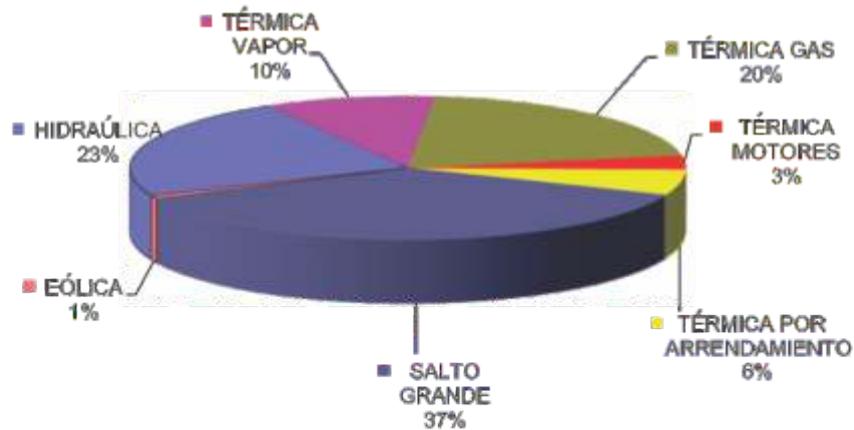
La generación térmica totalizó 3.669.934 MWh en el año, siendo 3.661.568 MWh de la misma para abastecer la demanda del SIN y 8.366 MWh para exportar a Argentina. La misma fue un 43% mayor que la generada en el año 2011.

En este año, más de la tercera parte de la energía entregada a la red de transmisión fue abastecida con

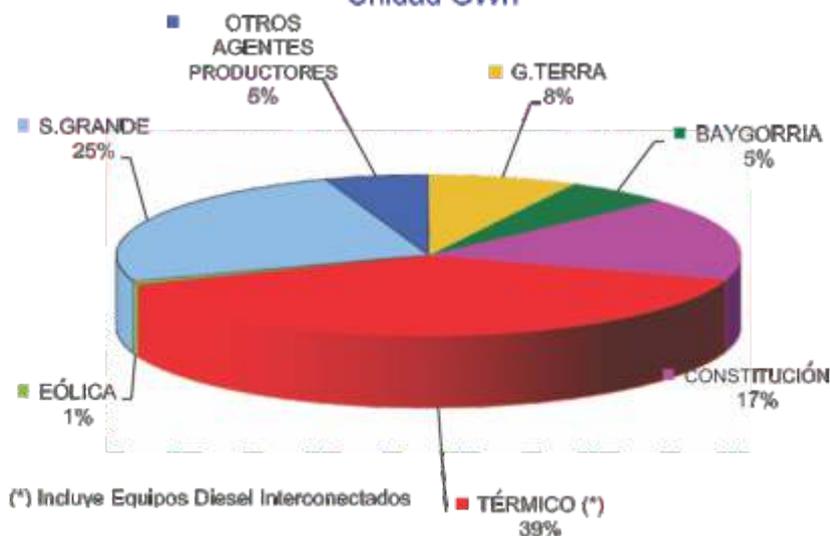
generación térmica de UTE.

El mes de mayor generación térmica fue mayo, abasteciendo el 56% de la demanda del SIN. El mes con menor generación térmica fue octubre, con menos del 5% de la demanda mensual.

### POTENCIA INSTALADA (MW)



### COMPOSICIÓN DE LA PRODUCCIÓN 2012 Unidad GWh



## Generación Hidráulica

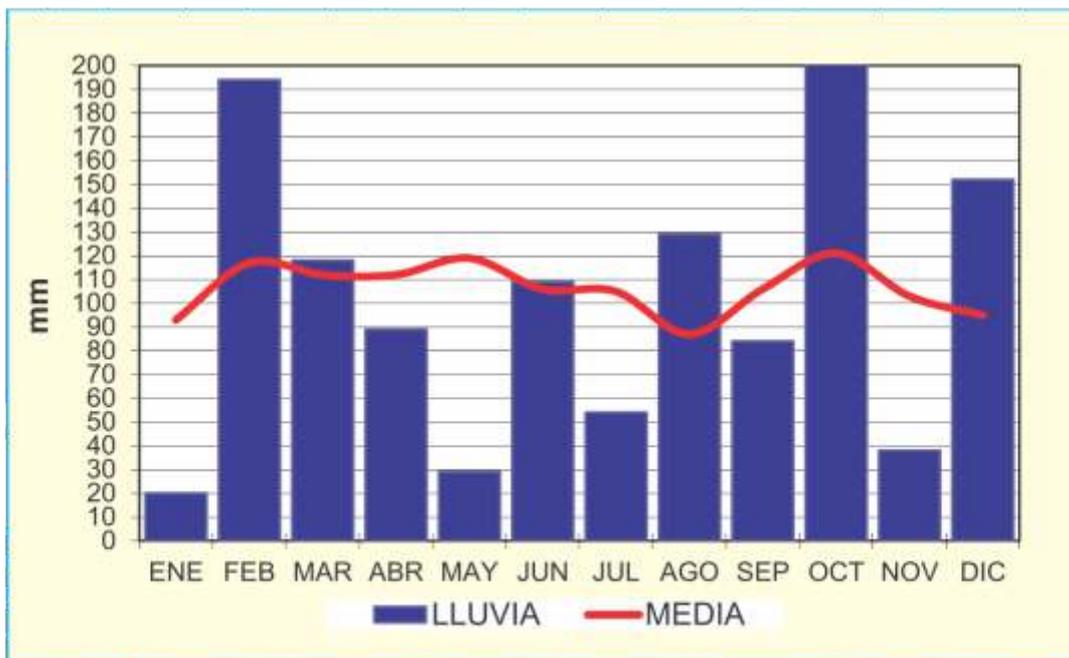
### Características Hidrológicas

Durante el primer cuatrimestre del año la generación del Río Negro fue tal que se abasteció más del 20% de la demanda mensual.

En el mes de mayo la contribución al abastecimiento de la demanda por las centrales del Río Negro fue de un

7% y un 7,5% de Salto Grande, debido a las pocas lluvias ocurridas desde el mes de abril en la cuenca de Terra y a los escasos aportes registrados en Salto Grande. En Salto Grande se comenzó el año con una cota relativamente normal pero con aportes bajos.

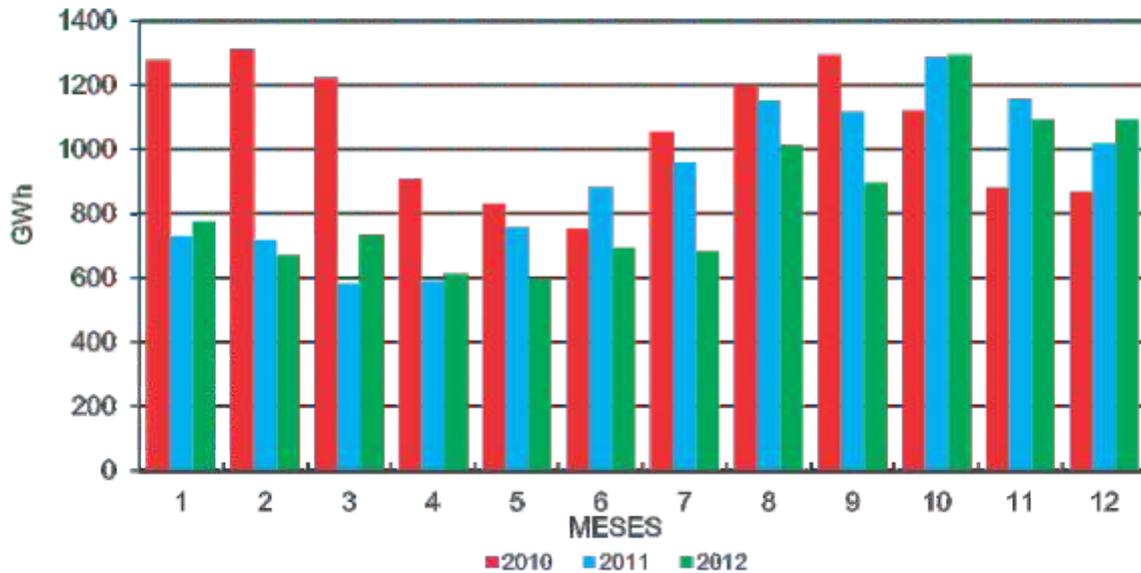
### ACUMULADO MENSUAL DE LLUVIA EN LA CUENCA TERRA



Durante el mes de octubre los aportes en todas las centrales hidráulicas fueron muy altos, lo que provocó vertimiento en todas ellas. Durante los meses de octubre y noviembre se registró venta de excedentes

hidráulicos del Río Negro para Argentina. En la central de Salto Grande en los meses de noviembre y diciembre se registró exportación de excedentes de vertimiento para Argentina.

## RESERVAS HIDRAÚLICAS EMBALSES DEL RÍO NEGRO

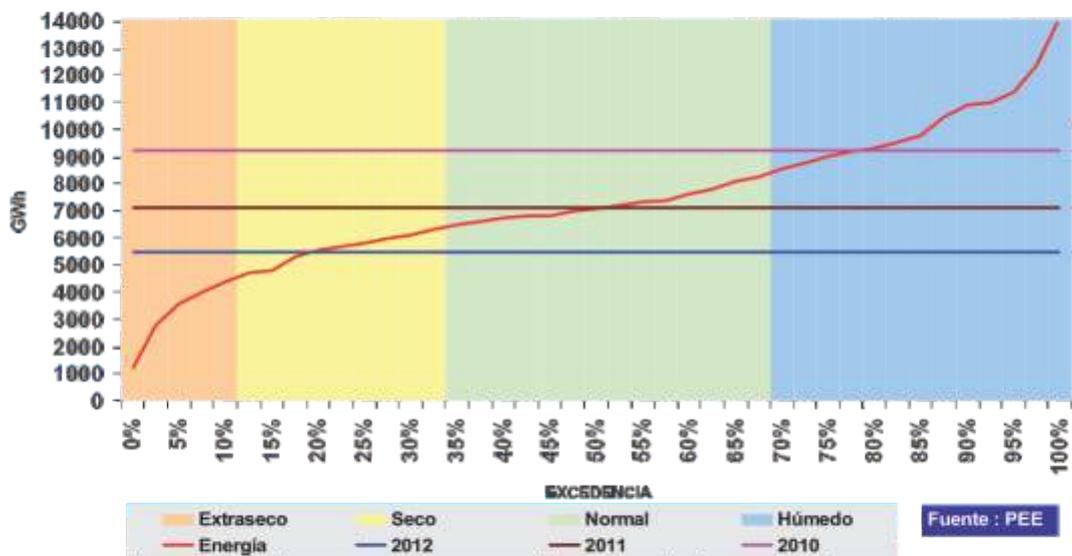


La energía acumulada integrada de todas las centrales hidráulicas originada en los aportes de todas ellas,

observando el año completo, se encuentra en el tercil seco (20,4% de excedencia).

## Energía Tot Hid - semana 1 a 52

Excedencia Tot Hid-2012 = 20.4%, ubicada en el lugar número 22 de la serie de crónicas 1909 - 2012  
10 más secas : 1917, 1945, 1944, 1943, 1933, 2006, 1962, 1909, 1989, 1951



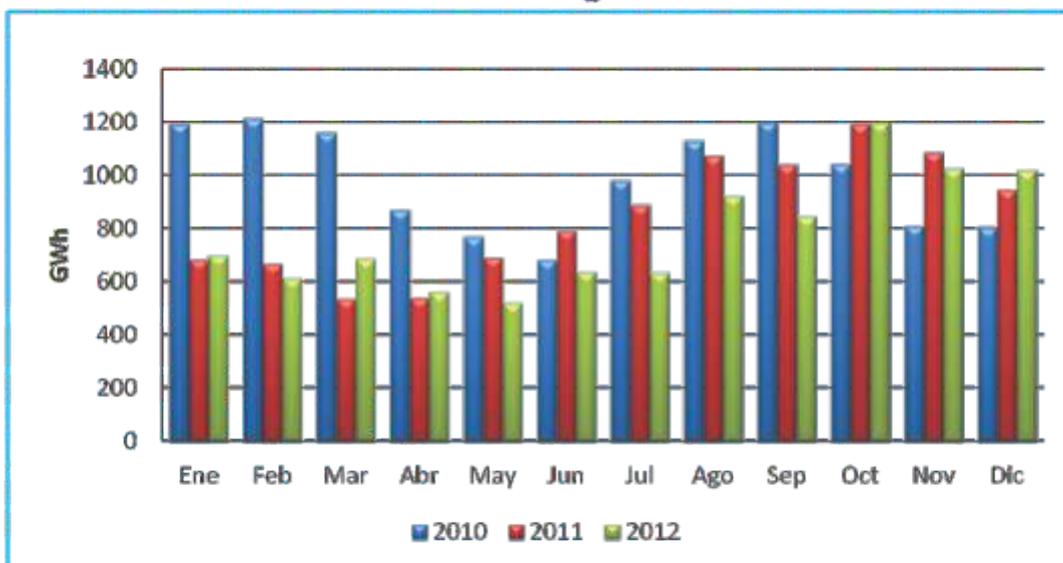


### Central Hidráulica Gabriel Terra

La cota a comienzos del año fue 79,22 m que se corresponde al 79% de llenado de su embalse y a un tiempo de vaciado de 118 días generando a pleno. Las precipitaciones acumuladas mensuales fueron superiores a la media histórica (01/1994-04/2013) en los meses de febrero, marzo, agosto, octubre y diciembre, no obstante el valor acumulado anual sobre la cuenca global fue del orden del 7% inferior a la media histórica.

La cota máxima anual se registró el día 22 de octubre con un valor de 81,53 m, mes en el cual se registró el máximo aporte acumulado mensual con 5,35 Km<sup>3</sup>. En este mes se dio el pico anual de precipitaciones sobre la cuenca global, con un registro del orden de 214 mm mensuales. La cota mínima registrada en la central Gabriel Terra fue de 76,33 m el día 11 de junio. La cota al final del año fue 79,61 m.

### Reserva de energía en Terra



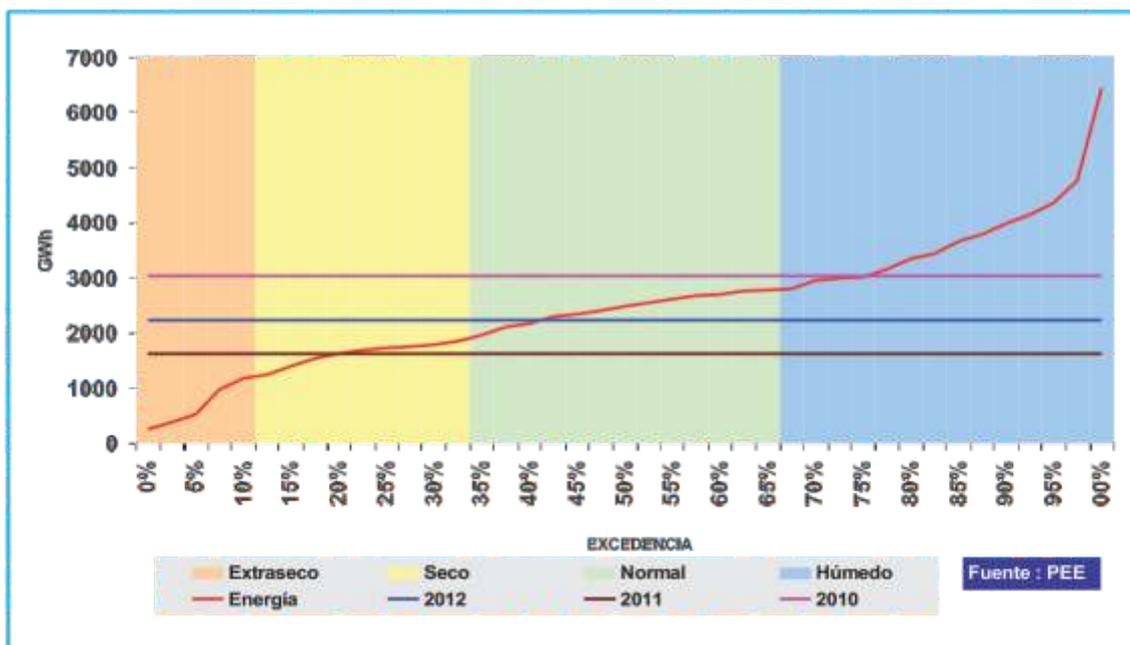
La energía acumulada correspondiente a los aportes en Terra, observando el año completo, se encuentra en el

tercil normal (40,8 % de excedencia ubicada en el lugar número 43 de la serie de crónicas 1909 - 2012).

## Energía Terra/semana 1 a 52

Excedencia Terra-2012 = 40.8%, ubicada en el lugar número 43 de la serie de crónicas 1909 - 2012

10 más secas : 1917,1943,1989,1916,1945,1944,1933,2006,1935,2008





### Centrales Hidráulicas Baygorria y Constitución

Se despacharon de acuerdo a los aportes que se venían dando en sus respectivos embalses y optimizando la generación según se despachara la Central Terra manteniendo el criterio de conservar cierto rango de energía embalsada para los meses de verano.

En la cuenca de la Central Constitución, los aportes mensuales superaron la media histórica en los meses de agosto, octubre y diciembre. Durante el mes de octubre se alcanzó la cota máxima de 40,94 m el día 23, y también se alcanzó el aporte máximo mensual del año, comenzando a verter el día 10 para finalizar los primeros días del mes de noviembre. La cota mínima fue de 37,08 m y se alcanzó el día 15 de agosto. También se llegó a verter en la central Baygorria durante los meses de abril, agosto y octubre, siendo muy poco significativo en los meses de abril y agosto mientras que en el mes de octubre la central vertió 1,27 Km<sup>3</sup>.

### Central Hidráulica de Salto Grande

La cota a comienzos del año fue de 34,84 m; los aportes medios anuales fueron del orden de los 2.900 m<sup>3</sup>/s y los aportes medios por trimestre fueron: 1.190 m<sup>3</sup>/s para el primer trimestre, 960 m<sup>3</sup>/s para el segundo, 2.420 m<sup>3</sup>/s para el tercero y 6.970 m<sup>3</sup>/s para el cuarto. Esta central tuvo vertimiento durante los meses de octubre, noviembre y diciembre.

El valor medio del vertimiento fue del orden de los 3.300 m<sup>3</sup>/s.

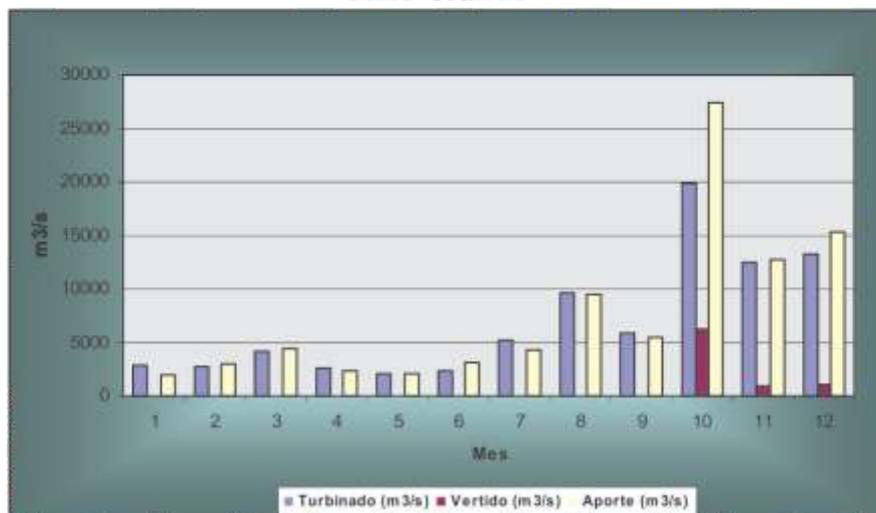
La cota mínima alcanzada fue de 31,22 m en el mes de agosto y la misma se debió a que al registrarse lluvias abundantes en la cuenca con pronóstico de aportes del orden de los 20.000 m<sup>3</sup>/s, se turbinó valores importantes a los efectos de tener la posibilidad de embalsar la mayor cantidad de agua, optimizando el uso de las reservas en el lago.

De esta forma se llegó a la cota máxima el día 12 de octubre de 36,23 m. Durante el mes de octubre se registró el aporte máximo anual de 24.937 m<sup>3</sup>/s. Los aportes más bajos ocurridos fueron durante el mes de mayo llegando a los 490 m<sup>3</sup>/s.

Hubo exportación de excedentes energéticos de vertimiento de esta central durante los meses de octubre, noviembre y diciembre por un total de 102.665 MWh.

La energía acumulada correspondiente a los aportes en Salto Grande, observando el período de enero hasta el mes de agosto, se encuentra en el tercil extraseco (4,9 % de excedencia ubicada en el lugar número 6 de la serie de crónicas 1909 - 2012). Es la peor crónica de los últimos seis años para los meses considerados. Observando el año completo, se encuentra en el tercil seco (12 % de excedencia ubicada en el lugar número 13 de la serie de crónicas 1909 - 2012).

### Salto Grande





## Contratos

### Contratos de Importación

**TRADENER (Brasil):** A través de la Conversora Rivera – Livramento fue convocado en los meses de enero a octubre. Durante octubre, debido a las mejoras en las condiciones hidrológicas, se dejó de convocar conjuntamente con la salida del parque térmico de UTE.

### Contratos con agentes del Mercado

**UPM:** En el marco de los contratos vigentes se inyectó a la red de transmisión un total de 217.540 MWh (energía excedentaria de sus procesos productivos).

**PONLAR:** En el marco de la política de promoción de instalación de generación de energía eléctrica en base a fuentes de energía renovable no tradicionales, impulsada por el Poder Ejecutivo, parte de la energía comercializada de este generador fue en dos Contratos de Compraventa de Energía con UTE, y parte del excedente no contratado comercializado directamente al mercado Spot. El contrato I es de despacho libre por una potencia total de 2 MW. El contrato II es de despacho centralizado por una potencia total de 2 MW, y el excedente al mercado Spot es por una potencia de 2,5 MW. Esta central entró en servicio el día 25 de octubre de 2012.

El total de energía adquirida por UTE bajo la forma de contratos en el mercado interno fue de 466.016 MWh.

### Mercado Spot

El precio Spot horario promedio sancionado por ADME para el año 2012, fue 14% mayor que el correspondiente para el año 2011. El precio Spot máximo fijado por el tope legal estuvo marcando en más del 50% de las horas del año, básicamente durante la primer mitad del año. El promedio del precio Spot en el año resultó del orden de los 209 U\$/MWh.

El total de energía comercializada en el mercado Spot para el año 2012 fue de 38.647 Mwh.

Los generadores que comercializaron su energía en el mercado Spot fueron:

**ZENDA LEATHER S.A.,** con una potencia instalada de 3,2 MW generó un total anual de 5.699,9 MWh.

**NUEVO MANANTIAL S.A.,** puesto de medida 1 amplió su potencia instalada con destino al mercado Spot a 7 MW. Éste generó para el mercado Spot 9.916,9 MWh.

**LIDERDAT S.A.,** con 5 MW de potencia instalada, generó un total anual para el mercado Spot de 11.464,8 MWh.

**GALOFER S.A.,** con una potencia instalada de 14 MW, una potencia autorizada de 12,5 MW y con una potencia contratada con UTE de 10 MW, generó durante todo el año 6.400,1 MWh por encima del contrato para ser comercializados en el mercado Spot.

**BIOENER S.A.,** con una potencia instalada de 12 MW, una potencia autorizada de 11,5 MW y con una potencia contratada con UTE de 9 MW, generó durante todo el año 4.471,6 MWh por encima del contrato para ser comercializados en el mercado Spot.

**PONLAR S.A.,** con una potencia instalada de 7.5 MW, una potencia autorizada de 7 MW y con una potencia contratada con UTE de 4,5 MW, generó durante todo el año 36,8 MWh por encima del contrato para ser comercializados en el mercado Spot.

**ENGRAW S.A.,** también en el marco de la política de promoción de instalación de generación de energía eléctrica en base a fuentes de energía renovable no tradicionales, este generador eólico de 1,8 MW de potencia instalada y autorizada entró en servicio el día 25 de octubre. El mismo generó un total de 619,3 MWh de los cuales 296,7 MWh fueron comercializados en el mercado Spot.

### Generación conectada a redes de Distribución

La inyección de energía a redes de distribución durante el año 2012 totalizó 351.865 Mwh, de los cuales 68.768 MWh fueron abastecidos con generación



propia de UTE y el resto fueron abastecidos con generación de terceros.

La generación eólica representó el 31% del total de la generación conectada a redes de distribución. A su vez ésta significó el 1% de la generación total para abastecer la demanda. El 69% restante de la generación conectada a redes de distribución fue en base a Biomasa y gas natural.

### Intercambios internacionales

#### Importación

La importación de energía desde Argentina totalizó 278.878 MWh (2,8% de la energía entregada al SIN). Esta importación se concretó durante los meses de enero, febrero, abril, mayo y junio bajo la modalidad "Contingente" en el marco del Convenio de Interconexión. El mes de más importación fue mayo alcanzando un 45% del total importado en el año.

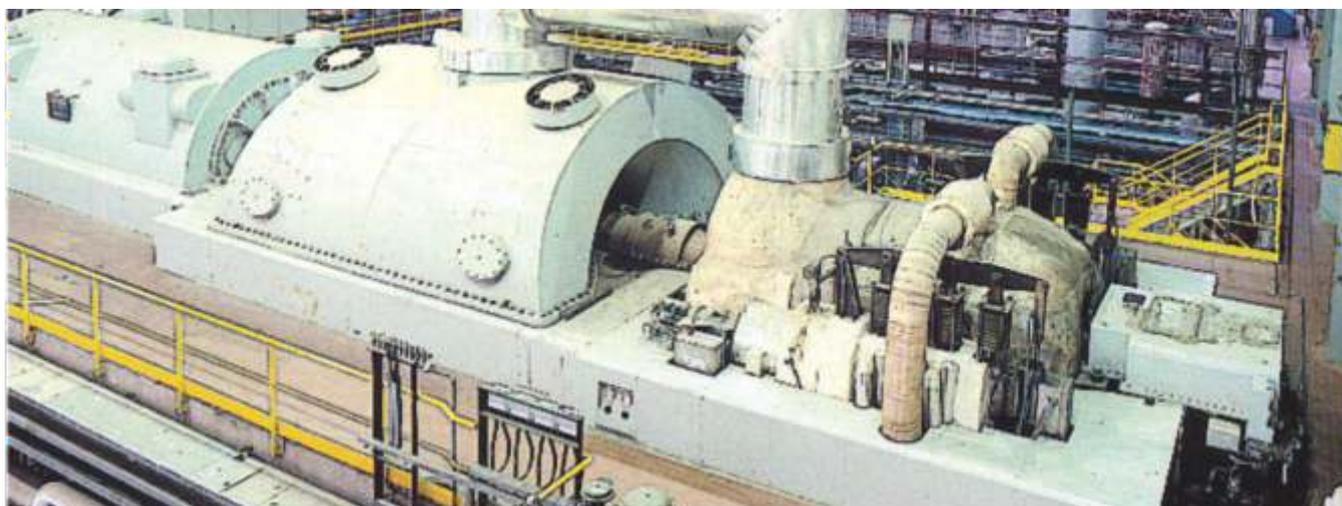
A su vez durante los meses de marzo y abril se importó

energía proveniente de Brasil por la Conversora Garabí, a través del sistema de transporte de Argentina, por un total de 72.811 MWh.

La Importación desde Brasil a través de la Conversora Rivera-Livramento totalizó 390.405 MWh (3,9% de la energía entregada al SIN). Para el abastecimiento de energía a la localidad de Cerrillada se importó 158 MWh en media tensión.

#### Exportación

La exportación de energía entregada por UTE al sistema argentino fue de: 82.625 MWh de origen hidráulico, asociados a excedentes de vertimiento del Río Negro durante los meses octubre y noviembre, y 102.665 MWh asociados a excedentes de vertimiento de la central de Salto Grande durante octubre, noviembre y diciembre. La exportación de origen térmico fue 8.366 MWh en modalidad "Emergencia", debido a un evento que sufrió el sistema argentino, en el mes de noviembre.



## GENERACIÓN

En el año 2012 Generación de UTE, suministró el 63,9% de la demanda, esto es 6.421 GWh.

Este suministro se compuso de 27,5% de Generación Hidroeléctrica del Río Negro, 35,8% de Generación Térmica (3.597GWh) y 0,6% del Parque Eólico Emanuele Cambilargiu (Caracoles I y II).

Estas fuentes se complementaron con el 22,9% de la Central Hidroeléctrica de Salto Grande, 4,9% de productores privados (principalmente biomasa) y 7,3% de importaciones.

La producción de 3.597 GWh significó un gran estrés para el conjunto de la Generación Térmica y para la compra de combustibles, esto es significativo ya que si bien el año puede catalogarse como hidrológicamente seco (crónica con probabilidad de 80% de ser superada) dista solamente de 1.300 GWh de la energía hidráulica media esperada.

A ese respecto durante el año se siguió avanzando en el cambio de matriz eléctrica que busca la implementación de fuentes renovables no convencionales, en particular la eólica, para lograr disminuir la dependencia de los combustibles fósiles. Se prevé para el 2016 una disminución muy significativa de la producción de la Generación Térmica en términos medios.

El Sistema de Gestión Integrado de Generación, que incluye lo relativo a Calidad, Medio Ambiente y Seguridad y Salud Ocupacional está certificado desde 2008.

Durante los días 17, 18 y 19 de setiembre de 2012 se realizó la auditoría de seguimiento por parte LSQA-LATU Sistemas SA y Quality Austria - OQS, como resultado se mantuvo el certificado de conformidad con las normas ISO 9001:2008 e ISO 14001:2004, sin exclusiones al Sistema de Gestión Integrado del Área Generación con alcance a Operación y Mantenimiento de centrales térmicas e hidráulicas, Gestión de embalses, Auscultación de presas, Gestión de proyectos, así como el certificado de conformidad con la norma OHSAS 18001:2007 con alcance a Gerencia de Generación Hidráulica y al proceso Gestión de proyectos.

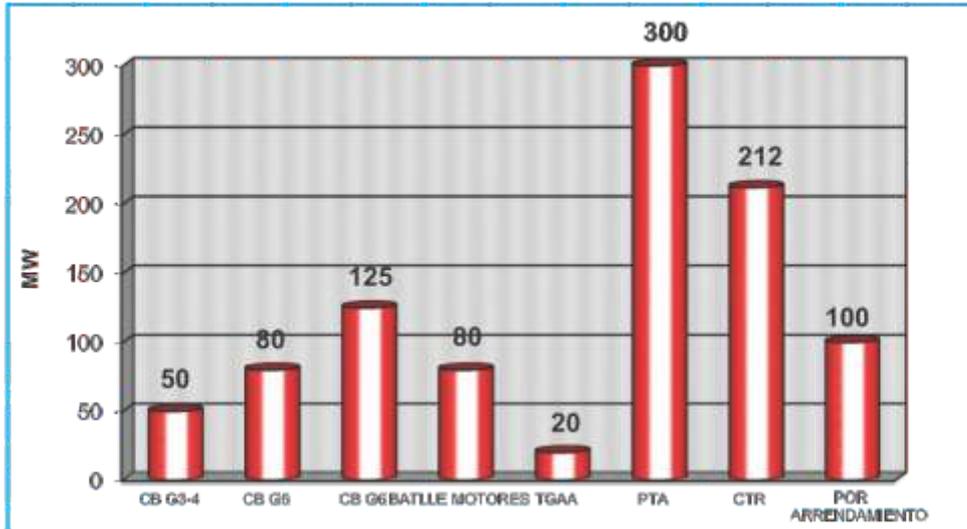
## GENERACION TÉRMICA

### Explotación del parque generador

Las Centrales Térmicas presentaron durante el ejercicio el siguiente desempeño:

Central	Disponibilidad (%)	Indisponibilidad programada (%)	Indisponibilidad no programada (%)
Battle	84,79	1,92	13,29
Motores Battle	81,82	4,22	13,95
Punta del Tigre	93,02	1,71	5,27
La Tablada	60,58	1,17	38,25

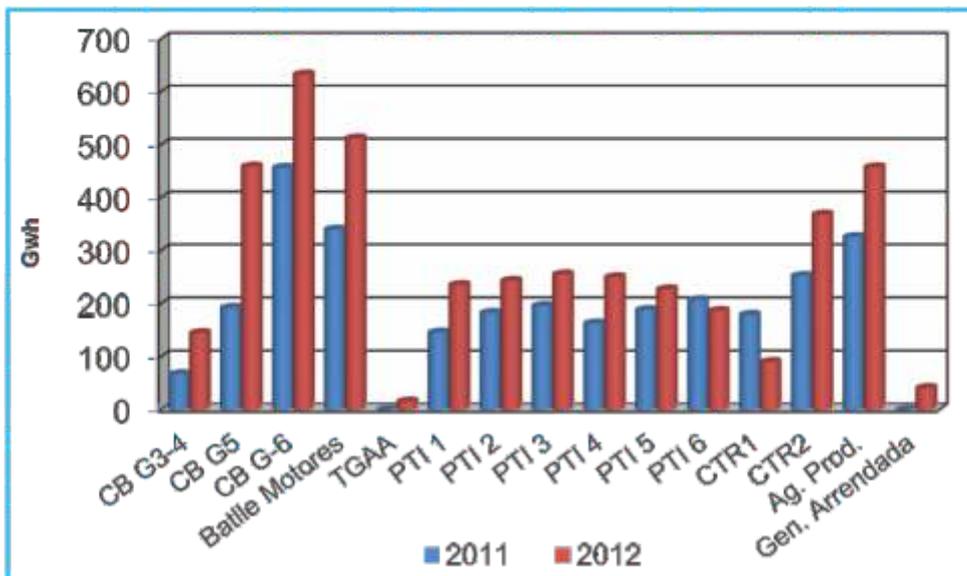
## POTENCIA INSTALADA GRUPOS TERMICOS (MW)



La demanda de generación térmica requirió la realización de un régimen de trabajo especialmente

intenso, y recurrir al apoyo de otras unidades de UTE, que prestaron personal.

## GENERACION TÉRMICA POR GRUPO Acumulado Anual



### Central José Batlle y Ordóñez (C BAT)

- 1) La Sala B consumió 49.148 Ton de fuel oil, generando un total de 153.680 MWh, con un rendimiento de 320 g/kWh.
- 2) La 5ª Unidad de Central Batlle durante el año 2012, generó 466.423 MWh y consumió 123.149 Ton de fuel oil, con un rendimiento de 264 g/kWh.
- 3) La 6ª Unidad generó 670.428 MWh, consumió 185.446 Ton de fuel oil, y tuvo un rendimiento de 277 g/kWh.

### Central Motores

Se continuó con el contrato de Operación y Mantenimiento de la planta con el proveedor del equipamiento original y se comenzaron los

mantenimientos mayores previstos para 12.000 horas de funcionamiento.

La Central Motores generó 512.578 MWh y se consumieron 105.525 m3 de fuel oil especial motores, con rendimiento de 206 g/kWh.

### Central Térmica La Tablada

Ambas unidades generaron 471.590 MWh y consumieron 161.991 m3 de gas oil con un rendimiento de 294 g/kWh.

La unidad 1 tuvo un desperfecto en el rotor del alternador que implicó que se debería adquirir un rotor nuevo e instalarlo. Debido a este problema la unidad estuvo Indisponible desde febrero hasta octubre.



### Central Punta del Tigre (PTA)

La central Punta del Tigre tuvo la siguiente producción:

- Con combustible líquido: entregó al SIN 1.392.243 MWh, consumió 373.827 m<sup>3</sup> de gasoil, con rendimiento promedio de 226 g/kWh.
- Con gas natural: entregó al SIN 7.942 MWh, consumió 2.164.083 m<sup>3</sup> de gas, con rendimiento promedio de 227 g/kWh.

Se realizaron cambios de turbinas de alta presión (HPT), toberas etapas 1 y 2 para turbinas HPT y cámaras de combustión, en la modalidad "rotable exchange" en 4 unidades de la central.

El ramal del gasoducto y las instalaciones complementarias que permiten alimentar con gas natural las instalaciones de la Central Punta del Tigre estuvieron operativos durante todo el año pero se contó con poca disponibilidad de gas natural desde Argentina.

Se continuaron las obras para la ejecución de la toma de agua y vertido de efluentes en el Río de la Plata e instalación de una planta de pretratamiento de agua, luego que el proyecto fuera aprobado por la DINAMA (Dirección Nacional del Medio Ambiente). La finalización de la obra se prevé para comienzo de 2013.

### Alquiler unidades de generación térmica

En mayo de 2012 se procedió a alquilar las primeras unidades de generación térmica por 150 MW para aumentar el respaldo firme del SIN y en diciembre se realizó una segunda adjudicación de turbinas a APR Energy por 200 MW.

Para los 150 MW se suscribieron los siguientes contratos:

- 100 MW de turbinas de gas a la firma APR Energy que fueron instaladas en el predio de la central Punta del Tigre y estuvieron operativas en julio 2012.
- dos plantas de 25 MW cada una desarrolladas sobre la base de motores diesel y que están instaladas en las estaciones Montevideo A y Montevideo B. Este contrato se firmó con la empresa Aggreko y se estima estarán

operativas los primeros meses del 2013.

### Proyecto Central de Generación Térmica de Ciclo Combinado

No habiendo prosperado la convocatoria a ofertas inicial y dada la imperiosa necesidad de contar en el menor plazo posible, "llave en mano", con una Central de ciclo combinado, a instalar en el predio de UTE en Punta del Tigre, a efectos de integrarla a la matriz energética nacional, se procedió a la contratación directa, para la compra del referido suministro, del consorcio HDEC-KPS-HDC, constituido por las empresas "Hyundai Engineering & Construction Co. Ltd." (HDEC), "KEPCO Plant Service & Engineering Co. Ltd." (KPS) y "Hyundai Corporation" (HDC), con quien se firmó Contrato el 28/11/2012. Esta modalidad de compra cuenta con marco jurídico habilitante por tratarse de una contratación para el área generación, la que se encuentra en régimen de libre competencia. El proyecto se refiere a la construcción de una Central de ciclo combinado para la generación de energía eléctrica con una potencia de 534 MW con Gas Oil y 531 MW con Gas Natural y permite incrementar la competitividad y disponibilidad del abastecimiento de la demanda eléctrica nacional, en consonancia con el desarrollo de nuevos energéticos como el gas natural. En el período y de acuerdo a lo establecido en el contrato firmado con el contratista, se procedió al pago de un Adelanto del 20% del valor de la negociación.

### Otras inversiones de generación térmica

Se inició la construcción de 2 tanques adicionales de combustible de 25.000 m<sup>3</sup> cada uno, que se instalan uno en el predio de La Tablada ANCAP y otro en la Central Punta del Tigre, con el objetivo de ampliar la capacidad de almacenamiento y mejorar la gestión de los inventarios de combustibles líquidos para generación.

Se adquirieron por parte de UTE, con cargo a Generación Térmica, diversos predios circundantes de la Central Punta del Tigre en el departamento de San José, lo que permitiría mayor funcionalidad a futuras ampliaciones de la misma en condiciones ambientalmente sustentables.



La generación térmica se ha incrementado año a año por lo cual es imprescindible realizar importantes reparaciones para mantener y mejorar la disponibilidad de las unidades; se destaca la adquisición de camión grúa que facilitará las tareas de mantenimiento. También es necesaria la permanente adquisición de equipamiento para reemplazo de equipos industriales auxiliares y de monitoreo ambiental, sustitución de repuestos y adecuación de la infraestructura informática.

### Gestión de Mantenimientos

El 26 de julio en el marco del Proyecto IMAX (Implantación Máximo – Nuevo Sistema de Gestión de Activos), entró en producción el nuevo sistema de Gestión de Activos (IBM Maximo® Enterprise Asset Management) en la División Generación Térmica. Este nuevo sistema de gestión tiene como objetivo:

- Permitir mejorar la gestión de activos de las diferentes Centrales.
- Brindar una cobertura funcional igual o superior a la del sistema ITM (Información Técnica y Mantenimiento).
- Integrarse al resto de los sistemas utilizados por las áreas (SAP, SGE, Scadas, etc.).
- Proporcionar indicadores: económicos (rentabilidad), de desempeño de las

instalaciones, confiabilidad, disponibilidad, contables, etc.

- Ser suficientemente flexible para incorporar los nuevos requerimientos que exigen los cambios en el negocio.

### Mantenimiento centrado en la confiabilidad (Plan Piloto RCM)

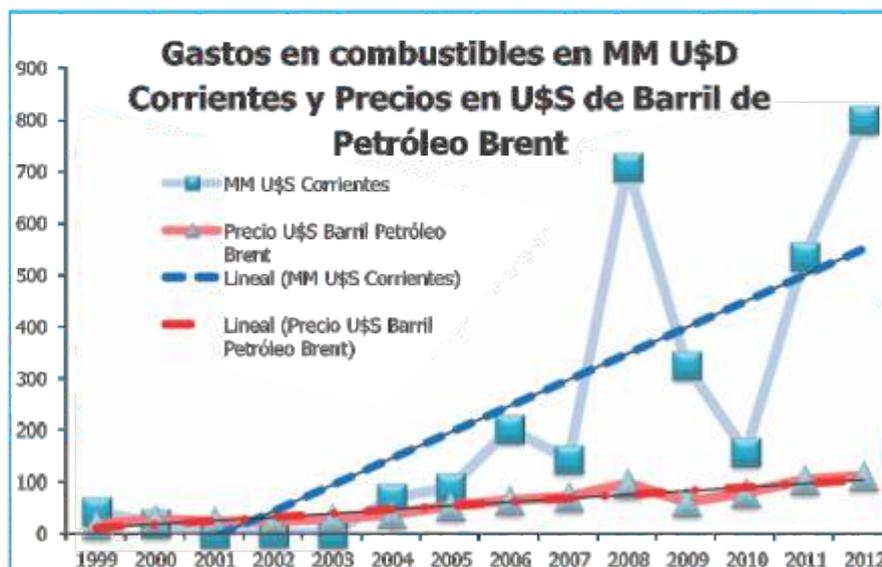
En octubre se inició el servicio de consultoría e implementación de la herramienta RCM2, en el marco del plan de confiabilidad de las Centrales Térmicas dependientes del Área Generación para la definición de estrategias de mantenimiento.

### Logística de combustibles

#### Incremento de combustibles

La generación térmica de energía eléctrica sigue incrementándose acompañando el crecimiento sostenido de la demanda y las variaciones de la hidráulicidad.

El continuo aumento del consumo del ítem combustible, lo constituye en uno de los principales rubros de gastos de la empresa. El gasto anual en combustibles superó los U\$S 800 millones.





### Requerimientos de infraestructura

Se inició la construcción de dos nuevos tanques de gas oil, uno en predio de UTE y otro en predio de ANCAP, para adecuar la capacidad de almacenaje de combustible que permita acompañar el crecimiento de la demanda de energía de origen térmico y su mayor variabilidad.

El aumento de los volúmenes de combustible gestionados ha agudizado las consecuencias del atraso en el desarrollo de la infraestructura y lleva a reanalizar las restricciones en infraestructura y a proponer nuevas soluciones transitorias, como la habilitación de Terminal del Este y obras de conexión asociadas, hasta tanto se logre la implementación de planes para la adecuación de la infraestructura portuaria, de almacenaje y de trasiego que acompañen las necesidades de UTE a mediano plazo.

