



**ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS**

**PROSPECTO INFORMATIVO**

**DICIEMBRE 2012**

**EMISIÓN DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES**

**VALOR NOMINAL DE HASTA EL EQUIVALENTE A**

**US\$ 100.000.000**

**EN UNIDADES INDEXADAS**

<b>Agente de Pago</b>	BROU
<b>Entidad Registrante</b>	BROU
<b>Entidad Representante</b>	BROU
<b>Cotización</b>	Bolsa Electrónica de Valores S.A.
<b>Agente Estructurador</b>	República AFISA
<b>Asesores del Ag. Estructurador</b>	Ferrere Abogados Sacramentum Capital



## ÍNDICE

### **1. TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LA EMISIÓN**

- 1.1 Estructura de la Emisión
- 1.2 Términos y Condiciones de la Emisión
- 1.3 Objeto de la Emisión

### **2. INFORMACIÓN DEL EMISOR**

- 2.1 Información General del Emisor
  - 2.1.1 Organigrama General de UTE
  - 2.1.2 Miembros del Directorio
  - 2.1.3 Personal Superior
  - 2.1.4 Mejora de Gestión
- 2.2 Gobierno Corporativo
- 2.3 Principales actividades
  - 2.3.1 Generación
  - 2.3.2 Trasmisión
  - 2.3.3 Distribución
  - 2.3.4 Política Ambiental
  - 2.3.5 CONEX (Consultoría Externa)
- 2.4 UTE en Cifras

### **3. EVALUACIÓN DE LOS RIESGOS**

### **4. INFORMACIÓN ECONÓMICA, FINANCIERA Y CONTABLE**

- 4.1 Estados Contables Auditados de UTE al 31 de diciembre de 2011

### **5. ANEXOS**

- Anexo 1 Documento de Emisión
- Anexo 2 Informe de Calificación de Riesgo
- Anexo 3 Contrato de Agente de Pago
- Anexo 4 Contrato de Entidad Registrante
- Anexo 5 Contrato de Entidad Representante
- Anexo 6 Contingencias Legales – Dictamen Jurídico

VALOR INSCRIPTO EN EL REGISTRO DE VALORES DEL BANCO CENTRAL DEL URUGUAY POR RESOLUCIÓN N° SSF 738-2012 DE FECHA 14 DE DICIEMBRE DE 2012.

ESTA INSCRIPCIÓN SOLO ACREDITA QUE SE HA CUMPLIDO CON LOS REQUISITOS ESTABLECIDOS LEGAL Y REGLAMENTARIAMENTE, NO SIGNIFICANDO QUE EL BANCO CENTRAL DEL URUGUAY EXPRESE UN JUICIO DE VALOR ACERCA DE LA EMISIÓN, NI SOBRE EL FUTURO DESENVOLVIMIENTO DE LA INSTITUCIÓN EMISORA.

LA VERACIDAD DE LA INFORMACIÓN CONTABLE, FINANCIERA Y ECONÓMICA, ASÍ COMO DE TODA OTRA INFORMACIÓN SUMINISTRADA EN EL PRESENTE PROSPECTO, ES DE EXCLUSIVA RESPONSABILIDAD DEL DIRECTORIO DE LA ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS -UTE Y EN LO QUE ES DE SU COMPETENCIA, DE LOS AUDITORES EXTERNOS QUE SUSCRIBEN LOS INFORMES SOBRE LOS ESTADOS CONTABLES QUE SE ACOMPAÑAN.

EL DIRECTORIO DE LA INSTITUCIÓN EMISORA MANIFIESTA, CON CARÁCTER DE DECLARACIÓN JURADA, QUE EL PRESENTE PROSPECTO CONTIENE, A LA FECHA DE SU PUBLICACIÓN, INFORMACIÓN VERAZ Y SUFICIENTE SOBRE TODO HECHO RELEVANTE QUE PUEDA AFECTAR LA SITUACIÓN PATRIMONIAL, ECONÓMICA Y FINANCIERA DE LA ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS - UTE-, Y DE TODA AQUELLA QUE DEBA SER DE CONOCIMIENTO DEL PÚBLICO INVERSOR CON RELACIÓN A LA PRESENTE EMISIÓN, CONFORME A LAS NORMAS LEGALES Y REGLAMENTARIAS VIGENTES.

Por ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS  
- UTE

Cra. María del Carmen Brandt  
Gerente de Sector Financiera

Cr. Marcos Bazzi  
Gerente de División Económico Financiera

## **AVISO IMPORTANTE**

LA ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS - UTE- DECLARA Y GARANTIZA QUE LOS VALORES QUE SE EMITIRÁN FACULTARÁN A SUS TITULARES A EJERCER TODOS LOS DERECHOS RESULTANTES DE LOS TÉRMINOS Y CONDICIONES QUE SE DESCRIBEN EN EL PRESENTE PROSPECTO.

LA CALIFICACIÓN DE RIESGO (QUE INCLUYE EL ANÁLISIS DE FLUJO DE FONDOS ESPERADO Y LOS RIESGOS INHERENTES A LA INVERSIÓN) FUE CONFECCIONADA POR FITCH URUGUAY CALIFICADORA DE RIESGO S.A. Y ES DE SU EXCLUSIVA RESPONSABILIDAD.

LAS INSTITUCIONES INVOLUCRADAS EN LA PRESENTE EMISIÓN: BANCO DE LA REPUBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY Y BOLSA ELECTRÓNICA DE VALORES S.A. NO SE PRONUNCIAN SOBRE LA CALIDAD DE LOS VALORES OFRECIDOS EN LA MISMA, NI ASUMEN RESPONSABILIDAD ALGUNA, PRINCIPAL NI DE GARANTÍA, POR LOS TÍTULOS OBJETO DE ESTA EMISIÓN, NI POR EL CONTENIDO DE ESTE PROSPECTO.

LA INFORMACIÓN SOBRE EL EMISOR CONTENIDA EN ESTE PROSPECTO HA SIDO ELABORADA POR ÉSTE EN BASE A LA INFORMACIÓN DISPONIBLE A DICIEMBRE DE 2011, Y SON DE SU EXCLUSIVA RESPONSABILIDAD. EL EMISOR DECLARA QUE NO TIENE CONOCIMIENTO DE EVENTOS POSTERIORES A DICIEMBRE DE 2011 QUE PUEDAN RAZONABLEMENTE AFECTAR SIGNIFICATIVAMENTE LA INFORMACIÓN SOBRE EL MISMO AQUÍ CONTENIDA.

AL ADOPTAR UNA DECISIÓN DE INVERTIR, LOS INVERSORES DEBEN BASARSE EXCLUSIVAMENTE EN SU PROPIO ANÁLISIS DE LOS INSTRUMENTOS QUE SE OFRECEN, DE LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS MISMOS Y DE LOS RIESGOS INVOLUCRADOS EN SU DECISIÓN DE INVERTIR.

LA BOLSA ELECTRÓNICA DE VALORES (“BEVSA”) NO ASUME RESPONSABILIDAD ALGUNA, PRINCIPAL NI DE GARANTÍA, POR EL PAGO PUNTUAL DE LOS VALORES EMITIDOS POR LA ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS -UTE- , NI POR LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PROSPECTO.

LA INSCRIPCIÓN DE LOS VALORES EN EL REGISTRO DE EMISORES Y VALORES DE BEVSA NO REPRESENTA UNA RECOMENDACIÓN DE SU PARTE, NI PARA LA ADQUISICIÓN DE LOS MISMOS, NI UNA PREDICCIÓN DE SU PUNTUAL CUMPLIMIENTO. BEVSA NO TIENE LA FACULTAD PARA, NI DEBER ALGUNO DE, REPRESENTAR A LOS TITULARES DE TÍTULOS FRENTE AL EMISOR, ESPECIALMENTE ANTE CUALQUIER INCUMPLIMIENTO DE ÉSTE, SALVO EN CASO QUE LA INSTITUCIÓN HUBIERE SIDO DESIGNADA AGENTE REPRESENTANTE DE LOS MISMOS.

CON RESPECTO A LOS RIESGOS DE LA EMISIÓN RECOMENDAMOS LEER EL CAPITULO 3.



LA DISTRIBUCIÓN DE ESTE PROSPECTO, ASÍ COMO LA OFERTA, VENTA O ENTREGA DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES, PUEDE ESTAR LIMITADA POR LEY DE CIERTAS JURISDICCIONES. EL EMISOR Y LAS INSTITUCIONES INVOLUCRADAS EN LA PRESENTE EMISIÓN SOLICITAN A LAS PERSONAS A CUYAS MANOS LLEGUE ESTE PROSPECTO QUE SE INFORMEN SOBRE LA EXISTENCIA DE POSIBLES RESTRICCIONES LEGALES QUE LES PUDIEREN SER APLICABLES Y QUE DE SER EL CASO CUMPLAN ACABADAMENTE CON LAS MISMAS.

ESTE PROSPECTO NO CONSTITUYE UNA OFERTA DE, O UNA INVITACIÓN A SUSCRIBIR O COMPRAR LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES. LA OFERTA PÚBLICA DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES SE REALIZARÁ EXCLUSIVAMENTE A TRAVÉS DE BEVSA.

EL PRESENTE PROSPECTO FUE COMPLETADO EN DICIEMBRE DE 2012.

Por ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS  
- UTE

Cra. María del Carmen Brandt  
Gerente de Sector Financiera

Cr. Marcos Bazzi  
Gerente de División Económico Financiera

## **1. TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LA EMISIÓN**

A continuación se resumen los términos y condiciones de la Emisión de Obligaciones a emitirse por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas - en adelante UTE, por un monto máximo del equivalente a US\$ 100 millones (Dólares Estadounidenses cien millones) en Unidades Indexadas, según los términos del prospecto respectivo.

### **1.1 Estructura de la Emisión**

Por resolución del día 12 de Noviembre de 2012, el Emisor resolvió realizar la Emisión de Obligaciones Negociables por hasta un máximo del equivalente en Unidades Indexadas a US\$ 100.000.000 (Dólares Estadounidenses cien millones) en las condiciones que se señalan seguidamente.

Mediante resolución de fecha 12 de Diciembre de 2012, el Poder Ejecutivo autorizó a UTE a realizar una emisión de obligaciones negociables (en adelante la “Emisión”). Todo lo anterior, de acuerdo con lo establecido en el artículo 63 de la Ley N° 18.627 y en el artículo 267 de la Ley N° 18.834, así como demás normas reglamentarias y complementarias vigentes, de acuerdo con las condiciones que se señalan más adelante en este Prospecto.

### **1.2 Términos y condiciones de la Emisión**

Emisor:	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE).
Instrumento:	Obligaciones Negociables Escriturales, no convertibles en acciones
Moneda:	Unidades Indexadas
Monto Máximo de la emisión:	Hasta el equivalente de US\$ 100.000.000 (dólares estadounidenses cien millones) en Unidades Indexadas. Para determinar el monto en Unidades Indexadas se tomará la cotización de la UI y el tipo de cambio USD/UYU interbancario fondo de cierre del BCU del segundo día hábil anterior al comienzo del período de suscripción.
Denominaciones:	Mínimo nominal de la Obligación Negociable de Unidades Indexadas 10.000
Oferta:	Las Obligaciones Negociables serán ofrecidas mediante oferta pública en la Bolsa Electrónica de Valores S.A. (BEVSA). Esta oferta será en Unidades Indexadas por el equivalente a US\$ 100.000.000 (dólares estadounidenses cien millones), Monto Máximo de la Emisión.
Agencia Calificadora:	Fitch Uruguay Calificadora de Riesgos S.A.

Calificación:	AAA (uy)
Destino de los fondos:	Para las inversiones previstas en el Objeto de la Emisión.
Plazo:	30 años.
Amortizaciones:	Tres cuotas, pagaderas los tres últimos años, las dos primeras por el 33% del Capital y la última por el 34% del Capital.
Intereses:	Las Obligaciones Negociables devengarán intereses compensatorios a una tasa de interés fija del 3,375% (tres con trescientos setenta y cinco por ciento) lineal anual desde la fecha de emisión hasta la fecha de su vencimiento. El interés será calculado en base a un año de 360 (trescientos sesenta) días y meses de 30 (treinta) días sobre el capital no amortizado.
Pago de intereses:	Semestrales.
Interés moratorio:	2% (dos por ciento) por encima del interés compensatorio.
Moneda de Repago:	Se cancelará en pesos uruguayos equivalentes a la cantidad de Unidades Indexadas multiplicada por la cotización de la misma a la Fecha de Pago.
Opción de rescate:	El Emisor podrá optar por rescatar anticipadamente la totalidad de las Obligaciones Negociables (capital e intereses devengados hasta el día del rescate) en cualquier Día de Pago de Intereses abonando la totalidad del saldo impago de capital adeudado bajo las Obligaciones Negociables más los intereses devengados hasta el día de rescate, en caso que, a juicio del Emisor, existieren modificaciones al régimen tributario que encarecieran el costo financiero neto del pasivo documentado en Obligaciones Negociables. Si el Emisor optara por ejercer este derecho deberá enviar una comunicación escrita al BCU, al Agente de Pago y a la Entidad Representante con una anticipación mínima de 120 días corridos respecto del Día de Pago de Intereses de que se trate.
Ley y Jurisdicción:	República Oriental del Uruguay.
Inscripción en Bolsa:	Una vez aprobada la Emisión por el BCU, las Obligaciones Negociables se inscribirán en la Bolsa Electrónica de Valores S.A. (BEVSA).
Período de Suscripción:	El período de suscripción comenzará el día 21 de diciembre de 2012 a partir de la hora 10.00 hasta las 11.00 horas del mismo día, hora en la cual se cerrará el plazo para la suscripción. El

mismo se realizará a través de BEVSA.