Durante el año se trabajó sobre propuestas tales como:

- Coordinación de los programas de inversión UTE-ANCAP.
- Adecuación parque de tanques en Central Batlle.
- Pliego de fuel-ducto La Teja – Central Batlle - Nuevo contrato marco de suministro de combustibles entre UTE y ANCAP.

### Gestión ambiental de CCTT

Durante el año, se continuaron profundizando las acciones que permiten mejorar el desempeño ambiental de las centrales térmicas y también asegurar el cumplimiento de la normativa ambiental vigente.

A modo de ejemplo se pueden citar las acciones más relevantes:

- Instalación de equipos fijos de emisiones gaseosas y material particulado en chimeneas CTR.
- Comienzo de transmisión on line de datos de emisiones gaseosas de 5ta y 6ta unidad de CBAT a DINAMA.
- Culminación de obra y comienzo de operación de lecho de secado de lodos de lavado de precalentadores de aire y caldera en CBAT.
- Tramitación y otorgamiento de autorización por DINAMA para la gestión de los efluentes y residuos del lavado químico de 5ta unidad.
- Monitoreo de PCB y otros parámetros en emisiones de caldera 6, en coordinación con DINAMA, PNUD (Proyecto de las Naciones Unidas para el Desarrollo) y la Unidad de Medio Ambiente de UTE.
- Medición continua indirecta de caudales de efluentes en CBAT.
- Instalación de sonómetro fijo en límite predio PTA para análisis de situación en todas las situaciones operativas actuales y futuras.
- Recepción de propuesta técnico económica ambiental sobre quemadores para reducir emisiones NOx en CBAT.
- Contratación de UDELAR (Universidad de la República), Facultad de Ingeniería – IMFIA (Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental), para realizar monitoreo de ruidos, diagnóstico y propuesta de soluciones por denuncias en la zona de CBAT.





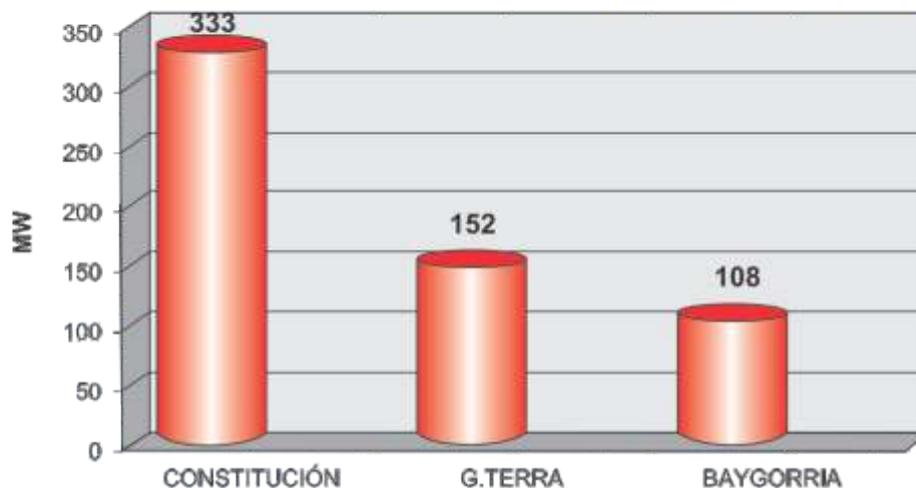
## GENERACION HIDRÁULICA

En el año 2012 la producción hidráulica del Río Negro representó el 28 % de la energía entregada al Sistema Interconectado Nacional (SIN), superior al año anterior (18,4%) y del orden del 10% superior a la media de los últimos 10 años.

Las tres centrales hidroeléctricas presentaron una disponibilidad del 95,13% en su conjunto.

La media de la disponibilidad de las Centrales Hidráulicas está en un valor ligeramente inferior a la meta del sistema de gestión (96%). Se destaca que en la Central Rincón de Baygorria ocurrió una falla en la Unidad I que fue reparada y se está gestionando un contrato para una reparación más profunda.

## POTENCIA INSTALADA HIDRÁULICA (MW)



### Disponibilidad de Centrales Hidráulicas

Total Disponibilidades

Gabriel Terra

Baygorria

Constitución

### Tasa de Falla Centrales Hidráulicas

Total Falla

Gabriel Terra

Baygorria

Constitución

0,79

0,40

1,58

0,51

95,13

98,31

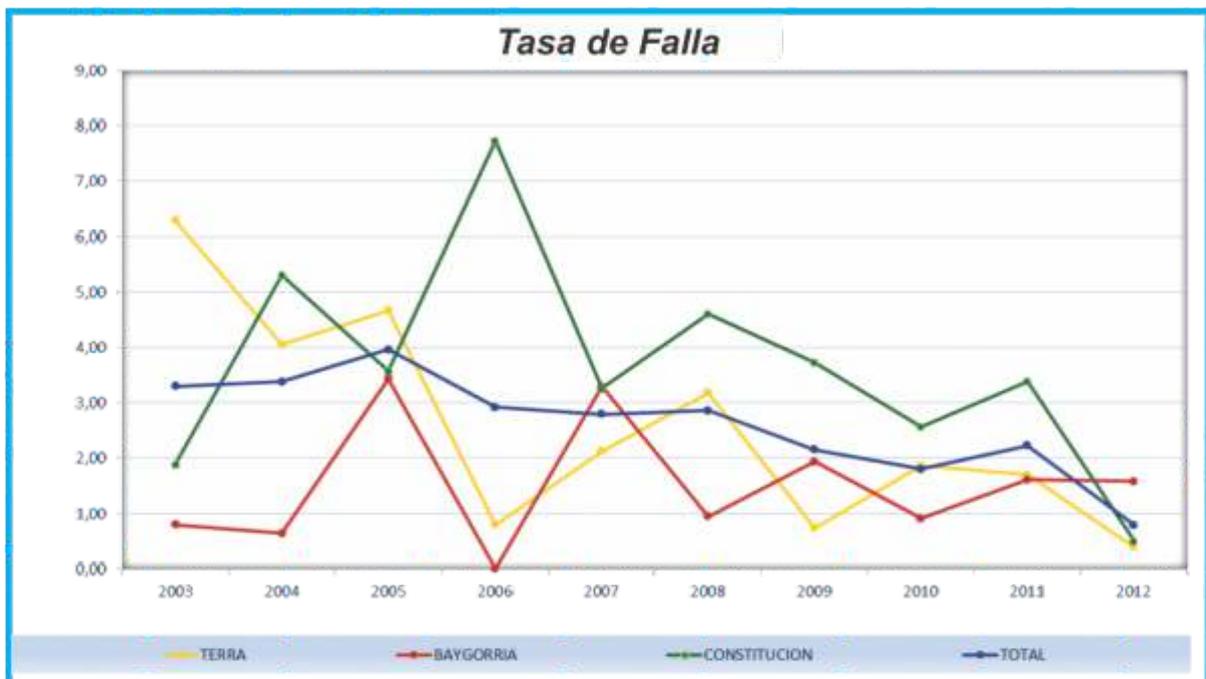
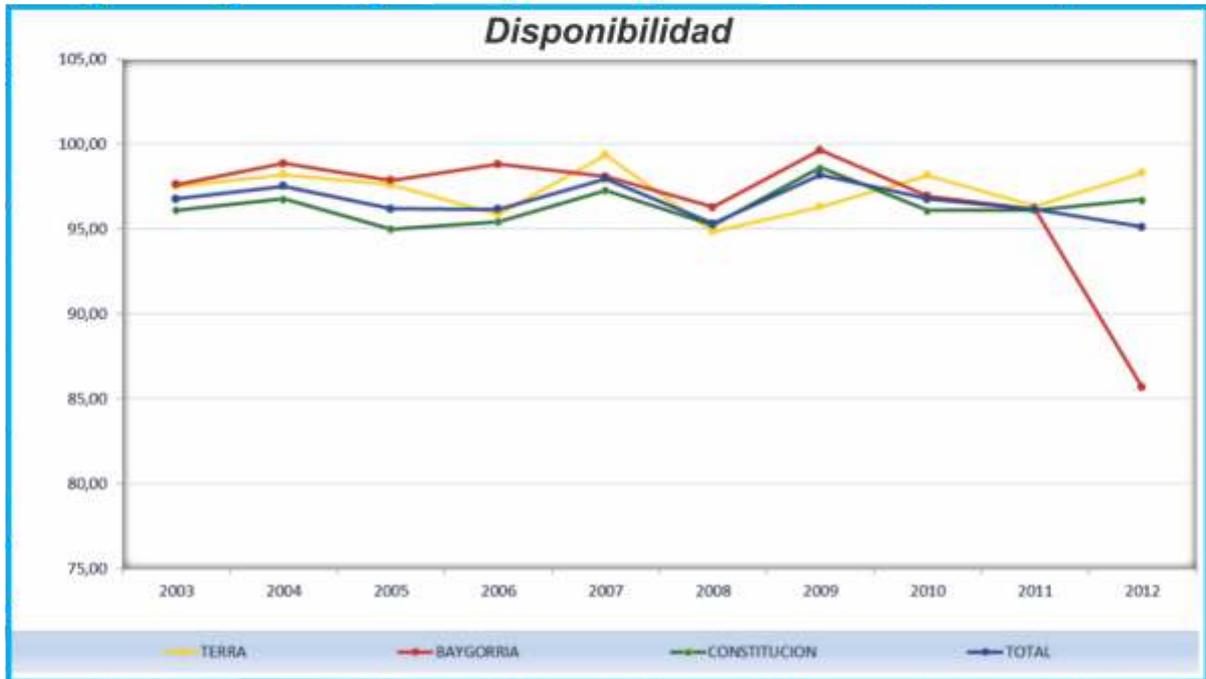
85,69

96,74

Nota:

El indicador Tasa de Falla, mide la confiabilidad del sistema. La interpretación del mismo consistiría en la probabilidad de que el equipamiento o la función presenten falla durante el servicio, en un período estadístico.

El indicador Disponibilidad mide si la planificación del mantenimiento está dentro de los parámetros correctos. Indica la probabilidad, en el período mensual, en que en un cierto momento el equipamiento o función esté operando y su desempeño sea satisfactorio.





### Inversiones de Generación Hidráulica

Se continuó con la instalación de un sistema de monitoreo de vibraciones de las unidades generadoras de las Centrales Hidroeléctricas Dr. Gabriel Terra y Rincón de Baygorria. Resta realizar un estudio del comportamiento de la Unidad IV de Terra.

Comenzó a ejecutarse un estudio de reevaluación de gestión de crecidas y plan de acción durante emergencias hidrológicas.

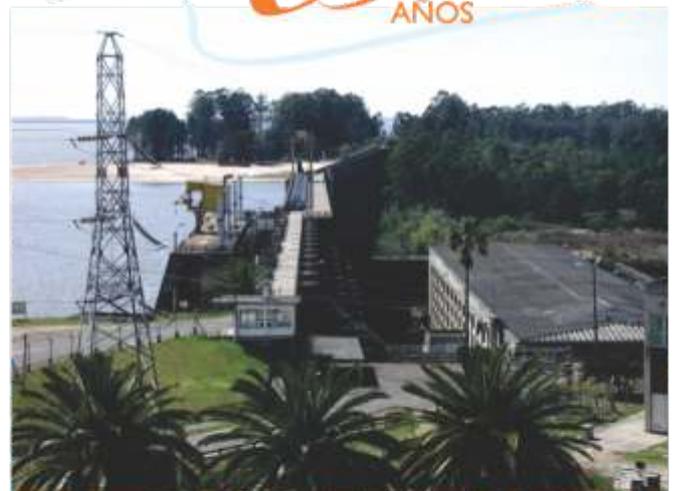
Comenzó la instalación de un control automático de generación (AGC) en respuesta a un requerimiento de Despacho Nacional de Cargas para adecuar la capacidad de respuesta de las Centrales Hidroeléctricas a las variaciones de carga que se espera ocurran debido a la importante instalación de generación eólica.

Se iniciaron las gestiones para la contratación de una consultora a efectos de realizar un estudio de factibilidad de Centrales de Acumulación y Bombeo (PSP).

Se firmó un acuerdo con OSE donde se establece la prestación de asistencia recíproca entre ambos Organismos y el compromiso de UTE de instalar turbinas destinadas a la generación en la Presa de Paso Severino. Se acordaron todos los aspectos técnicos necesarios para el suministro y montaje de los equipos.

La Central Hidroeléctrica Dr. Gabriel Terra obtuvo reconocimiento del IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) EleMilestone, distinción internacional que se concede a obras que han tenido trascendencia en el desarrollo y progreso de las electro-tecnologías y un efecto significativo sobre el bienestar humano.

100  
AÑOS





## GENERACIÓN EÓLICA

La generación eólica del parque Emanuele Cambilargiu durante el año 2012 fue de 64.634 MWh con un factor de planta superior al 36 %.

Continuando con el relevamiento del potencial eólico del Uruguay se instalaron 4 nuevas estaciones de medición de viento.

En el mes de mayo se firmó un convenio marco entre UTE y el Instituto Nacional de Colonización que permitirá el arrendamiento de predios de ese Instituto para ser utilizados en la instalación de parques eólicos.

En el marco de dicho acuerdo se están desarrollando estudios necesarios para el desarrollo de parques en las colonias Rosendo Mendoza, Arias, Palomas, Santa Rita, Rubio y Juan Pablo Terra.

En el mes de abril se suscribió un acuerdo entre UTE y ELETROBRAS para la evaluación y desarrollo conjunto de parques eólicos a instalarse en nuestro país.

Para hacer efectivos los proyectos conjuntos UTE-ELETROBRAS se compró la sociedad anónima ROUAR S.A. cuya titularidad es hasta el momento 100% de UTE previéndose una integración de ELETROBRAS de 50%. En este marco en octubre de 2012 se firmó un memorándum de entendimiento con la empresa Suzlon, que establece las bases de contratación para el suministro llave en mano, y la operación y mantenimiento por 5 años prorrogables por igual período, de un proyecto de generación eólica de 65.1 MW, a construirse en la colonia Rosendo Mendoza en el departamento de Colonia.

En el mes de octubre se autorizó a realizar una contratación directa con la finalidad de adquirir una central eólica de 70 MW a instalarse en la colonia Juan Pablo Terra en el Dpto. de Artigas.

En el mes de diciembre se adjudicó esa contratación a la empresa NORDEX USA Inc., aprovechando los avances del proceso de selección desarrollado con ELETROBRAS que permitió establecer vínculos con los principales fabricantes y conocer los equipamientos disponibles en el mercado en el corto plazo.

Los Parques Eólicos que implementará UTE y la compra de energía a generadores privados que se planificó realizar en el año 2012, esto llevará para los años 2015 – 2016 a que Uruguay se convierta en el país más eólico del mundo en términos de porcentaje de matriz eléctrica o por habitante.



## TRASMISION

### Gestión de Instalaciones Ampliaciones del sistema de transmisión

#### Interconexión con Brasil

Esta obra comprende la instalación de una Estación Convertora de Frecuencia en las proximidades de Melo, la ampliación de la subestación de 500 kV San Carlos y la construcción de líneas de 500 kV en territorio uruguayo.

También requiere la construcción de líneas, una subestación con transformación y ampliación de estación existente, en Brasil.

Como parte de las obras, se incluye el desarrollo de la red de comunicaciones.

En lo que respecta a la Estación Convertora y la ampliación de San Carlos, se encuentra operativo el contrato entre Consorcio Areva e Interconexión del Sur S.A. desde febrero de 2009.

Durante el 2012 se culminaron las obras civiles y de montaje de la Estación Convertora tanto en las playas del lado de Brasil como del lado uruguayo y en los edificios de válvulas y de control. Sobre fines de año comenzaron los ensayos de precomisionamiento para dejar la instalación pronta a la espera de la finalización de la línea de interconexión y de las obras del lado de Brasil para poder entrar en servicio.

Respecto a la ampliación en San Carlos durante el ejercicio se completó la ejecución de la obra civil y los montajes en la playa quedando la ejecución a la espera de la llegada a obra de los paneles de protección y control.

En la línea de Interconexión que vincula la estación San Carlos con la Convertora Melo y el tramo en territorio uruguayo que vincula a la Convertora con Candiota se culminó el proyecto, comenzaron las obras civiles de fundaciones de torres y el armado de torres.

Por otra parte, se continúa ejecutando el contrato con la empresa brasileña Eletrobras para la construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones en territorio brasileño.

### Conexión de la Central Punta del Tigre a la red de Trasmisión en 500 kV

Estas obras implican la construcción de 2 nuevas estaciones de Trasmisión de 500 kV (Punta del Tigre y Las Brujas).

Se culminó el montaje y conexión de los equipos de potencia, restando el cableado y montaje de los paneles de protección y control.

Se requiere la apertura de la línea de Palmar – Montevideo B en 500 kV, para poder conectar la subestación Las Brujas 500 kV, que se ubica a 19 km aproximadamente de Montevideo B-500, debajo de la misma línea.

Como resultado de la implantación de estas obras, la generación de Punta del Tigre se conectará a la red de 500 kV, en la nueva subestación Punta del Tigre 500 kV.

### Proyectos y Obras de Generación con Energías Renovables

Se ha trabajado en las diversas etapas de ingeniería y contralor de obras asociadas a 18 contratos de generación eólica privada. Las obras de Trasmisión asociadas implican la incorporación de 14 nuevas Estaciones de Trasmisión y aproximadamente 250 km de líneas aéreas de 150 kV.

Asimismo, se ha trabajado en la ingeniería de las obras de Trasmisión asociadas a 4 parques de generación eólica que serán propiedad de UTE en los departamentos de Colonia, San José, Flores y Salto.

### Proyectos y obras de Generación Térmica con combustibles fósiles

Se ha trabajado en el proceso de estudio de ofertas y contratación de la Central de Cido Combinado en Punta del Tigre. Las obras de Trasmisión incluyen la ampliación de la estación de 500 kV actualmente en construcción, y una nueva estación 150 kV de tecnología GIS (Gas Insulated Switchgear, Estación aislada en gas).

Así como en las actividades de ingeniería necesarias para conectar 200 MW de generación térmica alquilada en Punta del Tigre y La Tablada (conectada a la subestación Montevideo L-150)



## Plan del Norte – Ampliación de la red de transmisión.

Se continuó trabajando en la ingeniería de las obras de ampliación del sistema eléctrico en la zona Norte del país (Plan del Norte).

Las actividades durante el 2012 incluyeron los estudios de ofertas de las licitaciones correspondientes a la ampliación de 12 estaciones de primario 150 kV y a la construcción de la Estación 150 kV Melo B.

Se avanzó en la ingeniería de detalle de la traza de la línea Artigas-Rivera 150 kV, de aproximadamente 150 km de longitud, y en la gestión de diversas compras de transformadores y otros equipamientos de alta tensión.

## Obras de ampliación en el Circuito Oeste

Se está analizando la posibilidad de realizar la contratación del suministro del nuevo transformador 500/150 kV para la estación Salto Grande Uruguay 500 kV.

Se trabajó en el proyecto y elaboración de especificaciones para las obras de ampliación de la estación Salto Grande 150 kV.

Se firmó el contrato para la construcción de la estación Dolores 150 kV comenzando la ejecución de las obras civiles.

## Obras de ampliación de la Red de Montevideo

Se continuó trabajando en los proyectos de ampliación de la red de cables 150 kV de Montevideo, en los proyectos de ampliación de capacidad de transformación en las estaciones 500 kV Montevideo A y Montevideo B, y en el proyecto de la nueva Estación Montevideo M de 150 kV.

## Obras de ampliación en el Circuito Este

Se está estudiando la posibilidad de firmar un contrato para las obras de renovación de la Estación de Trasmisión Punta del Este con equipamiento de alta tensión blindado en SF<sub>6</sub> (tecnología GIS- equipos aislados en hexafluoruro de azufre).

Se continuó trabajando en el anteproyecto de la nueva estación José Ignacio 150 kV y la línea aérea de aproximadamente 13 km que la conectará a la red de Trasmisión, en la derivación del vínculo entre las estaciones de San Carlos y Rocha.

Asimismo se estudia la contratación del suministro del nuevo transformador 500/150 kV para la estación Conversora Melo.

## Conexión de Grandes Clientes

Se está trabajando en la ingeniería de diseño y contralor de las obras necesarias para conectar en 150 kV a la planta de celulosa Montes del Plata en la zona de Conchillas.

Se continuó con los estudios y anteproyectos necesarios para definir las ampliaciones y reformas en la red necesarias para conectar diversos proyectos de conexión de otros grandes consumidores, se destacan, en particular, la conexión de la cementeras Cielo Azul y Cementos Artigas en Treinta y Tres y para la ampliación de la planta de ANCAP en Paysandú.

## Renovación y mejora de instalaciones

En el transcurso del año se llevaron a cabo diversas actividades de renovación y mejora del sistema de trasmisión, con el objeto de mejorar la calidad y eficiencia del servicio. Se destacan:

- **Sustitución de conductor en tramo Torre 72 – Maldonado, de Línea San Carlos – Maldonado 2.150 kV.**

Se procedió a la sustitución de un tramo de 15 km del conductor del tramo de línea SCA-MAL2 aumentando así la capacidad de esta línea en un 30%.

- **Nuevo Sistema de Desconexión Automática de Cargas (DAC)**

Dio inicio el proyecto de nuevo sistema DAC.

Se fabricaron los equipos de detección y de acción y se realizó la recepción en fábrica, embarcándose 105 equipos sobre fin de año. Se realizaron actividades técnicas de diseño y de difusión del proyecto, con la participación en la elaboración de la ingeniería, de un equipo de especialistas multidisciplinario.

- **Renovación de los Sistemas de Protección de los generadores de Baygorriá y Bonete.**

En un trabajo coordinado con Generación se realizó la adjudicación para la compra de equipamiento para la renovación de los sistemas de protección de ambas centrales hidráulicas.



## Mantenimiento de instalaciones

### Supervisión termográfica de la línea PTI-MVB-ROD-ACO para conexión de Generación en Punta del Tigre

Debido a la instalación de 100 MW de motores APR en la central Punta del Tigre, durante los meses de junio y julio hubo que supervisar y corregir puntos calientes en la línea provisoria de 150kV Punta del Tigre – Montevideo B – Rodríguez – Aguas Corrientes, debido a que la inyección de esta generación supera los límites de operación normal de la línea en régimen permanente.

### Instalación de línea provisoria de 150 kV entre Punta del Tigre y la línea Santiago Vázquez - Libertad

En noviembre, con la decisión de ampliar la generación térmica en la central Punta del Tigre con la incorporación de otros 100 MW de arrendamiento a APR, se decide tender en forma provisoria una línea entre la central y la línea Santiago Vázquez - Libertad. Se diseñó la línea con postación en columnas de hormigón, se supervisó la instalación de los apoyos y se ejecutó el tendido de los conductores. Se pretende que esta línea provisoria esté en servicio hasta que estén operativas las estaciones de Trasmisión de 500 kV Las Brujas y Punta del Tigre.

### Caída de torres línea Mercedes – Nueva Palmira

El 18 de febrero en presencia de fuertes vientos se produjo la caída de 3 torres de 150 kV de la línea Mercedes – Nueva Palmira. Se montó línea de emergencia, entrando en servicio 5 días después, el 23 de febrero. La línea se restableció con columnas de hormigón quedando en servicio, nuevamente el 20 de julio.

### Cambio de aisladores línea de 500 kV Palmar – Montevideo B

Debido a que se detectaron aisladores con el badajo con alto grado de oxidación, se debió cambiar las cadenas de aisladores de la línea Palmar 500 - Montevideo B 500.

### Caída de torres línea Colonia – Nueva Palmira

El 10 de diciembre en la zona comprendida entre Conchillas y Carmelo se produjo un fuerte tornado que derribó 16 torres de la línea de 150kV entre Colonia y Nueva Palmira. Se montó línea de emergencia con un total de 27 torres tipo Chainette, entrando la misma en servicio 8 días después, el 18 de diciembre

## Varios

Se continuó con la reparación de módulos de Interruptores FA4 Merlin Gerlin de 525 kV. Se realizó capacitación en mantenimiento de Interruptores de 500 y 150 kV y manipulación de SF<sub>6</sub>. Se continúa avanzando en el Telemando y Reingeniería de las estaciones Montevideo A 500 y Rodríguez.

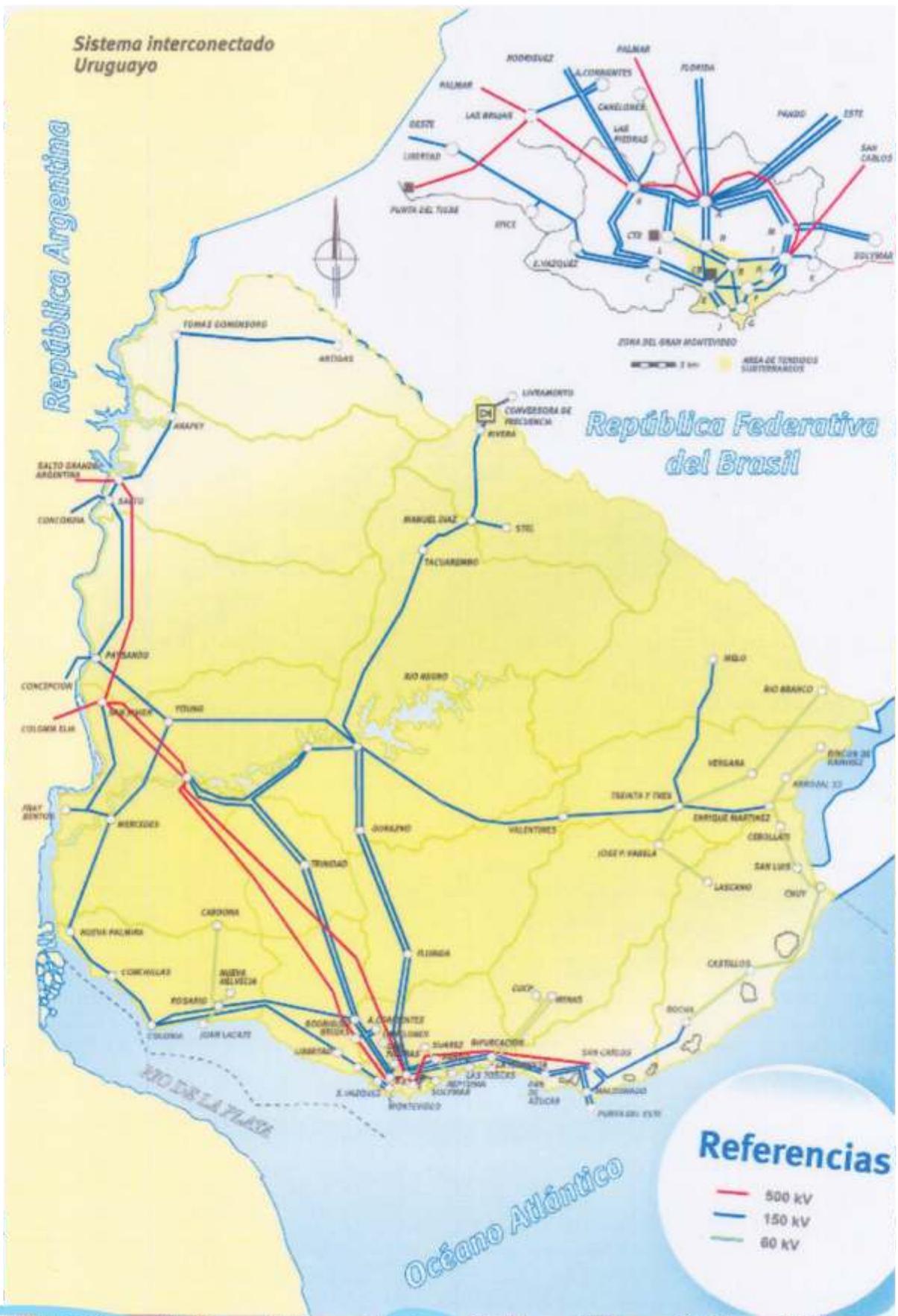
### Gestión del Mantenimiento, Proyecto SiGMA

Se continuaron con las actividades del Proyecto Sistema Gestión de Mantenimiento de Trasmisión (SiGMA), se destaca:

- A partir del buen resultado del piloto RCM2 realizado en 2011, se procedió a implantar un plan RCM2 2013-2014, que incluyó la transferencia tecnológica a UTE, formación de 11 facilitadores, adquisición del software y se organizaron 5 grupos de análisis para trabajar en la red de 500 kV.
- Diseño de propuesta organizativa, orientada al Modelo de Confiabilidad y Gestión Integral de Activos Físicos.
- Revisión integral del proceso de mantenimiento incorporando ciclo de mejora y requisitos de PAS55.
- Se continuó con la formación en confiabilidad de activos físicos.
- Los grupos de trabajo de: Gestión Económica, Indicadores, EAM (IMAX, Implantación de Máximo en TRA) y Gestión de Materiales y Repuestos, elaboraron y presentaron los requerimientos para Máximo. A partir de los cuales se definieron requerimientos y funcionalidades de Máximo, como así su implantación en 2013.
- Se completó el análisis de criticidad y planes de extensión de vida útil en activos estratégicos.
- Definición de incorporación de equipos y software para conocer la condición de los activos estratégicos como parte de la gestión de "Salud y ciclo de vida " ( Monitoreo on Line y software Businnes Intelligence).
- Se reafirmó el enfoque de Gestión de Activos tomando como guía la PAS55, y en particular promoviendo el cambio cultural con un nuevo enfoque del mantenimiento, confiabilidad y gestión del riesgo en el marco del negocio de UTE-Trasmisión.









## DISTRIBUCIÓN

Entre los estudios y desarrollos realizados para satisfacer los requerimientos de energía eléctrica de los clientes, mejorar la calidad del servicio e incrementar la eficiencia del sistema de distribución, se destacan los siguientes:

### Normalización

Durante el año 2012 se continuó con la actualización sistemática de las unidades constructivas, tocándole el turno a las referentes a la instalación de los enlaces de fibra óptica de nuestras instalaciones.

Los enlaces en fibra óptica se utilizan con fines de telecomunicaciones de datos entre los distintos locales de UTE, automatización y telecontrol de las instalaciones, así como para la obtención on line del estado de la red de Distribución.

Como en los años anteriores, se realizaron 5 jornadas de difusión de los cambios en las unidades constructivas entre las unidades operativas.

Se está cambiando el cable subterráneo de clase 60 kV. Hasta la fecha no se disponía en el país de cables aptos para este nivel de aislación, lo que va a redundar en una mayor confiabilidad de la red de Distribución y la consiguiente mejora en la calidad de servicio, sin dejar de olvidar la reducción del impacto visual al no tener que recurrir a líneas aéreas de ésta tensión.

### Nuevo Sistema Informático de Gestión – GEMA (Gestión de Mantenimiento)

A principios de diciembre se completó la implantación del sistema GEMA en todo el país.

Los objetivos principales que permitirá alcanzar este software son:

- Aplicar un Sistema de Gestión de Activos, basado en un software de clase mundial (IBM-MAXIMO).
- Posibilitar el seguimiento completo del ciclo de vida de los activos, desde que ingresan a UTE, hasta que son dados de baja.
- Brindar una estructura ordenada para gestionar los problemas detectados en las redes, permitiendo adelantarse a las fallas.
- Permitir la gestión eficiente de los recursos.

- Saber en todo momento lo que está pendiente para un ámbito geográfico o una instalación, con todo su detalle y dimensión espacial asociada.

Restan para el año 2013 las acciones orientadas a lograr la consolidación del GEMA, con el desafío de desarrollar o mejorar la integración con otras aplicaciones de la empresa.

Desde mediados del año, se reinició la actividad de formación e implantación del sistema informático para la gestión del Mantenimiento-GEMA.

Se desarrollaron diversos cursos de Programación y Ejecución que alcanzó al 100% de los asistentes previstos, de las unidades de Mantenimiento y Protecciones, así como sus respectivas jefaturas.

En este período los Coordinadores de los Grupos de Trabajo, integrantes del proyecto GEMA, participaron activamente en la impartición de cursos, del plan de apoyos in situ para cada implantación de GEMA y de SIO en cada Gerencia; y de las visitas de seguimiento post-implantación.

En el primer trimestre del 2013, está prevista la realización del primer taller Gerencial de GEMA con la participación de los Gerentes de Distribución.

### Desarrollo del Sistema de Navegación para vehículos de Distribución

En el 2012 se estableció una línea de acción para el desarrollo e incorporación de aplicaciones móviles.

Dentro de este marco y con el objetivo de facilitar el desplazamiento de las brigadas y de los equipos de trabajo de DIS en general, se decidió incorporar navegadores satelitales en los vehículos.

Previo a la implantación de este sistema se realizó una etapa de investigación y desarrollo para determinar el tipo de equipo más adecuado, su funcionamiento, programación y los tratamientos de datos para extraer la información necesaria del Sistema de Información Geográfico y cargarla en los navegadores.



### **Implantación del SIO, Sustitución del SGI (Sistema de Gestión Incidencias) y MOPE (Módulo de operación)**

Se cumple en 2012 con el objetivo de Implantar el SIO (Sistema Integrado de Operación) en forma progresiva (por gerencias) llegando a cubrir la mayoría de los Clientes de UTE.

El proyecto de desarrollo e implantación del SIO, está alineado con el plan estratégico de Migración de aplicaciones del Mainframe de la División Sistemas a plataformas de menor costo y mejor oportunidad de ampliación. El SIO tiene una total integración a las herramientas GIS (Geographic Information System) de la empresa y por lo tanto las mejoras relacionadas a estas últimas de modo de obtener un producto consistente y robusto.

Los fundamentos del SIO son:

- Ser una herramienta informática ágil y amigable.
- Adecuarse fácilmente a los nuevos requerimientos y desafíos del negocio.
- Representar la realidad de la Red y la forma de trabajo de Distribución.
- Contar con una única base de Instalaciones y que todos los sistemas trabajen directamente sobre ellos. Resolver los problemas de la puesta en servicio.
- Asegurar una funcionalidad mínima que pueda disponerse aún en momentos de contingencias (temporales o problemas de comunicaciones).

Desde la óptica del negocio se aspiró a conservar y potenciar las funcionalidades básicas existentes de la gestión, integrando al software las modificaciones necesarias para cumplir con la información solicitada por el Ente Regulador y adicionando nuevas funcionalidades que maximicen el valor agregado del sistema, de modo de llevar a cabo una gestión efectiva de la operación, el tiempo de interrupción y por tanto la calidad de servicio brindado a los clientes de la Empresa (gestión de avisos, incidencias, maniobras y monitoreo de la red).

En este año se cumplió con las implantaciones en las gerencias Centro, Este y Montevideo realizando

además sus respectivas formaciones a Instructores, formación a operadores y personal de Distribución. Para cada implantación se cumplió con apoyo in situ por un equipo ad-hoc, brindando así seguridad a los operadores frente al desafío del cambio.

### **Implantación del ARDIS (Aplicación para Registro de Discos de consignación de Instalaciones de DIS)**

El ARDIS fue implantado en Montevideo, es un aplicativo que permite la comunicación electrónica por texto de la consignación de instalaciones entre el Centro de Maniobras de Distribución (CMD) y los Jefes de Maniobras, cumpliendo con la norma de seguridad NS1D y contribuyendo a descongestionar las comunicaciones radiales de la operativa de los CMD. El mismo, luego de implantado el SIO quedó integrado pasando a ser una funcionalidad del mismo paquete ya que fue generado en su enfoque de diseño como un módulo más. Por lo tanto puede ser implantado independientemente o integrado al SIO.

### **Plan de telecontrol de la red. Plan SMARTGRID. Desarrollo de la Red Inteligente**

El desarrollo del telecontrol fue incorporado al plan Táctico de Automatización de Distribución cuyos objetivos son:

1. Continuar con el Plan de Telecontrol de Estaciones y puntos distribuidos en MT.
2. Desarrollar e implantar soluciones de automatización asociadas a la gestión de la oferta y la demanda de energía.

### **Desarrollo del Telecontrol e incorporación de nuevas tecnologías**

Se continuó con la expansión del sistema de comando y supervisión a distancia de las instalaciones de distribución, lo que constituye un significativo aporte a la mejora de la calidad del servicio y a la disminución de los costos de explotación.

El telecontrol permite reducir sensiblemente los tiempos de maniobra de la red, garantizar la seguridad del operador, obtener información para la toma de decisiones en los Centros de Maniobra de Distribución (CMD), detectar en forma precoz las necesidades de mantenimiento, brindar información para los estudios de diagnóstico y planificación de la red y aportar medidas de parámetros necesarios para los reportes al Regulador y para la gestión comercial.

El avance de las obras del plan durante el año 2012 significó la incorporación del telecontrol en:

- 22 estaciones de transformación AT/MT en todo el país:
  - 4 en Montevideo, totalizando 59 en servicio al cerrar el año.
  - 2 en la Regional Norte, totalizando 57 en servicio al cerrar el año.
  - 4 en la Regional Este, totalizando 44 en servicio al cerrar el año.
  - 3 en la Regional Oeste, totalizando 52 en servicio al cerrar el año.
  - 9 en la Regional Centro, totalizando 39 en servicio al cerrar el año.
- 110 puntos de maniobra intermedios de las redes urbanas y rurales de MT en todo el país:
  - 22 en Montevideo, totalizando 148 en servicio al cerrar el año.
  - 15 en la Regional Norte, totalizando 55 en servicio al cerrar el año.
  - 29 en la Regional Este, totalizando 64 en servicio al cerrar el año.
  - 27 en la Regional Oeste, totalizando 76 en servicio al cerrar el año.
  - 17 en la Regional Centro, totalizando 49 en servicio al cerrar el año.

Al final del año 2012 las instalaciones de Distribución Telecontroladas totalizan: 273 estaciones y 504 los puntos de maniobra intermedios.

Además de la expansión del sistema de telecontrol se desarrollaron aplicaciones tecnologías y funcionalidades que implican mejoras en la operatividad y las comunicaciones, siendo algunas de ellas las siguientes:

- Se amplió el contrato del sistema de Gestión de Históricos para 100.000 puntos más, para procesamiento y presentación amigable de la Información generada por los SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), SIO, GEMA y demás sistemas de gestión de Distribución.
- Conjuntamente con los proveedores se trabajó en mejoras de funcionamiento en los protocolos de comunicación.
- Se continuó con el proyecto de Introducción de la automatización de la operación de la red. Se incorporó la regulación automática del anillo de 60kV de la Gerencia Oeste y se dejó operativo el sistema de auto curado de salidas de Estación Araminda en la Gerencia Centro. A su vez quedó operativo un sistema automático de conmutación

de fuente de alimentación de la subestación del Palacio de la Luz.

- Incorporación de detectores de paso de falta con señalización en el SCADA. Se realizaron instalaciones pilotos en tres gerencias regionales que actualmente están en servicio.
- Incorporación de analizadores de calidad de energía para los generadores privados que se instalan en la red de distribución. Incorporación de la lectura de forma remota de los parámetros medidos.

### Condensadores en Distribución

Se realizó la especificación técnica, licitación, estudio de ofertas y adjudicación de los primeros bancos de condensadores que serán instalados en Distribución. Estos bancos se instalan para solucionar un problema de bajas tensiones en el circuito de 63kV Treinta y Tres-Vergara-Río Branco.

Se trata de dos bancos de 2.7MVar completos que serán instalados en 2013 en la barra de 15kV de la estación Río Branco y que entrarán en servicio automáticamente de acuerdo con los niveles de tensión de dicha barra comandados por la RTU (Remote Terminal Unit) de la estación.

### Generación en Distribución 2012

Se conectan a la red de distribución de media tensión de UTE, seis nuevas centrales generadoras: *Engraw Export & Import S.A.* en el departamento de Florida, la cual genera a partir de energía eólica, siendo su potencia instalada 1.8 MW, *Ponlar S.A.* en el departamento de Rivera, la cual genera a partir de biomasa, siendo su potencia instalada 7.5 MW y cuatro centrales *Aggreko* de fuente Gas Oil, contratadas mediante el procedimiento de compra para el arrendamiento de Centrales de Generación, ubicadas en Montevideo (dos asociadas a Montevideo A de 7 MW y 18 MW y dos a Montevideo B de 7 MW y 18 MW).



La potencia total instalada en generación conectada a la red de distribución en media tensión totaliza al cierre de este año 171 MW de los cuales 72 MW corresponden a centrales que producen a partir de biomasa, 45 MW a partir de energía eólica, 4 MW a partir de gas natural y 50 MW a partir de gas oil.

Por otra parte, existen otros emprendimientos de generación que se encuentran en el marco de los Decretos del Poder Ejecutivo 77/006, 397/007 y 377/009, por los cuales UTE promueve la incorporación de energía de fuentes renovables al sistema nacional mediante la convocatoria a procedimientos de contratación competitivos. Dichos emprendimientos son: *Central de Generación Eólica Libertador I S.A.* en Lavalleja y Maldonado (2x7.5 MW, eólica), *Luz de Loma S.A.* en Florida (20MW, eólica), *Kentilux S.A.* en San José (7.2 MW adicionales, eólica), *Luz de Mar S.A.* en Florida (18 MW, eólica). Los mismos cuentan con la adjudicación de UTE y con los convenios de conexión y contratos de compraventa de energía eléctrica firmados o próximos a firmarse, y un plazo máximo para su instalación a agosto de 2014.

En el marco de los Decretos del Poder Ejecutivo 403/009 y 41/010, UTE estableció un procedimiento para la celebración de contratos especiales de compraventa de energía eléctrica con productores instalados en territorio nacional que generen con fuente eólica. Del mismo resulta la adjudicación de tres oferentes con centrales de 50 MW cada uno, de los cuales uno se conectará a la red de distribución. La central generadora correspondiente es la *Central de Generación Eólica Libertador I S.A.* situada en los departamentos de Lavalleja y Maldonado.

En el marco del Decreto 367/010 del Poder Ejecutivo, UTE establece un procedimiento para la celebración de contratos especiales de compraventa de potencia y energía eléctrica con productores instalados en territorio nacional que generen a partir de biomasa con una potencia ofertada máxima de 20 MW. Del mismo resulta la adjudicación de dos oferentes, *Bioenergy S.A.* con 2 centrales de 20 MW cada una y *Lanas Trinidad S.A.* con una central de 0.6 MW. A las centrales de Bioenergy S.A. se les autorizó la relocalización, de acuerdo a esto no está definida la tensión a la que se conectarán.

Fuera de un proceso licitatorio o de compra, la empresa *Efalux S.A.* junto con la *Intendencia de Cerro Largo*, firmaron un contrato de generación hidráulica en el Río Tacuarí, ubicado en el departamento de Cerro Largo, con dos centrales de 9.15 MW y 6.6 MW. El plazo límite para la instalación de estas centrales es 31 de diciembre 2014.