Adjudicación de las ofertas: Las Obligaciones Negociables se adjudicarán a los oferentes a través de BEVSA al cierre del período de suscripción, mediante el sistema de licitación por oferta de precio, adjudicándose a los mayores precios hasta completar el Monto Máximo de la Emisión. El Emisor se reserva el derecho de no aceptar suscripción alguna o de aceptar un monto de suscripción que en total fuere inferior al Monto Máximo de la Emisión. En caso que al cierre del Período de Suscripción, hubiera ofertas por un monto superior al Monto Máximo de la Emisión o al monto que el Emisor esté dispuesto a aceptar, entonces éste deberá obligarse a adjudicar el exceso de demanda al precio de cierre a prorrata de las solicitudes realizadas a dicho precio de cierre. La integración del monto adjudicado, podrá realizarse en Pesos Uruguayos por el equivalente a la cantidad de Unidades Indexadas multiplicada por la cotización de la misma a la fecha de emisión o en dólares estadounidenses para lo cual se tomará el promedio del tipo de cambio interbancario fondo de cierre del BCU de los cinco días hábiles anteriores a la fecha de la suscripción, a partir del primer día siguiente a la fecha de cierre del plazo de suscripción y hasta el segundo día hábil posterior a la fecha de cierre de la suscripción, hasta las 16 horas, fecha en la cual se realizará la emisión.

Fecha de la Emisión: 26 de diciembre de 2012

Agente de Pago: Banco de la República Oriental del Uruguay (BROU).

Entidad Registrante: Banco de la República Oriental del Uruguay (BROU).

Entidad Representante: Banco de la República Oriental del Uruguay (BROU).

Agente Estructurador: República AFISA.

Modificaciones: **Los términos y condiciones de la emisión de las Obligaciones Negociables, únicamente podrán ser modificados mediante acuerdo con el Emisor, en cuanto al otorgamiento de quitas, modificaciones en la tasa de interés, en la moneda de pago y/o concesión de plazos o esperas, y sustitución de la Entidad Representante, siempre y cuando tal modificación sea adoptada en una Asamblea de Titulares y cuente con el consentimiento de al menos 2 (Dos) Titulares cuyas Obligaciones Negociables representen en conjunto un valor nominal superior al 75% (Setenta y Cinco por Ciento) del capital adeudado con derecho de voto.**

**A fin de determinar los quórum para sesionar y las mayorías correspondientes para resolver, no se tendrán en**

**cuenta ni tendrán derecho a voto aquellas Obligaciones Negociables que hubieran sido adquiridas por el Emisor, los integrantes del Directorio del Emisor o el Gerente General del Emisor. Tampoco estarán habilitados para votar aquellas sociedades comerciales en las cuales el Emisor participe en su capital integrado con una participación superior al 50%.**

### 1.3 Objeto de la Emisión

La presente Emisión se enmarca en los objetivos que UTE se ha planteado en sus políticas relativas a su Estructura Objetivo de Financiamiento.

UTE tiene un Plan de Inversiones muy significativo el cual supera los mil millones de dólares en los próximos tres años. Para llevar adelante este plan de inversiones se considera que UTE, por su bajo nivel de endeudamiento y sólida capacidad financiera, puede acceder a niveles de financiación con plazos de repago que acompañen la vida útil de esas inversiones.

Para atender esas necesidades de financiamiento UTE prevé mantener su política de diversificación de las fuentes de financiamiento, considerando fuentes de organismos multilaterales de crédito, agencias de gobiernos extranjeros, créditos en el sistema financiero local e internacional y emisiones en el Mercado de Valores local. La utilización se hará de acuerdo a la fuente que mejor se adapte al destino específico a financiar considerando las políticas de Estructura Objetivo de Financiamiento que UTE se ha planteado. Los préstamos de multilaterales y del extranjero presentan la característica de estar asociados a proyectos de gran envergadura y prolongada ejecución en el tiempo, y los préstamos del mercado financiero local responden a proyectos pequeños y con plazos muy cortos dadas las restricciones del sistema financiero uruguayo.

Esta emisión en el Mercado de Valores permitirá a UTE la financiación de proyectos modulares más pequeños, en condiciones más compatibles a los objetivos que UTE se plantea en su Estructura de Financiamiento, tanto respecto a la duración media de sus financiamientos, como a costos y riesgos financieros asumidos. Bajo este esquema, UTE ha definido como proyectos elegibles a efectos de desarrollar este programa, los siguientes proyectos:

- Renovación Montevideo Norte. Rediseño y ampliación de la subestación Norte y renovación del equipamiento.
- Transformadores y equipos de media y alta tensión. Adquisición de nueva capacidad de transformación para atender el efecto combinado del crecimiento de demanda y consumo de vida útil del equipamiento.
- Oleoducto La Teja – Central Batlle, para garantizar la confiabilidad en el suministro de fuel oil a la Central Batlle.
- Reposición y mejora en Generación Hidráulica. El objetivo es la actualización tecnológica, la baja de costos operativos y el aumento de la seguridad de instalaciones mediante el sistema de monitoreo de descargas parciales, modelo de previsión de aportes y modelo de embalses, restitución del enrocado.
- Instalación de tanques de combustible. Construcción de tanques de combustible que permiten ampliar la capacidad de almacenamiento y mejorar la gestión de combustibles líquidos para generación.

- Trabajos programados y actividades asociadas. Adquisición de suministros y contratación de servicios para la realización del mantenimiento de la parada mayor de CTR.
- Inversiones de reposición sistema de control y ampliación de la planta de agua. Actualizar los sistemas de control para asegurar la disponibilidad y normal funcionamiento de la unidad Central Batlle y CTR.
- Sustitución de la línea 1 y 2 de modo que toda el agua utilizada en quinta, sexta y sala B de Central Batlle sea producida por ósmosis inversa y anulación de las líneas de intercambio iónico actualmente necesarias.

Asociado a los objetivos de financiamiento específico de las inversiones que se han mencionado, UTE se plantea con ésta Emisión la consecución de los siguientes objetivos:

- Mantener las actuales relaciones técnicas y calidad de crédito que han permitido dotar a la empresa de una creciente flexibilidad financiera, bajos costos de endeudamiento, y adecuada exposición a riesgos financieros fundamentalmente tasa de interés y tipo de cambio.
- Evitar que una creciente financiación de inversiones con fondos propios tenga un impacto negativo sobre el costo de capital.
- Diversificar las fuentes de financiamiento permitiendo financiar proyectos de infraestructura más pequeños y modulares.
- Obtener para este tipo de proyectos plazos de repago más compatibles con la vida útil de las inversiones, plazos que actualmente no está en condiciones de ofrecer el sistema financiero local.

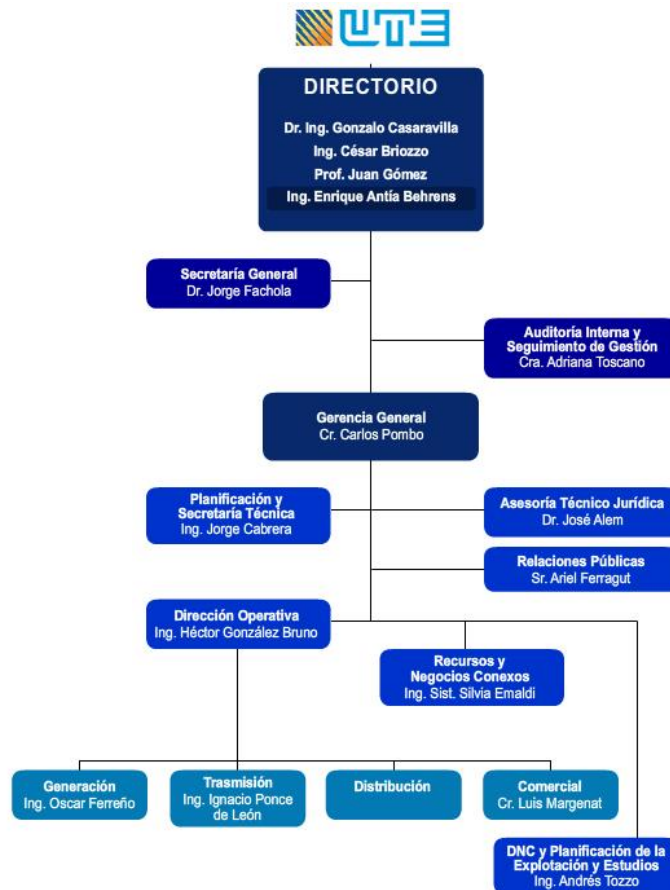
## 2. INFORMACIÓN DEL EMISOR

### 2.1 Información general del Emisor

La Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), es la empresa pública uruguaya que brinda el servicio eléctrico en el territorio nacional, sirviendo a 1.3 millones de clientes con un consumo de electricidad por cliente de 5.800 KWh.

Fue creada el 21 de octubre de 1912, operando en el mercado eléctrico uruguayo, con actividades en todos los segmentos de la cadena de valor: generación, transmisión, distribución y comercialización. Asimismo, brinda servicios de asesoramiento técnico en el Uruguay y en el exterior.

#### 2.1.1 Organigrama General de UTE





## 2.1.2 Miembros del Directorio

---



### ***Dr. Ing. Gonzalo Casaravilla - PRESIDENTE***

Nació en la ciudad de Montevideo el 2/7/63. Recibió de parte de la Universidad de la República el grado de Ingeniero Electricista en 1990, el grado de Magister en Ingeniería Eléctrica en 2000 y el grado de Doctor en Ingeniería Eléctrica en 2003. Desde 1986 es docente en el Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de la República, Uruguay donde actualmente es Profesor Titular (Gr 5) y desde el año 2005 hasta mayo de 2010 se desempeñó en régimen de Dedicación Total. De 2004 a 2007 fue Jefe del Departamento de Potencia del Instituto de Ingeniería Eléctrica y de 2007 a mayo de 2010 se ha desempeñado como Director del referido Instituto. Desde el año 2006 ha sido miembro del Consejo de la Facultad de Ingeniería. Desde 1988 a 2001 trabajó profesionalmente en el campo de la fabricación de convertidores de electrónica de potencia y en la automatización industrial. Hasta el año 2011 fue Investigador Nivel I del Sistema Nacional de Investigadores. Desde 1990 está casado y tiene dos hijas nacidas en 1994 y 1996 respectivamente.

---



### ***Ing. Cesar Briozzo - VICE-PRESIDENTE***

Nació en Montevideo el 12/9/47. Obtuvo su título de Master of Science en Ingeniería Eléctrica en la Universidad Tecnológica Chalmers en Göteborg, Suecia, en 1981, donde luego trabajó en sistemas de evaluación de aerogeneradores en pequeña escala y fue responsable de proyecto del aerogenerador experimental para investigación en sistemas eléctricos de plantas de generación eólica de Hönnö. Desde 1985 hasta su designación como vicepresidente de UTE fue responsable de la División Potencia de Controles S. A., teniendo a su cargo el diseño y fabricación de equipamiento para conversión electrónica de potencia, fundamentalmente para plantas de energía de centrales telefónicas y para energía auxiliar en las instalaciones de Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica. Desde 1986 es docente del Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República y Profesor Titular (Gr.5) del Departamento de Potencia de dicho instituto desde 1992. Entre 1988 y 1996 fue uno de los responsables de los proyectos de evaluación del potencial eólico nacional, realizados en convenio con UTE, y de la elaboración del proyecto de aerogenerador experimental de Sierra de Caracoles. Es responsable del curso de Electrónica de Potencia y ha desarrollado actividades de enseñanza e investigación en aplicaciones de Electrónica de Potencia en Sistemas Eléctricos de Potencia. Es co responsable del grupo de trabajo en Protección contra Descargas Atmosféricas, con asesoramientos, investigación y cursos de actualización a su cargo. Es autor y coautor de artículos en revistas y congresos y capítulos de libros en sus especialidades. Ha dirigido maestrías y doctorados en calidad de codirector de tesis y director académico. Es además uno de los responsables de la creación y desarrollo del Programa de Postgrados en Ingeniería Eléctrica, actividad que lleva adelante desde 1996. En 2009 fue designado integrante de la Comisión Académica de Postgrados de la Universidad de la República. Es investigador nivel I del Sistema Nacional de Investigadores.