### Planta Fotovoltaica 480KWp

Se inauguró en Uruguay la primera planta fotovoltaica conectada a la red eléctrica nacional que será operada y mantenida por personal de UTE Distribución. La planta fue nombrada con la palabra japonesa "ASAHI" ("Sol de la Mañana" en español) y está ubicada en el departamento de Salto, a metros del puente internacional en Salto Grande. Tiene una potencia instalada de 480kWp, que generarán 645MWh/año, capaces de abastecer la energía demandada por 200 hogares de la zona. Las obras fueron realizadas de acuerdo a las condiciones establecidas en el Acuerdo de Donación entre el gobierno de Uruguay y el gobierno de Japón que implica que los materiales principales y el proyecto deben ser suministrados por empresas japonesas. El pliego de condiciones técnicas para el suministro e instalación de la planta generadora y su equipamiento fue elaborado por una consultora japonesa y recoge la Normativa Internacional vigente aplicable en instalaciones de este tipo. Para la ejecución de las obras civiles se subcontrató una empresa nacional. A su vez varios de los materiales eléctricos como ser el transformador de potencia y tableros de BT fueron de aportación nacional. La superficie total de la planta Asahi es de 9.000 m<sup>2</sup>, con un área de captación en paneles fotovoltaicos de 2.868 m<sup>2</sup>, compuesto por 2.240 paneles FV. Los paneles FV son marca Sanyo, modelo HIT de 215Wp de potencia. La planta cuenta con dos "power conditioners" de 250kW cada uno, que tienen la función principal de convertir la corriente continua que generan los paneles FV (400 VCC) a corriente alterna (400 VCA). También cuenta con un transformador elevador de 400V a 15000V, de 630 KVA, donde la tensión de la planta es elevada a 15.000 V de forma de poder ser conectada a la red de distribución eléctrica local. La planta se encuentra telecontrolada a través de un Sistema Scada proporcionado por UTE lo que permite que la gestión de la misma pueda ser realizada a distancia.

### Calidad del servicio

Permanentemente se realiza un seguimiento de la calidad del servicio del suministro de electricidad que reciben los clientes. Se evalúa en forma regionalizada la continuidad del suministro mediante índices adoptados por la CIER, entre los que se destaca el Tc - tiempo total de interrupción por cliente - indicador del tiempo que, en promedio, un cliente perteneciente a una zona determinada, queda privado del suministro de electricidad en un período considerado.

100  
AÑOS

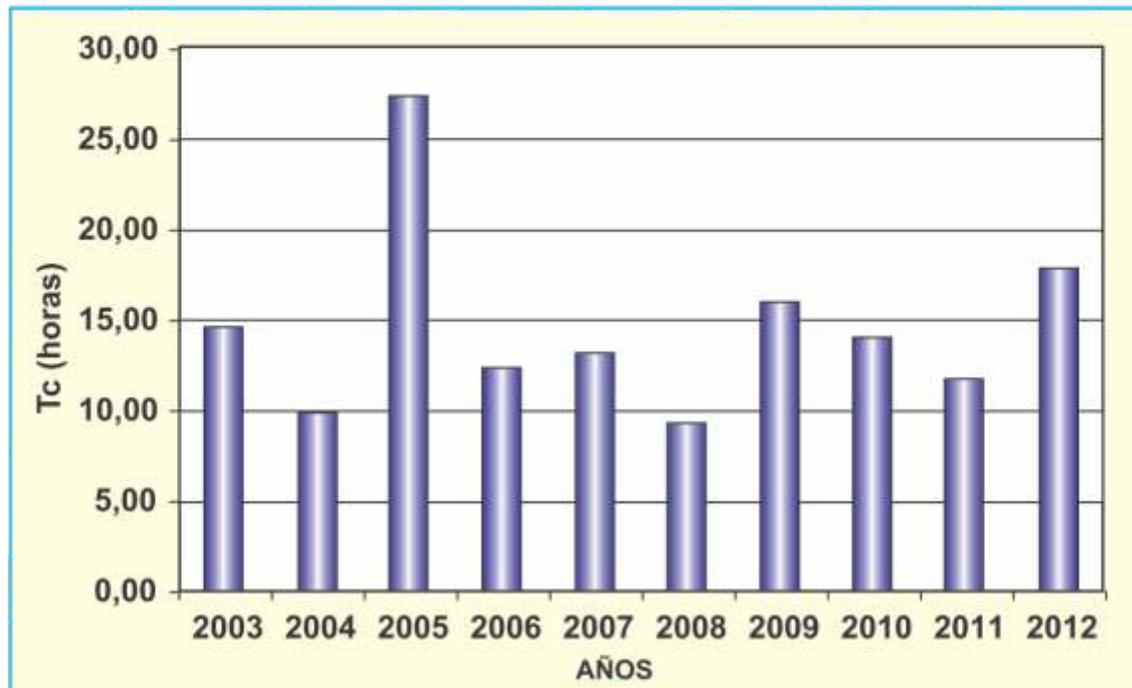
## Evolución del Tc

Se muestra en los gráficos la evolución del valor anual del índice Tc para todo el país.

Los valores del Tc para el año 2012 son los siguientes:

- Global de UTE: 18,01 horas

## Tc Total Empresa



## Crecimiento de redes

Redes de ST/MT	1.279 km
Redes de BT	418 km
Estaciones ST/MT 0	
Subestaciones MT/BT	1.435

## Universalización del Servicio Eléctrico en el medio rural

UTE realiza Electrificación Rural en el marco de sus principios fundacionales:

- Universalización del servicio eléctrico, contribuyendo de esta manera a afinar la gente en el medio rural, la energía es un insumo básico e imprescindible para mejorar la calidad de vida de la población rural.
- Palanca de desarrollo para la producción nacional y con un fuerte compromiso de Responsabilidad social, la energía es un insumo básico para distintos sectores productivos como son la lechería, sector arrocero, etc.

En electrificación rural se coordina con los vecinos y con otras Instituciones de modo de que el proyecto sea sustentable. UTE posee una de las más altas tasas de Electrificación de América, del orden del 99% de las viviendas electrificadas a la fecha.

En los últimos 10 años se construyeron más de 10.500 km de Electrificación Rural, en donde UTE ha aportado

más de 40 millones de dólares.

UTE tiene más de 40.000 km de líneas de media tensión, de los cuales 90 % son rurales, en donde tiene el 10% de los clientes. Las herramientas que ofrece UTE para acceder a la Electrificación Rural son las siguientes:

- Obras Mixtas de Electrificación Rural.-

Las obras son llevadas adelante por los interesados, en la cual contratan una empresa Constructora Eléctrica registrada en UTE.

La administración aporta sin cargo 5 materiales básicos (postes y crucetas de madera, columnas de hormigón, conductores aéreos y transformadores) si la densidad es mayor a 1 cliente cada 3 km o la densidad de carga es mayor a 10 kW por km de extensión de red. Cuando participa una escuela en el Proyecto, UTE y ANEP aportan 3 materiales complementarios más (aisladores, seccionadores y descargadores) para todo el Proyecto.

Al 31 de diciembre, hay 715 km de red ejecutados y 519 km en ejecución bajo esta modalidad.

- Suministros entre 0 y 1.000 metros de las redes.-

De acuerdo a la reglamentación URSEA (Unidad Reguladora de Servicio de Energía y Agua), aquellos suministros a menos de 200 metros de las redes, solo pagan tasa de conexión y es UTE quien ejecuta la obra. A su vez, los suministros entre 200 y 1.000 metros de las redes, UTE ejecuta las obras realizando una bonificación del presupuesto determinado.

A la fecha se llevan ejecutados 123 km de líneas de media tensión para 150 vecinos y hay 93 km en ejecución.

**- Conexión de Escuelas Rurales.-**

De acuerdo al Convenio UTE – ANEP del año 2009, para todas las escuelas que estén a menos de 5 km de las redes, UTE ejecuta las obras.

A la fecha hay más de 100 escuelas conectadas, 11 en ejecución y otras 8 en proyectos a nivel país.

**- Obras por Convenios.-**

UTE – ANTEL - con el objetivo común de que la Población Rural acceda a las telecomunicaciones y la energía, UTE ejecuta las obras para las radio bases que ANTEL solicita. Se han ejecutado 60 km de líneas de media tensión durante el año 2012, hay en obra 19 km de línea.

- MEVIR (Movimiento de Erradicación de la Vivienda Insalubre Rural) – UTE – con el objetivo de electrificar los centros poblados de Mevir, en los próximos meses se ejecutarán las obras en:

- Cuchilla de Fuego (Paysandú) -- 6 km de línea de media tensión para 15 viviendas, escuela y destacamento policial.

- La Hilera y Paso de los Novillos (Tacuarembó) – 35 km de línea de media tensión para 60 viviendas, 2 escuelas y destacamento policial.  
Con estas obras no quedarán poblados de MEVIR sin energía eléctrica.

- UTE – OPP (Oficina de Planeamiento y Presupuesto) – ACA (Asociación de Cultivadores de Arroz), este

Convenio tiene por objeto sustituir los bombeos para riego de arroz en base a gas-óil por energía eléctrica. Para ello se están ejecutando obras en Artigas y Salto, son 84 km de líneas de media tensión para 30 suministros de bombeos para riego.

Por tanto en 2012 se han ejecutado 1.001 kilómetros de red de media y baja tensión en el medio rural para unos 1.500 clientes.

**Pérdidas de Energía**

Como consecuencia de la crisis económica que atravesó el país en el año 2002, las pérdidas de energía eléctrica en las redes de distribución y comerciales registraron un sensible incremento hasta junio de 2004, en que alcanzan un valor máximo de 20,2%.

A partir de allí se ha logrado revertir su crecimiento, registrándose un sostenido descenso hasta la fecha, más allá de determinadas oscilaciones puntuales.

Durante todos estos años, 2005 al 2012, producto de planes específicos establecidos, la importante detección y corrección de situaciones irregulares, acompañado de las actividades de mejora de las instalaciones de enlace (acometida y puesto de medida) han permitido mantener esta tendencia descendente, lográndose reducir los valores hasta 15,8% a diciembre de 2012. Se adjunta gráfica que ilustra esta evolución, siempre referida a valores acumulados anuales, es decir el año móvil que cierra a la fecha de referencia.

A nivel empresa los valores porcentuales de pérdidas de energía, a diciembre de 2012 son:

- Distribución y Comercial 15,8%
- Total empresa 18,2%

**Evolución % de Pérdidas de Energía**





## TELECOMUNICACIONES

Se brindó el soporte de telecomunicaciones para los siguientes proyectos estratégicos de UTE:

- Interconexión con Brasil.
- RENOVA®, se implementaron las comunicaciones en 100 locales comerciales distribuidos en todo el País.
- Se realizaron los proyectos para los Generadores Distribuidos que se conectarán a UTE.

- Telecontrol 2014, se incorporaron 156 servicios de telecontrol para estaciones o puntos intermedios vía radio o celular.

- Disparo Automático de Carga.

Se trabajó también en proyectos estratégicos de telecomunicaciones:

- Renovación de la infraestructura de mástiles. Se realizó el relevamiento y seguimiento de 60 mástiles (torres para soporte de antenas). Continuándose con el seguimiento permanente de toda la flota de estructuras (120 mástiles en total).
- Se inició la construcción de 3 nuevos sitios: Tacuarembó torre de 70 metros, San Gregorio torre de 70 metros, Durazno torre de 45 metros y se finalizó la construcción de un mástil de 70 metros en Rocha.
- Proyecto de red industrial con capacidad de transmisión de mensajes Goose (IEC 61850) entre estaciones vinculadas con fibra óptica y sincronización mediante el protocolo PTP (Precision Time Protocol, con precisión del orden del microsegundo).

## MEDIO AMBIENTE

En el año 2012 se ha consolidado la instalación de proyectos de generación eólicos tanto de UTE como privados en distintas partes del país, también se

avanzó en la instalación del ciclo combinado Punta del Tigre B y en los estudios ambientales necesarios para la implantación de la planta regasificadora Gas Sayago S.A.

Todos estos proyectos van acompañados de un plan de manejo ambiental para todas sus etapas, (construcción, operación y abandono), los cuales se van aplicando de acuerdo al avance del proyecto.

## NUEVOS PROYECTOS ELECTRICOS

### Proyecto ciclo combinado · Estudios Ambientales

Con respecto al ciclo combinado, se respondieron las consultas complementarias realizadas por Dirección Nacional de Medio Ambiente (DINAMA) al Estudio de Impacto Ambiental, las cuales implicaron conocer en profundidad el impacto en la Calidad de Aire del entorno debida al funcionamiento conjunto de la Central Punta del Tigre A y la Central de Ciclo Combinado funcionando con Gas Oil.

Para ello se ha utilizado el AERMOD, modelo recomendado por la Environmental Protection Agency de EE.UU (USA EPA) para la dispersión de contaminantes a escala local.

Se utilizaron datos meteorológicos de los años 2009 y 2010 y los resultados obtenidos se encuentran por debajo de los niveles de Inmisión de referencia, en ambos años evaluados. A su vez esta modelación sirvió para evaluar el comportamiento del modelo, para lo cual se compararon los resultados obtenidos con los datos registrados en la estación de monitoreo a 1km de la central y se aprecia que los resultados medidos con los obtenidos por el modelo son similares, lo que demuestra que el AERMOD reproduce la realidad de manera fiable.

### Solicitud Ambiental de Desagüe Industrial (SADI)

Una vez adjudicada la compra de la Central, se trabajó con la empresa proveedora a los efectos de ajustar los detalles del proceso de generación y poder tramitar la SADI.

Esta autorización debe ser obtenida por los emprendimientos que generan efluentes líquidos, se debe presentar el Proyecto de Ingeniería de la Planta de Tratamiento de Efluentes, e información sobre los efluentes que genera en función del sector productivo y los niveles de actividad, y otros aspectos ambientales relevantes (residuos sólidos, emisiones gaseosas, sustancias químicas).

### Parques eólicos

Se continuó el proceso de instalación de parques eólicos en tierras del Instituto Nacional de Colonización (INC) en base al acuerdo realizado con dicho Instituto.

Este acuerdo presenta ventajas para ambas Instituciones ya que facilita a UTE la rápida instalación de torres de medida de viento en sitios a evaluar así como la disponibilidad de terrenos para la eventual instalación de parques eólicos en todo el territorio nacional, mientras que proporciona al INC ingresos por arrendamiento que se volcaran en la colonia correspondiente, para fomentar su desarrollo productivo y social, sin ocasionar perjuicios ni pérdida de productividad para los colonos, con excepción de eventuales afectaciones que pudieran producirse durante la etapa de la construcción del parque estimada en un máximo de 12 meses aproximadamente.

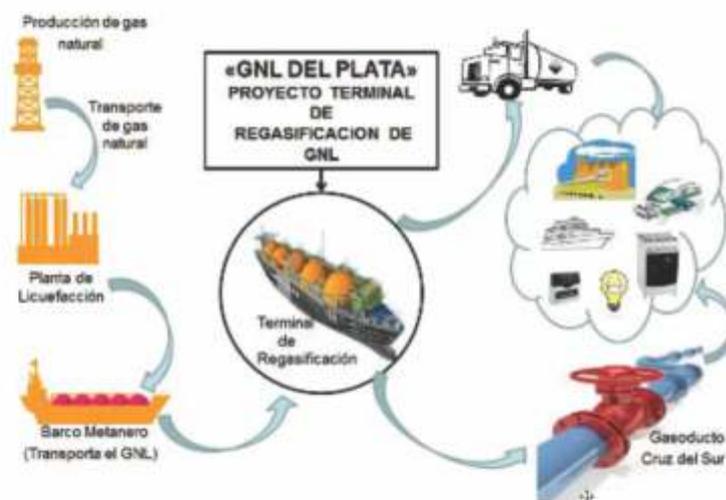
En este contexto y debido a que las colonias del instituto se fraccionan en predios relativamente pequeños explotados por productores familiares que se radican en la fracción, el desarrollo del proyecto debe obedecer a restricciones del uso de terreno mayores a las habituales en cualquier proyecto desarrollado en tierras privadas, habitualmente de mayores dimensiones. En este sentido, para los emplazamientos evaluados hasta el momento se han realizado varias instancias de intercambio, incluyendo reuniones y visitas con los propios colonos, a fin de determinar las áreas factibles para instalar aerogeneradores así como sus posiciones.

A estas consideraciones particulares para la instalación de un parque eólico en predios de Colonización, se le suman los criterios ambientales establecidos por DINAMA para el establecimiento y operación de parques eólicos en cualquier parte del territorio nacional.

Durante el año se obtuvieron las autorizaciones ambientales de localización por parte del Ministerio de Medio Ambiente de los posibles parques a instalarse en las colonias Rosendo Mendoza, Mac Meekan, y Arias, solicitándose la Autorización Ambiental Previa para Rosendo Mendoza. Además, se trabajó en la selección de dos nuevos sitios para parques eólicos en los departamentos de Salto y Artigas.

### ESTUDIOS AMBIENTALES PLANTA REGASIFICADORA

Con el objetivo de poner en funcionamiento la planta de regasificación de gas natural licuado UTE y ANCAP se asociaron para formar Gas Sayago S.A; empresa que ejecutará este proyecto considerado estratégico para el país, ya que el gas natural es una respuesta eficiente al aumento de la demanda de energía eléctrica, tanto en la industria como en los hogares.



El gas natural se extrae del subsuelo en distintos países del mundo. Este, luego de un proceso de purificación, es enfriado a  $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$  para convertirlo en estado líquido, lo que permite reducir su volumen 600 veces respecto a su estado gaseoso. Luego es transportado a distintas partes del mundo por buques tanques, los que mantienen el gas en condiciones de baja temperatura. En la actualidad existen 8 países y en total 13 plantas de recepción y regasificación operando.

La Planta Regasificadora proyectada tiene la capacidad de permitir la generación de una cantidad de energía eléctrica equivalente al consumo actual de la sociedad uruguaya.

El Proyecto potencia la diversificación de las fuentes de energía primaria, complementa al sistema eléctrico nacional en períodos de baja generación de energía hidroeléctrica y de alta demanda, minimizando el riesgo futuro de restricciones de suministro energético.

Por otra parte reduce las emisiones atmosféricas contaminantes de las centrales térmicas y de las calderas de las industrias, a través de la posibilidad del cambio del combustible primario.

La planta operará bajo los más exigentes estándares de calidad ambiental a nivel mundial, utilizando tecnología de última generación, la que ha sido aplicada con éxito en Asia, Europa y América.

El proyecto para poder ser instalado debe cumplir con los requisitos establecidos en la ley de Evaluación de Impacto Ambiental y su decreto reglamentario.

A tales efectos los estudios necesarios para obtener las

autorizaciones son realizados por empresas contratadas (tal cual lo establece la ley) y UTE (Gerencia de Gestión Ambiental) ha actuado de contraparte.

Durante el año 2012 se tramitó la "Solicitud de Viabilidad Ambiental", primer requisito establecido para su instalación. Mediante este estudio se comunicó a DINAMA de la propuesta de ejecución del proyecto, del sitio de instalación, se identificaron y evaluaron los impactos ambientales que se generaran con sus correspondientes medidas de mitigación y plantea un plan de control y monitoreo ambiental. Una vez obtenida la categorización de la obra, se continuará con el Estudio de Impacto Ambiental paso siguiente necesario para obtener la Autorización de Construcción y comenzar con las obras.

## PROYECTOS INTERINSTITUCIONALES

### RESIDUOS INDUSTRIALES - Gestión ambiental de residuos peligrosos con Mercurio

La tendencia a nivel mundial hacia sistemas de iluminación más eficientes, tanto a nivel industrial, comercial, municipal y doméstico, ha conducido a un aumento significativo en el uso de lámparas fluorescentes compactas (LFC) y tubos fluorescentes. El uso de este tipo de lámparas y tubos tiene como ventaja una alta calidad de iluminación, permitiendo ahorrar energía debido a su alta eficiencia con respecto a las lámparas incandescentes. En atención a esto es que existen programas de eficiencia energética a nivel mundial que fomentan la sustitución masiva por este tipo de lámparas.

En lo que respecta a UTE, como consecuencia de la coyuntura energética desfavorable, el Ministerio de Industria, Energía y Minería implantó al inicio del año 2008 un *Plan de Ahorro de Energía Eléctrica*. Para la ejecución del Plan de Ahorro mencionado, se hizo necesario implementar medidas tendientes a gestionar la demanda de energía eléctrica.

En ese marco, se acordó por parte de UTE la adquisición de 2.300.000 lámparas fluorescentes compactas a ser canjeadas sin costo adicional para los clientes residenciales por lámparas Incandescentes.

Esta medida ha tenido el doble objetivo de alcanzar un ahorro equivalente al 3% de la energía vendida en el año 2007 a todos sus clientes y disminuir las existencias de lámparas incandescentes a nivel nacional.

Las lámparas distribuidas por UTE pertenecen a la *Clase de eficiencia energética A* según Norma UNIT 1160:2007, lo que asegura máxima eficiencia (más luz emitida por potencia consumida) con una duración estimada 8.000 horas.

El componente de mayor toxicidad de este tipo de lámparas es el mercurio.

En el caso específico del contenido de mercurio en las lámparas de iluminación, la cantidad de este metal se encuentra en mínimas concentraciones (entre 5 y 2,5 miligramos por cada una), ubicado en un contenedor hermético que evita la exposición del metal al

ambiente.

En los últimos años se ha comenzado a estudiar la gestión de dichos residuos a nivel de América Latina, analizando a nivel regional y país las mejores alternativas para ello. DINAMA está liderando el análisis global del mercurio.

En ese sentido ha finalizado la ejecución del *Proyecto Gestión Racional de Productos conteniendo mercurio*, con financiación del Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), que incluye la elaboración del *Plan Nacional para el Manejo de lámparas con Mercurio y la Guía de Buenas Prácticas para el Manejo de Lámparas con mercurio*. En ésta óptica, se contempla el manejo de las lámparas con mercurio en su ciclo de vida, delineando alternativas de tratamiento y disposición final ambientalmente adecuadas. Dicho proyecto incluye el diseño del sistema de recolección, transporte, tratamiento y disposición final de elementos que contienen mercurio, incluyendo su recuperación.

Recientemente se inició el proceso de presentación de un proyecto de mediano porte al Fondo Mundial del Medio Ambiente (FMAM o GEF por sus siglas en inglés), el que estará coordinado por DINAMA y tendrá como agencia implementadora al Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). El proyecto ha sido aprobado y se encuentra en la etapa de redacción detallada de actividades y de concretarse este apoyo, Uruguay comenzará las actividades de instalar por primera vez un método de descontaminación de productos con mercurio, como lámparas de bajo consumo, termómetros clínicos, pilas botón, esfigmomanómetros, etc.

UTE está acordando con DINAMA las tareas y responsabilidades que tomará en dicho proyecto, siendo en resumen las siguientes:

- Trabajar en la sensibilización de sus clientes sobre la disposición final de las lámparas.
- Realizar folletería con información sobre una gestión y disposición final ambientalmente segura de las lámparas de bajo consumo. Además pone a disposición sus Oficinas Comerciales como puntos de entrega de lámparas a desechar.
- UTE está dispuesta a recibir hasta 2.000.000 de lámparas, en tanto estén en condiciones (no estén rotas), haciéndose cargo de los costos de transporte y disposición final de las mismas.
- UTE se hará cargo además del número de lámparas que introduzca en el mercado, en caso de concretarse una nueva etapa del Proyecto "A todas Luces".

Entretanto se realiza la implementación de dicho proyecto, UTE ha almacenado las lámparas de bajo consumo usadas de uso interno hasta su disposición final, la cual se realizará con la empresa Celulolde S.A. (TRIX), instalada en el Parque Tecnológico del Cerro y que obtuvo a fines del año pasado la autorización correspondiente por parte de DINAMA.









## Capítulo 3

---

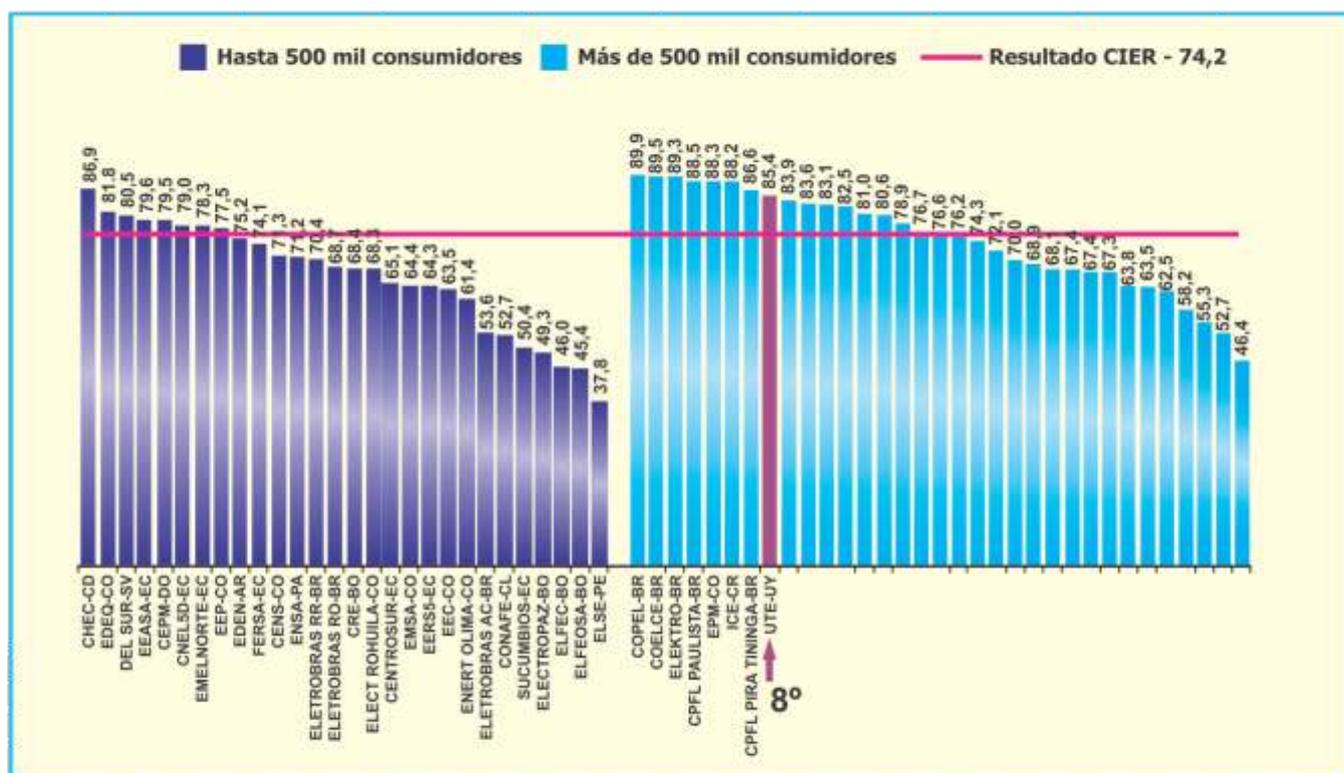
# Comercialización del producto



### UTE en la 10ª Encuesta C.I.E.R. de Satisfacción del Cliente Residencial Urbano

En el año 2012, UTE –perteneciente al grupo de las empresas con más de 500 mil consumidores– se posiciona en el 8º puesto en el Índice de Satisfacción con la Calidad Percibida (I.S.C.A.L.) con una tasa de satisfacción de 85,4%. Este índice es el principal de la Encuesta de Satisfacción

del Consumidor Residencial Urbano que coordina la Comisión de Integración Energética Regional (C.I.E.R.) y en el cual se basa la elección de la empresa ganadora en las cinco áreas de calidad que componen el I.S.C.A.L.. La empresa premiada fue COPEL de Brasil con un valor de 89,9%.



En el ranking de empresas distribuidoras de la región, U.T.E. obtiene las siguientes mejores posiciones para las empresas de su grupo: el 2º lugar en el área de calidad *Suministro de Energía* y el 1er lugar en el atributo *Orientaciones para el Uso Eficiente de Energía del área Información y Comunicación*. Se encuentra más información en la página corporativa de U.T.E. y en la página de la Secretaría Ejecutiva de la C.I.E.R. en Uruguay: [www.ute.com.uy](http://www.ute.com.uy) [www.cier.org.uy](http://www.cier.org.uy)



## ¡Ya son más de 45.000 los clientes que cuentan con la Opción Inteligente!

Entre mayo y noviembre de 2012 se desarrolló una nueva campaña de Opción Inteligente (extendiéndose hasta al 28 de febrero de 2013 exclusivamente en la Gerencia Este), donde 5.759 clientes decidieron adoptar la tarifa. Esta cifra no fue suficiente para alcanzar el objetivo planteado que ascendía a 7.000 altas de tarifa, pero igualmente cabe resaltar que durante la campaña se obtuvo el 91,5% de las contrataciones de todo el año 2012 y además se superaron los contratos de la campaña anterior en un 1,8%.

La promoción asociada a la campaña comprendió la exoneración del cobro de la tasa de conexión para aquellos clientes que solicitaran exclusivamente la modificación de tarifa simple a tarifa doble horario, además como obsequio se entregaron dos lámparas de bajo consumo y un timer y por último se brindó una Garantía de Ahorro: UTE le otorga como garantía que luego de un año de estar en la nueva tarifa, si el cliente pagó más de lo que hubiera pagado con la tarifa residencial simple, se le devolverá la diferencia.

La estrategia de comunicación externa fue mediante marketing directo, por lo tanto se le comunicó solamente a los clientes potenciales a través de diferentes canales. Además, se continuó publicitando la tarifa en los sitios más visitados de Internet y también se potenció la Fan Page de Facebook creada en la campaña anterior, desde la cual se evacuaron consultas, se solucionaron errores de operativa, se difundieron usos y

beneficios de la Opción Inteligente. Por otra parte, con acciones promocionales para darle mayor penetración y difusión a la página se creó una gran comunidad de usuarios en torno al producto, obteniendo un total de 14.327 fans de la página y un potencial alcance de más de dos millones de usuarios.

Además, la contratación de la tarifa a través de la página Web de UTE mantuvo el crecimiento generado en el 2011 cuando se comenzó a pautar en Internet y actualmente uno de cada cuatro clientes solicita la tarifa por este medio.

Otra actividad realizada para aumentar las altas de tarifa fue la Jornada de Ventas (llevada a cabo en la Gerencia Norte), dado que a pocos meses de finalizar la campaña era la más rezagada para el logro de los objetivos. Gracias a esta acción se cuadruplicaron los cambios a Opción Inteligente en el norte del país, lo que muestra el impacto logrado y el éxito conseguido con la Jornada.

Por último, otro indicador a destacar es la potencia máxima desplazada en el horario pico, que asciende a 4,03 MW. Con esta potencia desplazada del horario pico que superó ampliamente las de campañas anteriores, se logró aumentar la eficiencia media del sistema eléctrico logrando la postergación de inversiones en estos activos.

**JUNTANDO  
NUESTRA  
ENERGÍA**

## Feria Escolar Juntando Nuestra Energía



100  
AÑOS

**renovando el desafío de ser servidores públicos**

Los días 9 y 12 de octubre en el Parque de Vacaciones de UTE culminaron las actividades del programa Juntando Nuestra Energía en Primaria. En este evento se realizó la exposición de las propuestas energéticas elaboradas por los grupos de escolares y docentes que participaron de las distintas actividades del programa durante el año 2012.

A seis años del Programa Impulsado por UTE, en coordinación con Dirección Nacional de Energía y el Consejo de Educación Primaria, este año celebrando el año internacional de la energía sostenible para todos y los 100 años de nuestra empresa, se presentaron más de 50 propuestas energéticas de escuelas de Canelones, Lavalleja, Maldonado, Montevideo y Rivera.

El evento significó la concreción de dos grandes desafíos: ampliar el alcance territorial y la profundización de los contenidos a desarrollar en los cursos para los docentes de Primaria. En tal sentido, en este 2012 se incorporó el departamento de Rivera, se amplió el alcance en Canelones y comenzó, a partir de una extensión horaria en los cursos, la temática de la equidad en el uso y en las condiciones de acceso a la energía.

Para acompañar los nuevos desafíos en cuanto a los contenidos sociales se integraron al equipo docentes de la Universidad de la República y para el acompañamiento de las propuestas energéticas desarrolladas en el 2012 se integraron docentes de Primaria participantes del programa desde años anteriores.

En estos 100 años, el protagonismo entusiasta de docentes, alumnos, familias, vecinos y de todos los compañeros de UTE de los departamentos participantes, se sumaron a la celebración. En tanto servidores públicos, estrechamos lazos para la construcción y el aprendizaje del ejercicio ciudadano para el cuidado y el logro de seguras e igualitarias condiciones de acceso a servicios, que como la energía, son un derecho de todos.

### 3<sup>er</sup> EXPO FERIA ESCOLAR JUNTANDO NUESTRA ENERGÍA

Participaron:

- 1.593 Estudiantes escolares
- 96 Docentes de Primaria
- 76 Escuelas Públicas
- 52 Proyectos presentados
- 5 Departamentos: Canelones, Lavalleja, Maldonado, Montevideo y Rivera



9 y 12 de octubre 2012 - Parque de Vacaciones UTE

**JUNTANDO  
NUESTRA  
ENERGÍA**



## INDICADORES DE MERCADO

La venta de energía eléctrica al mercado interno en el año 2012 ascendió a 8.134 GWh, lo que representó un crecimiento del 2,3% respecto al año 2011.

El sector no residencial presenta un crecimiento del 1,8% respecto al año anterior y la demanda del sector residencial un incremento del 3,1%.

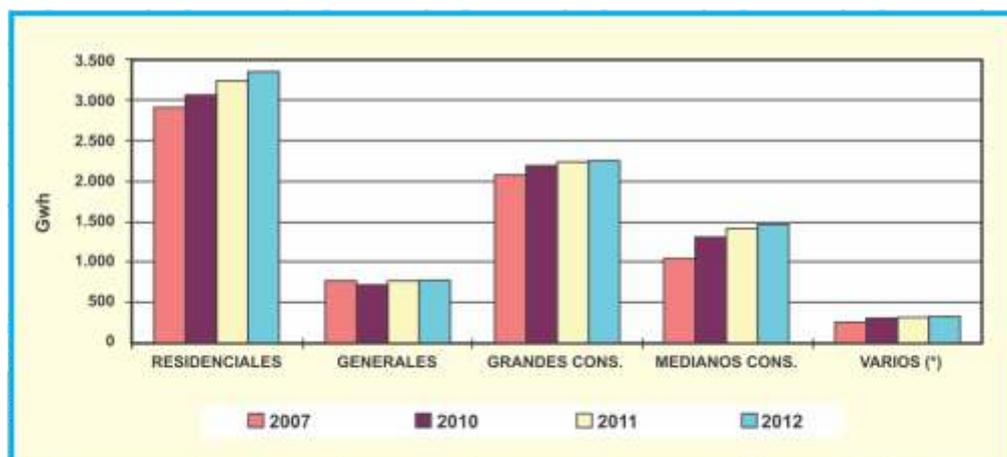
Las categorías tarifarias con modulación horaria (Doble Horario Residencial, Doble Horario General,

Doble Horario Alumbrado Público, Medianos Consumidores, Grandes Consumidores y Zafra Estival), que permiten "suavizar" la curva de carga del sistema, representaron el 4,6% del total de clientes y el 52% del consumo total de energía.

En el gráfico que se expone a continuación puede apreciarse cuál ha sido la participación en el consumo

## EVOLUCIÓN DE LA VENTA DE ENERGÍA

(Mercado Regulado en unidades físicas)



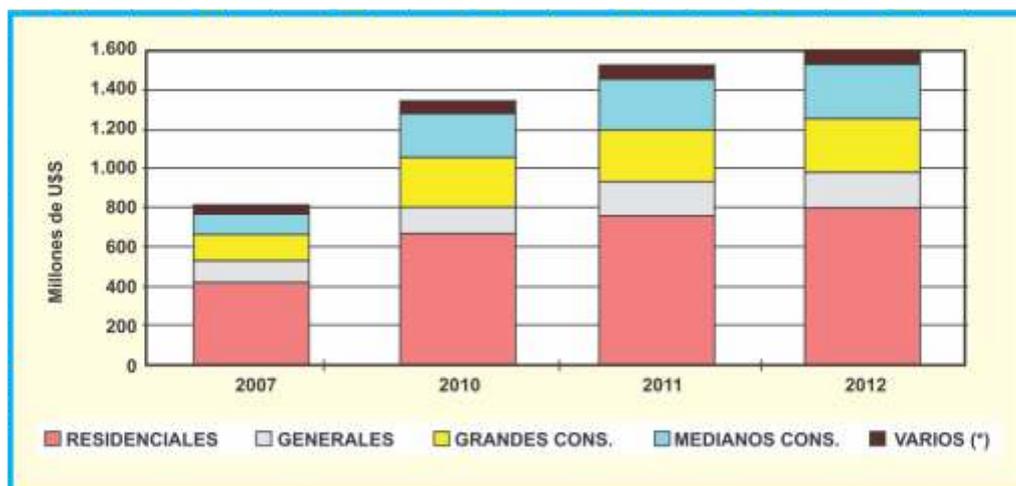
	RESIDENCIALES	GENERALES	GRANDES CONSUMIDORES	MEDIANOS CONSUMIDORES	VARIOS	TOTAL
2007	2.916	751	2.059	1.034	281	7.021
2010	3.091	710	2.194	1.304	300	7.598
2011	3.258	745	2.221	1.408	310	7.942
2012	3.358	759	2.247	1.453	314	8.130

### NOTAS:

- Los datos del año 2012 están sujetos a eventuales modificaciones.
- Categoría Residenciales incluye tarifa Simple, Doble Horario y Consumo Básico.
- Categoría Generales incluye tarifa Simple y Doble Horario.
- Categoría Varios incluye tarifa simple y doble horario de Alumbrado Público y tarifa de Zafra Estival.
- Total energía vendida al mercado interno (regulado y no regulado), GWh 8.134 (2012) y 7.955 (2011).

La venta de energía en unidades monetarias para este ejercicio, alcanzó a 1.598.479 (en miles de dólares). La evolución de esta variable para los años 2007, 2010, 2011 y 2012 se presenta en el cuadro siguiente.

### EVOLUCIÓN DE LA VENTA DE ENERGÍA (Mercado Regulado en unidades monetarias)



	2007	2010	2011	2012
RESIDENCIALES	415	662	757	798
GENERALES	113	154	175	177
GRANDES CONSUMIDORES	138	239	264	280
MEDIANOS CONSUMIDORES	110	220	257	274
VIARIOS	34	60	66	69
TOTAL	810	1.335	1.519	1.598

**NOTAS:**

- Los importes corresponden a la venta de energía, cargos fijos y potencia, sin impuestos.
- Varios incluye: Tarifas Simple y Doble Horario de Alumbrado Público y Zafra Estival.
- Los datos del año 2012 están sujetos a eventuales modificaciones.
- El tipo de cambio utilizado se corresponde con Interbancario vendedor promedio mensual (BCU).

La cantidad de servicios activos al 31 de diciembre de 2012 experimentó un crecimiento del 1,8% respecto a igual período del año 2011.

La evolución de los servicios activos para los distintos años, discriminados por categoría tarifaria, se expone a continuación.

### CANTIDAD DE SERVICIOS ACTIVOS

AÑO	GENERALES	RESIDENCIALES	ALUMBRADO PÚBLICO	GRANDES CONSUMIDORES	MEDIANOS CONSUMIDORES	ZAFRA ESTIVAL	TOTAL
2007	97.375	1.128.332	9.227	425	9.334	237	1.244.930
2010	102.075	1.181.648	10.276	429	12.080	372	1.306.845
2011	104.756	1.201.257	10.367	432	12.418	403	1.329.633
2012	106.341	1.222.941	10.576	433	13.166	423	1.353.880



Seguidamente se muestra la energía vendida, la cantidad de clientes y el promedio resultante discriminado en Montevideo e Interior, para el total de clientes y residenciales

	ENERGÍA TOTAL	Nº DE CLIENTES	PROMEDIO ANUAL
	MERCADO INTERNO		POR CLIENTE
	(GWh)	(miles)	(kWh / cliente)
Montevideo	3.603	527	6.842
Interior	4.531	827	5.477
Total	8.134	1.354	6.008

	ENERGÍA SECTOR RESIDENCIAL	Nº DE CLIENTES RESIDENCIALES	PROMEDIO ANUAL POR CLIENTE
	(GWh)	(miles)	(kWh / cliente)
Montevideo	1.449	476	3.047
Interior	1.909	747	2.554
Total	3.358	1.223	2.746



## TARIFAS

En el año 2012 se realizaron dos ajustes tarifarios; el primero, a partir del 1° de enero, recoge un incremento medio de 6% y el segundo, desde el 24 de setiembre, de 4,6% en promedio. En ambas oportunidades se aplicaron aumentos diferenciales para las distintas Categorías Tarifarias, manteniendo la política establecida de adecuar gradualmente los precios a la estructura de costos de mediano plazo.

En este marco, se realizaron estudios de comparación entre tarifas y costos relativos para el mediano plazo, adoptando los ingresos totales de la empresa como datos y estimando, para cada categoría, el peso que tienen los costos de generar la energía, de amortizar las redes y la actividad comercial.

Por último, la Tarifa General Simple (aplicada a la mayoría de las pequeñas y medianas empresas) ha tenido variaciones menores que la media, dado que presenta un nivel de costos relativos más bajo que otras categorías, debido a su menor participación en la punta del sistema eléctrico.

### Evolución de la Tarifa Media en el Mediano Plazo

Si se considera la evolución de la Tarifa Media en los últimos 5 años (diciembre 2007 a diciembre 2012) se observa un comportamiento diferencial según se la mida en términos reales o respecto a la evolución del dólar americano.

*En términos reales*, se ha mantenido muy próxima al nivel registrado al inicio del período. Es decir, la tarifa

Categoría Tarifaria	Ajuste Medio Enero	Ajuste Medio Setiembre
Grandes Consumidores en 150 kV (GC5)	10,90%	7,40%
Grandes Consumidores en 63 kV (GC4)	9,90%	6,80%
Grandes Consumidores en 31,5 kV (GC3)		
Medianos Consumidores en 31,5 kV (MC3)	6,00%	5,80%
Zafra Estival en 31,5 kV (Z3)		
Doble Horario Residencial		
Doble Horario Alumbrado Público	6,00%	5,30%
General Simple	3,40%	2,81%
Restantes Tarifas	6,00%	4,60%
UBT	6,00%	4,60%

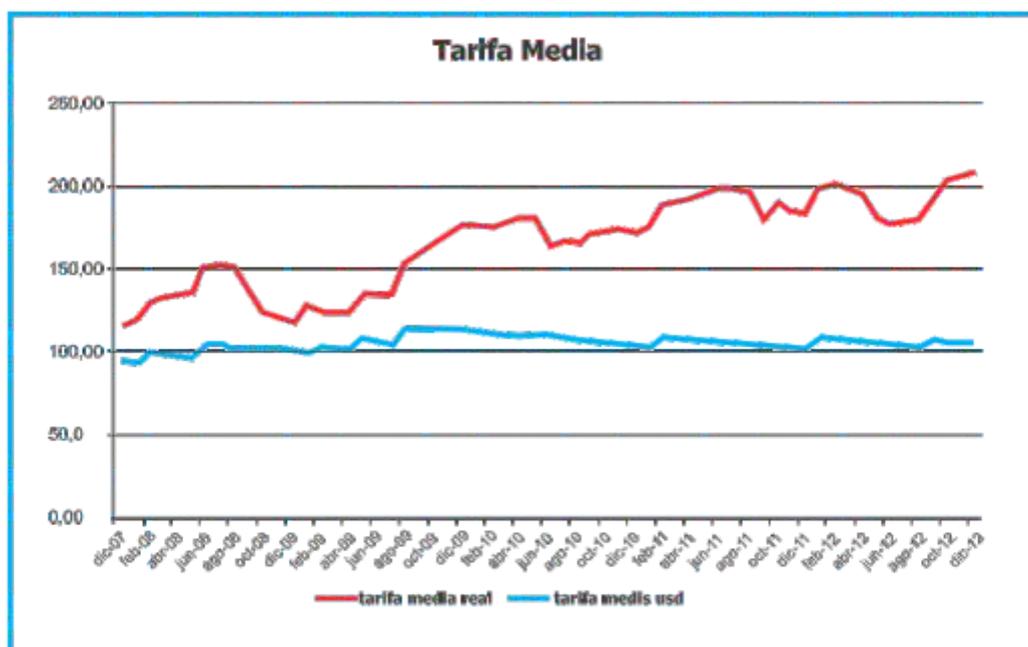
Los mayores incrementos se dieron para los Medianos y Grandes Consumidores en los niveles de tensión 31,5 kV, 60 kV y 150 kV. La correspondencia con los costos respectivos y la adecuación con los peajes, son los fundamentos de ello.