---



***Prof. Juan Angel Gomez - VOCAL***

Nació el 9 de mayo de 1957, casado, tiene 4 hijos y 1 nieto. Es Profesor en Ciencias Biológicas, egresado del Instituto de Profesores Artigas en febrero de 1986. Ha cursado Administración de empresas en la Universidad del trabajo y realizó cursos de Seguros en el Banco de Seguros del Estado y cursos de Calidad en Ancap. Ingresó a ANCAP el 6 de octubre de 1980 como analista de laboratorio, función que desempeñó hasta abril de 2010, cuando es designado Director de la empresa. Algunas de sus actividades destacadas están referidas a responsabilidades en el movimiento sindical. Participó de la reorganización de la Federación Ancap en 1982. Fue Secretario General y Presidente de Ancap en distintos períodos y tuvo responsabilidades en el PIT-CNT integrando su Secretariado Ejecutivo y la coordinación del Departamento de Desarrollo Productivo. Fue integrante de la Comisión de Defensa del Patrimonio como militante social y político. Formó parte del Comité Internacional de Foro Energético de trabajadores de América Latina y el Caribe. En la actualidad desempeña funciones como Director en Ancap y tiene responsabilidades en algunas de sus empresas vinculadas como Ducsa, Cementos del Plata y Gas Sayago.



***Ing. Agr. Enrique Antía - VOCAL***

Nacido en Montevideo el 30 de noviembre de 1949, hijo del arquitecto Enrique Antía y de Consuelo Behrens, casado con Liliana Bernárdez con quien tiene cinco hijos y tres nietos.

Graduado de Ingeniero Agrónomo en la Facultad de Agronomía en el año 1974.

Productor lechero desde hace 30 años, continuando en la actividad.

Se desempeñó en la actividad privada: durante 20 años fue Técnico Extensionista de CONAPROLE en el departamento de Maldonado y Rocha, responsable de la Regional Este de la cuenca lechera de la zona. Delegado del sector en el Instituto Nacional de Investigaciones Agropecuarias (I.N.I.A).

Fue también, empresario en el área de Parques y Jardines.

Fue dirigente gremial del Movimiento Universitario Nacionalista (MUN).

Delegado del Partido Nacional en Maldonado ante la Concertación Nacional Programática a la salida de la dictadura.

Edil departamental en el período 1985 – 1990, Lista DAI.

Electo Intendente Municipal de Maldonado para el período 2000 – 2005.

Electo Senador de la República bajo el sub-lema Correntada Wilsonista del Partido Nacional para el período 2005 - 2010.

Miembro del Honorable Directorio del Partido Nacional 2004 – 2009.

Reelecto para el período 2009 – 2014.

### 2.1.3 Personal Superior

<b>Gerente General</b>	Cr. Carlos Pombo
<b>Dirección Operativa</b>	Ing. Héctor González Bruno
<b>Generación</b>	Ing. Oscar Ferreño
<b>Trasmisión</b>	Ing. Ignacio Ponce de León
<b>Distribución</b>	Ing. Héctor González Bruno
<b>Comercial</b>	Cr. Luis Margenat
<b>Planificación y Secr. Técnica</b>	Ing. Jorge Cabrera
<b>Relaciones Públicas</b>	Sr. Ariel Ferragut
<b>Asesoría Técnico Jurídica</b>	Dr. José Alem
<b>Recursos y Negocios Conexos</b>	Ing. Silvia Emaldi
<b>Auditoría Interna y Seguimiento de Gestión</b>	Cra. Adriana Toscano
<b>Secretaría General</b>	Dr. Jorge Fachola
<b>Despacho Nacional de Carga</b>	Ing. Andrés Tozzo

### 2.1.4 Mejora de Gestión

En 1987 UTE inicio un proyecto corporativo de Mejora de la Gestión en procura de un cambio cultural, sustentado en los pilares de "orientación al cliente", "mejora de la rentabilidad" y afirmación de los principios de "calidad, pertenencia y responsabilidad".

Ese fue el inicio de una transición de una empresa orientada a la producción de energía eléctrica a una que pone el énfasis en buscar la permanente satisfacción de sus clientes.

Desde entonces, se ha estado trabajando en forma permanente en la modernización de la gestión. El conocimiento capitalizado en ese camino permitió ampliar el negocio ofreciendo servicios de asesoramiento y asistencia técnica a terceros en temas de nuestra competencia.

Convencidos de que la calidad no es el resultado de situaciones fortuitas ni esfuerzos aislados, se ha desarrollado un plan de actividades orientado hacia la promoción, difusión e implantación de un Proceso de Mejora Continua en la empresa. Tales actividades merecieron importantes reconocimientos en diferentes áreas de la empresa, que lograron la obtención del Premio Nacional de Calidad, reconocimiento que hace todos los años el Gobierno de la República, a las Organizaciones que se destacan en la aplicación de procesos de calidad. Cabe señalar, que UTE fue la primera empresa pública a la que se le otorgó dicho premio en 1998.

Desde entonces la consolidación de la gestión de calidad se canalizó a través de la certificación de procesos según la familia de las normas ISO 9000, 14000 y la norma ISO17025.

## **2.2 Gobierno Corporativo**

### (a) Integración del Directorio

De acuerdo con la Ley N° 15.740, el Directorio de UTE está compuesto por cinco miembros designados por el Poder Ejecutivo, -previa venia de la Cámara de Senadores- quien determina expresamente quiénes serán presidente y vicepresidente.

Asimismo, de acuerdo a la Ley N° 15.031, para la designación de los Directores, el Poder Ejecutivo debe tener en cuenta los antecedentes de cada miembro en el sector público, la conducción empresarial y el sector eléctrico.

### (b) Gerente General

Además del Directorio, UTE cuenta con un Gerente General, quien depende en forma inmediata del Presidente del Directorio y cuyo cometido principal es la superintendencia de la administración total de UTE.

### (c) Ética y anticorrupción

Los Directores, el Gerente General y todos los funcionarios de UTE, se encuentran sujetos a las normas generales de ética y anticorrupción que las leyes 17.060, 17.008 y los Decretos 30/003 y 354/999 establecen para todos los funcionarios de los Entes Autónomos del Estado Uruguayo.

### (d) Publicación de información

UTE publica sus estados contables y el informe de auditoría independiente a dichos estados contables, en su página web: [www.ute.com.uy](http://www.ute.com.uy), información que se encuentra a disposición de los inversores y del público en general.

Asimismo, en virtud del Decreto N° 393/004 UTE publica en el sitio web [www.comprasestatales.gub.uy](http://www.comprasestatales.gub.uy) todas las adquisiciones de bienes y servicios que realiza.

#### (e) Comité de Auditoría

El directorio de UTE, atendiendo lo dispuesto en la Ley 18.627 respecto a Gobierno Corporativo, creó el Comité de Auditoría como órgano de Directorio y asimismo aprobó el Estatuto para su funcionamiento.

### **2.3. Principales actividades**

A continuación se incluye una descripción de las principales actividades operativas de la empresa: Generación, Trasmisión, Distribución y Comercialización. Asimismo se comentarán las políticas ambientales de la empresa y su participación en actividades de asesoramiento externo.

#### **2.3.1 Generación**

La potencia instalada de UTE en el año 2011 ascendió a 1484 MW de potencia que corresponden 593 MW de generación hidráulica (Dr. Gabriel Terra, Baygorriay Constitución), un parque térmico con capacidad instalada de 871 MW (la central José Batlle y Ordóñez de generación térmica a vapor y motores, las turbinas a gas de las Centrales La Tablada, Punta del Tigre y equipos diesel), parques eólicos con capacidad instalada de 20 MW y la central hidroeléctrica binacional de Salto Grande cuya potencia total instalada es de 1890 MW, a la cual UTE le adquiere la energía correspondiente a Uruguay de un 50%.

En el año 2011 la producción de las centrales hidroeléctricas propias representó el 40% de la energía entregada por UTE al SIN (Sistema Interconectado Nacional).

Para obtener valores adecuados y sostenibles en el tiempo de los parámetros de disponibilidad y tasa de falla, desde el año 1999 se está trabajando en el plan de desarrollo e implantación de un sistema de gestión integrado y en la aplicación de un sistema de RCM (Reliability Centred Maintenance). En octubre de 2008 se realizó una auditoría de gestión por parte de LSQA-LATU Sistemas SA y Quality Austria – OQS unificando los Sistemas de Gestión de Generación Térmica e Hidráulica, estando ahora certificado el Sistema Integrado de Generación, que incluye lo relativo a Calidad, Medio Ambiente y Seguridad y Salud Ocupacional. Es de destacar que por primera vez en UTE y en la Administración Pública, una unidad además de recertificar bajo las normas ISO 9001:2000 e ISO 14000:2004, sin exclusiones, certificó su Sistema de Seguridad y Salud Ocupacional según norma OHSAS 18001:2007, con alcance de Generación Hidráulica.

#### **A) Generación hidráulica**

El aprovechamiento hidroeléctrico del Río Negro es una importante fuente de energía renovable del país. Forma parte del Sistema Nacional de generación con un potencial instalado de 593 MW, lo que significa actualmente el 18,4% del total de las fuentes de generación. Asimismo, dentro de dichas fuentes, un 46,1% corresponde al 50% la Central hidroeléctrica Binacional de Salto Grande.

La República Oriental del Uruguay tiene una superficie terrestre de 176.215 km<sup>2</sup>. Limita al sur con el Río de la Plata y el Océano Atlántico, al oeste con la República Argentina y al noreste con la República Federativa del Brasil. La topografía es en general plana, hay unas pocas elevaciones (cuchillas). Tiene una densa red de cursos de agua siendo el río Negro el mayor de los que atraviesan su territorio. El río Negro nace en la República Federativa del Brasil, en el estado de Río Grande del Sur a unos 50 km. al norte de la frontera con la República Oriental del Uruguay. Tiene una extensión total de 850 km. y un desnivel total de 140 m. Atraviesa en su recorrido en nuestro territorio (prácticamente de Este a Oeste), rocas de distintas características y edades. La superficie de la cuenca es de 71.400 km<sup>2</sup> poco más de la tercera parte de la superficie del país, siendo 3.125 km<sup>2</sup> correspondientes al territorio de la República Federativa del Brasil.

### **Central Hidroeléctrica Dr. Gabriel Terra**

La presa y central Hidroeléctrica "Dr. Gabriel Terra", se ubica entre los departamentos de Durazno y Tacuarembó, en el paraje denominado Rincón del Bonete a 394 km. de la desembocadura del Río Negro, 22 km. aguas arriba de la ciudad de Paso de los Toros, y a 269 km. por carretera de la ciudad de Montevideo.

Datos generales de la central:

Superficie de la cuenca	39.700 km <sup>2</sup>
Volumen total del embalse (nivel 80,00 m)	8.800 hm <sup>3</sup>
Superficie del embalse (nivel 80,00 m)	1.070 km <sup>2</sup>
Reserva del embalse calculada entre nivel 80,00 m y 71,00 m en días de caudal medio	135 días
Precipitación media anual	1.190 mm
Salto	Entre 16 Y 28 M
Caudal Nominal por máquina	160 m <sup>3</sup> /s
Potencia total instalada	152 MW

### **Central Hidroeléctrica Baygorria**

La presa y central Hidroeléctrica "Rincón de Baygorria", se ubica entre los departamentos de Durazno y Río Negro, a 307 km. de la desembocadura del Río Negro, y a 266 km. de la ciudad de Montevideo.

Datos generales de la central:

Superficie de la cuenca	43.900 km <sup>2</sup>
Volumen total del embalse (nivel 54,00 m)	570 hm <sup>3</sup>
Superficie del embalse (nivel 54,00 m)	100 km <sup>2</sup>

Reserva del embalse calculada entre nivel 54,50 m y 52,50 m en días de caudal medio	2,8 días
Precipitación media anual	1.185 mm
Salto neto	14,7 m
Caudal Nominal por máquina	276 m <sup>3</sup> /s
Potencia total alternadores	108 MW

### **Central Hidroeléctrica Constitución**

La presa y central Hidroeléctrica "Constitución", se ubica entre los departamentos de Soriano y Río Negro, en el paraje denominado Paso del Palmar, a 157 km. de la desembocadura del Río Negro, y a 295 km. de la ciudad de Montevideo.

Datos generales de la central:

Superficie de la cuenca	62.950 km <sup>2</sup>
Volumen total del embalse (nivel 40,00 m)	2.854 hm <sup>3</sup>
Superficie del embalse (nivel 40,00 m)	320 km <sup>2</sup>
Reserva del embalse calculada entre nivel 40,00 m y 36,00 m en días de caudal medio	2,8 días
Precipitación media anual	1.170 mm
Salto neto	27,15 m
Caudal Nominal por máquina	457,6 m <sup>3</sup> /s
Potencia total alternadores	333 MW

### **B) Generación térmica**

UTE cuenta actualmente con varias centrales de generación térmica, todas ellas de su propiedad. Las mismas son la Central Batlle y Ordoñez, con 255 MW instalados de unidades térmicas a vapor y 80 MW de motores, la Central La Tablada con 212 MW, la Central Punta del Tigre con 300 MW, la Turbina de Maldonado con 20 MW y motores diesel 4 MW, siendo por lo tanto la potencia actual instalada en Centrales Térmicas de 871 MW.

### **Central Térmica De Respaldo La Tablada**

La Central Térmica de Respaldo La Tablada se ubica en Avenida Millán y Cno. Lecocq. Fue inaugurada a comienzos de 1992 y posee dos unidades generadoras (turbinas a gas) de 113 MW de potencia cada una. La energía generada es entregada en la estación L del anillo de 150 kV de Montevideo.

Características por Unidad Generadora:

Fecha entrada servicio	15/12/1991
------------------------	------------

Fabricante	General Electric Gas Turbine Division
Modelo	9.001 E
Potencia base	113.460 Kw
Potencia de sobrecarga	122.540 Kw
Frecuencia	50 Hz
Combustible	Gas Oil
N° de etapas de la turbina	3
N° de etapas del compresor	17
Fabricante del alternador	Brush
Potencia del alternador	142.75 MVA
Tensión	11.5 kv
Tipo de refrigeración del alternador	Aire

### **Central José Batlle Y Ordoñez**

Las obras de la Central José Batlle y Ordoñez fueron iniciadas el 13 de febrero de 1930, entrando en servicio su primera unidad generadora de 25 MW el 1° de junio de 1931. Originalmente constaba de dos turboalternadores de 25 MW cada uno, alimentados por vapor proveniente de ocho calderas que quemaban carbón, descargado de los buques que atracaban en el muelle de la central.

En 1955 se amplía la Central con la instalación de las unidades 3 y 4, de 50 MW cada una, alimentadas por tres calderas de combustible dual: carbón y fuel oil. En 1970 se agrega la Quinta Unidad de 88 MW y en 1976 la Sexta Unidad de 125 MW. Actualmente las unidades 1 y 2 de la Central Batlle están desafectadas.

La Central funciona hoy en día en ciclo de vapor. Las calderas generan vapor de agua, el cual es sobrecalentado en las mismas y enviado a las turbinas donde se transforma la energía térmica del vapor (ENTALPÍA) en energía mecánica. Esta es convertida en los alternadores en energía eléctrica, la cual es entregada en la Estación E del anillo de 150 kV de Montevideo. El rendimiento de esta operación es del orden del 30 al 35 % desde el inicio del proceso.

Datos generales de la central:

#### **Unidad N° 3**

Fecha entrada servicio	28/04/1955
------------------------	------------

#### **Generadores de Vapor**

Cantidad de generadores de vapor	2
Fabricante	Babcock & Wilcox
Producción en marcha continua	112,5 T/h c/u



Superficie de calefacción	3610 m2 c/u
Presión en el domo	72 kgf/cm2
Temperatura a la salida del sobrecalentador	485 °C
<i>Turboalternador</i>	
Fabricante	Brown Boveri
Potencia Nominal	50 MW
Tensión nominal	10,5 kv
Frecuencia	50 Hz

#### Unidad N° 4

Fecha entrada servicio	28/05/1957
<i>Generador de Vapor</i>	
Fabricante	Franco Tosi
Producción en carga continua	292 T/h
Superficie de intercambio	5539 m2 c/u
Presión en el domo	75 kgf/cm2
Temperatura a la salida del sobrecalentador	485 °C
<i>Turboalternador</i>	
Fabricante	Brown Boveri
Potencia Nominal	50 MW
Tensión nominal	10,5 kv
Frecuencia	50 Hz

#### Unidad N° 5

Fecha entrada servicio	1/1/1970
<i>Generador de Vapor</i>	
Fabricante	Franco Tosi
Producción en carga continua	300 T/h
Volumen del hogar	900 M3
Superficie de intercambio	9380 m2 c/u
Presión en el domo	130 kgf/cm2
Temperatura a la salida del sobrecalentador	525 °C
Combustible Fuel Residual	N° 6:20 Ton/hora

<i>Turboalternador</i>	
Fabricante	Brown Boveri
Potencia Nominal	88 MW
Tensión nominal	11 kv
Frecuencia	50 Hz

#### **Unidad N° 6**

Fecha entrada servicio	1/1/1975
------------------------	----------

<i>Generador de Vapor</i>	
Fabricante	Franco Tosi
Producción en carga continua	490 T/h
Volumen del hogar	1790 M3
Superficie de intercambio	7724 m2 c/u
Presión en el domo	105 kgf/cm2
Temperatura a la salida del sobrecalentador	540 °C
Combustible Fuel Residual	N° 6:30 Ton/hora

<i>Turboalternador</i>	
Fabricante	Brown Boveri
Potencia Nominal	125 MW
Tensión nominal	15 kv
Frecuencia	50 Hz

Durante el 2008 se comenzó el proyecto para la instalación de motores de combustión interna en Central Batlle. Esta es una obra llave en mano, de una planta de generación de energía eléctrica basada en ocho motores de 10 MW de potencia eléctrica cada uno en un sitio localizado en el predio de la Central Batlle de UTE, junto a la bahía de Montevideo. Los motores queman fuel oil y podrán en el futuro adaptarse para el empleo optativo de gas natural, cuando este combustible esté disponible, mediante la compra de equipamientos adicionales. Estos motores permiten contribuir a cubrir los requerimientos de respaldo térmico del sistema de generación, mediante una tecnología de muy corto período de construcción. Dichos equipos entraron en operación a principios de 2010.

#### **Motores**

Fecha entrada servicio	25/1/2010
Fabricante	Wärtsilä

Cantidad de unidades	8
Tipo de propulsor	Motores Diesel
Modelo	12V46
Potencia unitaria nominal (ISO)	10534 kW
Velocidad	500 rpm
<i>Motor</i>	
N° de cilindros	12
Cilindrada	1156 lt
<i>Alternador</i>	
Marca	ABB
Potencia	13137 kVA
Tensión	11000 V / 3 fases
Velocidad	500 rpm
Frecuencia	50 Hz

### **Central Térmica Punta del Tigre**

La Central Punta del Tigre se ubica en la zona de Colonia Wilson, en el Departamento de San José. Posee seis unidades generadoras (turbinas de gas aeroderivativas) de 50 MW de potencia cada una.

A fines de octubre de 2008, finalizaron con éxito las pruebas para operar sus instalaciones con gas natural.

### **Características por Unidad Generadora:**

Fecha de Recepción Provisoria	Unidades 1 y 2:	7/11/2006
	Unidades 3 y 4:	8/11/2006
	Unidades 5 y 6:	17/03/2008
Fabricante	General Electric Energy	
Modelo	LM 6000 PC Sprint	
Potencia base	50 MW	
Frecuencia	50 Hz	
Combustible	ASTM N° 2 / Gas Natural	
N° de etapas del compresor de baja presión	5	
N° de etapas del compresor de alta presión	14	
N° de etapas de la turbina de baja presión	5	
N° de etapas de la turbina de alta presión	2	
Fabricante del alternador	Brush (Modelo BDAX)	

	7.290 RT)
Potencia de cada alternador	63,5 MVA
Factor de Potencia	0.8
Tensión	11.5 kv
Tipo de refrigeración del alternador	Aire

### **C) Generación Eólica y Biomasa**

#### **Parque Eólico de UTE en Sierra de Caracoles 20 MW**

UTE construyó un parque eólico de 10 MW en la Sierra de Caracoles en el departamento de Maldonado, al amparo del convenio de condonación de deuda entre el gobierno de la República Oriental del Uruguay y el Reino de España, con una empresa española y cuya entrada en servicio tuvo lugar en el 2008. El parque se compone de 5 aerogeneradores modelo Vestas V80 de 2 MW cada uno, certificados según la norma IEC como clase 1<sup>a</sup>. Se trata de equipos de tecnología de paso variable y velocidad variable, siendo representativos del estado del arte de la generación eólica. En 2010 se finalizó la expansión de este parque en 10 MW, completando un total en operación de 20 MW.

#### **Adquisición de energía a Generadores Independientes**

UTE también ha viabilizado la adquisición de energía a generadores independientes, procedente de fuente eólica y de biomasa, en el marco de decretos del Poder Ejecutivo que promueven estas fuentes. A partir del año 2006 con la promulgación de diversos decretos del poder Ejecutivo destinados específicamente a fomentar la generación con fuentes energía renovable, UTE ha procedido a la adjudicación de contratos con generadores eólicos y de biomasa. A la fecha, se han adjudicado 946 MW de energía basada en generación eólica, de los cuales se han firmado contratos por 706 MW, mientras que, la energía contratada procedente de generación en base a biomasa asciende a 122 MW.

Como fuera mencionado, dado el interés de desarrollo de esa fuente y el rol de UTE como agente activo en el segmento de generación, la empresa programa participar en la incorporación de plantas eólicas propias y/o a través de sociedades especializadas, habiendo previsto en su plan de inversiones el desarrollo de entre 200 MW y 300 MW hasta el 2015.

### **2.3.2 Trasmisión**

En esta etapa se realiza el transporte de la energía eléctrica desde los generadores a los centros de consumo; el despacho de cargas del sistema eléctrico nacional de alta y extra alta tensión que incluye el despacho de energía económico involucrando las operaciones de exportación e importación; y la gestión de las comunicaciones de la Empresa.

La Ley N° 16.832 de Marco Regulatorio del Sector Eléctrico crea un mercado mayorista de electricidad para cuyo funcionamiento es imprescindible la existencia de una red de transporte y una operación del sistema que coordine el conjunto generación - transporte - demanda, para posibilitar el tránsito libre de la energía negociada entre los productores y los consumidores, garantizando que la demanda quede cubierta en todo momento y al menor costo.

Se pone a disposición de los agentes del mercado una red de transporte fiable, garantizando el acceso a los distintos agentes en condiciones de igualdad.

La UTE es responsable de la gestión de la red de transporte, debiendo:

- Operar y mantener la red eléctrica de Trasmisión en condiciones adecuadas para el transporte de energía entre los Centros de Generación, las Interconexiones Internacionales y los Centros de Consumo.
- Adecuar sus instalaciones realizando las renovaciones del equipamiento y las ampliaciones menores de modo de mantener la funcionalidad de las mismas.
- Identificar y promover las ampliaciones que permitan mantener al Sistema en óptimas condiciones de funcionamiento, tanto técnicas como económicas.

La creciente participación de agentes privados, autoproductores o generadores puros, en la generación y comercialización a nivel mayorista de energía eléctrica, ha impulsado la instrumentación de los mecanismos previstos en la Ley de Marco Regulatorio. En este contexto, UTE ha celebrado en 2008 un acuerdo con la Administración del mercado Eléctrico (ADME) para proporcionarle los servicios de Despacho de Cargas.

### **La Red de Transporte**

La Red de Transporte posee una extensión de 4.437 km., cubriendo la totalidad del país bajo un sistema radial e incluyendo una importante interconexión con el sistema argentino a partir del ente binacional Salto Grande en 500 kV, y otra de menor porte con el sistema brasileño.

Las redes de alta tensión poseen una potencia total instalada en transformadores de 6.841 MVA. Las mismas están dispuestas en 150kV para la mayor parte del país y en 500kV desde Salto Grande hasta San Carlos en el departamento de Maldonado, pasando por Montevideo.

La red es operada a través de una tecnología que incluye equipos de maniobra a distancia, control, protecciones, telecontrol, comunicaciones y electrónica de potencia.

### **Interconexiones Internacionales**

En el año 2011 las compras de energía a través de las interconexiones internacionales representaron el 4.8% de la energía entregada al SIN (Sistema Interconectado Nacional).

### **Interconexión con Argentina**

Desde 1980 Uruguay se encuentra fuertemente interconectado con Argentina en 500 kV, a través de las dos interconexiones del llamado cuadrilátero de Salto Grande, construido junto con dicha central binacional.

Hasta el año 1999, tuvo lugar un comercio de energía ocasional, dentro del marco del Convenio de Interconexión firmado por los dos países con motivo de la central Salto Grande. A partir del año 2000, y luego de la firma de Notas Reversales entre ambos países, se habilitó adicionalmente el comercio por la interconexión, mediante contratos.

Desde el año 2004 y ante las limitaciones que se han presentado en el mercado energético argentino, se ha dificultado la concreción de nuevos contratos, sin embargo se han desarrollado una serie de mecanismos de intercambios “spot” a los que se ha sumado la posibilidad de importar energía proveniente de Brasil a través de la Conversora de frecuencia Garabí, utilizando el sistema de transporte de Argentina.

### **Interconexión con Brasil**

- **Interconexión Rivera - Livramento**

La diferencia de frecuencias entre los sistemas (Argentina y Uruguay en 50 Hz y Brasil en 60 Hz) ha establecido una mayor dificultad en los procesos de integración con las redes eléctricas de Brasil. Como primera etapa de integración entre sus sistemas eléctricos, en 1997, UTE, Eletrobrás y Eletrosul firmaron los contratos relativos a la Interconexión Rivera - Livramento, 70 MW, 150/230 kV (kilovoltios), con conversora de frecuencia back-to-back, localizada próxima a la estación uruguaya Rivera 150 kV y conectada a la red de 230 kV de ciudad de Livramento. Dicha interconexión se encuentra operativa tras su inauguración en el año 2001.