El aumento promedio en las Tarifas Doble Horario (residencial y alumbrado público) solamente en setiembre fue levemente superior a la media y se aplica a los efectos de alcanzar una mejor correspondencia con sus costos específicos.

Sin embargo, la conveniencia de estas tarifas respecto a sus alternativas tarifarias simples no se modificó, ya que en estas últimas se incrementaron los cargos correspondientes de tal forma de asegurar este objetivo.

media no ha aumentado significativamente, en términos reales, en los últimos 5 años. Solo en el 2009 se observa un salto más pronunciado debido, fundamentalmente, al alto costo de abastecimiento. Si bien éste ha sido un factor que se fue afianzando como tendencia en los últimos años, la sequía vivida en gran parte del año acentuó sensiblemente su efecto en la tarifa de energía eléctrica.

*La Tarifa Media medida en dólares*, por el contrario, refleja las variaciones de las tarifas en dicha moneda. En el aumento verificado pesan principalmente los costos de mediano plazo y las variaciones que la moneda americana verificó respecto a la moneda nacional. De diciembre 2007 a diciembre 2012, la moneda local se apreció un 10 % respecto al dólar estadounidense.



### Peajes en Trasmisión y Sub Trasmisión

Por los Decretos 135/012 al 138/012, en abril de este año el Poder Ejecutivo fijó la remuneración para las instalaciones del Sistema de Trasmisión y Subtrasmisión, actualizando los cargos de los Usuarios en Trasmisión y estableciendo peajes para Clientes Libres conectados en los niveles de 31,5 y 63 kV (Subtrasmisión).

Los peajes a pagar por la Demanda son los siguientes:

#### POR EL USO DE LAS REDES DE 63 Y 31,5 kV

Cargo por Potencia Contratada en el Período de Punta	165,88 \$/kW
Cargo por Potencia Contratada en el Período de Llano	97,93 \$/kW
Cargo por Potencia Contratada en el Período de Valle	19,99 \$/kW

Los cargos por potencia de las tarifas reguladas en Subtrasmisión (GC3 y GC4) se irán ajustando paulatinamente hasta corresponderse, en su totalidad, a la modalidad y a los valores de estos peajes.

#### POR EL USO DE LAS REDES DE 150 kV

Cargo por Potencia Punta	117,06 \$/kW
Cargo por Potencia Fuera Punta (Pp-Pfp)	77,07 \$/kW

La tarifa regulada en el nivel de tensión 150 kV - aplicable a clientes de UTE con contrato previo a la aprobación de los Decretos Regulatorios del 72 año 2002- también tiene previsto la adecuación gradual a los efectos de que sus cargos por potencia converjan en modalidad y en valores a estos peajes.

### Tasas de Conexión

Para Potencias Contratadas menores o iguales a 50 kW, suministros con Instalación Microgeneradora (IMG) y modificaciones en la conexión, las Tasas de Conexión aumentaron en enero un 4% y en setiembre 2%, en función de los valores medios proyectados de las variables que componen las paramétricas definidas para cada una de ellas. Para potencias superiores las tasas se determinan a partir de presupuestos, donde los precios de sus componentes se actualizan periódicamente en función de los valores de mercado.

Por su parte, a las Tasas de Reconexión y de Rehabilitación se aplicaron aumentos de 18% y 4% en enero y setiembre, respectivamente. Si bien resulta fundamental para la buena gestión de los recursos mantener una política de convergencia entre tasas y costos de las actividades respectivas, el ajuste fue menor al obtenido de aplicar la paramétrica correspondiente.

Se mantuvo, además, el plan de financiamiento en 10 cuotas sin recargo para el pago de la Tasa de Reconexión en suministros con potencias menores o iguales a 40 kW.

Ambas acciones permitirían mitigar el alto impacto del ajuste, achicando la brecha con los costos proyectados.





100  
ANOS



## Capítulo 4

---

# Gestión de los recursos



## Recursos Informáticos

### Estrategia de Gestión

En el marco de la Mejora Continua del Modelo de Gestión de los Recursos Informáticos de UTE, certificado ISO 9001:2008 desde el año 2000 e ISO 27000:2005 desde el 2009 se completó el diagnóstico y análisis FODA requeridos desde la perspectiva del sello de Calidad con Equidad de Género, aspirando a certificar el mayor nivel posible en setiembre 2013.

Se inició la consultoría para el análisis de la situación actual, la elaboración del Plan Director Smart Grid en el período 2012 - 2020 y la confección de un Plan de Proyecto Piloto. Complementando esta visión, se establecieron las bases para la contratación de una consultoría para desarrollar el Plan de Sistemas de Información y Telecomunicaciones 2013 - 2016 junto con la Estrategia de Servicios.

### Estrategia Tecnológica

Respecto a la ejecución de la Estrategia Tecnológica, se llevaron adelante proyectos que comprendieron:

- *Mejoras en los Centros de Cómputos.* Se estrenó el Centro de Impresión y Ensobrado, donde se imprimen, plegan o ensobran y se preparan las facturas de UTE para su distribución. El nuevo local cuenta con un equipo para ensobrado de facturas con film biodegradable que se empezó a utilizar en forma piloto para las facturas de clientes de algunas zonas de Canelones.

- *Proyecto Cloud Privada.* A través de la virtualización de recursos y su correspondiente monitoreo se establecieron las bases para el futuro desarrollo de la infraestructura tecnológica de UTE y disponer de los recursos de cómputo y almacenamiento necesarios para responder a los requerimientos del negocio eléctrico. Este proyecto incluyó la incorporación de

servidores X86 y un incremento de la capacidad de almacenamiento en disco.

- *Actualización de software de base.* Se destaca la actualización del software de correo electrónico Microsoft Exchange y las actualizaciones de las versiones de bases de datos Oracle que utilizan los sistemas.

## Aplicaciones

Algunos de los hitos más relevantes en cuanto al desarrollo y evolución de las aplicaciones corporativas de apoyo a los procesos de negocio en el 2012, fueron:

### Comercial

Dentro del proceso de Renovación del Sistema Comercial (RENÓV@), se lograron los siguientes hitos:

- Configuración/desarrollo de las aplicaciones necesarias para UTE y las mejoras detectadas, incluyendo sus interfaces.
- Ejecución de nuevos ciclos de conversión de datos de clientes, cuentas y suministros, de facturas y sus transacciones financieras, incorporando las mejoras detectadas al finalizar cada uno de dichos ciclos.
- Instalar y probar contingencias del hardware en productivo para asegurar la alta disponibilidad al momento de ingreso a producción.
- Capacitación de 1.500 usuarios comerciales en el período planificado y dictado de cursos de reciclaje de acuerdo con las necesidades informadas por las líneas operativas.
- Realización de nuevos ciclos en paralelo, incluyendo facturación y procesos de cobros.
- Ejecución de pruebas modulares, integradas y validación de los incidentes reportados *Generación (GEN), Trasmisión (TRA) y Despacho Nacional de*



### *Cargas y Planificación de la Explotación y Estudios (DPE).*

En lo que respecta a los sistemas que integran y sustentan los procesos de Generación y Trasmisión (SGE-Sistema de Gestión de Explotación), se trabajó en tres líneas de acción principales:

#### **- Gestión de Activos (Proyecto IMAX)**

Se implantó en el área Generación, el nuevo sistema de Gestión de Activos (Maximo® Enterprise Asset Management), en sustitución del ITM (Información Técnica y Mantenimiento) en producción desde el año 1996. El nuevo sistema mantiene una amplia cobertura funcional (Base de Instalaciones de Ubicaciones y Activos, Gestión de Trabajos, Gestión de Recursos, Mantenimiento Preventivo, Planes de Trabajo, Documentos, etc.), y una fuerte integración con otras aplicaciones (SAP, GIE -Gestión de Incidencias de Explotación-, Sharepoint -Gestor Documental-, etc.). Permite una gran personalización por área de negocio y perfiles de usuarios y proporciona importantes indicadores económicos y de gestión.

#### **- Gas Natural Licuado (Proyecto GNL)**

- EL SGE apoya el proyecto a través de la implementación de herramientas de modelado, simulación y optimización que permitan tomar las decisiones técnicas, económicas y estratégicas que aseguren las mejores condiciones de contratación y administración del gas natural. Asimismo se trabajó en la implementación de un sitio web como herramienta para la realización de las rondas con los posibles proveedores y otro para intercambio de documentos con ANCAP.

#### **- Renovación del SGE y Nuevas Versiones**

En la línea de renovación de los distintos módulos que comprenden el SGE se trabajó en:

- Gestión de Combustibles y Consumibles Críticos: diseño y construcción de esta aplicación que tiene por objetivo permitir realizar la planificación de las necesidades de combustibles líquidos para generación, la gestión de las compras de combustible y el control físico y económico de las transacciones.

- Gestión de Embalses: se desarrolló una nueva versión que comprende las Previsiones de Aportes, Información de Cotas y uso de Vertederos.

- Operación ,Energía y Mercado: diseño y construcción de este módulo que gestiona información histórica, mensual y anual, sobre el Balance Energético

- Arquitectura, Planificación y Gestión: se comenzó a trabajar en una nueva versión del Núcleo del SGE (plataforma de desarrollo para todos los módulos que permite estandarizar el código e incrementar la productividad) que permitirá generar código para desarrollos web.

#### **Distribución:**

En lo relacionado con los sistemas de Distribución, se concretaron las implantaciones de aplicaciones de alto impacto en la gestión de los procesos de distribución y la preparación de la integración con el Nuevo Sistema Comercial. Los principales hitos del año correspondieron a:

- Se implantó el SIO (Sistema Integrado de Operación) en las gerencias Centro, Este y Montevideo. Se continuó evolucionado en las funcionalidades.



- En el proyecto de Gestión de Mantenimiento (GEMA), se continuó evolucionado en las funcionalidades del Sistema de Gestión de Activos basado en el producto Maximo® Enterprise Asset Management. Esta personalización específica para Distribución se implantó en todo el país.

- Se implantaron dos nuevas versiones del Sistema de Gestión de Trabajos, incluyendo mejoras y funcionalidades en los módulos de "Obras", "Certificación", "Conexiones y Desconexiones" y "Pliegos y Contratos". Dichas versiones incluyeron interfaces con el sistema SIO.

- Se instaló EGEO Web (Acceso web a Sistema de Información Geográfica) en un nuevo entorno informático a ser usado por el Nuevo Sistema Comercial RENOV@.

- Se Implantó una nueva versión del sistema EGEO y se puso a punto la sincronización de su Base de Datos Smallword con Base de Datos Oracle para Integración con los sistemas SIO y GEMA.

- Se desarrollaron funcionalidades e interfaces requeridas para la integración de los sistemas de Distribución con el Nuevo Sistema Comercial en el marco del proyecto RENOV@.

### Administración

En lo relacionado con los sistemas de apoyo a la gestión de las divisiones que administran recursos (Económico-Financiero, Recursos Humanos y Abastecimientos) los principales hitos del año correspondieron a:

- Integración con otros sistemas de negocio:
- Implementación de interfaces que permiten la comunicación on-line de los distintos módulos de SAP con el nuevo Sistema Comercial CC&B y con el producto Máximo para la gestión de los activos de GEN y TRA.

- Principales mejoras relacionadas a la gestión de los distintos procesos de administración de recursos:

- Abastecimiento: mejoras al proceso de Compras Urgentes, al seguimiento del Plan de Compras, al proceso de publicación de compras en el sitio CEPRE del estado, nuevos indicadores de gestión, etc.

- Recursos Humanos: Información de gestión de Organización y Plantilla (Business Intelligence), Salarización a enero 2011 (Bambú), Plan de retiros incentivados, Expediente Académico por Intranet, reportes de Acefalías en la Empresa.

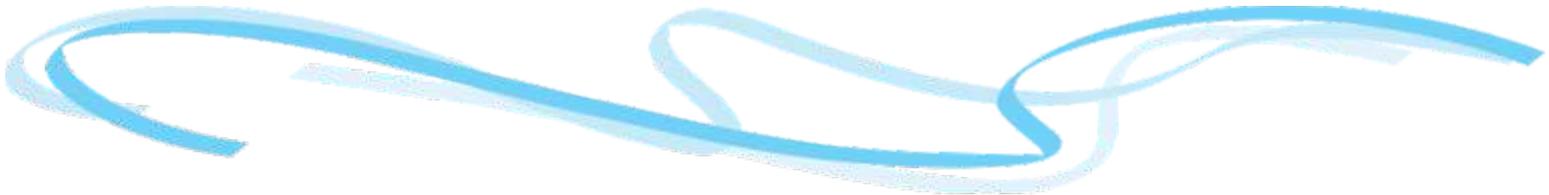
- Económicos Financieros: carga de Áreas Fiscales de Activos Fijos e Inversiones en Curso, nueva retención de impuestos, optimización y automatización del proceso de Cesiones de Créditos, Indicadores de calidad para el proceso de Liquidación y Pago a Acreedores, expansión del uso de la plataforma e-BROU, Extracto Bancario.

## PROYECTO BAMBÚ

### Reestructura Organizacional y Nuevo Modelo de Gestión Humana

El Proyecto Bambú entró en 2012 en las etapas decisivas del "Diseño Detallado", tanto de la Estructura Organizacional como del Nuevo Modelo de Gestión Humana y el Nuevo Sistema de Remuneraciones. Lo que sigue es un resumen de lo realizado durante el año.





## **ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL**

### *A) Estructura Preliminar*

- Bajo el liderazgo técnico de la consultora KPMG, en los primeros meses la actividad se centró en la obtención de información para diseñar las Estructuras Preliminares (EP) de las distintas unidades de la empresa. Para ello se realizaron 380 entrevistas para conocer cómo participan en los procesos de UTE 530 cargos (una muestra representativa de todos los puestos).

- En abril se inició el diseño de las EP, culminado.

- En el mes de octubre, se inició un proceso de análisis en toda la Organización y de intercambio con el sindicato, AUTE.

Paralelamente, cada unidad comenzó a trabajar en la estimación de su dimensionado (cantidad de personal necesario y niveles de tercerización).

- A la vez el equipo de Estructura realizó un trabajo de "homogeneización" de las mismas, para asegurar la aplicación de criterios comunes a toda la empresa.

- Una vez recibidos los dimensionados se realizaron reuniones del Proyecto con las gerencias de Área para ajustar las EP, los dimensionados y las descripciones de los puestos de trabajo.

### *B) Descripción de cargos*

La descripción de cargos realizada durante 2012 fue liderada por la consultora HAY Group, que también tiene a su cargo durante 2013 la valoración de los puestos. Para la descripción se realizaron 122

"Talleres de auto descripción", y por ellos pasaron 1.339 trabajadores/as, en una experiencia inédita para UTE. Contaron con el apoyo del equipo de Gestión Humana de Bambú y de la Gerencia de Recursos Humanos y la participación de observadores de AUTE. Con la realización de los Talleres de Auto descripción comienza el proceso que culminará con la valoración de los puestos de toda la Empresa, a desarrollarse en 2013.

## **Nuevo Modelo De Gestión Humana**

### *A) Modelo de Gestión por Competencias*

En el marco de este modelo, las Competencias a ser desarrolladas por toda la Organización son de tres tipos: Organizacionales, Conductuales y Técnicas. En el año 2012 el trabajo se centró en las Competencias Organizacionales y Conductuales para cargos con responsabilidades de conducción.

Por R 12.-1991, el Directorio aprobó en diciembre las Competencias Organizacionales y sus indicadores asociados y tomó conocimiento del Diccionario de Competencias Conductuales.

### *B) Gestión del Desempeño*

La contracara del Modelo de Gestión por Competencias es la Gestión del Desempeño (GD). Se diseñó el proceso de GD y se comenzó a elaborar el manual correspondiente y una Guía Práctica con indicaciones para facilitar su utilización. Entre setiembre y noviembre se realizaron talleres con el cuerpo gerencial para la capacitación tanto en Competencias como en Gestión del Desempeño.



## Remuneraciones

Durante el año se trabajó en el tema compensaciones, analizando cada una de las existentes y delineando el escenario futuro. Este trabajo continúa durante 2013. Junto con esto se analizaron los distintos regímenes de trabajo especiales, con el fin de presentar una propuesta que signifique un proceso de racionalización de los mismos.

## Gestión del Cambio

Las actividades de GC que se desarrollaron durante 2012 para facilitar los cambios organizacionales en marcha, implicaron acciones de:

- *Sensibilización.* Entre los meses de agosto y octubre se realizó un ciclo de presentaciones para las diferentes Áreas y Unidades, que tuvo por objetivo difundir las actividades que se están desarrollando en esta etapa. Se realizaron 35 charlas en las que participaron 1.547 personas (964 en Montevideo y 583 en el Interior).

- *Multiplicadores.* En febrero se comenzó a trabajar con los Multiplicadores, un conjunto de compañeros/as que colaboran con la comunicación del Proyecto en todo el país.

- *Comunicación.* A lo largo de todo el año se aplicó una estrategia de comunicación que utilizó distintas herramientas:

- Página web actualizada permanentemente.
- Charlas y presentaciones en distintos puntos del país.
- Boletín digital o Bambú Web Novedades. Éste se envía dos veces al mes.

## Recursos Humanos Selección y promoción

Se destaca en la gestión de este año el ingreso de 578 personas, dentro de los cuales se encuentran 398 funcionarios, 32 becarios y 148 becarios del Programa "Yo estudio y trabajo". Con lo cual el índice de renovación de la plantilla cerró en 6,2 % superando ampliamente la meta prevista de 4,3%.

Internamente se gestionaron y finalizaron 262 llamados que permitieron la asignación de 107 personas a nuevos puestos de trabajo por este mecanismo y 15 fueron asignados directamente.

En procura de continuar con la mejora de la gestión se

sigue monitoreando en forma trimestral la demora en cubrir una vacante, la cual cerró en 164 días para los llamados emitidos.

## Formación

Desde la perspectiva aprendizaje fueron recibidas 13.106 Inscripciones para cursos de las cuales corresponden un 52 % a funcionarios de Montevideo y el 48 % restante a funcionarios que trabajan en el interior del País.

Considerando la plantilla de la empresa al 31 de diciembre del 2012, cada funcionario asistió promediamente a 2,03 cursos, lo cual implica que cada funcionario dedicó promediamente 45 horas/persona a capacitación.

## Fondo de solidaridad

Durante el año se gestionaron y atendieron 86 casos a través del fondo de solidaridad (Convenio Laboral UTE-AUTE, cláusula 45, literal f) situaciones relacionadas con la salud del funcionario o familiares directos, no amparados por el Ministerio de Salud Pública, las Instituciones de Asistencia Médica Colectiva ni el Fondo Nacional de Recursos, y otras a través del Acta 51 .

## Becas

Durante el año 2012 de acuerdo a la cláusula 45 literal a) del Convenio Laboral UTE – AUTE se otorgaron 2.918 becas para hijos de funcionarios por un importe de \$ 11:408.399 y 292 becas para los hijos de los funcionarios de las Represas por un importe de \$ 462.528.

## Incentivos

Dada la necesidad de renovar la plantilla en sectores estratégicos y continuar adaptando la estructura y costos de la Administración a la realidad que impone el entorno nacional y regional en el sector de energía UTE en acuerdo con la OPP, aprobó un plan de Retiro Voluntario Incentivado. Al mismo podrán ampararse un máximo de 500 funcionarios prioritariamente de sectores operativos, que cumplan con los siguientes requisitos mínimos:

- 60 años de edad
- 30 años de servicio efectivos.
- Causal jubilatoria al 31/12/12.

El régimen se prorrogó al 31/12/13 al no alcanzarse el cupo previsto de 500 funcionarios.



### Medicina Laboral

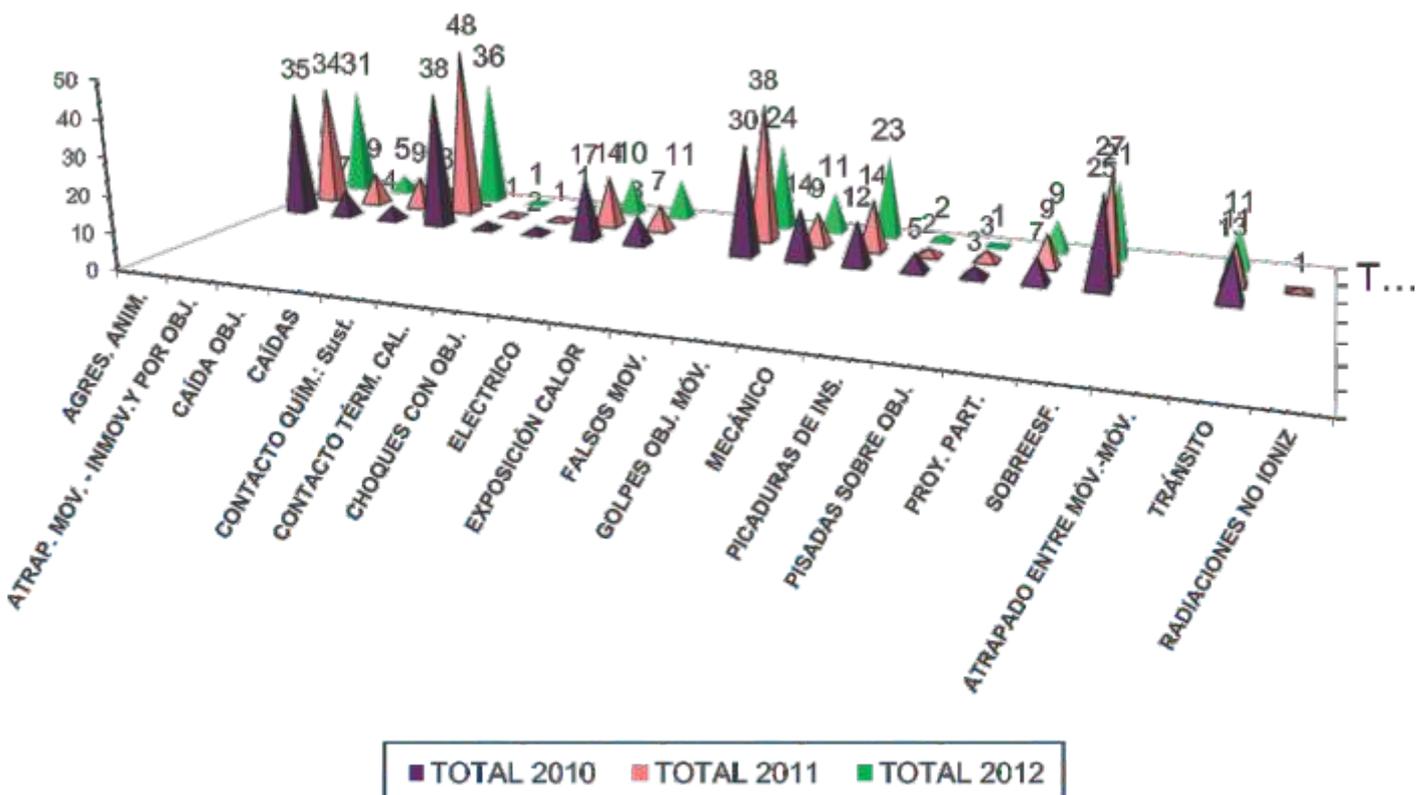
Atendiendo a la salud y seguridad ocupacional durante 2012, se realizaron 4.635 chequeos ocupacionales, 614 exámenes de ingresos y 3.683 controles, seguimientos y atención de consultas de funcionarios/as. Habiéndose controlado en el primer año de implantación del Programa de Lucha Contra el Cáncer de Próstata 1.988 hombres con 38 casos derivados para su estudio y tratamiento.

### Seguridad e higiene en el trabajo

El año cerró con 200 accidentes, manteniéndose la cifra por debajo del objetivo de 255. Con una Frecuencia de 15,7, una Gravedad de 855,78 y una Pérdida de 13,44.

Por otro lado Seguridad e Higiene realizó actividades de formación especialmente dirigidas a obtener modificaciones en los comportamientos dictadas por el Ing. Samuel Chávez Donoso, especialista en Seguridad e Higiene en el Trabajo chileno. Las acciones mencionadas tuvieron como objetivo principal el propiciar comportamientos de trabajo seguros.

### Accidentes por Formas





## Unidades productivas de apoyo

### Laboratorio

Se continuó con el desarrollo de diversos sistemas de medida para atender las demandas de ensayos y mejorar la precisión y la incertidumbre de los mismos: Comparación de resultados internacionales entre laboratorios (Institutos Nacionales de Metrología) de transformadores de corriente, evaluación de errores y estudio de fuentes de incertidumbre del sistema.

Se realizó la validación del ensayo de agua en aceites dieléctricos con la participación inter-laboratorios.

Se participó en una prueba de aptitud en calibración de termómetros, requisito exigido por la norma ISO 17025.

Se adquirieron varios equipos de última generación como:

- Patrón primario de Cesio (Reloj Atómico).
- Multímetros de alta precisión.
- Fuentes patrón de tensión continua.
- Contador digital de 3 canales.
- Microscopio metalográfico.

Se continúa con el asesoramiento a distintas unidades de la Unidad Producción y Servicios, para su posterior certificación por las normas UNIT-ISO 9000.

### Transformadores y montajes (ex Talleres Generales)

Se destaca:

- La certificación del Taller que repara transformadores de Distribución (menores a 1 MVA) bajo la familia de normas ISO 9000.



- Reparación en campo de transf. Crompton Greaves en estación de Las Piedras (Trasmisión).

-Mantenimiento selector de comutador y Hot Spray de un transformador Asea de la estación A de 500kV (Trasmisión).

### Fábrica de Elementos de Hormigón Armado y Forestal

Con la capacidad instalada para producir, se abasteció la demanda de UTE de columnas de hormigón, de postes y crucetas tratadas.

Se destaca en la Unidad Forestal la realización de un encuentro técnico en Rincón del Bonete sobre perspectivas de uso de postes, tratamientos, tipos de madera existentes en Uruguay, con participación del sector privado y organismos estatales como LATU, Facultad de Agronomía, Facultad de Química e INIA (Instituto Nacional de Investigación Agropecuaria).

### Ingeniería Civil y Arquitectura

Las obras y proyectos más relevantes fueron:

- Culminó la obra de reparación de fachadas en el Palacio de la luz que consistió en la reparación de los pilares estructurales y decorativos, los frontalines y los accesos al edificio.





- Obra base metropolitana de Trasmisión.
- Obras: en el patio de goteo para la autoclave II de la Unidad Forestal y para la balanza de camiones perteneciente a la Unidad de Transporte.
- Proyecto del laboratorio de alta tensión para Transformadores y Montajes.
- Anteproyecto, estudio de suelos y pliego de condiciones del estacionamiento para el Palacio de la Luz.

### Servicios

Se destaca:

- Se amplió la cobertura de la nueva central de incendio del Palacio de la Luz para los pisos 2 y superiores.
- Adquisición de cañerías e intercambiadores de calor para el acondicionamiento térmico del Palacio de la Luz desde el subsuelo hasta el piso 8.
- Compra software BYKOM para el control de funcionamiento de la mesa de operaciones de Inspección y Vigilancia para monitores de alarmas.

### Económico – Financiero

Los aspectos más significativos a comentar sobre la situación económica - financiera de UTE, así como sus resultados en 2012 son los siguientes:

La pérdida del ejercicio 2012 fue de \$ 3.420 millones que traducidos a Dólares promedio equivalen a U\$S 168,4 millones.- Si lo comparamos con el resultado del ejercicio 2011 (a precios del 31/12/11), que arrojó una ganancia de U\$S 142 millones, se verifica, por tanto, una disminución de U\$S 310,4 millones.

Teniendo en consideración el Estado de Resultados del Ejercicio 2011 (ajustado por Inflación y expresados a

valores del 31/12/11 y convertidos a Dólares estadounidenses al tipo de cambio interbancario comprador del 31/12/11), y el Estado de Resultados del Ejercicio 2012 expresado en Dólares promedio, la desmejora en el resultado se explica fundamentalmente por:

Miliones de U\$S

<i>Aumento de venta mercado interno</i>	76,9
<i>Aumento en bonificaciones</i>	(50,0)
<i>Aumento de exportaciones</i>	4,3
<i>Aumento en otros ingresos de explotación</i>	4,0
<i>Aumento compra de energía</i>	(112,8)
<i>Aumento consumo de combustibles</i>	(263,4)
<i>Aumento en servicios y suministros</i>	(50,0)
<i>Aumento en gastos de personal</i>	(56,0)
<i>Aumento en resultados financieros netos</i>	19,5
<i>Disminución en resultado desv. Monetaria</i>	(17,5)
<i>Aumento en provisión incobrables</i>	(9,1)
<i>Disminución resultados diversos</i>	0,6
<i>Disminución en L.R.A.E</i>	141,2

Los ingresos por ventas de energía al mercado interno aumentaron U\$S 76,9 millones (5,04%). En unidades físicas, hubo un aumento de 179 GWh, lo que implica un incremento del 2,25% con respecto al año 2011.

La evolución de las principales variables durante el ejercicio fue la siguiente:

- Variación de la Tarifa de U.T.E. (10,88%)
- 6% a partir de enero y 4,6% en setiembre.
- Incremento del I.P.C. (7,48%).
- Decremento del Tipo de Cambio (-2,52%).



Por tipo de sector, según la categoría tarifaria, las variaciones en unidades físicas fueron de 3,07% para el sector Residencial, para el sector No Residencial un 1,77% y 0,04% para el Alumbrado Público.

Es importante destacar dentro de este capítulo el resultado de las campañas "Tu ahorro vale doble" y "UTE premia", que implicaron bonificaciones a los clientes de U\$S 34 millones y U\$S 16 millones respectivamente.

Con respecto a los Otros Ingresos de Explotación, vemos aumentos en Derechos de carga, Tasas, Cobros a Deudores incobrables y Consultoría Externa por U\$S 4 millones.

Las exportaciones a Argentina fueron superiores respecto al ejercicio anterior, pasando de 0,2 GWh en 2011 a 91 GWh en 2012. En términos de unidades monetarias los importes fueron U\$S 0,006 millones y U\$S 4,3 millones, respectivamente.

Al igual que durante el año anterior, no hubo exportaciones a Brasil.

La compra de energía a Salto Grande fue menor en 2.176 GWh lo que significa una disminución del 48% con respecto al año anterior. En cuanto a los montos, los mismos fueron U\$S 64,6 millones en el ejercicio 2011 y U\$S 30 millones en el ejercicio 2012.

Las compras al Brasil fueron superiores a las del año 2011 (209,4 GWh en 2011 y 401,7 GWh en 2012). Los montos fueron U\$S 27,1 millones en 2011 y U\$S 81 millones en 2012.

Hubo compras a generadores locales, siendo la más relevante la realizada a la empresa UPM, por un monto de U\$S 42,1 millones (U\$S 38,9 millones en 2011). El remanente ascendió a U\$S 33 millones, siendo los principales proveedores: Galofer (U\$S 6,7 millones), Fenirol (U\$S 5 millones), Bioener (U\$S 4,7 millones y Liderdat (U\$S 2,7 millones).

Las importaciones de Argentina fueron de 352 GWh por un valor de U\$S 137,2 millones, mientras que en 2011 fueron de 265 GWh por un valor de U\$S 68 millones.

El consumo de combustibles fue superior al del año anterior, pasando de U\$S 547 millones en 2011 a U\$S 811 millones en 2012, lo cual implica un incremento del 47,5%.

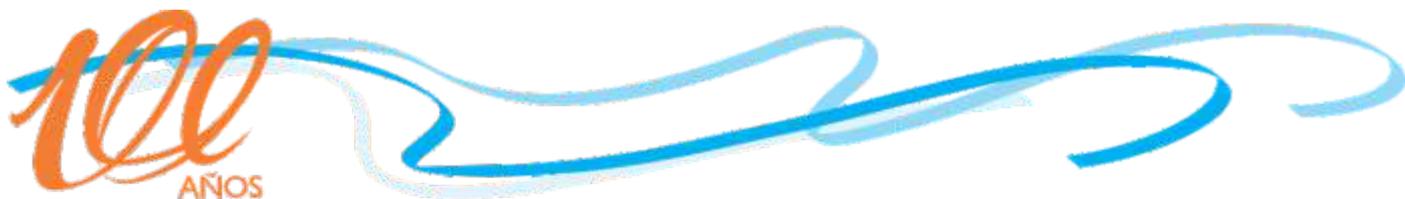
Los consumos en unidades físicas se muestran en el siguiente cuadro:

CONSUMO PERIODO ENERO - DICIEMBRE				
	2012	2011	variación	%
FUEL OIL (Toneladas)	360.462	213.861	146.601	68,50
GAS OIL (m3)	557.047	415.796	141.251	34,00
FOP MOTORES (Toneladas)	105.525	69.867	35.658	51,00

Los gastos en servicios y suministros fueron U\$S 50 millones más que en el ejercicio pasado.- Los aumentos más significativos se observan en Materiales para mantenimiento (Columnas, Postes y Conductores U\$S 4,5 millones), Materiales diversos U\$S 1,5 millones, Repuestos para Maquinaria U\$S 1,9 millones, Arrendamiento de equipos de generación U\$S 17 millones. Contratación de vehículos U\$S 2,2 millones, Mantenimiento y reparaciones de Inmuebles U\$S 2,2 millones, Mantenimiento de SSEE de Distribución U\$S 1,8 millones, Otros Servicios contratados U\$S 3,2 millones, Seguridad y vigilancia U\$S 1,3 millones, Servicio profesional contratado U\$S 1,6 millones, Publicidad y Propaganda U\$S 1,4 millones, Operación y mantenimiento de Centrales U\$S 1,7 millones y Aportes al Fideicomiso Uruguayo de Eficiencia Energética U\$S 1,4 millones. Existen otros incrementos por importes inferiores a U\$S 1 millón que totalizan U\$S 8,3 millones.

Los gastos de personal presentan un aumento de U\$S 56 millones con respecto al año anterior. Esta variación se debe fundamentalmente a:

- Incremento salarial del 8,6% a partir del 01/01/2012 - U\$S 22 millones.



- Partidas otorgadas en virtud de la Resolución 712 del 15/05/2012 - U\$S 13 millones.
- Retiro Incentivado aprobado por Resolución 1426 de fecha 14/09/2012 - U\$S 20 millones.

Los cargos financieros netos (ganancia) fueron U\$S 19,5 millones más que en el ejercicio anterior. Hubo aumentos en los Intereses perdidos y Otros gastos financieros (U\$S 6,2 millones), pero lo que explica la variación es la ganancia por diferencia de cambio (U\$S 24,4 millones) como consecuencia de la apreciación del Peso Uruguayo respecto del Dólar estadounidense, al tener UTE una posición pasiva de U\$S 476,8 millones.

Es importante destacar que hasta el ejercicio anterior los Estados contables eran ajustados por inflación, mientras que en el presente ejercicio el mismo se dejó de practicar, por lo cual en la comparación de los Estados de resultados el resultado por desvalorización monetaria experimentó un descenso de U\$S 17,5 millones.

Con respecto al gasto en IRAE, en este ejercicio presenta una ganancia de U\$S 141,2 millones en función de la desmejora del resultado del ejercicio 2012, por el incremento del costo de abastecimiento de la demanda en función del año seco transcurrido. Esta cifra es debida al incremento del activo por impuesto diferido en U\$S 118,8 millones, y a una baja en el IRAE a pagar de U\$S 22,4 millones, al existir pérdida fiscal en el presente ejercicio.

El patrimonio promedio de UTE en 2012 fue de U\$S 4.927 millones, por lo que el resultado sobre patrimonio asciende al -3,5 %, (2,9% en el ejercicio 2011).

El ejercicio 2012 volvió a presentar déficit hídrico muy importante en ambas cuencas relevantes para el sistema (Río Uruguay y Río Negro). Este hecho determinó que el costo de abastecimiento anual superara las previsiones del programa financiero y se constituyera en uno de los factores que determinan la

menor rentabilidad de la compañía en el ejercicio 2012. El diferencial se cubrió con fondos propios, utilización del Fondo de Estabilización Energética y endeudamiento de corto plazo.

La gran volatilidad del costo de abastecimiento de la demanda y su peso tanto en la cuenta de resultados como en la performance financiera, sigue siendo uno de los problemas estratégicos a resolver en el futuro inmediato, fundamentalmente mediante la incorporación de inversiones de generación con energías renovables a través de inversión propia y de privados.

Los costos de abastecimiento de la demanda reflejados en nuestros Estados de Resultados, convertidos a dólares estadounidenses del respectivo ejercicio fueron:

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Compra de Energía	140	211	493	132	210	323
Combustible	178	576	402	172	548	811
Total	318	787	895	304	758	1.134

La deuda financiera (capital), en términos nominales tuvo una variación de U\$S 352 millones, alcanzando al 31 de diciembre de 2012 los U\$S 926 millones.

Dicha variación se debe al diferencial entre la toma de nuevos financiamientos y las cancelaciones de deuda financiera realizadas en el ejercicio.

El apalancamiento medido como Deuda Financiera Total sobre Activos Totales se ubica en el entorno del 14%, en términos absolutos los Activos Totales de UTE alcanzan los 6397 millones de dólares y su Deuda Financiera los 926 millones.

Los niveles de apalancamiento de empresas eléctricas de la región y del mundo, resultan muy superiores a los que UTE alcanza actualmente.

Para los segmentos de transmisión y distribución los reguladores sugieren un óptimo del entorno del 60%.

Esta política conservadora en cuanto a endeudamiento, ha oficiado a falta de instrumentos explícitos, como cobertura para situaciones del tenor



de las sucedidas en el año 2008, 2009 y la de 2012 en particular. En dichas situaciones, UTE no tuvo ninguna dificultad de acceso al crédito en el sistema financiero local e internacional recibiendo ofertas que superaron ampliamente sus necesidades en cada llamado realizado con tasas de mercado muy competitivas.

En el presente ejercicio se hizo uso del Fondo de Estabilización Energética creado en la ley de presupuesto nacional aprobada sobre fines de 2010. Entre el primer y segundo semestre del ejercicio se utilizaron 160 millones de dólares correspondientes al total del referido fondo.

En forma paralela se viene analizando la incorporación de otras herramientas de cobertura que permitan mitigar los riesgos asociados a eventos de sequía como los ocurridos en el presente ejercicio, del tipo de un seguro climático. Hasta el momento se avanzó en el diseño del producto y en la presentación del mismo a instituciones interesadas en la concreción del mismo.

En cuanto a la financiación del crecimiento, aspecto fundamental a efectos de avanzar en el objetivo estratégico de obtener un abastecimiento de la demanda seguro y diversificado, sostenible desde el punto de vista ambiental y a un costo competitivo, así como el mantenimiento de redes de transmisión y distribución adaptadas y eficientes, UTE mantiene el apoyo de organismos multilaterales de crédito, con los cuáles está tramitando el financiamiento del proyecto de ciclo combinado en Punta del Tigre. A la fecha de este Informe se han firmado los contratos de préstamos para dicha inversión con CAF y con BID por 180 y 200 millones de dólares respectivamente, estando pendiente la firma con el banco alemán KfW por 70 millones de dólares completando el financiamiento para el ciclo combinado.

En el ejercicio 2012 UTE volvió al mercado de valores mediante la emisión de un Instrumento de deuda nominado en unidades indexadas a 30 años de plazo, por el equivalente a 100 millones de dólares, con total éxito. En 2013 se pretende seguir colocando deuda en



el mercado local y explorar la posibilidad de ingresar en los mercados internacionales.

El costo de endeudamiento en promedio, tomando la TIR del flujo de fondos futuro del servicio de deuda, se ubica en el 3,23%. Asimismo la Duración de la deuda al 31 de diciembre de 2012 es de 31,75 meses. Cabe agregar que la duración de la deuda tenderá a crecer una vez que se comiencen a desembolsar los préstamos que financiarán la central de ciclo combinado en Punta del Tigre, teniendo en cuenta que dichos préstamos tiene plazos que van entre 15 y 25 años. De esta manera se continúa con la política de extender los plazos de financiamiento de Inversiones, tratando de acercarlos a la vida útil promedio de los activos de UTE.

Las inversiones ejecutadas en el presente ejercicio alcanzaron la suma de U\$S 342 millones, de acuerdo con el Estado de Flujo de Efectivo, estimándose para los próximos 5 años un plan de Inversiones en el orden de los U\$S 2000 millones.

De acuerdo a la opinión de los analistas económicos, es esperable que el crecimiento se ubique en el entorno del 3,5% - 4% anual para el próximo quinquenio, lo cual presionará la demanda y la necesidad de continuar invirtiendo en infraestructura y tecnología, a efectos de atender dicho crecimiento en condiciones de calidad y competitividad.

UTE está expuesta a riesgo de tipo de cambio, dada su posición neta pasiva y a riesgo de tasa de interés dado que una buena parte de su endeudamiento está referenciado a tasas variables.

A efectos de evaluar la cuantía de estos riesgos se realizó un análisis de sensibilidad basado en la exposición que tienen los préstamos, ante cambios en las tasas de interés. Se ha efectuado este análisis considerando los saldos y condiciones vigentes de la deuda financiera contratada al 31/12/12. Se considera como escenario, que la tasa de interés se incremente



en 100 PB o caiga en 25 PB.

Los efectos, para el próximo ejercicio medido en pesos al 31/12/12, que puede tener la fluctuación anteriormente mencionada se resume en el siguiente cuadro:

	Reducción	Incremento
Escenario incremento de tasas	-	36.158.503
Escenario reducción de tasas	9.040.169	

En cuanto al tipo de cambio, las tasas de sensibilidad consideradas, corresponden al resultado de las encuestas que realiza el Banco Central del Uruguay a analistas económicos y son tomadas como una base razonable para el análisis de los riesgos financieros derivados de cambios en la cotización de las monedas extranjeras. En particular, las tasas consideradas en los casos de devaluación y apreciación del peso uruguayo frente al dólar, corresponden al tipo de cambio máximo y mínimo esperado, respectivamente:

Escenario 1 devaluación del 7,21% (2011: 4,51%) o escenario 2 apreciación del 3,36% (apreciación 2011: 2,02%) del tipo de cambio del peso uruguayo frente al dólar (en un escenario de inflación del 7,25% en 2011).

Los efectos, para el próximo ejercicio medidos en pesos al 31/12/12 son:

	Impacto moneda extranjera	
	2012	2011
Escenario 1: Devaluación		
Pérdida	672.749.860	-
Ganancia	-	198.079.977
Escenario 2: Apreciación		
Ganancia	313.052.293	669.727.045

La situación actual en cuanto al mix de generación despachada, la no incorporación de inversiones en el presente año que puedan bajar el costo de abastecimiento de la demanda y los precios del barril de petróleo, vaticina un año con costos altos de abastecimiento de la demanda. No obstante ello, UTE comienza el ejercicio con una situación óptima en cuanto a disponibilidades (Caja e inversiones corrientes: 322,2 millones de dólares) y manteniendo buena capacidad de endeudamiento en el sistema financiero.

Por lo anteriormente expuesto en nuestra opinión el riesgo de liquidez es muy bajo.

Asimismo se espera que la entrada de inversiones en Generación Eólica y con biomasa en los próximos dos años, así como la construcción del ciclo combinado coadyuven a mejorar y estabilizar los niveles de rentabilidad de la compañía, hoy muy volátiles y con un promedio en los últimos 15 años del 4%. De acuerdo a estudios realizados por nuestros especialistas el costo promedio de capital de UTE se encuentra en el entorno del 7%.