A partir del año 2004 se ha acordado la posibilidad de intercambios de energía procedente de excedentes térmicos e hidráulicos de vertimiento, requiriéndose la contratación de una empresa Comercializadora a efectos de gestionar estas compras en el mercado brasileiro. Actualmente existe un contrato con la comercializadora TRADENER LTDA para gestionarlas.

Adicionalmente se han habilitado intercambios de energía de vertimiento turbinable así como energía de emergencia operativa, que son compensados a través de cuentas corrientes entre los sistemas.

- **Interconexión del Sur**

El proyecto de interconexión en 500 kV con Brasil permitirá la realización de comercio spot o de oportunidad de energía con el sistema eléctrico brasileño, así como la realización de contratos de suministro con potencia garantizada que puedan pactarse con empresas de ese país.

El proyecto consta de las siguientes instalaciones:

- Ampliación de la instalación San Carlos 500 kV
- Línea San Carlos – Melo en 500 kV, en 50 Hz
- Estación de transmisión Melo 500 kV
- Convertidora de frecuencia en Melo
- Línea Melo – frontera en 525 kV, en 60 Hz

- Línea frontera – subestación terminal en Brasil en 525 kV, en 60 Hz.
- Ampliaciones de subestación terminal en Brasil en 60 Hz.

El monto total de inversiones del proyecto es de aproximadamente 330 MUS\$. Para la realización del Proyecto se formó una sociedad anónima integrada por la Corporación Nacional para el Desarrollo y UTE, que realizará una parte de la inversión. En particular, a la fecha se ha licitado la construcción de la convertidora de frecuencia, obras en las estaciones de 500 kV en Uruguay cuya obra está en etapa de finalización.

Las líneas de transmisión de 500 kV en territorio uruguayo cuentan con su diseño completo, habiéndose realizado la traza de la línea y se encuentra en la etapa de construcción. Parte del costo de dicho proyecto cuenta con una financiación no reembolsable de FOCEM (Fondo de Convergencia del Mercosur).

Se han realizado acuerdos con Eletrobras para las obras correspondientes en territorio brasileño.

### **2.3.3 Distribución**

La participación de la electricidad en el mercado energético nacional, puede dividirse en etapas diferenciadas por las características de la oferta y el enfoque de los oferentes en el mercado.

Hasta fines de los ochenta, los distintos agentes tuvieron una actitud pasiva, no existió una política energética explícita. En este período, no hubo amenazas de ingresos de nuevos productos o sustitutos. En esas condiciones, la participación de la electricidad en el consumo final por fuentes, pasó del 8,6 % en 1970, al 17,3% en 1988.

Desde inicios de los noventa, el proyecto de mejora de gestión (PMG), entre otros cambios de organización y enfoque impuestos en UTE, sentó las bases para un cambio en la estrategia competitiva, con una visión “desde la demanda”, tendiente a influir en los hábitos de consumo de los clientes. En ese aspecto, se destaca la incorporación de las funciones de marketing y comunicación externa, hasta ese momento no desarrolladas, por prevalecer hasta ese momento una estrategia de “adentro hacia fuera”.

En ese nuevo contexto y sobre la base de la nueva orientación, restringida en su accionar por el ordenamiento legal para el sector público, la participación de la electricidad en el consumo final por fuentes siguió creciendo.

La participación creciente de la electricidad en el consumo final por fuentes, responde a crecimientos de las ventas en el mercado interno. En el período 1990-2000 las ventas de energía crecen a una tasa acumulativa anual del 7%. En los años siguientes, luego de superada la coyuntura de crisis económica en los años 2000-2003, las ventas vuelven a crecer en el período 2004 -2008 a una tasa del 3,90% anual. Actualmente la demanda crece en un entorno del 4% anual.

El grado de acceso a las redes de UTE, que en las condiciones actuales es un indicador del grado de electrificación del país, también contribuyó al incremento del peso de la electricidad respecto a otras fuentes. El mismo se obtiene de los datos censales y resulta del análisis de las viviendas particulares ocupadas, con moradores presentes, a través de las relación entre las

“conectadas” y el total de las mismas. A la fecha se encuentra electrificada más del 98% de la población.

La electricidad compite con otras fuentes energéticas y su posición en el mercado depende, en cada momento, de la libertad de elección de los demandantes.

A su vez, ello es función de múltiples variables pero principalmente de las tecnologías disponibles y de los precios de cada una de las fuentes energéticas alternativas.

Con la entrada en vigencia del nuevo marco regulatorio, los clientes finales quedan divididos en dos categorías: “clientes libres” y “clientes regulados”. Los clientes regulados o cautivos, son aquellos que mantendrán la característica hoy por todos conocida en el país. Es decir, seguirán comprando a la unidad comercial del distribuidor, en nuestro caso DYC, pagando una tarifa regulada. Los clientes libres, podrán comercialmente obviar a UTE, no así técnica o físicamente, comprando directamente a un generador o a un comercializador en el mercado mayorista y pagarán un “peaje” a UTE por utilizar sus redes.

La “estructura tarifaria” o “escala de tarifas” es el medio por el cual se pretende recoger la variabilidad de costos (horarios, diarios, estacionales, zonales), para asignarlos a los clientes según sus respectivas responsabilidades en el origen de los mismos. Este principio es recogido en nuestro país por el marco legal vigente, que establece que las tarifas deben reflejar los costos, con prescindencia del carácter social o jurídico del cliente o el destino final de la energía eléctrica utilizada.

En función de esas características y de los cambios que se vienen registrando en el mercado energético, en los últimos años UTE ha venido renovando gradualmente su estrategia comercial con la aplicación de tarifas inteligentes, bonificaciones de consumo por la aplicación de determinadas tecnologías, planes de promoción para la compra de electrodomésticos, bonificaciones y premios por buen pagador.

El 1° de enero de 2006 entró en vigencia el Reglamento de Calidad de Servicio de Distribución de Energía Eléctrica. Este Reglamento establece metas de continuidad del suministro que en caso de no ser cumplidas obliga a UTE a aplicar bonificaciones en las facturas de los clientes afectados.

En lo que respecta a la Calidad del Producto Técnico (niveles de tensión), a partir del 1° de Julio de 2006 se inició la implementación de campañas de medición a nivel de centros de transformación con lo que se elaboran los informes para el Regulador a efectos de su control.

### **Sistema de Distribución**

Es una extensa red de conductores aéreos y subterráneos y un conjunto de estaciones y subestaciones transformadoras. La mayor parte de la energía que recibe el sistema de Distribución proviene de las estaciones transformadoras de Trasmisión, y en menor grado de generadores distribuidos que inyectan potencia directamente a las redes de distribución, en cantidad creciente en los últimos años, en virtud del Marco Regulatorio vigente. El sistema de Distribución opera con redes de subtrasmisión (60 kV y 30 kV), de media tensión (22 kV, 15 kV y 6 kV) y de baja tensión (0.22 kV y 0.4 kV). Su extensión a fines del año 2011 incluye 4.354 km de conductores aéreos y subterráneos de ST, 284 estaciones transformadoras a MT, 45.424 km de conductores aéreos y subterráneos en MT, 45.219 subestaciones de transformación a BT y 26.016 km de conductores aéreos y subterráneos en BT.



Este sistema de distribución está en permanente evolución debido a la incorporación de nuevos clientes y generadores distribuidos, ampliaciones para mejora de la calidad del servicio y sustitución de instalaciones o equipamiento que llegan al final de su vida útil.

Entre la gran variedad de componentes que conforman la red de distribución, los elementos de mayor importancia son:

- los transformadores, que reducen la tensión a valores adecuados para el transporte de la energía y suministro a los distintos clientes, existiendo por lo menos uno por estación y subestación,
- las líneas aéreas, conformadas por conductores de aluminio con alma de acero, aleación de aluminio, aluminio o cobre, montados sobre columnas de hormigón o postes de madera,
- los cables subterráneos, conformados por conductores de cobre o aluminio aislados en papel impregnado en aceite o materiales termoplásticos,
- los disyuntores y seccionadores, que permiten abrir y cerrar los circuitos tanto en condiciones normales como en situaciones de falla, existiendo varios por estación y subestación,
- los automatismos, que actúan en caso de producirse situaciones anormales con la finalidad de proteger las instalaciones frente a sobrecargas y sobretensiones,
- los equipos de medición, de control y de seguridad ubicados en cada suministro, de múltiples tipos de acuerdo a la tarifa de cada cliente, y que constituyen el elemento final que vincula la red con el consumidor final.

La diversidad de materiales y equipos instalados en la red, con antigüedad muy dispar, conlleva a la coexistencia de diferentes tecnologías que complican de cierta forma las tareas de operación y mantenimiento. Dado el tamaño de la red y en atención a la continuidad del servicio y a razones de economía, sólo es posible adoptar nuevas tecnologías al momento de ampliar o renovar los equipos e instalaciones. El cambio más significativo en ejecución es la implementación de un plan de renovación sistemática de la red, consistente en la sustitución de los niveles de tensión de 30 kV, 6 kV y 0,22 kV, por 22 kV y 0,4 kV, y cuyo objetivo es aumentar la eficiencia del sistema. Entre las tecnologías más destacables se pueden mencionar las siguientes:

- sustitución de los cables aislados en papel impregnado en aceite, por cables aislados con materiales termoplásticos para todos los niveles de tensión
- sustitución de la tecnología de montaje de estaciones y subestaciones en mampostería, por equipamiento modular de reducido tamaño, en ambiente SF<sub>6</sub>
- sustitución de la línea aérea convencional en BT por línea aérea pre ensamblada con conductores de aluminio
- sustitución de transformadores con tanque de expansión por transformadores herméticos con cuba expandible
- sustitución de la línea aérea convencional en MT desnuda por línea protegida para zonas arboladas
- implantación en todo el país de un sistema de automatización y telecomando (SCADA) de estaciones y puntos de operación intermedios, soportado por redes de fibra óptica

- comunicaciones soportadas por sistemas trunking, GPS, radio enlaces, fibras ópticas, enlaces vía satélite, etc.
- sistemas informáticos corporativos, en tecnologías centralizada y descentralizada, redes de PC's, etc.

### **Tecnología de gestión y automatización de la Red**

Las actividades de Distribución se sustentan en la introducción continua de tecnologías de gestión y de automatización. Esa política se inició en el año 1989 con el Proyecto de Mejora de la Gestión (PMG).

Esta estrategia tecnológica consistió en la implantación de los sistemas informáticos corporativos que dan soporte a todas las actividades de la empresa (Distribución, Comercial, Finanzas, Personal, Abastecimientos, entre otros).

En una primera etapa fueron implantados los Sistemas de Gestión Comercial (SGC), de Gestión de Incidencias (SGI) y de Gestión de Trabajos (SGT). El SGC permite gestionar el ciclo comercial y la atención al cliente personalizada. El SGI es un instrumento esencial para la recepción de reclamos por Telegestiones y para el seguimiento de las incidencias en la Red por los CMD (Centros de Maniobra de Distribución). El SGT permite hacer uso de la normalización de materiales y de proyectos tipo de las instalaciones y realizar el seguimiento de las obras de Distribución registrando la incorporación a la red de las unidades físicas para su control contable.

En una segunda etapa, iniciada en 1995 con el Proyecto de Gestión de Redes (PGR), se procedió con la implantación de funciones avanzadas de operación de redes, que utilizan una base de datos georreferenciada que contiene toda la red de AT y MT. Este proyecto lanzó también un plan de Telecontrol de la Red de Distribución y concretó la integración del sistema SCADA al Sistema de Gestión de Distribución (SGD).

Una tercera etapa se inicia con el proyecto EGEO y la extensión del Plan de Telecontrol. El proyecto EGEO apunta a una renovación del software con requerimientos más exigentes para lograr el uso corporativo de la información geográfica dentro de la empresa. Estos requerimientos son:

- extensión del alcance de la base de datos del PGR a la red de BT y acometidas de los clientes.
- Integración del AVL (rastreo por satélite de vehículos).
- desarrollo del Módulo de Análisis de Redes (MAR) que permite realizar simulaciones (flujos de cargas, cortocircuitos) utilizando directamente los datos de la red eléctrica contenidos en la base de datos.

El Plan de Telecontrol, aún en ejecución, consiste en la implantación de un sistema de comando y supervisión a distancia de las instalaciones de distribución, contribuyendo en forma significativa 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 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.

DYC dispone de una infraestructura de atención telefónica (Departamento de Telegestiones). Este servicio cuenta con 120 líneas donde 60 operadores atienden las 24 horas, los 365 días del año. La capacidad de atención de este centro es de 5000 llamadas por hora. Para ello se tiene a disposición un número de llamada gratuito para todo el país 0800 8111 y uno abreviado para el área metropolitana 1930. Este servicio es publicitado en forma continua por distintos medios en todo el país (facturas, radio, televisión, prensa, folletos, etc.).

La información recibida por los clientes es actualizada en la base de datos al momento de entablarse la comunicación telefónica. Por ejemplo: una solicitud de cambio de nombre (gratis para el cliente), se hace efectiva en la base de datos al momento del requerimiento, enviándose el contrato al domicilio para confirmar la transacción efectuada. Esta modalidad es similar para otros trámites de índole comercial (refacturación, duplicado de factura, aumento de potencia contratada, etc.).