En resumen, entendemos que la situación financiera de UTE continua siendo sólida, habiendo mostrado un fuerte poder de adaptación a los factores de volatilidad que repercuten sobre su flujo de caja.

No obstante, es necesario remarcar algunos aspectos que a nuestro juicio merecen una especial atención para los siguientes ejercicios, entre los que se destacan la necesidad de avanzar en la concreción de mecanismos de cobertura de los riesgos operativos y financieros a que estamos sometidos, habiéndose cumplido ya con la etapa de análisis necesaria y en especial la concreción de una cobertura financiera sobre los factores que determinan un mayor costo del abastecimiento de la demanda (clima-petróleo), complementaria al fondo de estabilización creado, con el propósito de minimizar la volatilidad de ésta y estabilizar los resultados de la compañía, ya que en el corto plazo las tarifas no reflejan el 100% de los cambios en los precios de los combustibles y demás costos operacionales.

La opinión sobre la situación financiera sostenida en este informe, es coincidente con la opinión de la Calificadora de Riesgo FitchRatings en su último informe sobre la calidad crediticia de las Obligaciones Negociables emitidas por UTE, "La compañía mantuvo históricamente un bajo nivel de apalancamiento. La solidez y flexibilidad financiera soportada por una conservadora estructura de capital permite a UTE enfrentar situaciones de stress."

Con respecto a los Estados Consolidados de UTE con Interconexión del Sur S.A. y ROUAR S.A., si bien sus números no alteran los juicios vertidos anteriormente en función de su materialidad, podemos destacar que se ha avanzado considerablemente en las obras de construcción de la estación convertidora de 500 KV en las proximidades de la ciudad de Melo, habiendo alcanzado al cierre del ejercicio un valor de U\$S 195 millones.



100  
ASCA



## Capítulo 5

---

# Proyección al exterior

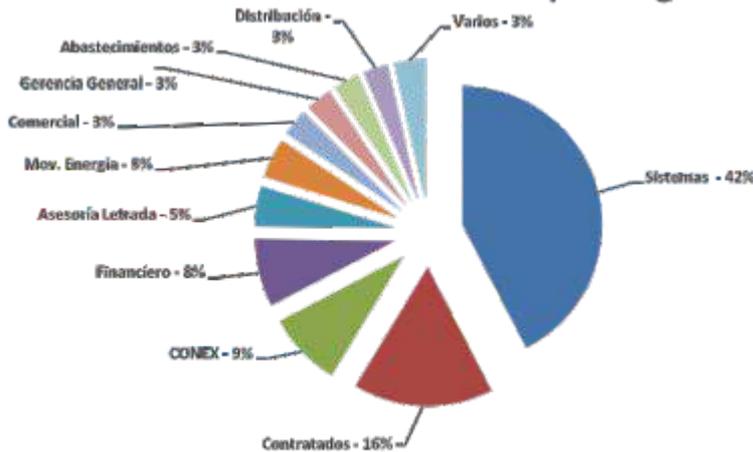
Consultoría Externa



Durante el año 2012 han participado en proyectos de consultoría y/o prestación de servicios 308 profesionales y técnicos de UTE, con diferentes porcentajes de afectación según los requerimientos.

El esfuerzo en consultoría del año se distribuye de la siguiente forma:

### Distribución del esfuerzo por origen



## Actividad Interna



Se continuó trabajando fuertemente sobre el Sistema de Gestión de la Calidad, para mantener en las Auditorías Externas correspondientes, la certificación lograda de acuerdo a la Normas ISO 9001:2008 en octubre 2011.



## Actividad Externa

Seguidamente, se destacan los principales proyectos, actividades de mantenimiento y procesamiento informático y servicios diversos, desarrollados en el ámbito nacional e internacional.

### En el Ámbito Nacional

#### **Minera Aratirí – Asesoramiento En La Selección De Corredores De Las Líneas De Trasmisión Para Abastecer Al Proyecto Aratirí.**

El objeto del Proyecto es brindar asistencia técnica en la definición, asesoramiento y supervisión para la selección de los corredores de las líneas de trasmisión necesarias para abastecer el Proyecto ARATIRÍ, de acuerdo al Anteproyecto de Conexión realizado por UTE.

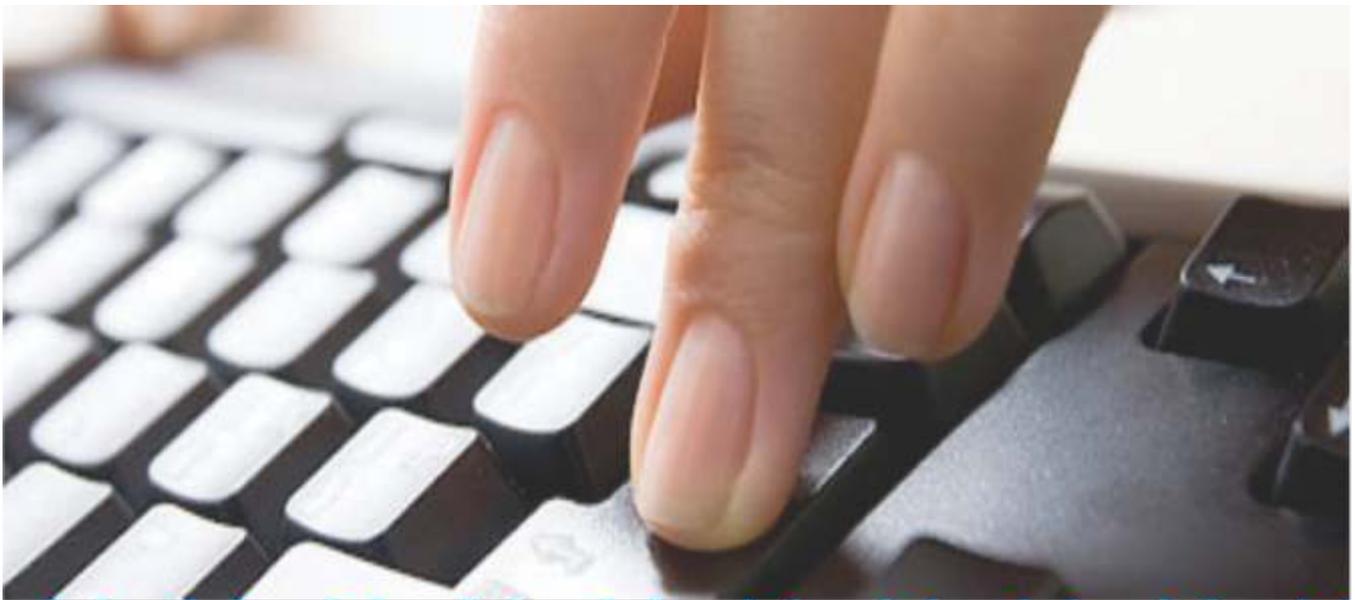
Para las Líneas de Trasmisión:

- Línea Bonete – Cerro Chato
- Línea Valentines – Puesto Estación km70 Ruta 19
- Línea Bonete – Baygorria

Se realizaron las actividades de:

- Definición de criterios técnicos, legales y ambientales para la ejecución de los Anteproyectos.
- Definición y evaluación de alternativas de corredores de las líneas.
- Selección de corredores.
- Tramitación de documentación para obtener la aprobación del Poder Ejecutivo que permita la construcción de las líneas y posteriormente la imposición de servidumbre.
- Elaboración de la Comunicación del Proyecto y tramitación del Certificado de Clasificación Ambiental ante la DINAMA.





Permanece suspendida, a definir por la Superioridad, la Línea de Rocha-Angostura y con respecto a Montevideo A-Bifurcación se encararía el cambio de conductor existente por uno de mayor capacidad, que no implica modificación de trazado.

### **Banco Central Del Uruguay**

#### **Implantación De Un Sistema Integrado De Gestión Administrativa K2B – GRP**

En el marco de la Licitación Pública N° 3/09, en junio de 2011 se inició el proyecto de implantación del Sistema K2B – GRP, en consorcio con la empresa



Genexus Consulting, propietaria de dicho sistema. K2B-GRP es una solución Integral que aborda desde la planificación de la gestión, compras, manejo de almacenes, activo fijo, la gestión presupuestaria, contable, financiera y de recursos humanos y permite contar con Información en tiempo real facilitando la toma de decisiones.

#### **El proyecto se dividió en dos fases:**

1) Fase I – Instalación e Implementación del Componente de K2B Administrativo, Financiero y Contable. Interfaces con los sistemas actuales del BCU.

2) Fase II – Instalación e Implementación del Componente de K2B Capital Humano. Integración con los componentes instalados en la Fase I.

La Fase I entró en producción el 9 de abril de 2012, dentro de los plazos previstos. El 31 de agosto de 2012 se otorgó la aceptación funcional.

En lo que respecta a la Fase 2, se adelantó la implantación del Módulo de Evaluación del Desempeño y se trabajó fuertemente en el análisis en profundidad de cada requerimiento funcional de los módulos de Capital Humano.



## Ministerio De Relaciones Exteriores

### Proceso Mejora De La Gestión

El proyecto se orientó a la elaboración de un Plan Global para la Mejora de Gestión del Ministerio trabajando en varias líneas simultáneas, interrelacionadas y complementarias.

Dio comienzo el 1 de agosto del 2011 y finalizó el 31 de agosto de 2012.

Se obtuvieron los siguientes logros:

- Planificación y control de gestión: apoyo en la identificación de Misión, Visión, Objetivos Estratégicos.
- Elaboración y análisis de Indicadores de Gestión.
- Revisión de procesos clave.
- Soporte tecnológico.



- Implantación del sistema expediente electrónico, GEX en la WEB, en Cancillería, ALADI y en el Consulado General y de Distrito de Porto Alegre. Dicho sistema entró en producción en forma exitosa, el 14 de marzo de 2012 en Montevideo y en junio en el exterior.

## Ministerio Del Interior - Penal De Libertad

El objeto de este proyecto consiste en:

- Efectuar el Mantenimiento Preventivo y Correctivo de las instalaciones
- Brindar apoyo en la Operación en la Red de Media Tensión.
- Elaborar el Plan Director de la Red de Media Tensión.

Adicionalmente en 2012 se realizaron trabajos urgentes para la remodelación de la subestación interior del Penal.



## Gas Sayago S.A. (GSSA)

El objeto del conjunto de servicios que se prestan a este cliente, consiste en brindar apoyo profesional y técnico básicamente en las áreas de gestión administrativa, contabilidad, asesoría jurídica, sistemas de Información y comunicaciones, según el siguiente detalle:

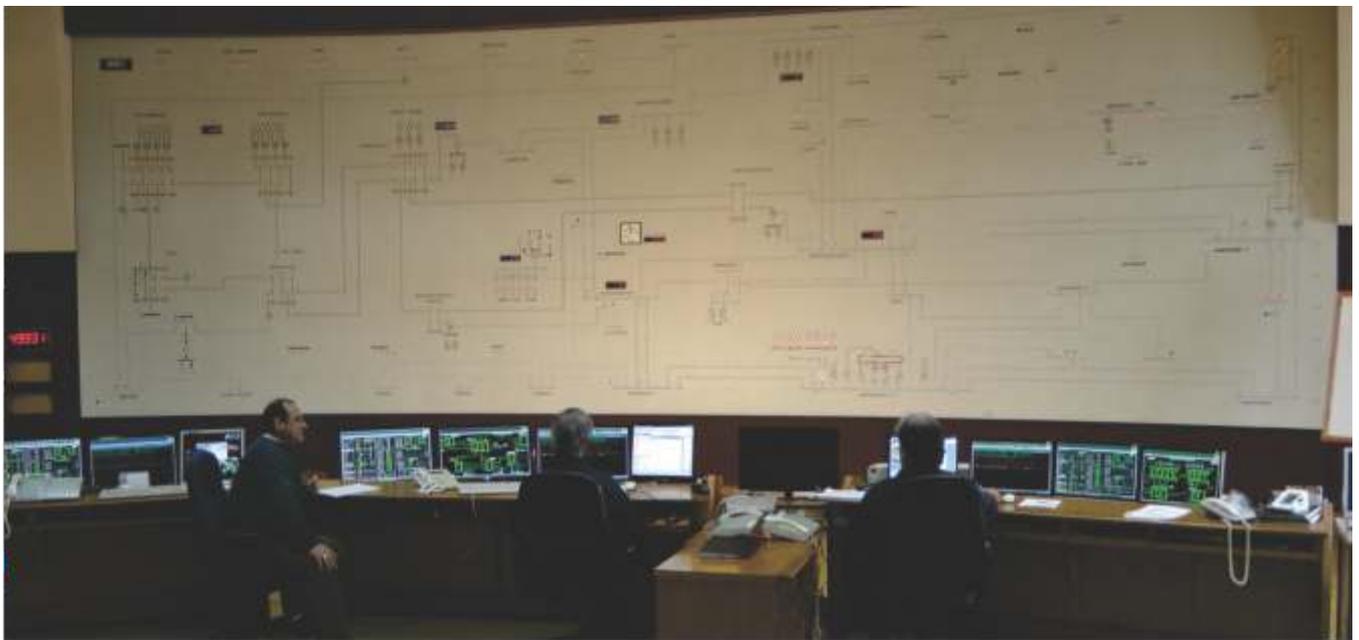
**Servicios Profesionales** - El servicio consiste en la asignación de tres técnicos de UTE que brindan apoyo en las áreas de asesoría jurídica, gestión de proyectos, programación de actividades y apoyo en todas las funciones relacionadas con secretaría.

**Administración y Gestión** - El servicio consiste en brindar asesoramiento administrativo, de gestión, contable, fiscal, tributario y financiero a la empresa GSSA.



**Informática y Telecomunicaciones** - El mismo consiste en brindar apoyo para el mantenimiento de la red de comunicaciones y del sistema de información de la empresa GSSA. Las actividades involucradas corresponden a la administración y soporte de puestos de trabajo, administración, soporte monitorización y control de servidores y operación, monitorización y control de respaldos de datos.

Los servicios se vienen prestando dentro de los parámetros establecidos.



### Universidad de la República

En 2010 comenzó en la Universidad de la República el Proyecto para la implantación del sistema K2B GRP con la finalidad de servir de soporte a la información de gestión, presupuestal, financiera, de abastecimientos y patrimonial.



Este proyecto se realiza en forma conjunta con Genexus Consulting S.A., propietaria de K2B, bajo la modalidad de consorcio y abarca la implantación en dos Direcciones Generales y en tres Facultades: Veterinaria, Ciencias Económicas y Arquitectura. Asimismo, comprende la formación de un equipo de la UDELAR, que extenderá la implantación del Sistema al resto de los servicios universitarios.

Durante el año 2012 se trabajó en la estabilización de la versión implantada en las Direcciones Generales y en la Facultad de Veterinaria, trasladando para el 2013 la implantación en las dos Facultades restantes.

### Corte Electoral

Se continúa brindando en forma ininterrumpida el servicio de Mantenimiento del Sistema Registro Cívico Nacional.

Como aspectos relevantes, durante 2012:

- Se avanzó en el escaneo de más de 100.000 hojas electorales, a efectos de su disposición en medios digitales.
- Se mudaron los servidores y la línea de conexión a Internet que estaban en el CPD de UTE para el Centro de Cómputos de la Corte Electoral.

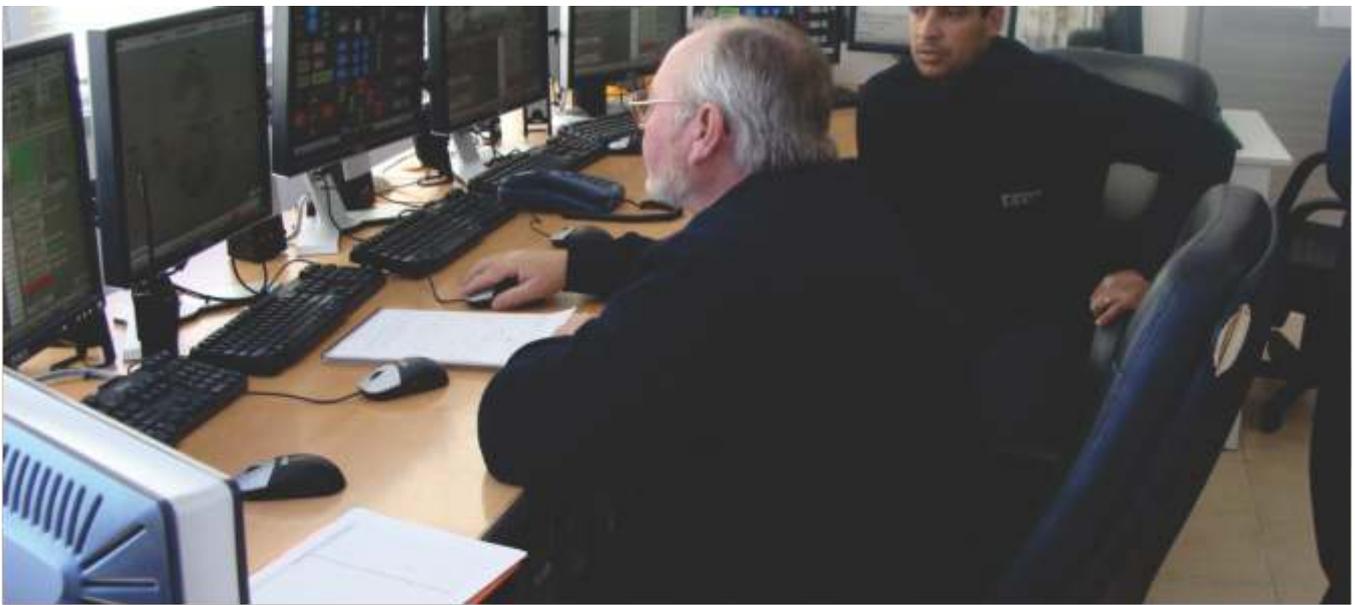


### Administración Nacional De Las Obras Sanitarias Del Estado

#### Apoyo Comercial

En setiembre de este año dio comienzo un proyecto de asesoramiento y apoyo en el fortalecimiento de la gestión comercial de OSE.

El mismo implica: realizar un estudio sobre la organización interna del Área Desarrollo Comercial



Operativo y sus recursos humanos; la elaboración de los registros y documentos soportes para un eficaz funcionamiento y su puesta en marcha así como la instrumentación de soluciones concretas en su operativa.

La duración de este proyecto es de seis meses, previéndose su finalización en febrero de 2013.



### Servicios De Mantenimiento Informático

Se ha continuado brindando el servicio de mantenimiento del sistema de Expediente Electrónico GEX en la Web que se encuentra instalado en diversas organizaciones del Estado: Presidencia De La República, interconectada con todos los Ministerios; Banco De La República Oriental Del Uruguay, en sus Oficinas Centrales y en todas las dependencias del país; en la Dirección Nacional De Aduanas y todas las Receptorías del Interior; en la Oficina Nacional De Servicio Civil y en el Ministerio De Vivienda Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente. A partir del mes de setiembre se brinda al Ministerio De Relaciones Exteriores.



Asimismo, se trabajó con el MVOTMA en la prestación del servicio de mantenimiento de los sistemas informáticos SGO e Interfaz K2B – SIIF.

### Servicios Diversos

En esta línea de prestaciones de CONEX, se han desarrollado actividades consistentes en brindar servicios diversos relacionados con el Negocio Eléctrico tales como: Rellenos de celdas en Media Tensión, Mantenimiento de Instalaciones de Media Tensión, Detección de faltas en Cables Subterráneos, Tratamiento de aceite de transformadores y Montaje, entre otros. Asimismo, se continúan dictando Cursos de Capacitación; Chequeos Médicos y Arrendamientos de Salones. Se destacan entre nuestros clientes a: Brener Maldar; Candelas; Cel, Cicsa, Citesa; Ojujo; Electricidad Durazno; Electrosistemas; Empresa Novas; Fanapel; Gapac; Gasoducto Cruz; Del Sur; Gema; Gondier; Laisa; Mario Juiz; José Martínez Reggio; Oritecno; Prodie; Río Golf, Sie Uruguay; entre otros.





### En el **Ámbito Internacional**

A lo largo de 2012 se han realizado diversos contactos con empresas eléctricas que manifiestan su interés en contar con el asesoramiento de UTE – CONEX entre las que se destacan:

- El Laboratorio de Eficiencia Energética del ICE de Costa Rica solicita apoyo en la determinación de eficiencia energética de calentadores de agua eléctricos.

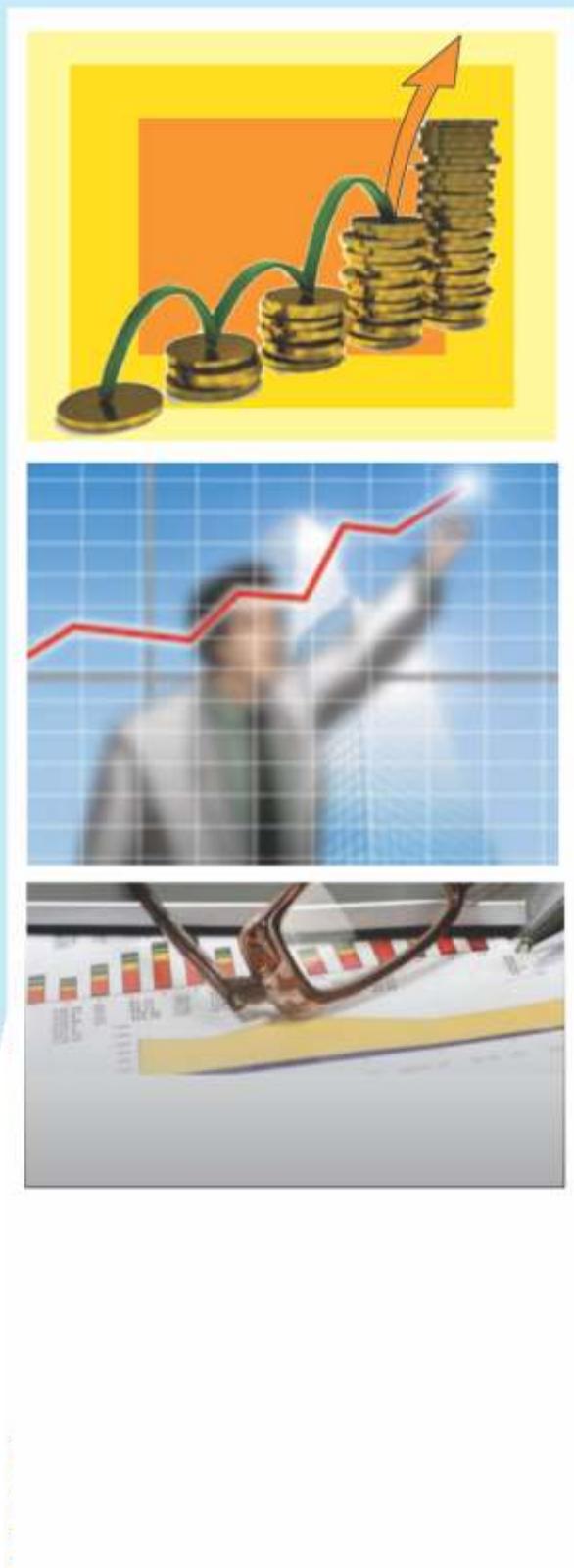
- Los días 14 y 15 de junio se recibió a representantes de COPEL - Companhia Paranaense de Energia – Brasil, habiéndose realizado presentaciones sobre:

- Redes subterráneas de Media Tensión.
- Líneas de Trasmisión.
- Sistema de Gestión de Mantenimiento: SGT.
- SCADA/DMS.
- Sistema de Información Geográfica: GIS.

- Se retomaron los contactos con ANDE de Paraguay, iniciados en julio de 2011, para realizar un diagnóstico que permita analizar la viabilidad de un asesoramiento en la implementación de Sistema Informático para Gestión de Materiales.



100  
ANOS



## **Capítulo 6**

---

# **Información económica y estados contables**

## ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2012

(En pesos uruguayos)

	Notas	2012	2011
<b>ACTIVO</b>			
<b>Activo corriente</b>			
Disponibilidades	5.1	6.285.997.390	4.491.015.093
Activos financieros	5.8	-	442.909.983
Créditos por ventas	5.2	4.657.195.109	4.106.023.859
Otros créditos	5.3	1.543.616.972	687.973.858
Inventarios	5.4	2.696.004.748	2.580.859.368
<b>Total Activo corriente</b>		<b>15.182.814.219</b>	<b>12.308.782.161</b>
<b>Activo no corriente</b>			
Bienes de uso	Anexo	97.832.921.954	97.131.940.623
Créditos a largo plazo:			
- Activo por impuesto diferido	5.5	7.614.106.702	4.866.958.043
- Otros créditos a largo plazo	5.3	1.866.498.763	412.038.036
<b>Total créditos a largo plazo</b>		<b>9.480.605.466</b>	<b>5.278.996.079</b>
Inventarios	5.4	1.876.737.877	1.821.526.341
Créditos por ventas	5.2	906.631.505	670.540.476
Inversiones a largo plazo:			
- Inversiones en otras empresas	5.6	191.444.635	230.964.689
- Bienes en comodato	5.7	380.103.646	396.392.508
- Activos financieros	5.8	4.353.584	5.044.216
<b>Total inversiones a largo plazo</b>		<b>575.901.865</b>	<b>632.401.413</b>
Activos biológicos		185.344.487	72.137.949
Valores en caución y en consignación		3.109.160	2.640.949
<b>Total Activo no corriente</b>		<b>110.861.252.314</b>	<b>105.610.183.829</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>		<b>126.044.066.534</b>	<b>117.918.965.990</b>
<b>CUENTAS DE ORDEN</b>	5.15	<b>9.719.758.164</b>	<b>7.202.192.783</b>
<b>PASIVO Y PATRIMONIO</b>			
<b>Pasivo corriente</b>			
Deudas comerciales	5.9	5.237.641.247	4.985.492.727
Deudas financieras	5.10	7.119.792.608	3.275.160.901
Deudas diversas	5.11 y 5.13.1	2.142.962.219	1.937.938.620
Previsiones	5.12 y 5.13.2	235.995.594	278.500.126
<b>Total Pasivo corriente</b>		<b>14.736.391.668</b>	<b>10.477.092.374</b>
<b>Pasivo no corriente</b>			
Deudas financieras	5.10	12.666.373.870	10.035.209.559
Deudas diversas	5.11 y 5.13.1	1.362.372.486	15.249.436
Previsiones	5.12 y 5.13.2	554.020.909	489.203.987
<b>Total Pasivo no corriente</b>		<b>14.582.767.265</b>	<b>10.539.662.982</b>
<b>Total Pasivo</b>		<b>29.319.158.933</b>	<b>21.016.755.356</b>
<b>Patrimonio</b>			
Capital	5.14	3.107.209.403	3.073.899.528
Ajustes al patrimonio	5.14	80.737.855.374	80.737.855.374
Transferencia neta al Fondo de estabilización energética	5.14	147.715.965	(3.255.719.400)
<b>Ganancias retenidas</b>			
- Reservas	5.14	16.277.406.179	14.985.787.811
- Resultados de ejercicios anteriores		(135.500.694)	(1.485.110.290)
- Resultado del ejercicio		(3.420.443.068)	2.834.227.963
<b>Patrimonio atribuible a controladora</b>		<b>96.714.243.158</b>	<b>96.890.940.986</b>
<b>Patrimonio atribuible a interés minoritario</b>		<b>10.664.443</b>	<b>11.269.648</b>
<b>Total Patrimonio</b>		<b>96.724.907.601</b>	<b>96.902.210.634</b>
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>		<b>126.044.066.534</b>	<b>117.918.965.990</b>
<b>CUENTAS DE ORDEN</b>	5.15	<b>9.719.758.164</b>	<b>7.202.192.783</b>

El anexo y las notas que acompañan a estos estados contables consolidados forman parte integrante de los mismos.

**ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO EJERCICIO FINALIZADO  
EL 31 DE DICIEMBRE DE 2012**  
(En pesos uruguayos)

	Notas	2012	2011
Ingresos operativos	<b>6.1</b>		
Venta de energía eléctrica local		32.524.547.789	30.348.459.865
Venta de energía eléctrica al exterior		86.770.442	23.837
		32.611.318.231	30.348.483.702
Bonificaciones	<b>6.1</b>	(1.113.358.281)	(80.843.667)
Ingresos operativos neto		31.497.959.950	30.267.640.035
Otros ingresos de explotación	<b>6.1</b>	571.085.595	480.545.591
Total de ingresos de explotación		32.069.045.545	30.748.185.626
Costos de explotación	<b>6.2</b>	(32.046.998.066)	(22.716.619.301)
Resultado de explotación		22.047.480	8.031.566.324
Gastos de administración y ventas	<b>6.2</b>	(6.491.656.233)	(5.370.496.601)
Resultados diversos			
Ingresos varios	<b>6.1</b>	617.879.385	593.037.348
Gastos varios	<b>6.2</b>	(1.014.288.345)	(943.227.042)
		(396.408.959)	(350.189.694)
Resultados financieros	<b>6.3</b>	698.786.997	615.403.459
Resultado del ejercicio antes de impuesto a la renta		(6.167.230.716)	2.926.283.488
Impuesto a la renta	<b>5.5</b>	2.746.182.442	(92.290.096)
Resultado neto del ejercicio		(3.421.048.274)	2.833.993.392
Resultado atribuible a controladora		(3.420.443.068)	2.834.227.963
Resultado atribuible a accionistas minoritarios		(605.206)	(234.571)
Resultado neto del ejercicio		(3.421.048.274)	2.833.993.392

El anexo y las notas que acompañan a estos estados contables consolidados forman parte integrante de los mismos.

**ESTADO DE EVOLUCIÓN DEL PATRIMONIO CONSOLIDADO**  
**EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2012**

	Notas	Capital	Transferencia neta al Fondo de estabilización energética	Reservas	Resultados acumulados	Patrimonio atribuible a controladora	Patrimonio atribuible a interés minoritario	Patrimonio total
<b>Saldos iniciales al 01.01.11</b>		<b>77.158.983.422</b>	<b>(2.997.900.000)</b>	<b>12.046.288.413</b>	<b>1.486.673.237</b>	<b>87.694.045.072</b>	<b>9.571.075</b>	<b>87.703.616.146</b>
Ajuste por inflación		6.635.672.574	(257.819.400)	1.035.980.804	127.853.898	7.541.687.875	823.112	7.542.510.988
<b>Saldos iniciales ajustados</b>		<b>83.794.655.996</b>	<b>(3.255.719.400)</b>	<b>13.082.269.217</b>	<b>1.614.527.135</b>	<b>95.235.732.947</b>	<b>10.394.187</b>	<b>95.246.127.134</b>
Aporte de capital							1.110.032	1.110.032
Aportes OPP a capitalizar	5.14	17.098.906		1.903.518.594	(1.903.518.594)	17.098.906		17.098.906
Reserva exoneración inversiones	5.14				(1.196.118.831)			(1.196.118.831)
Versión de resultados	5.14				2.834.227.963	2.834.227.963	(234.571)	2.833.993.392
Resultado del ejercicio					(265.409.462)	1.655.208.039	875.461	1.656.083.500
<b>Total movimientos del ejercicio</b>		<b>17.098.906</b>	<b>-</b>	<b>1.903.518.594</b>	<b>(265.409.462)</b>	<b>1.655.208.039</b>	<b>875.461</b>	<b>1.656.083.500</b>
<b>Saldos finales al 31.12.11</b>		<b>83.811.754.902</b>	<b>(3.255.719.400)</b>	<b>14.985.787.811</b>	<b>1.349.117.673</b>	<b>96.890.940.986</b>	<b>11.269.648</b>	<b>96.902.210.634</b>
<b>Movimientos del ejercicio</b>								
Aportes OPP a capitalizar	5.14	33.309.875				33.309.875		33.309.875
Reserva exoneración inversiones	5.14			1.291.618.367	(1.291.618.367)			
Cobros fondo estab. energética	5.14		3.403.435.365			3.403.435.365		3.403.435.365
Versión de resultados	5.14				(193.000.000)	(193.000.000)		(193.000.000)
Resultado del ejercicio					(3.420.443.068)	(3.420.443.068)	(605.206)	(3.421.048.274)
<b>Total movimientos del ejercicio</b>		<b>33.309.875</b>	<b>3.403.435.365</b>	<b>1.291.618.367</b>	<b>(4.905.061.435)</b>	<b>(176.697.828)</b>	<b>(605.206)</b>	<b>(177.303.034)</b>
<b>Saldos finales al 31.12.12</b>		<b>83.845.064.777</b>	<b>147.715.965</b>	<b>16.277.406.179</b>	<b>(3.555.943.763)</b>	<b>96.714.243.158</b>	<b>10.664.443</b>	<b>96.724.907.601</b>

El anexo y las notas que acompañan a estos estados contables consolidados forman parte integrante de los mismos.

**ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO**  
**EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2012**  
(En pesos uruguayos)

	Notas	2012	2011
<b>1) Flujo de efectivo por actividades operativas</b>			
Resultado del ejercicio atribuible a controladora		(3.420.443.068)	2.834.227.963
Resultado del ejercicio atribuible a accionistas minoritarios		(605.206)	(234.571)
Ajustes:			
Amortización		4.865.322.395	4.708.873.733
Diferencia de cambio de disponibilidades		302.576.195	256.750.991
Diferencia de cambio rubros no operativos		(437.667.204)	(723.298.341)
Impuesto a la renta diferido		(2.747.148.659)	(355.264.788)
Provisión impuesto a la renta		966.217	447.554.884
Resultado por inversiones a largo plazo		79.665.042	(7.557.315)
Resultado por instrumentos financieros derivados		85.172.741	58.634.419
Resultado por activos biológicos		(113.206.538)	(42.391.170)
Resultado por venta de bienes de uso y bienes desafectados		(3.548.855)	-
Ajuste previsión juicios		(42.222.309)	122.813.858
Ajuste previsión 200 kWh		65.589.521	27.756.342
Ajuste previsión por obsolescencia de inventarios		49.354.513	136.207.807
Provisión de incentivo por retiro		401.613.650	(2.605.059)
Provisión bonificaciones comerciales		39.469.587	-
Provisión penalizaciones URSEA		58.162.053	-
Comisiones de compromiso devengadas		1.520.479	1.742.165
Intereses y otros gastos de préstamos devengados		525.031.217	420.963.502
Pérdida por deudores incobrables		423.942.180	234.723.584
Intereses letras de regulación monetaria		(14.761.914)	(5.329.337)
Bajas de bienes de uso		139.424.142	1.793.874
Otros gastos devengados no pagados		2.318.555	1.064.300
Resultado de operaciones antes de cambios en rubros operativos		260.524.735	8.116.426.841
Cambios en activos y pasivos:			
Créditos por ventas		(1.211.204.459)	(45.992.725)
Otros créditos		(1.081.851.056)	904.682.972
Valores en caución y en consignación		(468.211)	374.436
Inventarios		(219.711.430)	(922.719.614)
Deudas comerciales		450.312.412	(169.539.048)
Deudas diversas		226.026.086	(667.826.129)
Efectivo (aplicado) proveniente de actividades operativas antes de impuesto a la renta		(1.576.371.924)	7.215.406.734
Impuesto a la renta pagado		(173.474.736)	(1.224.878.745)
Efectivo (aplicado) proveniente de actividades operativas		(1.749.846.660)	5.990.527.989
<b>2) Flujo de efectivo por actividades de inversión</b>			
Altas de bienes de uso	4.23	(5.391.230.842)	(5.927.951.714)
Anticipos para compras de bienes de uso		(1.265.301.181)	(745.314.955)
Pago de obras en curso realizadas en ejercicios anteriores		(380.458.278)	(239.944.606)
Cobro por venta de bienes de uso y desafectados		3.664.858	-
Cobro intereses obligaciones negociables Piedra del Águila		724.490	-
Compra de letras de regulación monetaria		-	(654.319.660)
Cobro al vencimiento de letras de regulación monetaria		437.750.900	226.431.973
Cancelación plazo fijo en BANDES		-	841.515
Cobro dividendos Hidroneuquén en efectivo		-	18.556.177
Cobro dividendos Central Puerto en efectivo		-	1.431.436
Aporte de capital en inversiones a L/P		(9.450.132)	(42.595.879)
Efectivo aplicado a actividades de inversión		(6.604.300.184)	(7.362.865.712)
<b>3) Flujo de efectivo por actividades de financiamiento</b>			
Cobro fondo de estabilización energética	5.14	3.403.435.365	-
Anticipo FOCEM Interconexión Uruguay-Brasil	5.11	931.232.324	223.291.752
Versión a cuenta del resultado del ejercicio	5.14	(193.000.000)	(1.196.118.831)
Pagos deudas financieras		(2.513.305.889)	(3.186.632.223)
Nuevas deudas financieras		9.287.396.455	6.493.138.624
Pagos de intereses de préstamos y obligaciones negociables		(411.597.204)	(382.975.617)
Pagos de comisiones de compromiso		(1.542.979)	(1.683.024)
Pagos de otros gastos de préstamos		(27.619.438)	(12.417.549)
Pagos de instrumentos financieros derivados		(43.214.294)	(24.363.134)
Efectivo proveniente de actividades de financiamiento		10.431.784.340	1.912.239.998
<b>4) Variación neta del efectivo y equivalentes de efectivo</b>		2.077.637.495	539.902.275
<b>5) Saldo inicial del efectivo y equivalentes de efectivo</b>		4.510.936.090	4.227.784.806
<b>6) Efecto asociado al mantenimiento de efectivo y equivalentes</b>		(302.576.195)	(256.750.991)
<b>7) Saldo final del efectivo y equivalentes de efectivo</b>	4.23	6.285.997.390	4.510.936.090

El anexo y las notas que acompañan a estos estados contables consolidados forman parte integrante de los mismos.

**ANEXO**

**CUADRO CONSOLIDADO DE BIENES DE USO EN SERVICIO Y OBRAS EN CURSO DETALLADO POR UNIDAD DE NEGOCIO EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2012**

(En miles de pesos uruguayos)

	Bienes de uso general		Producción		Transmisión		Distribución			Comercial		Obras en curso	TOTAL Bienes en servicio	TOTAL Bienes de uso	
	Término	Hidráulica	Eléctrica y otras	Total Producción	Líneas y cables	Estaciones	Total Transmisión	Líneas y cables	Estaciones	Obras	Total Distribución				Líneas y cables
<b>Valor bruto al 31.12.11</b>	19.143.456	21.289.060	1.938.613	39.126.177	21.988.626	21.632.415	45.621.041	88.462.411	26.436.294	2.544.159	87.442.684	1.463.481	4.390.035	5.853.516	209.872.862
Alta	527.006	324.468	2.368	331.821	728	127.813	128.541	1.098.493	618.142	58.628	1.752.265	-	88.180	88.180	8.389.582
Capitalización obras en curso	(289.625)	(11.521)	-	(11.521)	-	(162.971)	(162.971)	-	(282.772)	(53.353)	(255.125)	-	(28.133)	(28.133)	(2.618.558)
Revalorizaciones	46.077	-	-	-	-	-	-	-	(3)	(371)	(124)	-	-	-	(668.755)
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	(3)	(371)	-	(124)	-	-	-	(1.258)
<b>Valor bruto al 31.12.12</b>	<b>19.504.954</b>	<b>22.214.344</b>	<b>1.852.682</b>	<b>39.446.477</b>	<b>22.999.384</b>	<b>22.598.357</b>	<b>45.597.741</b>	<b>59.560.991</b>	<b>26.946.633</b>	<b>2.541.426</b>	<b>88.948.370</b>	<b>1.463.481</b>	<b>4.412.882</b>	<b>5.905.403</b>	<b>202.819.461</b>
<b>Amortización acumulada al 31.12.11</b>	14.042.816	4.266.779	628.182	10.224.967	15.982.610	14.032.666	29.615.276	35.210.529	17.478.144	1.621.859	54.310.942	1.042.543	1.932.898	2.976.351	112.369.921
Amortización acumulada al 31.12.12	14.042.816	4.266.779	628.182	10.224.967	15.982.610	14.032.666	29.615.276	35.210.529	17.478.144	1.621.859	54.310.942	1.042.543	1.932.898	2.976.351	112.369.921
Amortización acumulada al 31.12.11	486.088	628.042	66.591	1.251.459	378.485	472.950	851.435	1.041.663	848.341	95.064	1.988.788	20.686	207.253	228.349	4.848.033
Amortización acumulada al 31.12.12	486.088	628.042	66.591	1.251.459	378.485	472.950	851.435	1.041.663	848.341	95.064	1.988.788	20.686	207.253	228.349	4.848.033
Revalorizaciones	(165.388)	(933)	-	(933)	-	(147.281)	(147.281)	-	(132.750)	(53.339)	(385.039)	-	(28.133)	(28.133)	(529.246)
Ajustes	1.227	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.227)
<b>Amortización acumulada al 31.12.12</b>	<b>4.085.888</b>	<b>5.794.767</b>	<b>694.773</b>	<b>11.475.438</b>	<b>15.953.305</b>	<b>14.957.925</b>	<b>38.311.638</b>	<b>36.252.542</b>	<b>18.495.535</b>	<b>1.664.484</b>	<b>56.110.961</b>	<b>1.064.539</b>	<b>2.113.828</b>	<b>3.176.957</b>	<b>117.828.740</b>
<b>Valores netos al 31.12.12</b>	<b>5.211.261</b>	<b>16.399.563</b>	<b>1.157.909</b>	<b>27.971.049</b>	<b>7.046.259</b>	<b>8.240.432</b>	<b>15.286.103</b>	<b>23.308.359</b>	<b>8.652.898</b>	<b>876.952</b>	<b>32.838.389</b>	<b>398.862</b>	<b>2.329.974</b>	<b>2.728.456</b>	<b>84.988.721</b>
<b>Valor bruto al 31.12.10</b>	18.647.230	14.055.295	21.177.540	1.658.613	38.083.448	22.895.988	22.381.732	45.217.640	58.778.811	25.353.584	2.484.971	1.463.481	3.816.587	5.279.988	208.888.208
Ajuste por inflación mov. del ejercicio	37.593	8.236	1.225	9.461	3.497	9.488	13.485	82.987	52.842	1.778	137.585	-	21.470	21.470	282.168
Alta	532.250	925.971	38.295	954.256	158.231	242.085	401.226	1.608.389	1.031.818	57.467	2.696.874	-	552.058	552.058	11.471.688
Capitalización obras en curso	(33.577)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.984.941)
Revalorizaciones	-	78.502	-	78.502	-	-	-	14	14	(58)	(41)	-	-	-	(53.818)
<b>Valor bruto al 31.12.11</b>	<b>19.143.456</b>	<b>22.209.060</b>	<b>1.850.683</b>	<b>39.126.177</b>	<b>22.998.626</b>	<b>22.633.415</b>	<b>45.621.041</b>	<b>58.462.411</b>	<b>26.436.294</b>	<b>2.544.159</b>	<b>87.442.684</b>	<b>1.463.481</b>	<b>4.390.035</b>	<b>5.853.516</b>	<b>209.872.862</b>
<b>Amortización acumulada al 31.12.10</b>	13.688.782	3.787.702	4.655.584	9.044.822	15.216.147	13.556.035	28.774.982	34.208.937	16.659.822	1.533.342	52.398.381	1.022.451	1.745.091	2.767.522	108.653.551
Ajuste por inflación mov. del ejercicio	(221)	144	-	144	-	-	-	-	-	72	72	-	(3)	(3)	(68)
Amortización acumulada al 31.12.11	386.073	571.461	66.846	1.202.169	366.463	474.621	841.094	1.039.999	819.322	88.988	1.917.621	21.112	187.720	208.832	4.691.536
Revalorizaciones	(31.888)	-	-	-	3	-	-	3	-	(58)	(52)	-	-	-	(51.870)
Ajustes	7.772	-	-	7.772	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.772
<b>Amortización acumulada al 31.12.11</b>	<b>14.042.816</b>	<b>4.366.779</b>	<b>4.722.430</b>	<b>10.224.967</b>	<b>15.952.610</b>	<b>14.032.666</b>	<b>29.615.276</b>	<b>35.210.529</b>	<b>17.478.144</b>	<b>1.621.859</b>	<b>54.310.942</b>	<b>1.042.543</b>	<b>1.932.898</b>	<b>2.976.351</b>	<b>112.788.921</b>
<b>Valores netos al 31.12.11</b>	<b>5.100.640</b>	<b>18.699.725</b>	<b>16.979.114</b>	<b>28.901.210</b>	<b>7.416.026</b>	<b>8.600.749</b>	<b>16.006.775</b>	<b>23.251.472</b>	<b>8.958.150</b>	<b>922.300</b>	<b>33.131.962</b>	<b>419.938</b>	<b>2.457.227</b>	<b>2.877.885</b>	<b>87.898.066</b>
<b>Valores netos al 31.12.12</b>	<b>5.100.640</b>	<b>18.699.725</b>	<b>16.979.114</b>	<b>28.901.210</b>	<b>7.416.026</b>	<b>8.600.749</b>	<b>16.006.775</b>	<b>23.251.472</b>	<b>8.958.150</b>	<b>922.300</b>	<b>33.131.962</b>	<b>419.938</b>	<b>2.457.227</b>	<b>2.877.885</b>	<b>87.898.066</b>

## **NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2012**

### **NOTA 1 INFORMACIÓN BÁSICA SOBRE EL GRUPO**

#### **1.1 Naturaleza jurídica, marco legal y contexto operacional de la Administración Nacional de Usinas Trasmisiones Eléctricas (UTE)**

La Ley N° 4.273 promulgada el 21 de octubre de 1912 creó la UTE, ente autónomo al cual se le concedió personería jurídica para cumplir su cometido específico, abarcando éste las etapas de: generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica. Se le confirió el monopolio estatal del suministro eléctrico para todo el territorio nacional y se la amparó reconociéndole derechos y privilegios legales para facilitar su gestión y respaldar su autoridad.