Ante el llamado de parte de un cliente por interrupción en el servicio, Telegestiones ingresa on-line el reclamo en la base de datos.

#### **2.3.4 Política Ambiental**

UTE, se ha constituido en la primera empresa en contar con una unidad especializada de Gestión Ambiental, y de acuerdo con los principios y acciones ambientales que viene implementando desde 1992, declara su compromiso de:

- Desarrollar la Gestión Ambiental en UTE como parte de un proceso continuo de mejora de la calidad de la Empresa, orientado a la prevención de la contaminación y a un desarrollo sostenible.
- Adecuar, a través de un proceso gradual y continuo, las instalaciones y actividades existentes de generación, transmisión, distribución y servicios asociados, acorde con los nuevos criterios de desempeño ambiental.
- Enmarcar la Gestión Ambiental en la observancia de las normas municipales y nacionales y en la disposición para desarrollar una acción voluntaria de propuesta, iniciativa y colaboración con las autoridades nacionales y municipales competentes y con la población en general.
- Brindar a todo el personal el apoyo necesario para lograr actitudes proactivas en temas ambientales, destacando que el mantenimiento y la preservación de la calidad ambiental son una responsabilidad de todos quienes desempeñan tareas en la Empresa.
- Tomar como marco de referencia las normas legales ambientales internacionales en los casos en que no exista legislación nacional.
- Orientar a los proveedores para que adopten criterios de desempeño ambiental concordantes con los de nuestra Empresa.

- Minimizar cualquier impacto adverso y significativo de los nuevos desarrollos eléctricos, integrando la dimensión ambiental en la planificación, ejecución, operación y abandono de los mismos.

### **Estudios ambientales**

Los estudios ambientales que se realizan en UTE tienen por objetivo:

- identificar los impactos ambientales de los nuevos proyectos eléctricos e instalaciones existentes;
- cumplir con la Ley de Evaluación del Impacto Ambiental y las normas ambientales exigidas por los organismos financieros internacionales;
- aplicar medidas correctivas y preventivas con el fin de evitar y/o mitigar impactos en el medio ambiente.

Dentro de estos estudios encontramos:

#### a) Diagnósticos ambientales

Este tipo de estudios son realizados para establecer la situación ambiental actual de:

- toda la empresa o de alguna de sus instalaciones con el fin de establecer medidas correctivas o preventivas, iniciar el Plan de Auditorías o formular Sistemas de Gestión Ambiental;
- algún tema específico relacionado con varias unidades o instalaciones de la empresa.

#### b) Estudios de Viabilidad Ambiental

La Gerencia de Medio Ambiente desarrolló los Estudios de Viabilidad Ambiental que se realizan previo a la formulación del proyecto definitivo y la realización del Estudio de Impacto Ambiental. Esta metodología permite evaluar y ponderar distintas alternativas de ubicación de un nuevo proyecto eléctrico, identificando aquellos sitios ambientalmente viables y seleccionando el sitio óptimo del punto de vista técnico, económico y ambiental.

Estos estudios analizan el proyecto en cada uno de sus componentes, realizando una identificación y valoración preliminar de impactos para determinar y evaluar los grandes impactos que podrían afectar la viabilidad del proyecto.

Los impactos identificados se evalúan en función de las características ambientales del medio en estudio, considerando los aspectos físicos, biológicos, socioeconómicos y paisajísticos, permitiendo reducir sustancialmente los impactos en el medio ambiente.

#### c) Estudios de Impacto Ambiental

Estudios de Impacto Ambiental (EIA) exigidos por ley.

Estos estudios se realizan en cumplimiento de la Ley de Evaluación de Impacto Ambiental (Ley 16.466) y su decreto reglamentario, que establecen la obligatoriedad de presentar una solicitud de Autorización Ambiental Previa para la ejecución de las obras de todo nuevo proyecto.

Los proyectos comprendidos son: centrales de generación hidroeléctrica, centrales de generación termoeléctrica, obras accesorias (gasoductos y oleoductos, líneas de transmisión de energía de 150 kV o más y líneas de energía eléctrica de menor tensión en faja de defensa de costas o áreas protegidas).

#### Estudios de Impacto Ambiental (EIA) no exigidos por ley.

La Ley de Evaluación de Impacto Ambiental no exige la realización de EIA ni la solicitud de Autorización Ambiental Previa de los proyectos de líneas de distribución en media tensión (60, 30 y 15 kV), salvo que se encuentren ubicados en la faja de defensa de costas o en áreas protegidas.

No obstante, en función de los lineamientos ambientales establecidos en UTE, se acordó internamente la realización de EIA a estos proyectos no comprendidos en la ley, con el fin de establecer medidas correctivas, preventivas y de mitigación de los impactos ambientales.

#### EIA y otros estudios ambientales exigidos por Organismos Financieros Internacionales.

Independientemente de las exigencias ambientales establecidas por el marco legal nacional, UTE realiza los EIA y otros estudios ambientales de las obras y proyectos a ser financiadas por organismos financieros internacionales, en cumplimiento de los requisitos ambientales para la obtención de las líneas de financiación.

#### d) Autorizaciones Ambientales Especiales

Estos estudios se realizan en situaciones particulares donde ya existe una central de generación en operación la cual va a ser ampliada y se evalúa todo el conjunto.

Para obtener la Autorización Ambiental Especial de acuerdo al Decreto 349/05, se realiza el Estudio de Impacto Ambiental y Análisis de Desempeño (ESIA y AD).

Para ello se presenta un Análisis de Desempeño Ambiental de las instalaciones existentes y un Plan de Gestión Ambiental para su mejora, y una Evaluación del Impacto Ambiental de las nuevas instalaciones operando conjuntamente con las instalaciones actuales.

#### **Planes de auditoría y seguimiento ambiental**

Una **auditoría ambiental** es un proceso de verificación sistemático y documentado, a efectos de recabar información objetiva, evaluar la misma y determinar si la gestión ambiental de una organización conforma los criterios ambientales vigentes. A partir de los resultados es posible, si corresponde, establecer medidas correctivas.

UTE contrató una consultoría con una empresa canadiense para la elaboración de un Manual de Auditorías Ambientales para centrales de generación (hidroeléctricas y térmicas). Se establecieron los criterios ambientales a auditar, la metodología de trabajo y la periodicidad de realización. Asimismo, se capacitó al personal técnico de UTE que actualmente es responsable de la ejecución de estas auditorías de desempeño ambiental.

Los **planes de seguimiento, vigilancia y control ambiental**, surgen como resultado de los estudios de impacto y las auditorías ambientales realizadas tanto a los proyectos como a las instalaciones en funcionamiento. Los planes contienen las acciones que deben tomarse para realizar el seguimiento del emprendimiento desde el punto de vista ambiental.

Las **auditorías de cierre** se realizan para establecer las condiciones ambientales en que se encuentran las instalaciones en la etapa de cese de sus actividades. Este conocimiento es necesario para poder determinar la ocurrencia de impactos negativos que surgen cuando un establecimiento deja de funcionar, registrar la existencia de pasivos ambientales y proponer las medidas de mitigación y/o control necesarias.

Con esta operativa, UTE implementa la gestión ambiental en todas las fases de una instalación (proyecto, obra, operación y cese) asegurando la minimización de los impactos negativos que puedan suceder una vez que las instalaciones cesan en su funcionamiento.

## **Emisiones al ambiente**

### Emisiones gaseosas y particuladas

La gestión de la calidad del aire resulta de fundamental importancia en la operativa de las centrales de generación térmica, por lo que se han incluido medidas tendientes a: reducción de emisiones previstas por incorporación de gas natural, reducción estimada de la emisión de contaminantes por uso de gas natural, reducción de emisiones por integración energética con otros países, reducción de emisiones de monóxido de carbono.

### Efluentes líquidos

En la operativa normal de las centrales térmicas se generan efluentes líquidos. Estos efluentes son sometidos a un tratamiento previo a su vertido, con el fin de no afectar el medio ambiente y cumplir con la legislación ambiental vigente (Código de Aguas).

Asimismo, se cuenta con Planes de Contingencia para derrame de combustibles, ácidos y otros compuestos químicos.

### Emisiones sonoras

La gestión de la calidad ambiental de una unidad industrial debe incluir diagnósticos de situación y programas de monitoreo y evaluación del nivel sonoro en el entorno próximo a las instalaciones (límite exterior).

UTE realiza estudios de ruido en centrales térmicas, centrales hidroeléctricas, generadores Diesel de respaldo y en estaciones y subestaciones de transformación.

En cada caso se diseña un programa de monitoreo, en el que se establece los puntos de medición, la frecuencia de la toma de datos y las técnicas de determinación.

Estos estudios pueden ser puntuales (diagnósticos de situación), periódicos (a intervalos de tiempo) o continuos.

Los resultados permiten definir medidas para mitigar los impactos sonoros que producen las instalaciones actuales y futuras de UTE. Entre otras medidas se mencionan la instalación de silenciadores de escapes de vapor en Central Batlle, instalación de equipos generadores con silenciadores y el diseño de cortinas forestales.

### Emisiones electromagnéticas

En la operativa normal de toda instalación eléctrica generan campos eléctricos y magnéticos.

Si bien a nivel nacional no existe una norma que establezca los límites de exposición, UTE aplica las directrices establecida por la Comisión Internacional de Protección contra la Radiación No Ionizante (ICNIRP), las cuales son recomendadas por la Organización Mundial de la Salud.

UTE cuenta con un plan de monitoreo de instalaciones tipo donde se registran los valores de campo eléctrico y magnético y se comparan con la normativa aplicada.

A su vez, UTE realiza mediciones en el entorno de sus instalaciones, atendiendo solicitudes de la comunidad que piden se registren los valores de campo en sus viviendas o en el exterior de las instalaciones próximas a las mismas.

### **Mecanismos de desarrollo limpio y el Mercado del Carbono**

El marco de los protocolos vigentes, establece que los proyectos de reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) deben contribuir al desarrollo sostenible de los países en desarrollo (países anfitriones, donde se desarrollan los proyectos). Este dispone de mecanismos de flexibilidad basados en proyectos siendo el Mecanismo de Desarrollo Limpio o MDL uno de ellos. Permite que los países industrializados con compromisos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) puedan financiar proyectos de mitigación en países en desarrollo que contribuyan a su desarrollo sostenible.

El MDL es aplicable a proyectos que utilicen fuentes de energías renovables como la energía eólica, solar, biomasa y eficiencia energética.

Uruguay, como país en desarrollo, que no tiene actualmente compromisos de reducción de emisiones y cumple con todos los requisitos para que en caso de presentar un proyecto bajo el MDL sea elegible. Por este motivo resulta atractivo para la implementación de este tipo de proyectos.

A fines del 2008, UTE se firmó una carta de intención con el Banco Mundial e inició el proceso de negociación para la firma del contrato de compra-venta de los Certificados de Reducción de Emisiones (CERs) entre el gobierno uruguayo y el Reino de España que se generen del parque eólico de Sierra de los Caracoles.

## **Sistemas de Gestión Ambiental**

Un Sistema de Gestión Ambiental es un “soporte” que contiene la estructura, las normas y los procedimientos que permiten obtener y controlar sistemáticamente el nivel de desempeño ambiental de una instalación, proceso o actividad.

En UTE, se están diseñando e implantando Sistemas de Gestión Ambiental, según la Norma ISO 14001 en diferentes instalaciones y procesos de la empresa.

La implantación de los SGA permite:

- la realización de un diagnóstico ambiental a través del cual se identifican los aspectos ambientales que deben ser considerados;
- la elaboración de uno o varios Programas de Gestión Ambiental con las acciones necesarias para adecuar ambientalmente cada proceso o instalación;
- la revisión periódica del sistema para su mejora continua;
- el control del cumplimiento de la legislación ambiental vigente.

### **2.3.5 Conex (Consultoría Externa)**

El proceso de cambio vivido a partir del PMG dejó a disposición de la empresa una infraestructura material y humana de enorme potencialidad. En el plano material se destacan una sustantiva capacidad de procesamiento en materia informática, una moderna red de comunicaciones y una malla comercial que asegura el contacto eficaz y permanente con todos los habitantes del país. En el plano humano, se cuenta con profesionales y técnicos, altamente capacitados en las más diversas disciplinas y en el liderazgo y conducción de procesos de desarrollo organizacional.

Las potencialidades antes mencionadas en cuanto a recursos humanos y materiales posibilitaron la prestación de servicios de asesoramiento y asistencia técnica. Dada la alta especificidad del tema, se entendió conveniente la creación de una unidad en la estructura de UTE que atendiera debidamente tales actividades. Por este motivo, en el año 1993 se crea la Unidad de Consultoría Externa (CONEX), que es, el instrumento a través del cual UTE brinda sus servicios de consultoría, poniendo a disposición de otras empresas y organizaciones todo su potencial y experiencia acumulados a lo largo de su proceso de transformación.