Por Leyes N° 14.694 del 01/09/77, N° 15.031 del 04/07/80 y N° 16.211 del 01/10/91, el Ente deja de cumplir sus funciones específicas en régimen de monopolio y se le amplían sus posibilidades de actuación al campo de prestación de Servicios de Asesoramiento y Asistencia Técnica en las áreas de su especialidad y anexas, tanto en el territorio de la República como en el exterior.

Por el art. 265 de la Ley N° 16.462 del 11 de enero de 1994 se amplía su giro, facultándose su participación fuera de fronteras en las diversas etapas de la generación, transformación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, directamente o asociada con empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras. Dicha participación estará supeditada a la previa autorización del Poder Ejecutivo.

Con fecha 17 de junio de 1997 el Poder Ejecutivo promulgó la Ley N° 16.832 que sustituye el artículo 2° del Decreto - Ley N° 14.694, estableciendo a su vez un nuevo Marco Regulatorio Legal para el Sistema Eléctrico Nacional. La misma establece un reordenamiento del mercado eléctrico fijando condiciones y creando organismos reguladores.

En la actualidad la empresa cuenta con una potencia instalada del parque generador hidrotérmico y eólico propio que asciende a 1.485 MW. Para atender la demanda del sistema eléctrico dispone además de 945 MW de potencia instalada en la Central de Salto Grande correspondiente a Uruguay, así como de 70 MW de capacidad de interconexión con Brasil en Rivera. La carga máxima requerida al sistema en el ejercicio 2012 fue de 1.742 MW ocurrida el 26 de julio.

Las principales actividades del Ente y de su subsidiaria se desarrollan en la República Oriental del Uruguay y sus oficinas administrativas se encuentran en la calle Paraguay 2431, Montevideo.

La fecha de cierre de su ejercicio anual es el 31 de diciembre.

#### **1.2 Interconexión del Sur S.A. (sociedad en fase preoperativa)**

Por Resolución del Directorio de UTE R07.-782 del 14 de junio de 2007 se aprobó la participación de UTE en la constitución de una sociedad anónima con la Corporación Nacional para el Desarrollo, cuyo objeto principal es la construcción y gestión de una Estación Conversora de Frecuencia a ser instalada en las cercanías de la ciudad de Melo (Uruguay) y una línea aérea que unirá una nueva estación en Candiota (Brasil) con la Estación Conversora de Melo, a efectos de habilitar la integración energética entre ambos países.

La participación actual de UTE en la sociedad al valor patrimonial proporcional asciende a \$ 671.242.410, que representa un 98,45% del total de los títulos accionarios emitidos al cierre.

Hasta la fecha de cierre del ejercicio la sociedad se encontraba en fase preoperativa y en consecuencia no desarrolló actividades para las cuales ha sido creada.

#### **1.3 ROUAR S.A.**

En el presente ejercicio UTE adquirió la totalidad de acciones de ROUAR S.A., sociedad anónima cerrada con acciones al portador, cuyo objeto es la planificación, constitución, construcción, compraventa, administración, operación, mantenimiento y/o gestión comercial de plantas de generación de energía eléctrica, así como la producción de energéticos y energía de fuentes renovables no tradicionales.

A la fecha de cierre de ejercicio la sociedad aún no había iniciado actividades.

### **NOTA 2 ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS**

Los presentes estados contables consolidados han sido aprobados para su emisión por el Directorio de UTE el 7 de marzo de 2013.

### **NOTA 3 ADOPCIÓN DE NORMAS CONTABLES ADECUADAS EN EL URUGUAY**

#### **3.1 Bases contables**

Los estados contables han sido elaborados de acuerdo con normas contables adecuadas en Uruguay y la Ordenanza N° 81 del Tribunal de Cuentas de la República Oriental del Uruguay (con sus modificaciones posteriores). La referida Ordenanza establece el siguiente orden de prioridad en la fuente de normas contables:

- Las Ordenanzas del Tribunal de Cuentas de la República.
- El Decreto N° 103/91 de 27 de febrero de 1991.
- Las Normas Internacionales de Contabilidad (NIC) emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB) y publicadas en la página web de la Auditoría Interna de la Nación.

La Ley N° 17.040 del 11/11/98, dispuso que "Las empresas públicas o de propiedad estatal, con actividad comercial e industrial, publicarán su balance general, expresado en los estados de situación patrimonial y de resultados, confeccionados conforme a lo dispuesto por los artículos 88 a 92 de la Ley N° 16.060, del 4 de setiembre de 1989, antes de un año de vencido el ejercicio contable".

Al respecto, el artículo 91 de la Ley N° 16.060 dispuso que "La reglamentación establecerá las normas contables adecuadas a la que habrán de ajustarse los estados contables de las sociedades comerciales".

La norma reseñada fue reglamentada por los Decretos del Poder Ejecutivo N° 103/91, 266/07, 99/009, 538/009, 37/10 y 104/12.

El Decreto N° 266/07 publicado el 31/07/07, establece como normas contables adecuadas en Uruguay de aplicación obligatoria a las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standard Board - IASB) vigentes y traducidas a idioma español a esa fecha y las normas de presentación contenidas en los Decretos N° 103/91 y N° 37/10.

El Decreto N° 37/010 establece que en aquellos casos en que las normas de presentación de estados contables previstas en el Decreto N° 103/91 no sean compatibles con las soluciones previstas sustancialmente en las normas internacionales de

información financiera (recogidas a través del Decreto N° 266/07) primarán estas últimas. Sin perjuicio de esto, serán de aplicación requerida los criterios de clasificación y exposición de activos y pasivos corrientes y no corrientes en el estado de situación patrimonial y los criterios de clasificación y exposición de gastos por función en el estado de resultados.

Hasta el ejercicio cerrado el 31 de diciembre de 2011, los estados contables fueron ajustados en base a una metodología de ajuste integral por inflación en aplicación del Decreto N° 99/009 del 27/02/09. El índice de ajuste utilizado fue el Índice de Precios al Consumo (IPC), según lo establecido en el art. 4° del referido decreto.

El Decreto N° 104/012 del 10/04/12 dejó sin efecto la aplicación preceptiva del ajuste por inflación de los estados contables. Dentro de los "considerandos" del nuevo decreto se establece que el actual contexto económico nacional, caracterizado por la consolidación de bajos niveles de inflación a lo largo de un extenso período, desindexación general de la economía y participación creciente del crédito y la determinación de los precios en moneda nacional, configuran condiciones objetivas que hacen innecesaria la aplicación obligatoria de una norma destinada, como su nombre lo indica, a regular la información contable en economías hiperinflacionarias. Por su parte, el Tribunal de Cuentas, en resolución adoptada el 14/11/12 eliminó la exigencia de efectuar el ajuste por inflación, derogando y/o modificando numerales de la Ordenanza N° 81, y derogando la resolución del 16/04/09. Por consiguiente, a partir de este ejercicio se dejó de efectuar dicho ajuste en los estados contables del Grupo. Las cifras comparativas incluyen el ajuste por inflación hasta el 31/12/11.

Las inversiones en negocios conjuntos se encuentran valuadas al valor patrimonial proporcional, de acuerdo a lo establecido por el Decreto N° 538/009.

### 3.2 Bases de consolidación

Los presentes estados contables consolidan la información de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y de sus subsidiarias Interconexión del Sur S.A. y ROUAR S.A. (conjuntamente referidas como "el Grupo"), en el entendido de que sobre las mismas UTE ejerce control. La participación actual de UTE en ISUR S.A. es del 98,45%, teniendo el 100% de acciones de ROUAR S.A.

Dichos estados contables han sido elaborados siguiendo la metodología establecida por la NIC 27 - Estados contables consolidados y separados.

De acuerdo a dicha metodología se han aplicado los siguientes procedimientos:

- ▶ Se han eliminado:
  - Ingresos y gastos correspondientes a transacciones realizadas entre las entidades controladas.
  - Activos y pasivos entre dichas entidades.
- ▶ Se ha ajustado el valor de los bienes comercializados entre dichas entidades.
- ▶ Se ha expuesto el interés minoritario de las entidades vinculadas, tanto en el estado de situación patrimonial como en el estado de resultados.

### 3.3 Normas, enmiendas e interpretaciones a las normas vigentes aprobadas por el IASB, no recogidas por la legislación vigente en Uruguay, ni aún adoptadas por el Grupo

A la fecha de emisión de los presentes estados contables, nuevas normas, interpretaciones y modificaciones a las normas han sido emitidas por el IASB pero no son efectivas para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012 y no han sido aplicadas al preparar los presentes estados contables, debido a que no son considerados como normas contables adecuadas de carácter obligatorio de acuerdo a la normativa vigente en Uruguay.

A continuación se resumen las principales normas emitidas y/o modificadas:

Norma		Vigencia
Enmiendas a la NIIF 7	Revelaciones - Transferencias de activos financieros	01/07/2011
NIIF 9	Instrumentos financieros	01/01/2013
NIIF 10	Estados financieros consolidados	01/01/2013
NIIF 11	Acuerdos de negocios conjuntos	01/01/2013
NIIF 12	Revelaciones de intereses en otras entidades	01/01/2013
NIIF 13	Medición del valor razonable	01/01/2013
NIC 1 (revisada en 2007)	Presentación de los estados financieros	01/01/2009
Enmiendas a la NIC 1 (2010)	Presentación de los estados financieros	01/01/2011
Enmiendas a la NIC 1 (2011)	Presentación de los estados financieros	01/01/2012
Enmiendas a la NIC 20 (2008)	Subvenciones del gobierno	01/01/2009
NIC 23 (revisada en 2007)	Costos por intereses	01/01/2009
Enmiendas a la NIC 24 (2009)	Información a revelar sobre partes relacionadas	01/01/2011

Las enmiendas a la NIIF 7 aumentan los requisitos de divulgación de transacciones que impliquen transferencias de activos financieros. Estas enmiendas tienen por objeto proporcionar mayor transparencia en torno a la exposición al riesgo cuando un activo financiero se transfiere, pero la cedente conserva cierto nivel de exposición continuada en el activo. Las enmiendas también requieren revelaciones cuando las transferencias de activos financieros no están distribuidas uniformemente durante todo el período.

La NIIF 9 publicada en noviembre de 2009, introduce nuevos requisitos para la clasificación y medición de activos financieros. La NIIF 9 modificada en octubre de 2010, incluye los requisitos para la clasificación y medición de los pasivos financieros y baja en cuentas.

Los requisitos fundamentales de la NIIF 9 se describen a continuación:

— La NIIF 9 requiere que todos los activos financieros reconocidos que están dentro del alcance de la NIC 39 (Instrumentos financieros: reconocimiento y medición) sean medidos a su costo amortizado o valor razonable. Específicamente, las inversiones en instrumentos de deuda que se mantienen dentro de un modelo de negocio, cuyo objetivo es recoger los flujos de efectivo contractuales y que tienen flujos de efectivo contractuales que son exclusivamente pagos de principal e intereses sobre el capital pendiente, son generalmente medidos al costo amortizado al final de los períodos contables posteriores. Todas las otras inversiones en instrumentos financieros de deudas o de capital son medidas a su valor razonable al final de los períodos contables posteriores.

— El efecto más significativo de la NIIF 9 en relación con la clasificación y medición de los pasivos financieros se refiere a la contabilización de los cambios en el valor razonable de un pasivo financiero (designados al valor razonable con cambios en resultados) atribuible a cambios en el riesgo de crédito de ese pasivo. Específicamente, para los pasivos financieros designados al valor razonable con cambios en resultados, la cantidad de cambio en el valor razonable del pasivo financiero que es atribuible a cambios en el riesgo de crédito propio se presenta fuera del resultado del ejercicio, a menos que el reconocimiento de los efectos de los cambios en el riesgo de crédito del pasivo en otros ingresos integrales creara o ampliara un descalce contable en el resultado. Los cambios en el valor razonable atribuibles al riesgo de crédito de un pasivo financiero no son posteriormente reclasificados a resultados. Anteriormente, en la NIC 39, la totalidad del monto de la variación en el valor razonable del pasivo financiero designado como a valor razonable con cambios en resultados se presentaba en el resultado.

La NIIF 10 reemplaza partes de la NIC 27 (Estados financieros consolidados y separados) que tratan sobre los estados financieros consolidados. La SIC 12 (Consolidación – Entidades de cometido específico) ha sido derogada como consecuencia de la emisión de la NIIF 10. Bajo la NIIF 10, existe una única base para la consolidación, que es el control. Adicionalmente, incluye una nueva definición de control que contiene tres elementos: a) poder sobre la inversión, b) exposición, o derechos, para influir en la variabilidad de los retornos a raíz del relacionamiento con la inversión y c) la habilidad de utilizar su poder sobre la inversión para afectar el monto del retorno de los inversores. Existen guías adicionales que han sido agregadas por la NIIF 10 para manejar escenarios complejos.

La NIIF 11 reemplaza la NIC 31 (Participaciones en negocios conjuntos). La NIIF 11 describe cómo debe clasificarse un acuerdo en el que dos o más entidades tienen el control conjunto. La SIC 13 (Entidades controladas conjuntamente – Aportaciones no monetarias de los participantes) ha sido derogada a raíz de la emisión de la NIIF 11. Bajo la NIIF 11, los negocios conjuntos son clasificados como operaciones conjuntas o negocios conjuntos, dependiendo de los derechos y obligaciones de las partes incluidas en los acuerdos. En contraste, bajo la NIC 31, existen tres tipos de acuerdos conjuntos, entidades bajo el control común, activos controlados en forma conjunta y operaciones controladas en forma conjunta. Adicionalmente, los consorcios bajo la NIIF 11 deben ser contabilizados utilizando el método de la participación mientras que bajo la NIC 31 pueden ser contabilizados mediante el método de la participación o la consolidación proporcional.

La NIIF 12 es una norma sobre revelaciones y es aplicable a entidades que mantienen intereses en subsidiarias, acuerdos en negocios conjuntos, asociadas y/o entidades en formación. En general, las revelaciones requeridas por la NIIF 12 son más extensivas que las requeridas por las normas vigentes.

La NIIF 13 establece una única fuente de orientación para la medición del valor razonable y las revelaciones sobre la medición del mismo. La norma define el valor razonable, establece un marco para medirlo y requiere revelaciones sobre la medición. El alcance de la NIIF 13 es amplio, ya que se aplica tanto a las partidas de instrumentos financieros y partidas de instrumentos no financieros para las cuales otras NIIFs requieren o permiten la medición del valor razonable y las revelaciones sobre la medición del valor razonable, salvo en determinadas circunstancias. En general, los requisitos de divulgación en la NIIF 13 son más amplios que aquellos exigidos en las normas actuales. Por ejemplo, las revelaciones de información cuantitativa y cualitativa en base a la jerarquía del valor razonable de tres niveles actualmente requeridos para instrumentos financieros sólo bajo la NIIF 7 (Instrumentos financieros: revelaciones), serán extendidos por la NIIF 13 para cubrir todos los activos y pasivos dentro de su alcance.

La NIC 1 (revisada en 2007) introduce "el estado del resultado integral" que incluye todas las partidas del estado de resultados (ganancias y pérdidas) y agrega todos aquellos movimientos patrimoniales que no surgen por transacciones con los propietarios, como por ejemplo la revaluación de propiedad, planta y equipo. La revisión de la norma no afecta la situación patrimonial o los resultados de la entidad. A partir de este cambio, se debe presentar un único estado financiero (estado del resultado integral) o dos estados financieros (un estado de resultados y un estado del resultado integral). Dentro del estado de evolución del patrimonio sólo deben exponerse movimientos asociados a transacciones con los propietarios.

Las enmiendas a la NIC 1 (emitidas en 2010) aclaran que la entidad puede optar por revelar un análisis de "otros ingresos integrales" por rubro en el estado de evolución del patrimonio o en las notas a los estados financieros.

Las enmiendas a la NIC 1 (emitidas en 2011) mantienen la opción de presentar ganancia o pérdida y otros ingresos integrales ya sea en una sola declaración o en dos estados separados pero consecutivos. Sin embargo, las enmiendas a la NIC 1 requieren información adicional a realizar en la sección de otros ingresos integrales de tal manera que las partidas de los mismos se agrupen en dos categorías: a) las partidas que no serán reclasificadas posteriormente a pérdidas y ganancias y b) las partidas que serán posteriormente reclasificadas a utilidad o pérdida cuando se cumplan determinadas condiciones. Se requiere el impuesto sobre la renta en partidas de otros ingresos integrales para ser asignado sobre la misma base.

Las enmiendas a la NIC 20 requieren que los préstamos otorgados por el gobierno a una tasa inferior a la del mercado sean reconocidos como una subvención. Dicho tratamiento contable no era permitido antes de la realización de estas enmiendas.

La NIC 23 (revisada en 2009) requiere la capitalización obligatoria de los costos por intereses, en los casos que puedan ser directamente atribuibles a la adquisición, producción o construcción de activos calificables que necesiten un período sustancial de tiempo para que se encuentren disponibles para su utilización o venta. La versión anterior de esta norma permitía optar por capitalizar los costos de préstamos o reconocer los mismos directamente como un gasto en el estado de resultados (esta última opción es la que aplica actualmente el Grupo).

La NIC 24 (revisada en 2009) ha sido revisada en los dos siguientes aspectos: a) ha cambiado la definición de una parte relacionada y b) introduce una exención parcial de los requisitos de divulgación para entidades relacionadas con el gobierno.

## NOTA 4 PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES

### 4.1 Bases de preparación

Los estados contables han sido preparados sobre la base de costos históricos, excepto ciertos instrumentos financieros y los activos biológicos que son revaluados al cierre del ejercicio. Las principales políticas contables adoptadas son presentadas a continuación.

### 4.2 Saldos en moneda extranjera

Los estados contables consolidados del Grupo son presentados en la moneda del principal centro económico en donde opera (su moneda funcional). Con el propósito de presentar los estados contables consolidados, los resultados y la posición financiera del Grupo son expresados en pesos uruguayos, la cual es la moneda funcional del mismo y la moneda de presentación de los estados contables consolidados.

En la elaboración de los estados contables, las transacciones en monedas distintas a la moneda funcional del Grupo (monedas extranjeras) son registradas en pesos uruguayos al tipo de cambio interbancario del día anterior a la transacción.

Los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, fueron arbitrados a dólares estadounidenses (Nota 7) y convertidos a moneda nacional a los tipos de cambio de cierre de cada ejercicio (interbancario \$ 19,401 por dólar al 31/12/12 y \$ 19,903 por dólar al 31/12/11).

Las diferencias de cambio por ajuste de saldos en moneda extranjera se reconocen en el período en que se devengaron y se imputan en el capítulo Resultados financieros del Estado de resultados. En particular, las cifras correspondientes al presente ejercicio se exponen en el rubro Diferencia de cambio y cotización, mientras que las del ejercicio anterior se incluyen en el rubro Resultado por desvalorización monetaria y diferencia de cambio real.

### 4.3 Corrección monetaria

Tal como se indicó en la Nota 3.1, hasta el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011 se efectuó el ajuste integral por inflación en aplicación del Decreto N° 99/009. A partir del ejercicio iniciado el 1° de enero de 2012 se dejó de aplicar dicho ajuste.

La información comparativa no se encuentra reexpresada a partir del 1° de enero de 2012.

Por consiguiente, todos los importes en moneda nacional correspondientes al ejercicio 2012 están expresados en pesos uruguayos históricos, salvo los correspondientes a activos, pasivos, ajustes al patrimonio, reservas, transferencia neta al fondo de estabilización energética y resultados de ejercicios anteriores, que cuando corresponde, incluyen el ajuste por inflación practicado hasta el 31/12/11.

### 4.4 Definición de capital a mantener

El concepto de capital adoptado es el de capital financiero.

Se ha considerado resultado del ejercicio la diferencia que surge al comparar el patrimonio al cierre y al inicio del mismo, luego de excluir los aumentos y disminuciones correspondientes a aportes de capital y retiro de utilidades.

### 4.5 Inventarios

Los inventarios son expresados al menor entre el costo y el valor neto realizable. El costo incluye los costos directos y cuando sea aplicable aquellos costos indirectos que fueron incurridos en poner los inventarios en su condición y lugar actuales. Dicho costo se ajustó por inflación de acuerdo a la evolución del Índice de Precios al Consumo hasta el 31/12/11.

Para la determinación del valor neto realizable se recurre principalmente al costo de reposición de los bienes.

Para el ordenamiento de las salidas se sigue el criterio del precio promedio ponderado (PPP).

En función de la rotación de los inventarios, se han clasificado como no corrientes, aquéllos que esperan utilizarse en un plazo mayor a doce meses.

### 4.6 Bienes de uso

Los bienes de uso se contabilizan a su valor de costo menos cualquier pérdida por deterioro y se ajustaron por inflación de acuerdo al Índice de Precios al Consumo hasta el 31/12/11.

Las adquisiciones del ejercicio se contabilizan a su costo de compra.

Las amortizaciones se calculan linealmente a partir del mes siguiente al de la incorporación de los bienes, en base a períodos de vida útil técnicamente estimados de los mismos, considerando sus respectivos valores residuales y se reconocen dentro del resultado del ejercicio. A continuación se expone un cuadro con las vidas útiles y valores residuales utilizados para el cálculo:

Clase de bien	Vida útil (años)	Valor residual (%)
Edificios y construcciones	50	10
Maquinaria pesada	15	10
Máquinas - Herramientas	10	0
Medios de transporte	10	0
Mobiliario y equipamiento de oficina	10	0
Equipos para procesos informáticos	5	0
Equipos varios	10	0
Turbo grupo vapor y gas generación térmica	25	10
Instalaciones generación térmica	30	10
Turbinas y equipos generación hidráulica	40	10
Líneas, torres y cables	40	6
Aerogeneradores	20	0
Grupos electrógenos Diesel	20	5
Cables subterráneos de Distribución	20	8
Transformadores, autotransformadores	20	7
Equipamiento de estaciones y subestaciones	20	1
Equipos e instalaciones Despacho Nacional de Cargas	10	0
Obras civiles - presas y centrales hidráulicas	100	0
Transceptores, multiplexores, nodos y eq. de onda	15	0
Cable fibra óptica	25	0
Estaciones y sistema control remoto y eq. telefónicos	10	0

El costo de mantenimiento y reparaciones se carga a resultados y el costo de las reformas y mejoras de importancia que incrementan el valor de los bienes se incorpora a los respectivos rubros del capítulo de bienes de uso.

Los bienes de uso en proceso de construcción para producción, propósitos administrativos o propósitos no determinados son valuados al costo menos cualquier pérdida por deterioro que pueda ser reconocida. Los costos relacionados con la actividad de inversión son cargados a las cuentas de obras en curso mediante la aplicación de la metodología de activación de gastos. La misma efectúa el reparto de los trabajos para las inversiones en curso entre las distintas órdenes de inversión. Los bienes retirados de servicio se transfieren sustancialmente a Inventarios por su valor neto contable, dando de baja las respectivas cuentas de valor bruto y amortización acumulada.

#### **4.7 Bienes en comodato**

Las inversiones en bienes en comodato son mantenidas con un fin social, otorgadas a la Fundación Parque de Vacaciones para funcionarios de UTE y ANTEL y a la Intendencia Municipal de Soriano.

Las mismas son medidas inicialmente al costo, incluyendo los costos de transacción. Dichas cifras fueron ajustadas por inflación hasta el 31/12/11.

Las amortizaciones se calculan linealmente a partir del mes siguiente al de la incorporación de los bienes, en base a períodos de vida útil técnicamente estimados de los mismos, considerando sus respectivos valores residuales.

#### **4.8 Activos financieros**

Los activos financieros son clasificados en las siguientes categorías: activos financieros valuados al valor razonable con cambios en resultados, inversiones mantenidas hasta el vencimiento, disponibles para la venta y préstamos y cuentas por cobrar. La clasificación depende de la naturaleza y propósito de los activos financieros y es determinada al momento de su reconocimiento inicial.

##### Método del interés efectivo

El método del interés efectivo es un método para calcular el costo amortizado de un activo financiero y el devengamiento del ingreso por intereses a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar a lo largo de la vida esperada del activo financiero o, cuando sea apropiado, un menor período.

Los ingresos son reconocidos sobre el método del interés efectivo para instrumentos de deuda o colocaciones diferentes a aquellos activos financieros valuados al valor razonable con cambios en resultados.

##### Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Los activos financieros clasificados dentro de esta categoría son aquellos adquiridos para negociar. Los mismos son valuados, tanto inicialmente como posteriormente, al valor razonable, siendo reconocidos en el estado de resultados todas las ganancias o pérdidas derivadas del cambio de valor y aquellas que resultan por el devengamiento de intereses o dividendos.

##### Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

Son aquellas inversiones cuyos cobros son de cuantía fija determinable y cuyos vencimientos son fijos y además la entidad tiene tanto la intención efectiva como la capacidad de conservarlos hasta su vencimiento. Dichas inversiones serán registradas inicialmente al valor razonable más los costos asociados a su compra y posteriormente al costo amortizado utilizando el método del interés efectivo menos cualquier deterioro.

##### Préstamos y cuentas por cobrar

Los créditos comerciales, préstamos y otros créditos cuyos cobros son de cuantía fija o determinable que no cotizan en un mercado activo son clasificados como préstamos y cuentas por cobrar. Éstos son medidos al costo amortizado utilizando el método del interés efectivo menos cualquier deterioro. El ingreso por intereses es reconocido mediante la aplicación del método del interés efectivo, excepto para aquellos créditos de corto plazo para los cuales el reconocimiento de intereses sería inmaterial.

##### Activos financieros disponibles para la venta

Se clasifican como activos financieros disponibles para la venta, aquellos activos que no han sido clasificados en ninguna de las categorías anteriores.

##### Baja en cuentas de un activo financiero

El Grupo baja en cuentas a un activo financiero sólo cuando los derechos contractuales de recibir un flujo de fondos asociado a dicho activo expiran, o cuando se transfiere el activo financiero junto con todos sus riesgos y beneficios a otra entidad.

##### Deterioro de activos financieros

Los activos financieros, diferentes de aquéllos que son contabilizados al valor razonable con cambio a resultados, son analizados en busca de indicadores de deterioro a fecha de cierre de ejercicio. Se registra una pérdida por deterioro cuando existe evidencia objetiva, como resultado de uno o más sucesos que hayan ocurrido con posterioridad al reconocimiento inicial, que representen una disminución en el flujo de fondos esperado.

#### **4.9 Inversiones en otras empresas**

Las inversiones en otras empresas corresponden a la adquisición de acciones de otras entidades en las cuales el Grupo posee el 50% y comparte el control y la influencia en la toma de decisiones de política operativa y financiera de las sociedades como es el caso de Gas Sayago S.A., o es un accionista minoritario y no tiene ni control ni influencia significativa en la toma de decisiones como en las sociedades Hidroneuquén S.A. y Central Puerto S.A.

En los casos en que el Grupo es accionista minoritario, las inversiones se encuentran contabilizadas al valor razonable, excepto aquellas cuyo valor razonable no puede ser medido con fiabilidad por no tener un precio cotizado en un mercado activo, en cuyo caso se valúan al costo de adquisición ajustado por posibles deterioros de valor y reexpresado por IPC a partir del mes siguiente al de su incorporación y hasta el 31/12/11.

En particular, la inversión en Hidroneuquén S.A. se registra al costo ajustado por posibles deterioros que afecten el importe recuperable, la de Central Puerto S.A. al valor razonable y la de Gas Sayago S.A. al valor patrimonial proporcional.

#### **4.10 Activos biológicos**

Con el objetivo original de proteger las áreas adyacentes de los lagos generados como consecuencia de la construcción de las distintas represas, se procedió a la plantación de bosques, cuya inversión luego se extendió a diferentes padrones. Como fin secundario, se aprovecha la madera para la fabricación de postes para el alumbrado público. Dichos bosques, son medidos tanto en el momento de su reconocimiento inicial como en la fecha de cada balance, a su valor razonable (determinado de acuerdo al modelo de negocio propio del Grupo).

En los casos en que la madera sea utilizada para la comercialización, tal como ocurrió en el presente ejercicio, los bosques son valuados al valor razonable, que surge del precio de venta acordado.

#### **4.11 Pérdidas por deterioro de activos tangibles e intangibles**

Al cierre de cada balance, el Grupo evalúa el valor registrado de sus activos tangibles e intangibles a fin de determinar si existen hechos o circunstancias que indiquen que el activo haya sufrido una pérdida por deterioro. Si existe alguno de estos hechos o circunstancias, se estima el importe recuperable de dicho activo para determinar el monto de la pérdida por deterioro correspondiente. Si el activo no genera flujos de efectivo que sean independientes de otros activos, el Grupo estima el importe recuperable de la unidad generadora de efectivo a la cual pertenece el activo.

El valor recuperable, es el mayor, entre el valor razonable menos los costos para la venta y el valor de uso. El valor de uso, es el valor actual de los flujos de efectivo estimado, que se espera que surjan de la operación continuada del activo a lo largo de su vida útil, así como de su enajenación o abandono al final de la misma. Para la determinación del valor de uso, los flujos proyectados de efectivo son descontados a su valor actual utilizando una tasa de descuento antes de impuestos, que refleje la evaluación actual del mercado, sobre el valor temporal del dinero y los riesgos específicos que soporta el activo que se está valorando.

Si se estima que el importe recuperable de un activo (o unidad generadora de efectivo) es menor que su valor registrado, el valor registrado del activo (o unidad generadora de efectivo) se reduce a su importe recuperable, reconociéndose inmediatamente una pérdida por deterioro.

Cuando una pérdida por deterioro se revierte posteriormente, el valor del activo se incrementa hasta su importe recuperable, siempre que dicho valor no exceda el valor que tendría en caso de nunca haberse reconocido una pérdida por deterioro. Esa reversión se reconoce dentro del resultado del ejercicio.

#### **4.12 Previsiones**

Las provisiones son reconocidas cuando el Grupo tiene una obligación (legal o implícita) como resultado de un evento pasado, para la cual es probable que se requiera su cumplimiento y pueda realizarse una estimación confiable del monto.

El monto reconocido como una previsión es la mejor estimación del monto requerido para cumplir la obligación que tiene el Grupo a fecha de cierre de balance, considerando los riesgos e incertidumbres que conllevará dicha obligación. Cuando una obligación espera cumplirse en el largo plazo, el monto es determinado mediante un flujo de fondos descontado por una tasa que refleje el valor presente de dicha obligación.

Cuando el Grupo tenga derecho a replicar el reclamo a terceros, reconocerá un crédito dentro del activo si se puede afirmar con seguridad que recuperará dicho monto.

#### **4.13 Pasivos financieros e instrumentos de capital emitidos por el Grupo**

##### Clasificación como pasivo o patrimonio

Los instrumentos de pasivo o patrimonio se clasifican como pasivos financieros o patrimonio de acuerdo a la sustancia del acuerdo contractual.

##### Instrumentos de patrimonio

Un instrumento de patrimonio es cualquier contrato que evidencia un interés residual en los activos de cualquier entidad luego de deducir todos sus pasivos.

##### Pasivos financieros

Los pasivos financieros que contrajo el Grupo, corresponden a préstamos que son inicialmente medidos al valor razonable neto de costos de transacción. Con posterioridad son medidos al costo amortizado empleando el método de la tasa de interés efectiva para el devengamiento de los intereses.

#### **4.14 Instrumentos financieros derivados**

El Grupo ha recurrido a instrumentos financieros derivados para administrar su exposición a la variabilidad de la tasa de interés mediante la contratación de swaps de tasas de interés. Los detalles de dichos instrumentos son revelados en la Nota 8.2.

Los instrumentos derivados son inicialmente reconocidos al valor razonable del día en que se celebra el contrato y posteriormente son actualizados en función del valor razonable al cierre de cada fecha de balance. Los cambios en el valor del instrumento, son reconocidos dentro del resultado del ejercicio.

El derivado es presentado como un activo o pasivo no corriente, si el vencimiento del mismo supera los doce meses y no se espera que sea realizado o cancelado dentro de doce meses. El resto de los instrumentos derivados son presentados como activos o pasivos corrientes.

#### **4.15 Beneficios sociales**

No existen planes de jubilación privativos al Grupo; su personal está cubierto por los planes previsionales gubernamentales (amparados por lo dispuesto en la Ley N° 16.713 del 03/09/95), más una cobertura adicional privada opcional, financiada por los propios funcionarios.

Los beneficios previsionales y los aportes a los institutos de previsión social se reconocen sobre la base de lo devengado.

#### **4.16 Impuesto a la renta**

El cargo a resultados por impuesto sobre la renta representa la suma del impuesto a pagar y del impuesto diferido.

##### **4.16.1 Impuesto a pagar**

El impuesto a pagar está basado en la renta gravable del año. La renta gravada difiere del resultado contable como se reporta en el estado de resultados, ya que excluye rubros de ingresos o gastos que son gravables o deducibles en otros años y rubros que nunca son gravables o deducibles. El pasivo del Grupo por impuesto a pagar es calculado utilizando la tasa de impuesto que está vigente a la fecha de cierre del ejercicio económico.

##### **4.16.2 Impuesto diferido**

El impuesto diferido es aquél que se espera sea pagadero o recuperable por las diferencias entre el valor en libros de los activos y los pasivos en los estados contables y por los valores de los mismos siguiendo los criterios fiscales utilizados en el cálculo de la renta gravable. El impuesto diferido es contabilizado utilizando el método del pasivo en el balance. Los pasivos por impuesto diferido son generalmente reconocidos para todas las diferencias temporales imponibles y los activos por impuesto diferido son reconocidos en la medida de que sea probable que habrá rentas gravadas disponibles en contra de las cuales, las diferencias temporales deducibles puedan ser utilizadas.

El valor en libros de los activos por impuesto diferido es revisado al cierre de cada ejercicio y reducido en la medida que no sea probable que suficiente renta gravada esté disponible en el futuro para permitir que todos o parte de los activos sean recuperables.

El impuesto diferido es medido a la tasa de impuesto que se espera se aplique en el ejercicio en que se espera liquidar el pasivo o realizar el activo.

Los activos y pasivos por impuesto diferido son compensados cuando están relacionados a los impuestos a las ganancias gravados por la misma autoridad impositiva y la Entidad pretende liquidar el impuesto corriente de sus activos y pasivos sobre una base neta.

Tanto el impuesto a pagar como el diferido son reconocidos como gasto o ingresos en el estado de resultados, excepto cuando se relacionan con ítems que han sido acreditados o debitados directamente en patrimonio. En dicho caso el impuesto devengado se reconocería directamente en patrimonio.

En la Nota 5.5 se expone el detalle de la estimación realizada.

#### **4.17 Tributos**

A continuación, se presenta un detalle de los tributos para los cuales el Grupo es sujeto pasivo o es designado como agente de retención o percepción:

**1.** A partir del 01/05/95 y como consecuencia de la Ley N° 16.697 del 25/04/95 y del Decreto N° 158/95 del 28/04/95, UTE pasó a ser contribuyente del Impuesto al Valor Agregado, en sustitución del IMESI que se tributaba hasta entonces. Con respecto a ISUR, si bien es sujeto pasivo de este impuesto, la resolución N° 72698/08 del Ministerio de Industria, Energía y Minería le ha otorgado un crédito por el Impuesto al Valor Agregado e Impuesto para el financiamiento de la Seguridad Social incluidos en las adquisiciones en plaza de maquinarias y equipos (bienes de activo fijo) y otros elementos necesarios para la inversión proyectada por hasta montos imponibles de \$ 137.400.729. Dicho crédito se hará efectivo mediante el mismo procedimiento que rige para las exportaciones. (\*)

**2.** En cuanto al Impuesto a la renta, UTE se encuentra comprendida como contribuyente a partir del ejercicio 1991. Por Ley N° 18.083 del 27/12/06, se aprobó la entrada en vigencia del Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas (IRAE), para los ejercicios iniciados a partir del 1° de julio de 2007. ISUR S.A. es contribuyente de IRAE y por Resolución N° 72698/08 del Ministerio de Industria, Energía y Minería se le permite, a los efectos de liquidar el impuesto, un tratamiento de amortización acelerada para los bienes de activo fijo asociados al proyecto de inversión en los años de vida útil que técnicamente logren una mayor rentabilidad al proyecto. En cuanto a los intereses financieros derivados del financiamiento de la inversión, serán deducibles de este impuesto sin tope alguno, cualquiera fuera la modalidad escogida para el financiamiento. El Grupo aplica el método del impuesto a la renta diferido, según indica la NIC N° 12. Las revelaciones requeridas por dicha norma se presentan en la Nota 5.5. (\*)

**3.** A partir del 05/01/96 por aplicación del art. 665 de la Ley N° 16.736 y art. 1° del Decreto N° 505/96 del 24/12/96, UTE pasó a estar comprendida como contribuyente del Impuesto al patrimonio desde el ejercicio 1996 inclusive. Si bien ISUR es sujeto pasivo de dicho impuesto, la resolución N° 72698/08 del Ministerio de Industria, Energía y Minería ha otorgado una exoneración del impuesto a los bienes intangibles y del activo fijo destinados al proyecto de inversión por el término de la vida útil del proyecto.

**4.** La Ley N° 16.853 del 14 de agosto de 1997 facultó al Tribunal de Cuentas de la República a fijar una tasa de hasta el 1,5 o/ooo (uno con cincuenta por diez mil) sobre los ingresos brutos de las empresas industriales y comerciales del Estado, por la intervención que le compete en los estados contables de éstas.

**5.** A partir de la promulgación del Decreto N° 528/003 del 23/12/03, el Poder Ejecutivo designa a los Entes Autónomos y Servicios Descentralizados que integran el dominio industrial y comercial del Estado como agentes de retención del 60% de IVA por las adquisiciones de bienes y servicios que realicen. Los Decretos N° 363/011 y N° 364/011 del 26/10/11, establecieron cambios en el régimen de retención establecido en el Decreto N° 528/003, reduciendo el porcentaje de retención de IVA a 40% para los servicios de construcción contratados en régimen de licitación pública y la compra de energía eléctrica. En ambos casos la vigencia es a partir del 01/11/11 hasta el 31/12/12.

**6.** La Ley N° 17.598 del 13 de diciembre de 2002 creó la Tasa de Control del Marco Regulatorio de Energía y Agua y facultó al Poder Ejecutivo a fijar una tasa de hasta el 2o/oo (dos por mil) sobre el total del ingreso por la prestación gravada. El Decreto N° 544/003 confirmó la tasa en el máximo de su tope.

**7.** Por ley N° 16.832 art. 10, del 17 junio de 1997 se creó la Tasa del Despacho de Cargas a verter a la ADME (Administración del Mercado Eléctrico), que se devenga por cada transacción que se ejecuta a través del Sistema Interconectado Nacional. Hasta tanto se fijara y percibiera dicho tributo, UTE realizó adelantos a cuenta de futuros pagos. Por decreto N° 478/011, se estableció el monto de la tasa en \$ 3,173 para el año 2012.

**8.** A partir del 01/07/07 y como consecuencia de la Ley N° 18.083 de 27/12/06 y Decretos reglamentarios, el Grupo pasó a ser agente de retención del Impuesto a la Renta de las Personas Físicas (IRPF), del Impuesto a la Renta de los No Residentes (IRNR) y del 90% del IVA de los servicios de salud que contrate.

**9.** El Decreto N° 86/012 aprobó el Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética (FUDAEE) creado el 29/12/11 por el Ministerio de Economía y Finanzas, el Ministerio de Industria, Energía y Minería y la Corporación Nacional para el Desarrollo. UTE en calidad de empresa prestadora de energía, debe aportar anualmente al FUDAEE el 0,13% del total de las ventas anuales de energéticos en el mercado interno al consumidor final o intermediario.

**10.** A partir del 1 de Julio de 2008 y como consecuencia de la Ley N° 18.314 y decretos reglamentarios, UTE se convirtió en agente de retención del Impuesto a la Asistencia a la Seguridad Social (IAS).

**11.** ISUR S.A. es contribuyente del Impuesto al Control de las Sociedades Anónimas (I.CO.SA.).

(\*) De acuerdo a la Resolución del Poder Ejecutivo N° 458/11 el incremento patrimonial derivado de los fondos no reintegrables otorgados a UTE por el Fondo de Convergencia Estructural del Mercosur (FOCEM), en el Marco del "Proyecto Interconexión Eléctrica 500kV Uruguay - Brasil", no se computará a ningún efecto en la liquidación del Impuesto a las Rentas de las Actividades Económicas y del Impuesto al Valor Agregado.

#### **4.18 Reconocimiento de ingresos**

Los ingresos se valúan al valor razonable neto de la contrapartida recibida o por recibir y representa el monto a percibir por bienes y servicios proporcionados en el curso normal del negocio, neto de descuentos e impuestos relacionados con ventas.

##### **4.18.1 Venta de bienes**

La venta de bienes es reconocida cuando los bienes son entregados y se han transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad.

##### **4.18.2 Venta de energía eléctrica**

El reconocimiento de ingresos asociado a la venta de energía eléctrica varía según el tipo de servicio prestado, tal como se presenta a continuación:

- Los cargos fijos y por potencia contratada son de carácter mensual y por ello se reconocen en función del avance del mes.
- La venta de energía eléctrica se reconoce en función del suministro en kWh, el cual es medido mediante la lectura de los medidores.

A los efectos de incluir los ingresos devengados asociados a los consumos no facturados en diciembre de 2012 (por consumos hasta diciembre inclusive), se efectuó una estimación de los mismos. Para ello se consideró la facturación real de diciembre (la cual incluye consumos de parte de noviembre y diciembre) y en función de su composición por tarifas, se extrapolaron los montos que se facturarán en enero de 2013 (los cuales incluirán servicios brindados en diciembre). De esta forma, se determinó que para las tarifas simples y doble horario, un 50% del monto facturado en enero 2013 corresponde a consumo de diciembre 2012, mientras que para las tarifas alumbrado público y triple horario, dicha relación asciende al 80%, salvo en el caso de los grandes consumidores que alcanza al 90%.

#### 4.18.3 Venta de servicios conexos

Los ingresos derivados de la venta de servicios conexos son reconocidos a medida que se van completando las fases pactadas en el contrato marco de cada proyecto.

La venta de servicios es reconocida cuando el servicio es prestado.

#### 4.18.4 Ingresos por resultados financieros

Los ingresos por intereses son devengados a través del tiempo, por referencia al saldo pendiente principal y a la tasa efectiva de interés aplicable, la cual es la tasa que descuenta exactamente los ingresos futuros a recibir a lo largo de la vida útil del activo financiero hasta el valor neto en libros de dicho activo.

Los ingresos por dividendos provenientes de inversiones son reconocidos cuando queda establecido el derecho de los accionistas a recibir un pago.

#### 4.18.5 Devengamiento del costo asociado a la venta de bienes y servicios

El costo de explotación representa los importes que el Grupo ha pagado o comprometido pagar atribuibles a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como también los costos asociados a la prestación de servicios de consultoría. Los gastos de administración y ventas y los resultados financieros susceptibles de ser imputados a períodos han sido computados siguiendo dicho criterio.

#### 4.19 Intereses sobre deudas

Los Intereses devengados por préstamos que financian obras o importación de materiales para las mismas, se imputan al Estado de resultados (Resultados financieros).

#### 4.20 Subvenciones del gobierno

Las subvenciones recibidas del gobierno para la compra, construcción o adquisición de cualquier otra forma de activos fijos, se presentan en el estado de situación patrimonial como partidas de ingresos diferidos y se reconocen en resultados sobre una base sistemática a lo largo de la vida útil del correspondiente activo. Con la denominación "gobierno" se hace referencia a "las agencias gubernamentales y organismos similares, ya sean locales, regionales, nacionales o internacionales", tal como se establece en las definiciones de la NIC 20 "Contabilización de las Subvenciones del Gobierno e Información a Revelar sobre Ayudas Gubernamentales".

En particular, el Grupo recibió subvenciones para la construcción de activos, por parte del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR. Los detalles de dichas subvenciones se revelan en la Nota 5.11.

#### 4.21 Cambios en políticas contables

Los criterios aplicados en la valuación de activos y pasivos, así como también en la determinación del resultado del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012, son similares con los criterios aplicados en el ejercicio anterior, salvo en lo que refiere a la no aplicación del ajuste por inflación señalado en la Nota 3.1.

#### 4.22 Política de seguros

En materia de recursos materiales, los seguros contratados cubren los riesgos a que están expuestos los siguientes bienes: equipamiento electromecánico de las centrales hidroeléctricas, obra civil y contenido de Central Batlle, Central La Tablada, Central Punta del Tigre, Estación Conversora de Frecuencia de Rivera, Parque de Aerogeneradores de Sierra de los Caracoles, Motores Wártzila de Central Batlle, contenido de los almacenes de Montevideo e Interior, flota automotriz, maquinaria pesada, mercadería adquirida en el exterior, montes forestales, edificio y ascensores del Palacio de la Luz, planta de preservación de madera, turbina Solar de Rivera, turboalternador Alstom y centros de capacitación Rondeau y Leguizamón, mástiles de comunicación, Laboratorio, instalaciones del local comercial en Ciudad de la Costa, equipos varios de medición y transformadores.

En materia de recursos humanos se contratan para todo el personal seguro por accidentes de trabajo y seguro de vida, así como también seguro por accidentes personales para los funcionarios que deban cumplir misiones de servicio en el exterior del país y seguro por accidentes personales en el marco del Proyecto Plenitud.

#### 4.23 Estado de flujos de efectivo

A efectos de la elaboración del Estado de flujos de efectivo, se han considerado como efectivo las Disponibilidades y Activos financieros que se van a realizar en un plazo menor a 90 días. A continuación se presenta la composición del mismo:

	2012	2011
Disponibilidades	6.285.997.390	4.491.015.093
Activos financieros	-	19.920.997
	6.285.997.390	4.510.936.090

En el ejercicio 2012 se realizaron altas de bienes de uso (netas de capitalizaciones de obras en curso) por \$ 5.691.023.224. En el estado se expone una aplicación de \$ 5.391.230.842 (\$ 5.927.951.714 en 2011), debido a que se dedujeron por no implicar movimiento de fondos del ejercicio, los siguientes conceptos:

- anticipos declarados anteriormente como aplicación de fondos y que corresponden a altas de bienes de uso del presente ejercicio por \$ 181.819.760 (\$ 410.399.143 en el ejercicio 2011)
- capitalización del aporte de OPP indicado en la Nota 5.15 por \$ 33.309.875 (\$ 17.098.906 en el ejercicio 2011)
- variación neta de deudas comerciales que financian altas de obras en curso por \$ 84.662.747 (\$ 374.027.452 en el ejercicio 2011)

Del aporte de capital a Gas Sayago S.A. efectuado en el ejercicio 2012 por un total de \$ 40.000.000, se expone en el estado una aplicación de \$ 9.450.132, ya que \$ 30.549.868 corresponden a la capitalización de la deuda que la empresa mantenía con UTE por la cesión del contrato de la consultora King & Spalding (los aportes durante el ejercicio 2011 ascendieron a \$ 42.595.879).

**NOTA 5 INFORMACIÓN REFERENTE A PARTIDAS DEL ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL****5.1 Disponibilidades**

	<b>2012</b>	<b>2011</b>
Bancos	6.266.379.279	4.462.337.969
Fondos en tránsito	8.049.100	17.932.800
Caja y fondo fijo	11.569.011	10.744.324
	<b>6.285.997.390</b>	<b>4.491.015.093</b>

**5.2 Créditos por ventas**

	<b>Corriente</b>		<b>No corriente</b>	
	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
Deudores simples energía eléctrica	3.407.429.436	2.852.266.829	-	-
Deudores morosos energía eléctrica	1.439.157.275	1.764.812.932	12.986.913	20.835.637
Recuperación IVA Ds.oficiales y municipales	(100.560.274)	(91.957.899)	-	-
Deudores en gestión judicial	134.830.362	86.191.759	-	-
Deudores documentados energía eléctrica	572.230.598	529.572.582	1.941.102.984	1.314.555.344
Previsión por deudores incobrables	(800.726.684)	(1.026.404.113)	(1.091.245.819)	(675.027.847)
Intereses a devengar	(27.387.375)	(27.540.666)	-	-
Anticipos de clientes	(11.390.300)	(10.501.780)	-	-
Deudores simples por servicio de consultoría	67.896.673	55.836.792	-	88.622.629
Deudores documentados por servicio de consultoría	-	-	122.232.715	-
Previsión por deudores incobrables consultoría	(24.284.601)	(26.252.577)	(78.445.287)	(78.445.287)
	<b>4.657.195.109</b>	<b>4.106.023.859</b>	<b>906.631.505</b>	<b>670.540.476</b>

Las cuentas a cobrar se expresan a su valor nominal ajustado por provisiones correspondientes a la irrecuperabilidad estimada.

El plazo promedio de cobro de los créditos por ventas es de 34 días (al igual que en el ejercicio 2011). No se carga multas y recargos a los créditos por ventas, si los mismos se abonan dentro de su vencimiento.

Para las facturas vencidas se genera automáticamente una multa del 5% del monto de la factura impaga, cuando ésta se paga dentro de los 5 días hábiles siguientes al vencimiento; cuando se paga posteriormente, la multa asciende al 10%. En la factura siguiente a la que se realiza el pago, se calculan recargos, cuya tasa efectiva mensual vigente es 1,1%.

Posteriormente al vencimiento y junto con la factura del mes siguiente, se envía carta de aviso de corte y transcurrido un plazo de 10 días hábiles sin efectuar el pago de la deuda, se procede al corte del suministro.

Luego de cortado el suministro, a los 11 días se realiza la revisión de corte y en los 32 días siguientes se realiza el trámite de baja.

Se entrega notificación de deuda, pasa al estado de dudoso cobro y se analiza la conveniencia de enviarse al clearing y de iniciar acciones legales para el cobro o su pasaje a incobrables.

Antes de aceptar a un cliente nuevo, el Grupo analiza si el mismo mantiene deudas anteriores, para evitar la incobrabilidad de las ventas que se realizan. Con excepción de las partes relacionadas reveladas en la Nota 11 ningún cliente particular representa más del 2,2% del total de créditos por ventas.

Durante el presente ejercicio se firmaron nuevos convenios con las intendencias departamentales de Artigas, Canelones, Río Negro, Paysandú, Treinta y Tres, Rivera y Cerro Largo, documentándose las deudas por consumos de energía eléctrica del alumbrado público y demás servicios eléctricos, hasta diciembre de 2010. En virtud de dichos convenios y de los ya existentes con las intendencias de Colonia, Flores, Florida, Rocha y Salto, la deuda documentada con clientes municipales por venta de energía al cierre del ejercicio 2012 asciende a \$ 1.972.076.018 (\$ 1.299.932.204 al 31/12/11).

A continuación se presentan los saldos por venta de energía eléctrica en miles de pesos clasificados según antigüedad:

	<b>2012</b>	<b>2011</b>
0 a 60 días	4.210.694	3.653.192
60 a 90 días	68.448	59.239
90 a 360 días	409.569	280.965
> 360 días *	2.819.026	2.574.838
Total	<b>7.507.737</b>	<b>6.568.234</b>

\* Incluye deuda documentada con intendencias municipales.

El Grupo mantiene como política la formación de una previsión equivalente al cien por ciento del saldo de aquellos deudores difícilmente recuperables, determinada sobre la base de un análisis individual de la recuperabilidad de los mismos.

La variación de la previsión para incobrables por venta de energía eléctrica ha sido la siguiente:

	<b>2012</b>	<b>2011</b>
Saldo Inicial	(1.701.431.960)	(1.848.540.573)
Constituciones	(425.250.852)	(221.397.503)
Desafectaciones	234.710.309	368.506.116
Saldo final	(1.891.972.504)	(1.701.431.960)

Al determinar la recuperabilidad de los créditos por ventas, se considera cualquier cambio en la calidad crediticia de los deudores desde el momento en que se otorgó el crédito hasta la fecha de cierre. La concentración del riesgo crediticio es limitada, dado que existe una base muy atomizada de la cartera.

La dirección del Grupo estima que el valor registrado de sus créditos por cobrar no difiere sustancialmente de su valor justo.

### 5.3 Otros créditos

	Corriente		No corriente	
	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
Adelantos de impuestos netos de provisiones	447.506.204	148.884.065	-	-
Anticipos Central ciclo combinado-Punta del Tigre	-	-	1.275.505.859	-
Otros pagos anticipados	794.302.954	242.810.225	491.169.141	335.955.309
Diversos	328.479.170	327.031.465	107.699.850	87.536.855
Previsión otros créditos incobrables	(25.863.956)	(25.894.747)	-	-
Intereses financieros a devengar	(807.400)	(4.857.150)	(7.876.087)	(11.454.128)
	1.543.616.972	687.973.858	1.866.498.763	412.038.036

### 5.4 Inventarios

	Corriente		No corriente	
	<b>2012</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
Materiales en depósito	771.197.252	880.918.485	2.156.352.940	2.145.675.853
Materiales energéticos	1.320.346.857	1.159.202.964	-	-
Otros materiales para trabajos DYC	532.536.004	477.815.649	-	-
Materiales en tránsito	71.924.634	62.922.270	247.736.105	154.051.075
Bienes desafectados de su uso	-	-	35.703.325	35.782.036
Previsión por obsolescencia	-	-	(563.054.492)	(513.982.623)
	2.696.004.748	2.580.859.368	1.876.737.877	1.821.526.341

El Grupo mantiene como política la formación de una previsión equivalente al cien por ciento del saldo de aquellos inventarios difícilmente recuperables, determinada sobre la base de un análisis individual de la recuperabilidad de los mismos.

La previsión por obsolescencia de inventarios ha tenido la siguiente evolución:

	<b>2012</b>	<b>2011</b>
Saldo inicial	(513.982.623)	(464.568.044)
Creación	(49.354.513)	(136.207.806)
Usos de la previsión	282.644	86.793.227
Saldo final	(563.054.492)	(513.982.623)

### 5.5 Impuesto a la renta

#### 5.5.1 Saldos por impuesto diferido

Los saldos por impuesto a la renta diferido (los cuales se presentan compensados en el Estado de situación patrimonial) al cierre de cada ejercicio, son los siguientes:

Concepto	<b>2012</b>	<b>2011</b>
Activo por impuesto diferido	7.645.081.967	4.902.531.234
Pasivo por impuesto diferido	(30.975.265)	(22.813.166)
Previsión para impuesto diferido activo *	-	(12.760.025)
<b>Activo neto al cierre</b>	<b>7.614.106.702</b>	<b>4.866.958.043</b>

\* Corresponde a la previsión realizada por ISUR S.A.

### 5.5.2 Movimientos durante el ejercicio de las diferencias temporarias y créditos fiscales no utilizados

	<b>SalDOS al 31.12.11</b>	<b>Reconocido en resultados</b>	<b>SalDOS al 31.12.12</b>
Bienes de uso	4.400.102.712	1.087.666.267	5.487.768.979
Previsión incobrables	81.116.968	6.600.258	87.717.226
Anticipos a proveedores	6.305.120	8.302.587	14.607.707
Anticipos de clientes	(21.337.832)	(8.248.315)	(29.586.147)
Previsiones	90.220.726	(10.819.282)	79.401.444
Bienes desafectados del uso	(1.475.333)	86.215	(1.389.118)
Provisión retiro incentivado	30.276.241	66.816.768	97.093.009
Previsión 200 kWh	101.705.302	16.397.380	118.102.682
Previsión por obsolescencia	117.961.935	12.267.968	130.229.903
Pérdidas fiscales (*)	74.842.229	1.555.318.788	1.630.161.017
Previsión para impuesto diferido activo (*)	(12.760.025)	12.760.025	-
<b>Total</b>	<b>4.866.958.043</b>	<b>2.747.148.659</b>	<b>7.614.106.702</b>
	<b>SalDOS al 31.12.10</b>	<b>Reconocido en resultados</b>	<b>SalDOS al 31.12.11</b>
Bienes de uso	4.034.679.495	365.423.217	4.400.102.712
Previsión incobrables	144.373.808	(63.256.840)	81.116.968
Anticipos a proveedores	17.907.899	(11.602.780)	6.305.120
Anticipos de clientes	(22.440.811)	1.102.979	(21.337.832)
Previsiones	64.994.160	25.226.566	90.220.726
Bienes desafectados del uso	(1.646.184)	170.851	(1.475.333)
Provisión retiro incentivado	71.903.091	(41.626.850)	30.276.241
Previsión 200 kWh	102.916.111	(1.210.809)	101.705.302
Previsión por obsolescencia	112.824.548	5.137.387	117.961.935
Pérdidas fiscales (*)	30.329.208	44.513.021	74.842.229
Previsión para impuesto diferido activo (*)	(44.148.070)	31.388.045	(12.760.025)
<b>Total</b>	<b>4.511.693.255</b>	<b>355.264.787</b>	<b>4.866.958.043</b>

(\*) El Grupo ha evaluado la recuperabilidad del crédito fiscal concluyendo que el mismo sería íntegramente utilizado en forma previa a su prescripción legal. Para ello se ha considerado:

- proyecciones presupuestales para los próximos ejercicios,
- historial de ganancias fiscales,
- situación coyuntural observada durante el presente ejercicio que implicó incrementos en los costos de generación.

A continuación se presenta un resumen de las pérdidas fiscales acumuladas (importes brutos) según su prescripción legal:

<b>Año en que prescribirán</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
2012	-	29.983.668
2013	-	21.056.430
2014	-	58.163.909
2015	-	18.064.330
2016	174.187.251	172.100.580
2017	6.346.456.816	-
<b>Total</b>	<b>6.520.644.067</b>	<b>299.368.917</b>

### 5.5.3 Composición del gasto por impuesto a la renta reconocido en el Estado de resultados

<b>Concepto</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
IRAE	33.000	483.454.271
IRAE diferido	(2.747.148.659)	(355.264.788)
IRAE - Ajuste por liquidación con provisión del ejercicio anterior	933.217	(35.899.387)
<b>Total (ganancia) pérdida</b>	<b>(2.746.182.442)</b>	<b>92.290.096</b>

#### 5.5.4 Conciliación del gasto por impuesto a la renta y el resultado contable

Concepto	2012	2011
Resultado contable atribuible a la controladora	(3.420.443.068)	2.834.227.963
Impuesto a la renta neto del ejercicio	(2.746.182.442)	92.290.096
Resultado antes de IRAE	(6.166.625.510)	2.926.518.059
IRAE (25%)	<b>(1.541.656.378)</b>	<b>731.629.515</b>
Ajustes:		
Impuestos y sanciones	292.390.736	282.680.588
Ajuste fiscal por inflación	6.328.838	41.746.163
Ajuste valuación inversiones en otras empresas	17.031.905	43.745.081
Rentas no gravadas y gastos asociados a las mismas	(292.219.619)	(24.213.874)
Ajustes posteriores a provisión y ajuste por inflación contable	14.799.279	(157.621.748)
Gastos pequeñas empresas	3.470.166	3.260.371
Gastos no deducibles (costos financieros externos-retención IRNR)	11.231.502	4.486.471
Diferencia de valor gasoducto (LINK)	(2.992.427)	(1.192.202)
Impuesto diferido - provisión	-	(44.148.070)
Diferencia de índice contable y fiscal de bienes de uso	(1.649.323.787)	(567.719.905)
Provisión ds.incobrables (permanente)	40.535.185	25.048.824
Exoneración por inversiones	-	(319.848.127)
Ajuste FOCEM	284.255.233	-
Otros	69.966.924	74.437.009
<b>Impuesto a la renta pérdida</b>	<b>(2.746.182.442)</b>	<b>92.290.096</b>

#### 5.6 Inversiones en otras empresas

Nombre	Lugar en el que opera	Proporción de acciones y poder de voto obtenido	Valor contable		Actividad principal
			2012	2011	
Central Puerto S.A.	Buenos Aires, Argentina	0,63%	23.090.295	44.637.441	Generador termoeléctrico
Hidroneuquén S.A.	Buenos Aires, Argentina	3,44%	124.320.243	146.582.415	Controlante del capital accionario de la empresa generadora Hidroeléctrica Piedra del Águila
Gas Sayago S.A.	Montevideo, Uruguay	50,00%	44.034.098	39.744.833	Participación en consorcio para la construcción, operación y mantenimiento de una planta de regasificación de gas natural licuado
			<b>191.444.636</b>	<b>230.964.689</b>	

En el presente ejercicio se verificó una reducción del valor de las inversiones en otras empresas, lo que generó una pérdida de \$ 79.520.054. Asimismo, en Gas Sayago S.A. se efectuó un aporte de capital en diciembre/12 que ascendió a \$ 40.000.000.

A continuación se presenta información resumida de Gas Sayago S.A.:

	2012	2011
Total de activos	95.696.483	82.651.842
Total de pasivos	7.628.287	3.162.177
Activos netos	88.068.196	79.489.665
Participación de UTE sobre los activos netos	44.034.098	39.744.833
	2012	2011
Resultado operativo	(101.052.399)	(5.085.215)
Resultado antes de impuesto a la renta	(96.204.772)	(6.225.529)
Resultado del ejercicio	(71.421.470)	(5.702.093)
Participación de UTE sobre el resultado	(35.710.735)	(2.851.046)

### 5.7 Bienes en comodato

Composición de los bienes en comodato expresada en miles de pesos:

Concepto	Generación	Parque de Vacaciones	Otros	Total
Valor bruto al 31.12.11	349.256	154.872	2.404	506.532
Altas	-	-	-	-
Bajas	-	(40)	-	(40)
<b>Valor bruto al 31.12.12</b>	<b>349.256</b>	<b>154.832</b>	<b>2.404</b>	<b>506.492</b>
Amortización acumulada al 31.12.11	65.471	42.264	2.404	110.139
Amortizaciones	10.926	5.363	-	16.289
Bajas	-	(40)	-	(40)
<b>Amortización acumulada al 31.12.12</b>	<b>76.397</b>	<b>47.587</b>	<b>2.404</b>	<b>126.388</b>
<b>Valores netos al 31.12.12</b>	<b>272.859</b>	<b>107.245</b>	<b>-</b>	<b>380.104</b>
Concepto	Generación	Parque de Vacaciones	Otros	Total
Valor bruto al 31.12.10	349.256	154.872	2.404	506.532
Altas	-	-	-	-
Bajas	-	-	-	-
<b>Valor bruto al 31.12.11</b>	<b>349.256</b>	<b>154.872</b>	<b>2.404</b>	<b>506.532</b>
Amortización acumulada al 31.12.10	54.545	35.851	2.404	92.800
Amortizaciones	10.926	6.413	-	17.339
Bajas	-	-	-	-
<b>Amortización acumulada al 31.12.11</b>	<b>65.471</b>	<b>42.264</b>	<b>2.404</b>	<b>110.139</b>
<b>Valores netos al 31.12.11</b>	<b>283.785</b>	<b>112.608</b>	<b>-</b>	<b>396.393</b>

Los bienes en comodato que figuran en Generación, corresponden a la urbanización aledaña a la Represa Hidroeléctrica Constitución. Los mismos están conformados por edificios varios (viviendas, locales, etc.) dados en comodato a la Intendencia Municipal de Soriano, según Resolución de Directorio R06.-1329 y ampliaciones posteriores de la misma.

## 5.8 Instrumentos financieros

### 5.8.1 Activos financieros

Los instrumentos financieros distintos a los créditos y acciones de otras empresas son los siguientes:

2012					
	Vencimiento	Saldos en moneda de origen	Moneda	Tasa promedio	Total equivalente en moneda nacional
<b>Activos financieros al valor razonable con cargo a resultados</b>					
Obligaciones negociables	Julio 2017	224.400	U\$s	9,00%	<b>4.353.584</b>
					<b>4.353.584</b>
2011					
	Vencimiento	Saldos en moneda de origen	Moneda	Tasa promedio	Total equivalente en moneda nacional
<b>Activos financieros mantenidos hasta el vencimiento</b>					
Letras de regulación monetaria		442.909.983	\$	8,72%	<b>442.909.983</b>
	Enero 2012	116.785.638	\$		116.785.638
	Marzo 2012	72.614.614	\$		72.614.614
	Abril 2012	253.509.731	\$		253.509.731
<b>Activos financieros al valor razonable con cargo a resultados</b>					
Obligaciones negociables	Julio 2017	253.440	U\$s	9,00%	<b>5.044.216</b>
					<b>447.954.200</b>

### 5.8.2 Mediciones a valor razonable en el estado de situación patrimonial

De acuerdo a modificaciones establecidas en la enmienda a la NIIF 7, la cual introduce tres niveles jerárquicos que han de considerarse en la determinación del valor razonable de un instrumento financiero, el Grupo ha procedido a calificar los mismos en las siguientes categorías:

- Nivel 1: precios cotizados en mercados activos para el mismo instrumento.
- Nivel 2: precios cotizados en mercados activos para activos o pasivos similares u otras técnicas de valoración desarrolladas a partir de variables observables en el mercado.
- Nivel 3: técnicas de valoración desarrolladas a partir de variables no observables en el mercado.

En el siguiente cuadro se resumen los activos y pasivos medidos a valor razonable en función de las categorías descritas:

Instrumento financiero	Total equivalente en moneda nacional		Nivel
	2012	2011	
Obligaciones negociables	4.353.584	5.044.216	1
Acciones en Central Puerto S.A.	23.090.295	44.637.441	1
Swap (pasivo)	(104.076.134)	(71.553.629)	2

### 5.9 Deudas comerciales

El período promedio de crédito otorgado por los proveedores al Grupo está entre 30 y 40 días y no se incluyen intereses a las cuentas por pagar, excepto para la deuda documentada. El Grupo mantiene políticas de gerenciamiento del riesgo financiero de liquidez, para asegurar que todas las cuentas por pagar sean pagadas dentro de los plazos preestablecidos.

A continuación se presenta el detalle de las deudas comerciales:

	Corriente	
	2012	2011
Proveedores por compra de energía	768.333.280	794.470.390
Acreedores comerciales	2.625.894.614	2.695.107.923
Adelantos derecho uso Estación Conversora	303.948.218	298.815.804
Depósitos recibidos en garantía	320.154.428	264.447.299
Provisión por compra de energía	120.829.219	182.769.094
Otras provisiones comerciales	615.174.489	335.936.465
Anticipos de clientes	415.090.066	361.861.284
Retenciones a terceros	68.216.933	52.084.468
	<b>5.237.641.247</b>	<b>4.985.492.727</b>

## 5.10 Deudas financieras

	Corriente		No corriente	
	2012	2011	2012	2011
<b>Endeudamiento con el exterior</b>				
Finan. de Inversiones-Organismos multilaterales (i)	401.966.837	194.065.105	2.546.568.081	3.024.828.126
Finan. de Inversiones-Inst. financieras varias (ii)	1.447.973.484	1.311.487.248	1.309.861.734	1.834.524.631
Finan. capital de trabajo-Inst. financieras varias (iii)	719.292.075	437.866.000	359.646.038	358.254.000
Comisión de compromiso	23.725	41.745	-	-
Intereses a pagar	137.984.691	149.688.852	357.048.804	431.858.554
Intereses a vencer	(111.234.975)	(117.203.889)	(357.048.804)	(431.858.554)
<b>Total del endeudamiento con el exterior</b>	<b>2.596.005.836</b>	<b>1.975.945.061</b>	<b>4.216.075.853</b>	<b>5.217.606.757</b>
<b>Endeudamiento local</b>				
Financiamiento de Inversiones (iv)	382.282.220	405.548.571	810.421.022	1.223.564.385
Financiamiento de capital de trabajo (v)	760.034.175	368.205.500	193.282.463	184.102.750
Adecuación de la estructura financiera (vi)	155.208.000	159.224.000	465.624.000	636.896.000
Ministerio de Economía y Finanzas (vii)	2.425.125.000	-	2.425.125.000	-
Obligaciones negociables en UI (viii)	486.763.440	199.125.782	4.417.167.185	2.564.456.227
Obligaciones negociables en U\$S (viii)	96.966.198	66.316.796	138.678.348	208.583.440
Otras obligaciones	1.353	28.852	-	-
Intereses a pagar	378.498.343	219.555.665	2.224.936.520	587.733.799
Intereses a vencer	(265.168.092)	(190.342.955)	(2.224.936.520)	(587.733.799)
<b>Total del endeudamiento local</b>	<b>4.419.710.637</b>	<b>1.227.662.211</b>	<b>8.450.298.017</b>	<b>4.817.602.802</b>
<b>Instrumentos financieros derivados (Nota 8.2)</b>	<b>104.076.134</b>	<b>71.553.629</b>	-	-
<b>Total de las deudas financieras</b>	<b>7.119.792.608</b>	<b>3.275.160.901</b>	<b>12.666.373.870</b>	<b>10.035.209.559</b>

### 5.10.1 Resumen de las condiciones de los préstamos

- (I) Se trata de obligaciones por endeudamiento con el exterior contratadas a mediano y largo plazo con organismos multilaterales de los cuales Uruguay es miembro, destinadas a financiamiento de inversiones. Dicho pasivo se amortiza semestralmente en períodos de 5 a 15 años de plazo. Los saldos adeudados al 31/12/12 corresponden a U\$S 14.526.909 pactados a tasa de interés fija y U\$S 137.451.593 a tasa de interés variable en función de la LIBOR más un spread.
- (II) Conciernen a préstamos obtenidos de diversas instituciones financieras del exterior para financiamiento de inversiones, contratados a mediano y largo plazo. Los mismos se amortizan semestralmente en períodos de 1 a 25 años. Los saldos adeudados por dicho concepto al 31/12/12 arbitrados a dólares estadounidenses, corresponden a U\$S 84.657.814 pactado a tasa de interés fija y U\$S 57.491.313 a tasa de interés variable en función de la LIBOR más un spread fijo.
- (III) Corresponde a obligaciones por endeudamiento con el exterior contratadas con instituciones financieras varias para financiamiento de capital de trabajo a mediano y largo plazo. Al 31/12/12 el saldo de las obligaciones pactadas a tasa fija con plazo mayor a 5 años, asciende a U\$S 8.000.000 y a tasa variable con plazo mayor a un año a U\$S 47.612.500.
- (IV) Se trata de endeudamiento local contratado para financiamiento de inversiones a mediano y largo plazo. El saldo de la deuda que devenga intereses a tasa variable fijada en base a LIBOR más spread al 31/12/12 es de U\$S 5.616.380 y a tasa fija U\$S 55.859.999.
- (V) Contiene saldos de endeudamiento local contratado para financiamiento de capital de trabajo a tasa de interés variable determinable en base a LIBOR más spread. Al 31/12/12 el saldo de la deuda con vencimiento menor a 1 año asciende a U\$S 10.000.000, mientras que la contratada con amortización entre 1 y 3 años asciende a U\$S 39.137.500.
- (VI) Corresponde a deudas contraídas con instituciones de plaza con el objetivo de adecuar la estructura financiera de la empresa. Las mismas se contrataron a corto, mediano y largo plazo con tasa de interés fija. Al 31/12/12 las deudas contratadas a corto y mediano plazo han sido canceladas en su totalidad, mientras que las originalmente contratadas a largo plazo asciende a U\$S 32.000.000 (porción corriente más no corriente).
- (VII) Comprende el pasivo generado por dos contratos de préstamo con el Ministerio de Economía y Finanzas amortizables en cuatro cuotas semestrales cada uno. Dicha deuda genera intereses a tasa variable en función del rendimiento de los Bonos globales uruguayos. El saldo al 31/12/12 asciende a U\$S 250.000.000.
- (VIII) Se trata de la deuda generada por la emisión de Obligaciones negociables series I y III en unidades indexadas y series II y IV en dólares americanos. Dicha deuda fue contraída a largo plazo, genera intereses pagaderos semestralmente a tasa de interés fija (serie I 5,25%, serie II 4%, serie III 3,375% y serie IV 3,5%) y se amortizará semestralmente conjuntamente con el pago de intereses (a excepción de la serie IV que se amortiza al vencimiento), comenzando luego del período de gracia de dos años estipulado para dicho concepto. En diciembre de 2012 se realizó una nueva emisión de Obligaciones negociables en Unidades Indexadas por UI 763.160.000. Dicha deuda fue contraída a largo plazo, genera intereses pagaderos semestralmente a tasa de interés fija (3,375%) y se amortizará en los últimos 3 años de vencimiento (2040, 2041 y 2042).

La deuda al 31/12/12 por las obligaciones negociables emitidas es de UI 1.940.920.840 y U\$S 12.146.000, de acuerdo al siguiente detalle:

Serie	Moneda	Monto	Tasa fija	Próx.vto.de amortización	Obs.
I	UI	644.531.250	5,2500%	02/01/2013	
II	U\$S	8.334.000	4,0000%	02/01/2013	
III	UI	505.190.000	3,3750%	30/03/2013	
IV	U\$S	3.812.000	3,5000%	30/09/2015	
Dic- 12	UI	791.199.590	3,1801%	26/12/2040	(1)

(1) Las obligaciones emitidas en diciembre de 2012 por un valor nominal de UI 763.160.000, se registraron inicialmente a su valor razonable (valor emitido más las primas por emisión obtenidas), devengando el interés a una tasa efectiva de 3,1801%, en cumplimiento a lo establecido en la NIC 39 - "Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición".

### 5.10.2 Cláusulas de condiciones ("covenants") de los préstamos

De los pasivos financieros anteriormente reseñados, U\$S 64.252.753 incluyen cláusulas de condiciones (covenants) referentes a ratios económico-financieros, en los contratos de préstamos respectivos. Si bien el Grupo se encuentra al día con el cumplimiento de pago de las obligaciones, al 31/12/12 no se ha dado cumplimiento a la totalidad de los covenants estipulados. Sin embargo, se han conseguido los Waivers correspondientes de cada banco, en los que se obtiene la exoneración del cumplimiento de dichos covenants para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012.

### 5.10.3 Líneas de crédito aprobadas pendientes de utilización

Al cierre del ejercicio 2012 existe un contrato de préstamo firmado con la Corporación Andina de Fomento (CAF) por U\$S 180.000.000 para el financiamiento de la Central de ciclo combinado en Punta del Tigre. Por dicho concepto aún no se ha efectuado ningún desembolso de fondos.

En Nota 16 se detalla otro contrato de préstamo para el financiamiento de la Central indicada anteriormente, firmado con posterioridad al cierre del ejercicio 2012.

A su vez, existe un saldo pendiente de utilización de otro contrato de préstamo con la Corporación Andina de Fomento (CAF) por U\$S 29.348.407, para el financiamiento de líneas de transmisión y aportes para la interconexión Uruguay - Brasil.

### 5.11 Deudas diversas

A continuación se presenta el detalle de las deudas diversas:

	Corriente		No corriente	
	2012	2011	2012	2011
Deudas de personal	436.781.018	419.739.036	-	-
Prov. aguinaldo, licencia, hs. extras, etc.	662.482.650	552.800.624	10.731.026	-
Prov. incentivo productiv. y fdo. reserva	417.308.909	386.081.574	-	-
Prov. incentivo por retiro	162.290.522	105.855.527	214.620.527	15.249.436
IVA a pagar	102.914.347	-	-	-
Anticipo FOCEM-Interconexión Uruguay-Brasil	-	216.425.222	974.384.993	-
Ingreso diferido por subvenciones	-	-	162.635.940	-
Acreedores fiscales	105.430.432	96.012.094	-	-
Tasa alumbrado público Intendencias	159.098.865	93.407.827	-	-
Deudas varias a pagar	35.175.046	28.093.051	-	-
Provisiones varias	61.480.430	39.523.665	-	-
	2.142.962.219	1.937.938.620	1.362.372.486	15.249.436

El Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR (FOCEM) fue creado por el Consejo del Mercado Común y está destinado a financiar programas para promover la convergencia estructural, desarrollar la competitividad, promover la cohesión social y apoyar el funcionamiento de la estructura institucional y el fortalecimiento del proceso de integración. En tal sentido, en el ejercicio 2011 el Grupo recibió del FOCEM el aporte de U\$S 10.874.000 (\$ 216.425.222 al 31/12/11) para el proyecto de interconexión eléctrica de 500 MW entre la República Federativa del Brasil y la República Oriental del Uruguay, concretamente para la construcción de la línea aérea de 500 kV para conectar la convertidora de frecuencia de 50/60 Hz a las redes de transmisión uruguaya y brasileña existentes (San Carlos - Melo - Frontera).

Según se establece en la cláusula segunda del convenio de financiamiento, los recursos del FOCEM, asignados al proyecto, tendrán carácter de contribuciones no reembolsables, siempre que se cumplan las condiciones estipuladas en dicho convenio. Dando cumplimiento a tales exigencias, durante el ejercicio 2012 el Grupo efectuó la rendición de cuentas de más del 75% de los recursos recibidos en el primer desembolso, la cual fue aprobada por parte del FOCEM, reconociéndose en aplicación de la NIC 20 "Contabilizaciones de las Subvenciones del Gobierno e Información a Revelar sobre Ayudas

Gubernamentales" un ingreso diferido por subvenciones por un total de U\$S 8.264.441, equivalente a \$ 162.635.940. Dicha partida se expone en el largo plazo, debido a que el activo relacionado a la subvención está en proceso de construcción y no estará operativo antes del 31/12/13.

En el ejercicio 2012 se cumplieron las condiciones establecidas para recibir de parte del FOCEM el segundo desembolso, que ascendió a U\$S 47.613.883 (\$ 923.756.944 al 31/12/12). Al cierre del ejercicio 2012, el monto total recibido de fondos del FOCEM sin rendición de cuentas se expone como anticipos de largo plazo y asciende a U\$S 50.223.442 equivalente a \$ 974.384.993.

### 5.12 Previsiones por juicios

Derivadas del desempeño de la actividad, se presentan situaciones en las que el Grupo debe afrontar acciones judiciales, que resultan en derechos y obligaciones a cobrarse o pagarse en distintas condiciones.

De las diversas acciones planteadas al cierre del ejercicio cabe mencionar:

#### A) Procesos en trámite que pueden concluir en egresos para el Grupo

Existen 152 juicios en curso por un monto pretendido total de U\$S 36.368.999 equivalente a \$ 705.594.954 al 31/12/12. El monto referido corresponde a las pretensiones reclamadas a la fecha de cierre del ejercicio. Tales juicios corresponden fundamentalmente a los siguientes conceptos: daños y perjuicios, responsabilidad por hecho u omisión de la Administración, juicios por cobro de pesos, daño moral, servidumbres, juicios ejecutivos, reparación patrimonial y aquellos en los que se dilucidan reclamaciones de índole laboral, tales como diferencia de haberes o salarios. Se incluyen además, los procesos expropiatorios (6 expropiaciones por un total de \$ 27.488.803), debido a que si bien el Grupo es actor, sus resultados van a aparejar erogaciones tal como ocurre en los procesos en los que el Grupo es demandado.

De estos juicios están provisionados aquéllos que de acuerdo a la opinión profesional del área jurídica del Grupo, es altamente probable que el resultado final del mismo, sea desfavorable. Asimismo, se provisionaron indemnizaciones por servidumbre en vía administrativa para las que se estimó muy probable su pago.

Saldos al cierre de los ejercicios finalizados en diciembre de 2012 y 2011:

	Corriente		No corriente	
	2012	2011	2012	2011
Provisión por juicios	211.036.834	254.438.167	106.568.941	106.444.739

Conciliación entre saldo inicial y final:

	2012	2011
Saldo Inicial	360.882.906	259.976.642
Dotaciones e incrementos	35.344.942	139.477.912
Importes objeto de reversión	(69.130.108)	(36.655.345)
Importes utilizados contra la	(9.491.964)	(1.916.303)
Total	317.605.775	360.882.906

#### B) Procesos en trámite que pueden concluir en ingresos para el Grupo

Al cierre del ejercicio están pendientes 14.452 acciones promovidas por el Grupo por un monto reclamado total, actualizado al 31/12/12, de U\$S 26.768.454 equivalente a \$ 519.334.770, dentro de los cuales se incluyen fundamentalmente los conceptos de juicios ejecutivos e irregularidades tarifarias.

### 5.13 Beneficios post - empleo a los funcionarios

#### 5.13.1 Provisión por retiros incentivados

El 9 de febrero de 2007, por Resolución R07.-167, el Directorio de UTE aprobó un plan de retiros incentivados, el cual es aplicable a funcionarios que:

- al 31/12/07 tuvieran 58 años de edad o más,
- tuvieran 35 años de servicio al momento de la aceptación de la renuncia por parte del Directorio y
- configuren causal jubilatoria al 31 de diciembre de 2009

Los funcionarios amparados al régimen de retiros incentivados, percibirán durante un máximo de 60 meses o hasta que el beneficiario cumpla los 70 años de edad, el equivalente al 65% del promedio mensual de la totalidad de las retribuciones nominales sujetas a Montepío, efectivamente cobradas por todo concepto durante el año 2005, actualizadas en la misma oportunidad y porcentaje que se disponga para los funcionarios de las empresas públicas. Adicionalmente percibirán por concepto de beneficios sociales, el equivalente al 65% de la cuota mutual.

El plazo para ampararse al plan, de acuerdo a lo establecido por Resolución R08.-202, venció el 09/04/08, acogiendo a un mismo un total de 552 funcionarios, de los cuales 149 continúan recibiendo el beneficio al 31/12/12.

Asimismo, por Resolución R11.-1905 del 16 de diciembre de 2011, el Directorio de UTE aprobó un nuevo plan de retiro voluntario incentivado, pudiendo ampararse al mismo hasta un máximo de 500 funcionarios prioritariamente de sectores operativos, que cumplieran con los siguientes requisitos mínimos:

- 60 años de edad cumplidos al 31/12/12;
- 30 años de servicio efectivo al momento de aceptación de la renuncia por parte del Directorio;
- Configurar causal jubilatoria al 31/12/12.

El incentivo de retiro se paga en forma mensual de acuerdo a la siguiente escala:

- Con 60 años de edad al 31/12/12 48 cuotas
- Con 61 años de edad al 31/12/12 36 cuotas
- Con 62 años de edad al 31/12/12 24 cuotas
- Con 63 y hasta 66 años de edad al 31/12/12 12 cuotas

El incentivo corresponde al 70% del promedio mensual de la totalidad de las retribuciones nominales sujetas a montepío, efectivamente percibidas durante el año 2011, actualizada en la misma oportunidad y porcentaje que el incremento general de salario dispuesto por el Poder Ejecutivo para funcionarios del organismo.

El plazo para ampararse a este plan venció el 16 de abril de 2012, presentándose un total de 335 renunciaciones. La Resolución R11.-1905 autorizó la prórroga del régimen en caso de no alcanzar el cupo previsto de 500 funcionarios, de forma de amparar personal con causal jubilatoria al 31/12/13. En aplicación de dicha autorización, la Resolución R12.-1426 del 14 de septiembre de 2012, estableció un nuevo período para ampararse al régimen, el cual vence el 31/01/13. Para los funcionarios que se amparen en este nuevo período, el incentivo se calculará sobre la base de las retribuciones nominales sujetas a montepío percibidas durante el año 2012.

Los funcionarios interesados en adherirse al plan debían completar una solicitud y aguardar que fuera formalmente aprobada por el Directorio. Al 31 de diciembre de 2012 fueron aprobadas 339 solicitudes.

Para la estimación de las provisiones, se procedió a efectuar un cálculo actuarial considerando el valor presente de los desembolsos futuros esperados, descontado por la tasa promedio del mercado en unidades indexadas para grandes y medianas empresas reportada por el Banco Central del Uruguay y considerando las tasas de mortalidad indicadas por la Superintendencia de Seguros y Reaseguros.

El pasivo reconocido al 31 de diciembre de cada ejercicio, considerando ambos incentivos, se detalla a continuación:

	Corriente		No corriente	
	2012	2011	2012	2011
Provisión por retiros incentivados	162.290.522	105.855.527	214.620.527	715.249.436

El cargo neto del ejercicio correspondiente a los planes de retiro, fue un incremento de gastos de \$ 401.613.650 (disminución de gastos por \$ 2.605.059 en 2011).

#### 5.13.2 Previsión por prestación de 200 KWh post-empleo

Corresponde a un beneficio aprobado por el Directorio de UTE mediante las resoluciones R97.-2849 del 17 de diciembre de 1997 y R99.-2085 del 26 de agosto de 1999, las cuales otorgaron a los ex funcionarios (jubilados) que tengan una antigüedad no inferior a 15 años de servicio en la empresa o al cónyuge superviviente, una bonificación en el consumo de energía eléctrica de hasta 200 kWh, descontados éstos de la franja de consumo de mayor valor. Adicionalmente, las resoluciones de Directorio R07.-167 del 9 de febrero de 2007 y R11.-1905 del 16 de diciembre de 2011, extendieron el beneficio a aquellos ex funcionarios que se encuentran en régimen de retiro incentivado.