CONEX cuenta con una metodología propia, resultado del aprendizaje tanto de sus experiencias internas, como en organizaciones clientes. Dicha metodología está orientada al logro de los siguientes objetivos:

- Calidad de los productos y adecuación a las necesidades reales de los clientes
- Plazos y esfuerzos asociados
- Transferencia de know-how que permita una actividad independiente luego de finalizado el proyecto



Estos objetivos se aseguran a partir de la aplicación de cinco aspectos básicos:

- Participación y compromiso del personal de la Organización Cliente
- Comunicación fluida con la Alta Dirección y con toda la organización
- Utilización de una metodología de sistema de gestión de proyectos
- Formación a toda la Organización
- Apoyo post-implementación

Esto permite absorber la metodología de trabajo, generar un mayor compromiso con los objetivos de la transformación y quedar en inmejorables condiciones para gestionar los cambios una vez finalizado el Proyecto y retirada la Consultoría.

UTE cuenta con calificados profesionales con la capacitación y la experiencia requeridas para solucionar las más diversas problemáticas de la gestión empresarial.

Bajo este concepto se agrupan los siguientes temas orientados al fortalecimiento institucional y la modernización en la gestión de las organizaciones:

- Planificación Estratégica, Presupuesto y Control de Gestión
- Reingeniería del Negocio
- Reingeniería de procesos
- Implementación del Modelo de Mejora Continua
- Definición de estructuras organizativas
- Administración de proyectos

En la actividad industrial se presta asesoramiento entre otras actividades en:

- Generación Térmica
- Generación Hidráulica
- Trasmisión de E. Eléctrica
- Instalaciones Electromecánicas
- Instalaciones Civiles
- Ensayos de Laboratorio
- Gestión Ambiental
- Paquetes de Software

## 2.4 UTE en Cifras

<b>I) SISTEMA DE GENERACION</b>				
<b>1. ENERGIA GENERADA E INTERCAMBIADA (GWh)</b>				
<b>PRODUCCION</b>	2006	2009	2010	2011
Hidráulica UTE	1,416	1,585	3,462	1,805
Térmica UTE	1,871	2,583	1,130	2,573
Eólica UTE		32	58	72
Diesel (autónoma e Interconectada)	6	8	0	0
<b>COMPRA</b>				
A Salto Grande	2,085	3,233	4,588	4,521
A Argentina	2,024	963	345	265
A Brasil	809	505	42	206
A Agentes Productores		179	280	364
<b>TOTAL</b>	<b>8,211</b>	<b>9,088</b>	<b>9,905</b>	<b>9,806</b>
<b>DESTINO</b>	2006	2009	2010	2011
Brasil	10	15	0	0
Argentina	7	78	510	0
Uruguay	8,194	8,995	9,395	9,806
<b>TOTAL</b>	<b>8,211</b>	<b>9,088</b>	<b>9,905</b>	<b>9,806</b>
<i>Nota: A partir del 2005 la producción en Hidráulica y Térmica se mide en bornes de transformador de máquina a diferencia de años anteriores que se midió en bornes de alternador</i>				
<b>2. POTENCIA INSTALADA (MW) (corresponde a la potencia puesta a disposición)</b>				
<b>CENTRALES HIDRAULICAS</b>	2006	2009	2010	2011
Terra	152	152	152	152
Baygorria	108	108	108	108
Constitución	333	333	333	333
<b>UNIDADES TERMICAS VAPOR</b>				
3ª y 4ª	50	50	50	50
5ª	80	80	80	80
6ª	125	125	125	125
<b>TURBINAS DE GAS</b>				
AA	20	20	20	20
CTR	212	212	212	212
PUNTA DEL TIGRE	200	300	300	300
<b>Otros</b>				
MOTORES RECIPROCANTES		80	80	80
PARQUE EÓLICO		10	20	20
DIESEL (Autónoma e Interconectada)	3	6	4	4
<b>TOTAL PARQUE GENERADOR UTE</b>	<b>1,283</b>	<b>1,476</b>	<b>1,484</b>	<b>1,484</b>
<b>CARGA MAXIMA ANUAL</b>	<b>1,409</b>	<b>1,684</b>	<b>1,698</b>	<b>1,745</b>
<i>Notas:</i>				
<i>En los Grupos Diesel Autónomos e Interconectados se toma la potencia efectiva</i>				

**II) SISTEMA DE TRASMISION**

<b>1. EXTENSION DE LA RED (km líneas y cables)</b>	<b>2006</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
Circuitos de 60 kV	97	97	97	97
Circuitos de 150 kV	3,550	3,556	3,562	3,558
Circuitos de 230 kV	11	11	11	11
Circuitos de 500 kV	771	771	771	771
<b>2. CANTIDAD DE SUBESTACIONES</b>	<b>2006</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
(Clasificadas por su tensión más elevada)				
De 60 kV	1	1	1	1
De 150 kV	48	49	49	49
De 230 kV	1	1	1	1
De 500 kV	6	6	6	6
<b>3. POTENCIA INST.- TRANSFORMADORES (MVA)</b>	<b>2006</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
(Clasificados por su tensión más elevada)				
a) en SERVICIO en líneas de trasmisión				
De 60 kV	30	30	30	30
De 150 kV	2,735	3,177	3,242	3,288
De 500 kV	1,800	1,800	1,800	1,800
b) en SERVICIO a la salida de máquinas generadoras (elevadores)				
De 30 kV	166	166	166	166
De 150 kV	1,020	1,224	1,224	1,224
De 500 kV	333	333	333	333
<b>4. POTENCIA SUBEST. CONVERSIONES DE FREC.</b>	<b>2006</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>
Interconexión con Brasil -Convertora Rivera	70	70	70	70
Tensión 150/230 kV, frecuencia 50/60 Hz				

**III SISTEMA DE DISTRIBUCION****1. EXTENSION DE LA RED (km de líneas y cables)**

	<b>2006</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>		
Redes de:				MVD	Interior	Total
60 kV y 30 kV	3,910	4,146	4,273	651	3,703	4,354
15 kV y 6 kV	40,142	43,556	44,324	2,057	43,367	45,424
230 V, 400 V	24,412	25,207	25,557	6,754	19,262	26,016

**2. POTENCIA INSTALADA EN TRANSFORMADORES (MVA)**

	<b>2006</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>		
				MVD	Interior	Total
Estaciones MT/MT	2,854	3,018	3,209	1,606	1,652	3,258
Subestaciones MT/BT	4,439	4,705	4,827	2,304	2,626	4,930

**3. CANTIDAD DE ESTACIONES Y SUBESTACIONES**

	<b>2006</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>		
				MVD	Interior	Total
Estaciones MT/MT	275	279	283	62	222	284
Subestaciones MT/BT	38,838	42,815	43,886	4,278	40,941	45,219

#### IV) DATOS COMERCIALES

##### 1. CANTIDAD DE SERVICIOS ACTIVOS

CATEGORIA TARIFARIA	2006	2009	2010	2011
General	94,021	98,522	100,871	103,750
Residencial	1,102,498	1,133,678	996,995	1,000,807
Consumo Básico Residencial			150,770	160,646
Alumbrado Público	7,197	8,121	8,067	8,010
Doble Horario General	1,257	1,196	1,204	1,006
Doble Horario Residencial	16,875	27,314	33,878	39,804
Doble Horario Alumbrado Público	1,437	1,925	2,209	2,357
Grandes Consumidores	410	431	429	432
Medianos Consumidores	8,752	11,551	12,050	12,418
Zafra Estival	217	324	372	403
<b>TOTAL</b>	<b>1,232,664</b>	<b>1,283,062</b>	<b>1,306,845</b>	<b>1,329,633</b>

##### 2. VENTA DE ENERGÍA ANUAL (MILES DE DÓLARES)

CATEGORÍA TARIFARIA	2006	2009	2010	2011 (*)
General	95,024	121,496	149,322	169,531
Residencial	332,354	511,973	592,729	664,663
Consumo Básico Residencial			22,265	32,267
Alumbrado Público	19,072	26,468	32,672	34,585
Doble Horario General	3,171	4,083	4,926	5,121
Doble Horario Residencial	16,966	32,725	46,898	60,155
Doble Horario Alumbrado Público	7,112	13,388	17,380	20,196
Grandes Consumidores	112,733	193,910	239,450	264,097
Medianos Consumidores	90,383	171,210	220,294	257,250
Zafra Estival	4,031	5,973	9,492	11,248
Ventas al Exterior	1,327	910	73,229	3
<b>TOTAL (**)</b>	<b>682,173</b>	<b>1,082,136</b>	<b>1,408,657</b>	<b>1,519,116</b>

(\*) Datos sujetos a eventuales modificaciones.

(\*\*) Venta total al mercado interno (regulado y no regulado), miles de U\$S 1.519.797 (2011) y 1.335.975 (2010).

##### 3. ENERGÍA VENDIDA AL MERCADO INTERNO (GWh)

CATEGORÍA TARIFARIA	2006	2009	2010	2011 (*)
General	667	660	689	724
Residencial	2,539	2,728	2,647	2,723
Consumo Básico Residencial			163	208
Alumbrado Público	144	138	142	138
Doble Horario General	25	22	22	21
Doble Horario Residencial	181	231	281	327
Doble Horario Alumbrado Público	72	92	99	105
Grandes Consumidores	1,949	2,113	2,194	2,221
Medianos Consumidores	927	1,205	1,304	1,408
Zafra Estival	51	46	58	69
Autoconsumos y consumo de poblaciones de C. Hidroeléctricas	58	67	54	74
<b>TOTAL (**)</b>	<b>6,613</b>	<b>7,302</b>	<b>7,653</b>	<b>8,018</b>

(\*) Datos sujetos a eventuales modificaciones.

(\*\*) Total energía vendida al mercado interno (regulado y no regulado), GWh 7.955 (2011) y 7.609 (2010).

##### 4. PRECIO MEDIO DE VENTA EN EL MERCADO INTERNO (CENTAVOS DE DÓLAR POR kWh) (\*\*)

CATEGORÍA TARIFARIA	2006	2009	2010	2011 (*)
General	14.25	18.41	21.69	23.40
Residencial	13.09	18.77	22.40	24.41
Consumo Básico Residencial			13.64	15.51
Alumbrado Público	13.22	19.22	23.01	25.15
Doble Horario General	12.78	18.99	22.90	24.74
Doble Horario Residencial	9.37	14.16	16.70	18.42
Doble Horario Alumbrado Público	9.89	14.52	17.52	19.26
Grandes Consumidores	5.79	9.18	10.91	11.89
Medianos Consumidores	9.75	14.21	16.89	18.28
Zafra Estival	7.96	13.10	16.27	16.20
<b>Precio Prom. Ponderado</b>	<b>10.39</b>	<b>14.95</b>	<b>17.58</b>	<b>19.12</b>
Tipo de cambio promedio anual	24.062	22.528	20.051	19.304

(\*) Datos sujetos a eventuales modificaciones.

(\*\*) Incluye energía, cargo fijo y potencia, sin impuestos.

## V) INFORMACION DE PERSONAL

<b>1. Distribución por Area</b>	2006	2009	2010	2011
Dirección y Adm Gral	112	111	121	121
Gcia de Area Sec Gral	65	54	50	50
Gcia de Area Distribución y Comercial	3,669			
Dirección Operativa		88	86	90
Gcia de Area Distribución		2,029	1,988	2,091
Gcia de Area Comercial		1,578	1,564	1,629
Gcia de Area Trasmisión	653	551	539	570
Gcia de Area Generación	473	488	520	543
Despacho Nacional de Cargas		63	57	41
Gcia de Area Recursos y Negocios Conexos	967	913	888	921
Gcia. de Area Ases. Tec. Jurídica	109	105	102	100
Gcia de Area Planificación y Sec. Técnica	54	55	53	54
Parque de Vacaciones	163	126	124	122
<b>TOTAL</b>	<b>6,265</b>	<b>6,161</b>	<b>6,092</b>	<b>6,332</b>

*En el 2009-2010-2011 se incluye la Dirección Operativa que abarca las Areas de Distrbución , Comercial Trasmisión y Generación*

<b>2. Distribución por escalafón</b>	2006	2009	2010	2011
Personal de Dirección	278	254	259	271
Profesionales Universitarios	795	758	769	822
Técnicos Especializados	1,935	1,891	1,940	2,096
Personal Administrativo	1,073	970	926	901
Personal de Oficio	1,863	2,014	1,949	2,004
Personal de Servicio	321	274	249	238
<b>TOTAL</b>	<b>6,265</b>	<b>6,161</b>	<b>6,092</b>	<b>6,332</b>

Becarios		69	42	64
----------	--	----	----	----

### 3. Evaluación de los Riesgos

A continuación se describen algunos factores que pueden ser materiales para evaluar los riesgos de invertir en las Obligaciones Negociables emitidas según este Prospecto. El Emisor entiende que estos son los principales riesgos, pero pueden surgir nuevos factores que impacten en la capacidad del Emisor de cumplir con la Emisión, por lo que esta descripción puede no ser completa.