Para su estimación se procedió a efectuar un cálculo determinando el valor presente de los desembolsos futuros esperados, descontado por la tasa promedio del mercado en unidades indexadas para grandes y medianas empresas reportada por el Banco Central del Uruguay y considerando la esperanza de vida según la edad promedio de los beneficiarios, indicada por la Superintendencia de Seguros y Reaseguros.

El pasivo reconocido al 31 de diciembre de cada ejercicio, se detalla a continuación:

	Corriente		No corriente	
	2012	2011	2012	2011
Previsión 200 kWh	24.958.760	24.061.959	447.451.969	382.759.248

El cargo al resultado del ejercicio correspondiente a la prestación de consumo de energía eléctrica es de \$ 92.295.514 (\$ 53.568.226 en 2011), el cual se incluye dentro del capítulo Gastos de personal.

#### 5.14 Patrimonio neto

##### Capital y Ajustes al patrimonio

El Capital se muestra a su valor nominal, mientras que su correspondiente reexpresión hasta la fecha de discontinuación del ajuste por inflación se expone en el capítulo Ajustes al patrimonio (Nota 4.3).

En el ejercicio 2012 se contabilizó el aporte realizado por OPP para la ejecución de obras de electrificación rural, el cual asciende a \$ 33.309.875 (\$ 17.098.906 en el ejercicio 2011 expresado en moneda del 31/12/11).

##### Transferencia neta al Fondo de estabilización energética

El art. 773 de la Ley N° 18.719 creó el Fondo de estabilización energética con el objetivo de reducir el impacto negativo de los déficits hídricos sobre la situación financiera de UTE y sobre las finanzas públicas, el cual está constituido en la Corporación Nacional para el Desarrollo. Dicha ley establece que el fondo "podrá tener una disponibilidad de hasta 4.000.000.000 UI" y se integrará "con recursos provenientes de Rentas Generales recaudados directamente, así como con versiones a Rentas Generales realizadas por UTE con este destino específico".

En el ejercicio 2010, UTE efectuó una transferencia de \$ 2.997.000.000 (\$ 3.255.719.400 expresado en moneda del 31/12/11) para la constitución del referido fondo.

Hasta el 31 de diciembre de 2011, las transferencias al Fondo de estabilización energética se presentaban deducidas de los resultados acumulados. A efectos de la consistencia con el ejercicio anterior, los saldos iniciales han sido reclasificados. A partir de dicha fecha, el saldo representa las transferencias netas efectuadas hacia el fondo y recibidas del mismo.

El Decreto N° 442/011 reglamentó la forma en que se realizan los aportes al fondo, así como las condiciones de administración y utilización de los recursos. A su vez, encomendó a la Corporación Nacional para el Desarrollo en carácter de fideicomitente a celebrar un contrato de fideicomiso de administración con la Corporación Nacional Financiera de Fondos de Inversión en carácter de fiduciaria, para la administración de este fondo cuyo beneficiario será UTE. Dicho fideicomiso aún no se ha constituido.

En aplicación de la modalidad prevista por el Decreto N° 442/011 en los meses de mayo y junio del presente ejercicio, UTE recibió del referido fondo un total equivalente a \$ 3.403.435.365 (en efectivo y bonos globales uruguayos).

*Versión de resultados*

En el presente ejercicio fue vertida a Rentas Generales la suma de \$ 193.000.000, lo que determina una disminución de los resultados acumulados por el referido importe (\$ 1.196.118.831 en 2011 expresado en moneda del 31/12/11).

*Reserva por exoneración de inversiones*

Se constituyeron reservas fiscales por \$ 1.291.618.367 (\$ 1.903.518.594 en 2011 expresado en moneda del 31/12/11) en aplicación del art. N° 53 del Título 4 del Texto Ordenado de 1996 (IRAE) modificado por ley N° 18.083 del 27/12/06 y reglamentado por los artículos 114 a 121 del Decreto N° 150/007.

**5.15 Cuentas de orden**

	2012	2011
Valores recibidos en garantía	8.848.491.672	6.224.173.436
Cartas de crédito abiertas en M/E	764.452.464	840.367.860
Deuda por construcción de estación convertora	87.251.428	117.946.487
Conformes clientes fideicomiso electrificación rural	19.562.600	19.705.000
	9.719.758.164	7.202.192.783

**NOTA 6 INFORMACIÓN REFERENTE A PARTIDAS DEL ESTADO DE RESULTADOS**

**6.1 Detalle de ingresos por su naturaleza**

Ingresos operativos netos	2012	2011
Venta de energía eléctrica local:		
Residencial	13.895.270.232	12.942.797.467
Consumo básico residencial	900.344.937	689.626.118
Bonificación consumo básico residencial	(554.359.865)	(414.451.259)
Medianos consumidores	5.699.624.857	5.246.252.179
Grandes consumidores	5.590.952.636	5.199.416.933
General	3.424.745.432	3.298.246.719
Cargos fijos	2.322.125.689	2.173.473.823
Alumbrado público	1.130.358.509	1.078.094.167
Otras tarifas	115.485.362	135.003.717
Venta de energía eléctrica al exterior	86.770.442	23.837
Bonificaciones (*)	(1.113.358.281)	(80.843.667)
<b>Total</b>	<b>31.497.959.950</b>	<b>30.267.640.035</b>

(\*) En el ejercicio 2012, y debido a las dificultades energéticas que han afectado a nuestro país, se otorgó una bonificación premiando el ahorro de energía eléctrica, devengándose por dicho concepto un total de \$ 717.955.436. A su vez, se otorgó una bonificación a los buenos clientes de la empresa, tanto respecto a la utilización de la energía eléctrica como por el cumplimiento de los deberes que tienen con UTE, reconociéndose por dicho concepto un total de \$ 303.991.136.

Otros ingresos de explotación	2012	2011
Derechos de carga	315.406.478	247.414.605
Tasas	74.010.697	63.315.915
Ingresos por consultorías	60.253.444	41.217.564
Ingresos por peajes	51.529.711	48.839.341
Cobro a deudores incobrables	47.619.855	39.548.901
Ingresos por derechos de uso estación convertora	14.565.950	14.357.554
Otros ingresos	7.699.461	25.851.711
<b>Total</b>	<b>571.085.595</b>	<b>480.545.591</b>
Ingresos varios	2012	2011
Ventas varias y de otros servicios	188.392.887	208.582.198
Ingresos por bienes producidos y reparados	161.312.640	149.742.858
Resultado por activos biológicos	113.206.538	42.391.170
Ingresos varios	92.998.162	43.281.743
Multas y sanciones	46.701.745	50.328.322
Aportes de clientes para obras	8.457.220	34.186.437
Ingresos por donaciones del exterior	3.618.352	17.288.142
Ingresos por eficiencia energética	3.191.841	22.423.787
Ingresos por participación en empresas del exterior	-	24.812.691
<b>Total</b>	<b>617.879.385</b>	<b>593.037.348</b>

## 6.2 Detalle de gastos por su naturaleza

<b>Costos de explotación</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
Materiales energéticos y lubricantes	16.467.306.653	10.897.220.804
Compra de energía eléctrica	6.562.372.243	4.186.643.044
Amortizaciones	4.364.979.867	4.245.265.780
Personal	2.813.533.266	2.402.366.551
Suministros y servicios externos	1.614.682.410	898.142.101
Materiales	451.545.395	320.472.116
Transporte	179.249.723	142.551.439
Tributos	37.365.916	22.585.270
Trabajos para inversiones en curso - gastos (*)	(68.487.366)	(61.563.204)
Trabajos para inversiones en curso - personal (*)	(375.550.041)	(337.064.601)
<b>Total</b>	<b>32.046.998.066</b>	<b>22.716.619.301</b>
<b>Gastos de administración y ventas</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
Personal	3.131.243.673	2.334.144.236
Impuesto al patrimonio	1.106.936.882	1.128.980.225
Suministros y servicios externos	991.106.375	953.250.056
Amortizaciones	471.102.868	436.986.431
Pérdida por deudores incobrables	423.942.180	235.892.228
Tributos	159.554.543	132.933.304
Transporte	133.097.784	108.596.179
Materiales	118.717.198	77.302.383
Trabajos para inversiones en curso - gastos (*)	(13.449.737)	(10.034.635)
Trabajos para inversiones en curso - personal (*)	(30.595.534)	(27.553.806)
<b>Total</b>	<b>6.491.656.233</b>	<b>5.370.496.601</b>

(\*) Corresponde a la porción de costos activados durante el ejercicio directamente asociados al desarrollo de bienes de uso, tal como se indica en la Nota 4.6.

<b>Gastos varios</b>	<b>2012</b>	<b>2011</b>
Diferencia por baja de activo fijo	96.955.040	1.763.845
Indemnizaciones	89.836.362	151.087.626
Resultado por inversiones	79.520.055	17.248.011
Aportes a asociaciones y fundaciones	69.378.304	63.968.934
Pérdida por obsolescencia de materiales	64.374.828	130.925.629
Varios	16.154.372	17.308.941
Subsidios y transferencias	10.030.856	15.233.189
Costo de ventas de equipos y otros bienes	9.349.899	21.983.909
Donaciones	914.931	171.334
Regulariz. IVA deudores oficiales y municipales incobrables	-	76.507.659
<b>Gastos Servicios Auxiliares:</b>		
Personal	268.323.776	234.510.759
Materiales	133.785.418	106.601.187
Suministros y servicios externos	93.329.064	68.807.562
Diferencia por baja de activo fijo	42.299.710	-
Amortizaciones	29.239.660	26.621.522
Tributos	6.960.273	5.182.705
Transporte	3.191.988	4.568.631
Varios	683.808	735.596
<b>Total</b>	<b>1.014.288.345</b>	<b>943.227.042</b>

## 6.3 Resultados financieros

	<b>2012</b>	<b>2011</b>
Multas y recargos a clientes	731.064.219	730.885.523
Diferencia de cambio y cotización	586.576.570	-
Ingresos por intereses	55.231.560	46.929.227
Resultado financiero por inversiones	7.623.710	(211.378)
Otros cargos financieros netos	1.462.797	2.011.955
Resultado p/desv. monetaria y dif. cambio real (Nota 4.3)	-	376.556.295
Multas y recargos (BPS - DGI)	(566.239)	(167.552)
Gastos de préstamos y otros financiamientos	(44.579.808)	(20.552.911)
Descuento por pronto pago concedidos	(56.145.897)	(52.960.885)
Resultado por instrumentos financieros derivados	(85.172.741)	(58.634.419)
Egresos por intereses	(496.707.172)	(408.452.396)
<b>Total</b>	<b>698.786.997</b>	<b>615.403.459</b>

## NOTA 7 POSICIÓN EN MONEDA EXTRANJERA

Los activos y pasivos en moneda extranjera al cierre de los ejercicios 2012 y 2011, arbitrados a dólares estadounidenses y su equivalente en pesos uruguayos, son los siguientes:

	2012		2011	
	Miles de U\$S	Miles de \$	Miles de U\$S	Miles de \$
<b>ACTIVO</b>				
<b>Activo corriente</b>				
Disponibilidades	204.952	3.976.267	173.586	3.454.892
Créditos por ventas	4.565	88.566	989	19.684
Otros créditos	41.381	802.826	10.843	215.800
<b>Total activo corriente</b>	<b>250.897</b>	<b>4.867.659</b>	<b>185.418</b>	<b>3.690.376</b>
<b>Activo no corriente</b>				
Otros créditos a largo plazo	90.503	1.755.843	15.070	299.943
Inversiones	224	4.346	253	5.035
Créditos por ventas	-	-	2.786	55.450
<b>Total activo no corriente</b>	<b>90.727</b>	<b>1.760.189</b>	<b>18.109</b>	<b>360.428</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>341.624</b>	<b>6.627.848</b>	<b>203.527</b>	<b>4.050.804</b>
<b>PASIVO</b>				
<b>Pasivo corriente</b>				
Deudas:				
- Comerciales	162.939	3.161.187	183.189	3.646.002
- Financieras	349.700	6.784.527	163.945	3.262.992
- Diversas	4.018	77.957	13.558	269.842
Intereses a vencer	(10.625)	(206.136)	(9.910)	(197.239)
<b>Total pasivo corriente</b>	<b>506.032</b>	<b>9.817.536</b>	<b>350.781</b>	<b>6.981.597</b>
<b>Pasivo no corriente</b>				
Deudas:				
- Financieras	449.157	8.714.089	404.362	8.048.019
- Diversas	50.223	974.370	-	-
Intereses a vencer	(23.961)	(464.867)	(29.004)	(577.267)
<b>Total pasivo no corriente</b>	<b>475.418</b>	<b>9.223.592</b>	<b>375.358</b>	<b>7.470.752</b>
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>981.451</b>	<b>19.041.128</b>	<b>726.139</b>	<b>14.452.349</b>
<b>POSICIÓN NETA PASIVA</b>	<b>639.827</b>	<b>12.413.280</b>	<b>522.612</b>	<b>10.401.545</b>

## NOTA 8 POLÍTICAS DE GESTIÓN DEL RIESGO

De acuerdo con lo requerido por la NIIF 7, a continuación se detallan los principales tipos de riesgos a los que se encuentran expuestos los instrumentos financieros del Grupo y las políticas de gestión de los mismos.

### 8.1 Gestión de la estructura de financiamiento

El Grupo gestiona su estructura de financiamiento con el propósito de continuar como una empresa en marcha, optimizando el equilibrio entre deuda y patrimonio, asegurando el retorno requerido a sus partes interesadas.

La estructura de financiamiento se conforma por préstamos bancarios revelados en la Nota 5.10, capital aportado por el Estado, reservas y resultados acumulados sin distribuir, revelados en el Estado de evolución del patrimonio.

La Dirección del Grupo monitorea periódicamente la estructura de financiamiento. Como parte de su revisión, considera el costo del financiamiento y los riesgos asociados con cada tipo de financiamiento.

La proporción de deuda neta de efectivo y equivalentes sobre patrimonio al fin de cada ejercicio se expone a continuación:

	2012	2011
Deuda (i)	19.786.166.478	13.310.370.460
Efectivo y equivalentes	(6.285.997.390)	(4.510.936.090)
Deuda neta	13.500.169.088	8.799.434.370
Patrimonio (ii)	96.724.907.601	96.902.210.634
Deuda neta sobre patrimonio	14,0%	9,1%

(I) Deuda es definida como deuda financiera neta de corto y largo plazo.

(II) Patrimonio incluye capital, ajustes al patrimonio, transferencia neta al fondo de estabilización energética, reservas, resultados de ejercicios anteriores y resultado del ejercicio del Grupo.

### 8.2 Riesgo de mercado

Las actividades del Grupo se encuentran expuestas principalmente a los riesgos financieros vinculados a la variabilidad del tipo de cambio y las tasas de interés. El riesgo de mercado es medido mediante un análisis de sensibilidad.

#### 8.2.1 Riesgo de tipo de cambio

El Grupo efectúa transacciones en moneda extranjera y por ello está expuesto ante fluctuaciones del tipo de cambio.

*Análisis de sensibilidad ante cambios en la cotización de la moneda extranjera*

El Grupo se encuentra principalmente expuesto a variaciones en la cotización del dólar estadounidense. La siguiente tabla muestra la sensibilidad de la posición en moneda extranjera del Grupo en caso de: escenario 1 devaluación del 7,21% (2011: 4,51%) o escenario 2 apreciación del 3,36% (apreciación 2011: 2,02%) del tipo de cambio del peso uruguayo frente al dólar (en un escenario de inflación del 7,25% en 2011). Las tasas de sensibilidad consideradas, corresponden al resultado de las encuestas que realiza el Banco Central del Uruguay a analistas económicos y son tomadas por la Dirección del Grupo como una base razonable para el análisis de los riesgos financieros derivados de cambios en la cotización de las monedas extranjeras. En particular, las tasas consideradas en los casos de devaluación y apreciación del peso uruguayo frente al dólar, corresponden al tipo de cambio máximo y mínimo esperado, respectivamente.

	Impacto moneda extranjera	
	2012	2011
Escenario 1:		
Pérdida	895.117.807	-
Ganancia	-	266.040.830
Escenario 2:		
Ganancia	416.527.300	899.509.084

#### 8.2.2 Riesgo de tasa de interés

El Grupo se encuentra expuesto al riesgo de tasa de interés dado que ha contraído préstamos a tasa fija y variable. El riesgo es administrado manteniendo una combinación de préstamos a tasa fija y variable, asimismo se han contratado Swaps de tasas de interés a efectos de mitigar parte de este tipo de riesgo.

*Análisis de sensibilidad ante cambios en la tasa de interés*

El análisis de sensibilidad que se realiza a continuación ha sido determinado, basado en la exposición que tienen los préstamos, ante cambios en las tasas de interés. Se ha efectuado este análisis considerando los saldos y condiciones vigentes de la deuda financiera contratada al 31/12/12. Se considera como escenario, que la tasa de interés se incremente en 100 PB o disminuya en 25 PB.

Los efectos en el costo por intereses para el próximo ejercicio, que puede tener la fluctuación anteriormente mencionada, se resume en el siguiente cuadro:

	Reducción	Incremento
Escenario Incremento de tasas	-	44.691.472
Escenario reducción de tasas	11.173.411	-

#### *Swaps de tasas de interés*

El 5 de octubre de 2007, el Grupo contrató un instrumento financiero derivado con Citibank N.A. New York con el objetivo de cubrirse del riesgo de tipo de interés originado por el préstamo para financiar la ampliación de la construcción de la Central Punta del Tigre.

Adicionalmente, el 27 de octubre de 2011, se contrató un Instrumento financiero derivado con Santander New York con el objetivo de cubrirse del riesgo de tipo de interés originado por el préstamo de la CAF de U\$S 150.000.000 de diciembre 2008. Dicho Instrumento es para cubrir un monto de hasta U\$S 100.000.000.

Las operaciones de cobertura contratadas consisten en dos swaps de tipo de interés variable contra interés fijo. Los detalles de las transacciones son los siguientes:

**Swap Citibank N.A. New York**

- Notional amount (monto imponible)

Fecha de inicio	Fecha de vencimiento	Notional amount (en dólares)
01/10/2007	01/04/2008	42.000.000
01/04/2008	01/10/2008	42.000.000
01/10/2008	01/04/2009	41.944.000
01/04/2009	01/10/2009	38.794.000
01/10/2009	01/04/2010	35.644.000
01/04/2010	01/10/2010	32.494.000
01/10/2010	01/04/2011	29.344.000
01/04/2011	03/10/2011	26.208.000
03/10/2011	02/04/2012	23.072.000
02/04/2012	01/10/2012	19.936.000
01/10/2012	02/04/2013	16.800.000
02/04/2013	01/10/2013	14.000.000
01/10/2013	01/04/2014	11.200.000
01/04/2014	01/10/2014	8.400.000
01/10/2014	02/04/2015	5.600.000
02/04/2015	02/10/2015	2.800.000

- Tasa de interés
  - Citibank N.A. New York: USD-LIBOR-BBA a 6 meses vigente al primer día de cada período de cálculo de intereses.
  - El Grupo paga una tasa fija. Al 31 de diciembre de 2012 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un pasivo de U\$S 943.473 (equivalentes a \$ 18.304.320), generando una pérdida en el ejercicio de U\$S 155.239 (equivalentes a \$ 3.700.847). Al 31/12/11 el pasivo ascendía a U\$S 1.462.799 (equivalentes a \$ 29.114.088).

**Swap Santander New York**

- Notional amount (monto imponible)

Fecha de inicio	Fecha de vencimiento	Notional amount (en dólares)
27/10/2011	22/12/2011	100.000.000
22/12/2011	22/06/2012	100.000.000
22/06/2012	22/12/2012	100.000.000
22/12/2012	22/06/2013	100.000.000
22/06/2013	22/12/2013	95.454.545
22/12/2013	22/06/2014	90.909.090
22/06/2014	22/12/2014	86.363.635
22/12/2014	22/06/2015	81.818.180
22/06/2015	22/12/2015	77.272.725
22/12/2015	22/06/2016	72.727.270
22/06/2016	22/12/2016	68.181.815
22/12/2016	22/06/2017	63.636.360
22/06/2017	22/12/2017	59.090.905
22/12/2017	22/06/2018	54.545.450
22/06/2018	22/12/2018	49.999.995
22/12/2018	22/06/2019	45.454.540
22/06/2019	22/12/2019	40.909.085
22/12/2019	22/06/2020	36.363.630
22/06/2020	22/12/2020	31.818.175
22/12/2020	22/06/2021	27.272.720
22/06/2021	22/12/2021	22.727.265
22/12/2021	22/06/2022	18.181.810
22/06/2022	22/12/2022	13.636.355
22/12/2022	22/06/2023	9.090.900
22/06/2023	22/12/2023	4.545.445

- Tasa de interés
  - Santander New York: USD-LIBOR-BBA a 6 meses vigente al primer día de cada período de cálculo de intereses.
  - El Grupo paga una tasa fija. Al 31 de diciembre de 2012 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un pasivo de U\$S 4.421.000 (equivalentes a \$ 85.771.815), generando una pérdida en el ejercicio de U\$S 3.734.324 (equivalentes a \$ 81.471.894). Al 31/12/11 el pasivo ascendía a U\$S 2.132.319 (equivalentes a \$ 42.439.541).

**8.2.3 Otros riesgos ante el cambio de precios**

El Grupo se encuentra expuesto ante el cambio en el valor de las Obligaciones negociables en dólares, emitidas por la empresa argentina Hidroeléctrica Piedra del Águila S.A. que mantiene en cartera al cierre del ejercicio.

El análisis de sensibilidad que se detalla a continuación se ha determinado en base a la exposición que tiene el valor del activo financiero, en un escenario de un incremento de 0,5% o una reducción de 1%.

	Ganancia	Pérdida
Escenario Incremento de valor	21.768	-
Escenario reducción de valor	-	43.536

### 8.3 Riesgo crediticio

El riesgo crediticio consiste en el riesgo de que la contraparte del crédito incumpla con sus obligaciones resultando en una pérdida para el Grupo. Los principales activos financieros del Grupo están constituidos por los saldos bancarios y las cuentas por cobrar.

El riesgo crediticio de los saldos bancarios es limitado debido a que las contrapartes son bancos estatales o internacionales de primera línea.

El riesgo crediticio del Grupo atribuible a sus cuentas por cobrar es reducido debido a la dispersión de sus créditos a través de diferentes industrias. Adicionalmente, se realizan análisis crediticios para los nuevos clientes.

### 8.4 Riesgo de liquidez

El Grupo administra su riesgo de liquidez manteniendo adecuadas disponibilidades, líneas de crédito, monitoreando constantemente las proyecciones sobre el flujo de fondos y calzando los plazos de ingreso y egresos de fondos.

Cuadros de vencimientos de activos y pasivos financieros

El cuadro que se presenta a continuación detalla los flujos de fondos necesarios para atender el servicio financiero generado por el stock de deuda al 31/12/12, considerando capital e intereses:

(Cifras expresadas en pesos uruguayos)

	Menos de 1 mes	1 - 3 meses	3 meses a 1 año	1 - 5 años	+ 5 años	Total
Deudas financieras a tasa fija	449.226.178	1.159.634.819	1.414.019.522	4.331.451.283	4.522.809.204	11.877.141.006
Deudas financieras a tasa variable	604.189.488	1.213.667.694	2.568.499.175	5.066.437.514	1.385.673.435	10.838.467.306
	1.053.415.666	2.373.302.513	3.982.518.697	9.397.888.797	5.908.482.639	22.715.608.312

El cuadro que se presenta a continuación detalla los flujos de fondos que se espera recibir por la realización del stock de inversiones financieras al 31/12/12, considerando capital e intereses:

(Cifras expresadas en peso uruguayos)

	Menos de 1 mes	1 - 3 meses	3 meses a 1 año	1 - 5 años	+ 5 años	Total
Activos financieros a tasa fija	230.484	-	230.484	6.965.735	-	7.426.703
	230.484	-	230.484	6.965.735	-	7.426.703

El Grupo espera cumplir sus obligaciones mediante el flujo de caja proveniente de sus actividades operativas y del cobro de sus activos financieros.

## NOTA 9 COMPROMISOS ASUMIDOS Y GARANTÍAS OTORGADAS

### 9.1 Compromisos asumidos

Por Resolución de Directorio R08.-1631 del 11 de diciembre de 2008, se autorizó a los representantes de UTE en el Directorio de ISUR S.A. a votar afirmativamente la suscripción con CONSORCIO AREVA de un contrato del que surge que la Administración se constituye en fiador solidario de obligaciones asumidas en ese documento por ISUR S.A. En el artículo 36º de dicho contrato, firmado el 18/12/08, se establece que esta garantía es hasta la recepción provisoria de las obras e incluye los pagos que deba realizar ISUR S.A.

El monto de dichas obligaciones, por el suministro en la modalidad "llave en mano" de una estación convertora de frecuencia de 500 MW de potencia nominal, asciende a:

- Libras esterlinas 63.952.812,06
- Reales brasileños 46.232.433,16
- Pesos uruguayos 804.807.862,23

### Contratos de compra de energía

En consonancia con los lineamientos de política energética del Poder Ejecutivo y de lo dispuesto en el Decreto N° 77/006 del 13 de marzo de 2006, que apoyan la promoción del empleo de fuentes de generación a partir de recursos renovables, UTE ha celebrado distintos contratos de compraventa de energía eléctrica con proveedores instalados en el territorio nacional, que introduzcan dicha energía utilizando como fuente primaria, energía eólica, biomasa o pequeñas centrales hidráulicas. El monto total de estos contratos cuyos plazos de devengamiento oscilan entre 4 y 20 años asciende aproximadamente a U\$S 5.302 millones.

El monto adjudicado a cada uno de los proveedores corresponde a una estimación realizada en función de la potencia y el plazo de contrato indicado en la oferta, por consiguiente en caso de no ser utilizado en su totalidad, no generará ningún derecho a favor del proveedor.

#### 9.2 Garantías otorgadas

El 25 de noviembre de 2010 se firmó el Contrato de Facilidad Comercial por U\$S 43.982.109 entre Interconexión del Sur S.A. (ISUR) y Citibank Global Markets, INC., con Citibank International PLC actuando como agente, en el cual UTE participa como garante de dicha operación.

La obligación contraída, de acuerdo a los desembolsos que se efectúen, será amortizada en 10 cuotas iguales, semestrales y consecutivas, comenzando la primera a los 30 meses desde la firma del contrato, la cual devengará intereses sobre el saldo adeudado, a una tasa de interés variable compuesta por LIBOR 180 días más un margen fijo de 3,25%. Los intereses serán pagaderos semestralmente comenzando a los 6 meses desde la firma del contrato.

Dicho contrato de préstamo posee cláusulas con condiciones (covenants), las cuales en caso de incumplimiento determinan la potestad para el acreedor de exigir en forma anticipada el pago de los montos adeudados. Si bien al 31/12/12 no se ha dado cumplimiento a la totalidad de los covenants estipulados, se han conseguido los Waivers correspondientes, en los que se obtiene la exoneración del cumplimiento de dichos covenants para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012.

Adicionalmente, ISUR renovó préstamos bancarios con Citibank N.A. Sucursal Uruguay (quien endosó el vale a favor del Latin American Investment Bank Bahamas Limited) por U\$S 50.000.000 a una tasa fija del 2,57% anual, con una única amortización el 1° de marzo de 2013, cuyo pago ha sido avalado por UTE.

### NOTA 10 CONTRATOS PARA SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS

A efectos de viabilizar la licitación para la construcción, operación y mantenimiento del Gasoducto Cruz del Sur, en ejercicios anteriores UTE había acordado, entre otras cosas, un compromiso en firme bajo la modalidad de "take or pay" para la adquisición de gas natural proveniente de la República Argentina.

En octubre de 2008, se firmó un nuevo contrato con Pan American Energy LLC Sucursal Argentina y Wintershall Energía S.A., que fue aprobado por Resolución de Directorio R08.-1295 del 9 de octubre de 2008, el cual, al tiempo de viabilizar el acceso de UTE a gas natural para la producción de energía eléctrica en nuestro país, facilitaría una solución para que ANCAP pueda continuar con el suministro de gas.

El nuevo acuerdo permite conservar la vigencia de los permisos de exportación de gas hacia nuestro país, consolidando el acceso al gas natural y preservando los derechos adquiridos por UTE en el contrato original respecto del gasoducto "LINK".

El suministro será de carácter interrumpible, obteniéndose en contrapartida la reducción a cero de las cantidades "take or pay" y "ship or pay" del contrato original.

El plazo del acuerdo fue de 3 años a partir de la fecha de la primera entrega, fijándose los precios del gas en el acuerdo, teniendo en cuenta el nuevo contexto del mercado regional.

Colateralmente se firmó un acuerdo con ANCAP que establece las condiciones en las que ambos organismos se comprometen en forma recíproca a poner a disposición de cada parte una porción del volumen de gas puesto a disposición bajo el acuerdo referido en párrafos anteriores, al amparo del permiso de exportación cedido.

Este contrato se renovó a fines de 2011, encontrándose vigente en el presente ejercicio.

### NOTA 11 PARTES VINCULADAS

#### 11.1 Saldos

Los saldos con partes vinculadas son los siguientes:

Concepto	Negocios conjuntos		Entidades controladas por el estado (gobierno central y entes)		Entidades vinculadas al estado (Comisión Técnica Mixta de Salto Grande)	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Títulos de deuda	-	-	-	442.909.983	-	-
Créditos	-	-	313.488.318	275.253.089	24.715	-
Créditos CONEX	2.068.448	1.929.108	45.034.093	36.563.065	-	-
Otros créditos	-	-	89.987.186	92.788.316	-	-
Créditos con bancos	-	-	6.231.966.654	4.310.452.269	-	-
Deudas financieras	-	-	6.139.108.486	975.711.197	-	-
Deudas comerciales	-	-	1.107.844.028	1.636.435.168	770.761.504	734.873.751

## 11.2 Transacciones

Las transacciones con partes vinculadas, que incluyen el impuesto al valor agregado cuando corresponde, son las siguientes:

Concepto	Negocios conjuntos		Entidades controladas por el estado (gobierno central y entes)		Entidades vinculadas al estado (Comisión Técnica Mixta de Salto Grande)	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Venta de energía	91.090	-	3.197.150.538	2.960.340.116	266.883	305.786
Ingresos ajenos a la explotación	30.985.942	-	173.913.486	158.857.708	-	-
Ingresos por servicios de CONEX	11.144.455	3.655.223	47.662.244	39.334.445	-	-
Compra de energía	-	-	-	-	609.662.687	1.286.690.763
Compra de bienes y contratación de servicios	-	-	20.754.179.184	14.246.774.748	-	-
Intereses y otros resultados financieros	-	-	82.023.152	31.976.314	-	-
Intereses ganados	-	-	15.569.007	13.481.573	-	-
Aportes de capital	40.000.000	42.595.879	-	-	-	-
Versión de resultados	-	-	193.000.000	1.196.118.831	-	-

Las retribuciones al Directorio de UTE ascendieron a \$ 4.143.941 en el ejercicio 2012 (\$ 5.455.631 en 2011). El Directorio de ISUR S.A. y ROUAR S.A. no percibe remuneraciones.

## NOTA 12 INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE OPERACIÓN

Según la Norma Internacional de Información Financiera N° 8, un segmento de operación es un componente de una entidad:

- que desarrolla actividades de negocios de las que puede obtener ingresos e incurrir en gastos (incluidos los ingresos y los gastos por transacciones con otros componentes de la misma entidad)
- cuyos resultados de operación son revisados de forma regular por la máxima autoridad en la toma de decisiones de operación de la entidad, para decidir sobre los recursos que deben asignarse al segmento y evaluar su rendimiento y
- en relación con el cual se dispone de información financiera diferenciada

En particular, el Grupo mantiene una actividad integrada verticalmente desde la generación hasta la comercialización de energía eléctrica, no encontrándose disponible información financiera diferenciada de los ingresos atribuibles a cada segmento, tal como lo requiere la norma, motivo por el cual, todo el ingreso por venta de energía eléctrica se expone dentro del segmento "Comercial".

Los activos, pasivos y resultados de los segmentos incluyen los saldos y transacciones directamente atribuibles a éstos, así como aquéllos que pueden ser distribuidos sobre una base razonable. Los saldos y transacciones no distribuidos comprenden principalmente los activos distintos a los activos fijos (de los cuales sí se dispone de información financiera diferenciada), todos los pasivos y los resultados asociados, que no pueden ser directamente atribuibles a los segmentos.

(Cifras expresadas en miles de pesos uruguayos)

2012							
	Generación (1)	Trasmisión (2)	Distribución (3)	Comercial (4)	Servicios de consultoría	Otros (5)	Total
Ingresos				31.497.960	60.253	1.128.712	32.686.925
Costos de explotación	(26.052.789)	(1.447.745)	(4.128.852)		(45.211)	(372.621)	(32.046.998)
Gastos de adm. y ventas				(2.589.875)		(3.901.781)	(6.491.656)
Resultados financieros							698.787
Gastos ajenos a la explotación							(1.014.288)
Impuesto a la renta							2.746.182
							(3.421.048)
<b>Total de activo</b>	<b>29.332.311</b>	<b>21.519.681</b>	<b>37.004.390</b>	<b>3.208.105</b>	<b>87.399</b>	<b>34.892.180</b>	<b>126.044.067</b>
<b>Total de pasivo</b>							<b>29.319.159</b>
Incorporaciones de bienes de uso en servicio	331.821	128.641	1.762.265	80.100		594.574	2.897.401
2011							
	Generación (1)	Trasmisión (2)	Distribución (3)	Comercial (4)	Servicios de consultoría	Otros (5)	Total
Ingresos				30.267.640	41.218	1.032.365	31.341.223
Costos de explotación	(17.256.986)	(1.332.130)	(3.727.397)		(43.353)	(356.754)	(22.716.619)
Gastos de adm. y ventas				(2.114.038)		(3.256.458)	(5.370.497)
Resultados financieros							615.483
Gastos ajenos a la explotación							(943.227)
Impuesto a la renta							(92.291)
							2.833.993
<b>Total de activo</b>	<b>29.677.910</b>	<b>21.089.500</b>	<b>36.551.567</b>	<b>3.172.633</b>	<b>39.762</b>	<b>27.387.594</b>	<b>117.918.966</b>
<b>Total de pasivo</b>							<b>21.016.735</b>
Incorporaciones de bienes de uso en servicio	954.266	401.226	2.696.874	552.058		594.965	5.199.389

- 1) Los gastos de generación incluyen miles de \$ 6.562.372 (miles de \$ 4.186.643 en 2011) por concepto de compra de energía. Adicionalmente, incluyen miles de \$ 1.251.454 (miles de \$ 1.202.169 en 2011) por concepto de depreciaciones de activos fijos directamente atribuibles al segmento.
- 2) Los gastos de transmisión eléctrica incluyen miles de \$ 843.045 (miles de \$ 841.094 en 2011) por concepto de depreciaciones de activos fijos directamente atribuibles al segmento.
- 3) Los gastos de distribución eléctrica incluyen miles de \$ 1.985.708 (miles de \$ 1.917.621 en 2011) por concepto de depreciaciones de activos fijos directamente atribuibles al segmento.
- 4) Los gastos de comercial incluyen miles de \$ 228.349 (miles de \$ 208.832 en 2011) por concepto de depreciaciones de activos fijos directamente atribuibles al segmento.
- 5) Ingresos, gastos y activos sin una asignación diferenciada dentro de los sistemas de información disponibles. Dentro de los costos de explotación se incluyen los correspondientes al Despacho Nacional de Cargas.

**NOTA 13 INFORMACIÓN EXIGIDA POR LEY N° 17.040 ART. 2**

**Literal A** Número de funcionarios, becarios y situaciones similares, en los últimos cinco ejercicios

<b>Ejercicio</b>	<b>Funcionarios</b>	<b>Becarios</b>	<b>Pasantes</b>
2008	6.053	55	-
2009	6.161	69	-
2010	6.092	42	-
2011	6.332	64	-
2012	6.270	184	-

**Literal B** Ingresos desagregados según actividad de la empresa para el ejercicio 2012 en pesos

<b>Ingresos de explotación</b>		32.069.045.545
Venta de energía eléctrica	32.611.318.231	
Bonificaciones	(1.113.358.281)	
Servicios de consultoría	60.253.444	
Otros ingresos de explotación	510.832.151	
<b>Ingresos ajenos a la explotación</b>		617.879.385
<b>Total de Ingresos</b>		<b>32.686.924.931</b>

**Literal C** Gastos por actividad y resultado de la empresa para el ejercicio 2012 en pesos

<b>Costos de explotación</b>		32.046.998.066
Generación	18.238.942.459	
Trasmisión	696.106.025	
Distribución	2.495.575.609	
Despacho Nacional de Cargas	87.848.029	
Consultoría externa	45.211.241	
Compra de energía	6.562.372.243	
Amortización	4.384.979.867	
Trabajos para inversiones en curso	(444.037.407)	
<b>Gastos de administración y ventas</b>		6.491.656.233
Comerciales	2.671.527.331	
Administración de operación y mantenimiento	579.766.988	
Servicios administrativos de apoyo	3.284.407.184	
Trabajos para inversiones en curso	(44.045.271)	
<b>Gastos ajenos a la explotación</b>		1.014.288.345
<b>Resultados financieros</b>		(698.786.997)
<b>Impuesto a la renta</b>		(2.746.182.442)
<b>Total de gastos</b>		<b>36.107.973.204</b>
<b>Resultado del ejercicio atribuible a la controladora</b>		<b>(3.420.443.068)</b>
<b>Resultado atribuible a accionistas minoritarios</b>		<b>(605.206)</b>
<b>Resultado del ejercicio</b>		<b>(3.421.048.274)</b>

**Literal D Impuestos pagados por la empresa en el ejercicio 2012 en pesos**

IVA		1.461.581.053
IMPUESTO A LA RENTA		
- Anticipos		276.274.771
- Crédito impuesto a la renta 2011		(104.358.023)
IMPUESTO AL PATRIMONIO		
- Anticipos		1.452.224.661
- Crédito impuesto al patrimonio 2011		(204.451.837)
ICOSA		10.056
RETENCIONES		698.410.582
- Impuesto al patrimonio	364.144	
- IVA e IRNR empresas del exterior	47.134.515	
- IVA Dec. 528/003	647.003.954	
- IRPF trabajadores independientes	3.825.901	
- IRPF arrendamientos	378.360	
- IRPF obligaciones negociables	218.514	
- IRNR obligaciones negociables	38.264	
- IRPF pensiones	85.907	
- IRPF microgeneradores	842	
- 90% IVA servicios de salud	72.681	
- TASS	87.500	
Tasa Tribunal de Cuentas		7.066.508
Aporte al Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética (FUDREE)		26.348.045
Tasa control marco regulatorio de energía y agua (URSEA)		23.887.288
Tasa despacho de cargas (ADME)		61.855.913
<b>Total</b>		<b>3.698.849.089</b>

**Literal E Transferencias a Rentas Generales**

El adelanto de versión de resultados realizado en el presente ejercicio ascendió a \$ 193.000.000.

**NOTA 14 PROYECTO DE REGASIFICACIÓN DE GNL**

El proyecto responde a la necesidad de expansión y complementación de fuentes de abastecimiento dirigidas a atender el crecimiento de la demanda de electricidad, en condiciones competitivas y sustentables, contribuyendo a disminuir riesgos y mejorar el perfil de suministro.

En el marco de los lineamientos de la Política Energética Nacional que van en el sentido señalado, el proyecto tuvo una fase inicial con vocación de integración regional, potenciando la coordinación de acciones conjuntas. Esta fase cumplió su rol principalmente entre 2007 y 2010. Cumplida una importante etapa de desarrollo de capacidades técnicas, a nivel del Gobierno Nacional se dio impulso al desarrollo del proyecto focalizado en la situación energética uruguaya, manteniendo las posibilidades futuras de intercambios regionales.

La introducción del Gas Natural Licuado (GNL) permite ampliar las posibilidades comerciales de acceso al gas natural, dado el importante número y ubicación de proveedores. El proyecto también aprovecha infraestructura de transporte ya existente y un creciente desarrollo del acceso al GNL a nivel mundial, mercado influido también por otras formas de producción, como la extracción de gas denominado no-convencional.

El proyecto en Uruguay comprende dos principales rubros: 1) la contratación para implantación y funcionamiento de instalaciones físicas de recepción del GNL en ubicación off-shore próxima a Punta de Sayago, su almacenamiento y la regasificación del mismo para inyectar gas natural a las redes existentes; y 2) la contratación del GNL que abastecerá los consumos tanto en sectores residencial, comercial, industrial como para generación en el sistema eléctrico.

Respecto al desarrollo de las instalaciones y servicios físicos del proyecto, en el presente período se concretaron las dos etapas previstas para publicar el llamado internacional a interesados en el proyecto. Se realizó una primera etapa de concreción de estudios básicos de diseño (con apoyo de consultoras internacionales de primer nivel mundial) y entre setiembre y noviembre 2012 se realizó la calificación de grupos interesados y se lanzó la licitación para la terminal, previendo la recepción de ofertas técnicas y económicas para abril 2013.

La capacidad de regasificación solicitada es inicialmente de 10 MMm<sup>3</sup>/d, pudiendo ser ampliable. La capacidad de almacenamiento objetivo se sitúa en 300.000 m<sup>3</sup> de GNL. El planteo de negocio se basa en la contratación durante 15 años del servicio de regasificación realizado por un tercero, remunerándolo a través de un canon periódico.

Las empresas energéticas estatales ANCAP y UTE por Uruguay conformaron una empresa con el propósito específico de llevar conjuntamente las acciones de implementación de la planta, empresa denominada Gas Sayago S.A.

En paralelo con los avances en la Terminal, ANCAP y UTE como tales, han cumplido etapas hacia la contratación del GNL. En particular, se han desarrollado contactos con una docena de proveedores mundiales con expreso interés en el abastecimiento a Uruguay y se han cumplido dos rondas de reunión para intercambiar posibilidades y características de contratación. Esta tarea continuará en el año 2013, previendo se complete en dicho año la estructuración del abastecimiento para los primeros años de proyecto.

**NOTA 15 PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ENTRE URUGUAY Y BRASIL**

Con fecha 16 de marzo del 2010 se suscribió el contrato con la empresa Centrais Eletricas Brasileiras (ELETROBRAS), mediante el cual dicha firma se compromete a la implantación de las obras en Brasil necesarias para la interconexión con la República Oriental del Uruguay. El compromiso que asumió UTE fue del pago de un canon para remunerar inversiones y otro para la operación y mantenimiento, mediante los que adquirirá los derechos de uso exclusivo de las instalaciones de transmisión que se construyan en el vecino país en el marco de este contrato.

El plazo del mismo es de 30 años prorrogables, abonándose el canon de inversión en cuotas mensuales de R\$ 2.244.124 durante 15 años y el de operación y mantenimiento en cuotas mensuales de R\$ 198.031 durante 30 años, a partir de la operación comercial de las instalaciones, que se estima será en el primer semestre del 2014.

Una vez finalizada la obra, la misma recibirá el tratamiento contable de acuerdo a lo establecido en la NIC 17.

**NOTA 16 HECHOS POSTERIORES**

Con fecha 7 de febrero de 2013 UTE firmó un contrato de préstamo con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) por U\$S 200.000.000 para el financiamiento de la Central de ciclo combinado en Punta del Tigre, sin haberse efectuado aún ningún desembolso de fondos.

Salvo por lo mencionado anteriormente, con posterioridad al 31 de diciembre de 2012 no se han producido hechos o circunstancias que afecten significativamente la situación patrimonial, los resultados de las operaciones y los flujos de efectivo del Grupo.