Antes de invertir en las Obligaciones Negociables, los inversores deberán analizar la inversión, a la luz de los siguientes factores de riesgos:

- *Riesgos relacionados con el clima*

Los riesgos climáticos están directamente relacionados con las actividades de UTE, en especial la generación de energía hidráulica. Diferentes eventos meteorológicos, como ser, sequías y/o excesos de lluvia, son un riesgo que afecta directamente el normal funcionamiento de UTE. Algunas consecuencias de estos hechos son: aumento de los costos para UTE lo que implicará aumento de las tarifas para los consumidores; restricciones en el consumo de energía; etc.

Como mitigante podemos nombrar la estrategia operativa que hace unos años ha comenzado UTE: diversificar las fuentes de energía. Entre las grandes iniciativas actualmente llevadas adelante por UTE para diversificar las fuentes de energía se incluyen: a) la contratación de más de 300 MW de energía eólica a desarrolladores privados, b) la construcción de una planta térmica de hasta 520 MW, c) el arrendamiento de plantas eólicas por un total de 200 MW, y d) la ampliación de la interconexión con Brasil en 500 MW, a través de la incorporación de una nueva unidad convertidora. Se espera que todas estas iniciativas entren en operación entre 2013 y 2015.

- *Desarrollo de un mercado secundario líquido*

Dadas las características actuales del mercado de capitales local es improbable que la Emisión cuente con un mercado secundario líquido y profundo. Tanto UTE como el agente estructurador no asumen ninguna responsabilidad por la eventual dificultad de los inversores en conseguir precios en el mercado secundario.

#### **4. INFORMACIÓN ECONÓMICA, FINANCIERA Y CONTABLE**

##### **4.1 Estados Contables Auditados de UTE al 31 de diciembre de 2011**

## Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE)

Estados contables correspondientes al  
ejercicio finalizado el 31 de diciembre  
de 2011 e informe de auditoría  
independiente



## Estados contables correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011 e informe de auditoría independiente

### **Contenido**

- Sección I – Estados contables consolidados correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011 e informe de auditoría independiente
- Sección II – Estados contables individuales correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011 e informe de auditoría independiente

## Sección I - Estados contables consolidados correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011 e informe de auditoría independiente

### **Contenido**

Informe de auditoría independiente

Estado de situación patrimonial consolidado

Estado de resultados consolidado

Estado de flujos de efectivo consolidado

Estado de evolución del patrimonio consolidado

Anexo – Cuadro de bienes de uso en servicio y obras en curso consolidado detallado por unidad de negocio

Notas a los estados contables consolidados

## Informe de auditoría independiente

Señores  
Directores de  
Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE)

Hemos auditado los estados contables consolidados de Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) que se adjuntan; dichos estados contables comprenden el estado de situación patrimonial consolidado al 31 de diciembre de 2011, los correspondientes estados consolidados de resultados, de flujos de efectivo y de evolución del patrimonio por el ejercicio finalizado en esa fecha, las notas de políticas contables significativas y otras notas explicativas a los estados contables consolidados.

### Responsabilidad de la Dirección por los estados contables

La Dirección de Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) es responsable por la preparación y la razonable presentación de estos estados contables consolidados de acuerdo con normas contables adecuadas en Uruguay y la Ordenanza N° 81 del Tribunal de Cuentas de la República Oriental del Uruguay. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener un sistema de control interno adecuado para la preparación y presentación razonable de estados contables que estén libres de errores significativos, ya sea debido a fraude o error; seleccionar y aplicar políticas contables apropiadas; y realizar estimaciones contables razonables en las circunstancias.

### Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre dichos estados contables basada en nuestra auditoría. Nuestra auditoría fue realizada de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría emitidas por la Federación Internacional de Contadores (IFAC). Estas normas requieren que cumplamos con requisitos éticos y planifiquemos y realicemos nuestra auditoría para obtener una seguridad razonable acerca de si los estados contables están libres de errores significativos.

Una auditoría implica realizar procedimientos para obtener evidencia de auditoría acerca de los montos y revelaciones en los estados contables. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio profesional del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de existencia de errores significativos en los estados contables, ya sea debido a fraude o error. Al hacer la evaluación de riesgos, el auditor considera los aspectos de control interno de la entidad relevantes para la preparación y presentación razonable de los estados contables con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión acerca de la eficacia del control interno de la entidad. Una auditoría también incluye evaluar lo apropiado de las políticas contables utilizadas por la entidad y la razonabilidad de las estimaciones contables realizadas por la Dirección, así como evaluar la presentación general de los estados contables.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido brinda una base suficiente y apropiada para sustentar nuestra opinión.

Deloitte se refiere a una o más de las firmas miembros de Deloitte Touche Tohmatsu Limited, una compañía privada del Reino Unido limitada por garantía, y su red de firmas miembros, cada una como una entidad única e independiente y legalmente separada. Una descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu Limited y sus firmas miembros puede verse en el sitio web [www.deloitte.com/about](http://www.deloitte.com/about).

Deloitte presta servicios de auditoría, impuestos, consultoría y asesoramiento financiero a organizaciones públicas y privadas de diversas industrias. Con una red global de firmas miembros en más de 150 países, Deloitte brinda sus capacidades de clase mundial y su profunda experiencia local para ayudar a sus clientes a tener éxito donde sea que operen. Aproximadamente 182.000 profesionales de Deloitte se han comprometido a convertirse en estándar de excelencia.

## Opinión

En nuestra opinión, los estados contables consolidados referidos precedentemente presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, la situación patrimonial consolidada de Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) al 31 de diciembre de 2011, los resultados consolidados de sus operaciones y los flujos de efectivo correspondientes al ejercicio finalizado en esa fecha de acuerdo con normas contables adecuadas en Uruguay y la Ordenanza N° 81 del Tribunal de Cuentas de la República Oriental del Uruguay.

9 de marzo de 2012

Juan José Cabrera  
Socio, Deloitte S.C.



**ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL CONSOLIDADO  
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011**

(En pesos uruguayos) (\*)

	Notas	2011	2010
<b>ACTIVO</b>			
<b>Activo corriente</b>			
Disponibilidades	5.1	4.491.015.093	4.211.562.198
Activos financieros	5.8	442.909.983	16.222.609
Créditos por ventas	5.2	4.106.023.859	4.291.787.557
Otros créditos	5.3	687.973.858	453.175.189
Inventarios	5.4	2.580.859.368	1.938.129.257
<b>Total Activo corriente</b>		<b>12.308.782.161</b>	<b>10.910.876.810</b>
<b>Activo no corriente</b>			
Bienes de uso	Anexo	97.131.940.623	95.015.338.261
Créditos a largo plazo:			
- Activo por impuesto diferido	5.5	4.866.958.043	4.511.693.255
- Otros créditos a largo plazo	5.3	412.038.036	715.068.910
Total créditos a largo plazo		5.278.996.079	5.226.762.165
Inventarios	5.4	1.821.526.341	1.749.800.060
Créditos por ventas	5.2	670.540.476	673.507.637
Inversiones a largo plazo:			
- Inversiones en otras empresas	5.6	230.964.689	205.616.820
- Bienes en comodato	5.7	396.392.508	413.732.007
- Activos financieros	5.8	5.044.216	907.418
Total inversiones a largo plazo		632.401.413	620.256.245
Activos biológicos		72.137.949	29.746.779
Valores en caución y en consignación		2.640.949	3.015.385
<b>Total Activo no corriente</b>		<b>105.610.183.829</b>	<b>103.318.426.532</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>		<b>117.918.965.990</b>	<b>114.229.303.342</b>
<b>CUENTAS DE ORDEN</b>	5.15	<b>7.202.192.783</b>	<b>7.128.525.354</b>
<b>PASIVO Y PATRIMONIO</b>			
<b>Pasivo corriente</b>			
Deudas comerciales	5.9	4.985.492.727	5.021.144.820
Deudas financieras	5.10	3.275.160.901	2.258.434.883
Deudas diversas	5.11 y 5.13.1	1.937.938.620	2.460.349.004
Previsiones	5.12 y 5.13.2	278.500.126	92.469.924
<b>Total Pasivo corriente</b>		<b>10.477.092.374</b>	<b>9.832.398.630</b>
<b>Pasivo no corriente</b>			
Deudas financieras	5.10	10.035.209.559	8.440.260.504
Deudas diversas	5.11 y 5.13.1	15.249.436	131.345.912
Previsiones	5.12 y 5.13.2	489.203.987	579.171.162
<b>Total Pasivo no corriente</b>		<b>10.539.662.982</b>	<b>9.150.777.578</b>
<b>Total Pasivo</b>		<b>21.016.755.356</b>	<b>18.983.176.208</b>
<b>Patrimonio</b>			
Capital		3.073.899.528	3.056.800.622
Ajustes al patrimonio		80.737.855.374	80.737.855.374
Ganancias retenidas			
- Reservas		14.985.787.811	13.082.269.217
- Resultados de ejercicios anteriores		(4.740.829.690)	(10.728.082.619)
- Resultado del ejercicio		2.834.227.963	9.086.890.353
<b>Patrimonio atribuible a controladora</b>		<b>96.890.940.986</b>	<b>95.235.732.947</b>
<b>Patrimonio atribuible a interés minoritario</b>		<b>11.269.648</b>	<b>10.394.187</b>
<b>Total Patrimonio</b>		<b>96.902.210.634</b>	<b>95.246.127.134</b>
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>		<b>117.918.965.990</b>	<b>114.229.303.342</b>
<b>CUENTAS DE ORDEN</b>	5.15	<b>7.202.192.783</b>	<b>7.128.525.354</b>

(\*) Cifras en moneda del 31/12/11

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 2011**

(En pesos uruguayos) (\*)

	<b>Notas</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Ingresos operativos	<b>6.1</b>		
Venta de energía eléctrica local		30.348.459.865	29.983.999.033
Venta de energía eléctrica al exterior		23.837	1.734.056.365
		<u>30.348.483.702</u>	<u>31.718.055.398</u>
Bonificaciones	<b>6.1</b>	(80.843.667)	(84.579.747)
Ingresos operativos netos		<u>30.267.640.035</u>	<u>31.633.475.651</u>
Otros ingresos de explotación	<b>6.1</b>	480.545.591	540.753.492
Total de ingresos de explotación		<u>30.748.185.626</u>	<u>32.174.229.143</u>
Costos de explotación	<b>6.2</b>	(22.716.619.301)	(14.281.328.573)
Resultado de explotación		<u>8.031.566.324</u>	<u>17.892.900.570</u>
Gastos de administración y ventas	<b>6.2</b>	(5.370.496.601)	(5.826.730.970)
Resultados diversos			
Ingresos varios	<b>6.1</b>	593.037.348	631.448.577
Gastos varios	<b>6.2</b>	<u>(943.227.042)</u>	<u>(1.001.332.438)</u>
		(350.189.694)	(369.883.861)
Resultados financieros	<b>6.3</b>	615.403.459	(149.490.503)
Resultado del ejercicio antes de impuesto a la renta		<u>2.926.283.488</u>	<u>11.546.795.236</u>
Impuesto a la renta	<b>5.5</b>	(92.290.096)	(2.461.066.332)
<b>Resultado neto del ejercicio</b>		<b><u>2.833.993.392</u></b>	<b><u>9.085.728.903</u></b>
Resultado atribuible a controladora		2.834.227.963	9.086.890.353
Resultado atribuible a accionistas minoritarios		(234.571)	(1.161.450)
<b>Resultado neto del ejercicio</b>		<b><u>2.833.993.392</u></b>	<b><u>9.085.728.903</u></b>

(\*) Cifras en moneda del 31/12/11

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 2011**

(En pesos uruguayos) (\*)

	Notas	2011	2010
<b>1) Flujo de efectivo por actividades operativas</b>			
Resultado del ejercicio atribuible a controladora		2.834.227.963	9.086.890.353
Resultado del ejercicio atribuible a accionistas minoritarios		(234.571)	(1.161.450)
Ajustes:			
Amortización		4.708.873.733	4.627.748.682
RDM y diferencia de cambio real de disponibilidades		256.750.991	316.059.915
RDM y diferencia de cambio real rubros no operativos		(716.431.811)	(356.720.175)
Impuesto a la renta diferido		(355.264.788)	1.679.394.457
Provisión impuesto a la renta		447.554.884	781.671.875
Aportes de capital en especie		-	2.756.676
Resultado por inversiones a largo plazo		(7.557.315)	(77.134.315)
Intereses de bonos devengados		-	(74.405.627)
Resultado por instrumentos financieros derivados		58.634.419	13.680.320
Resultado por activos biológicos		(42.391.170)	-
Ajuste previsión juicios		122.813.858	59.075.015
Ajuste previsión 200 kWh		27.756.342	64.881.124
Ajuste previsión por obsolescencia de inventarios		136.207.807	259.888.485
Provisión de incentivo por retiro		(2.605.059)	20.298.358
Comisiones de compromiso devengadas		1.742.165	2.634.042
Intereses y otros gastos de préstamos devengados		420.963.502	446.910.127
Resultado por colocación de obligaciones negociables		-	(9.599.445)
Pérdida por deudores incobrables		234.723.584	888.512.715
Intereses letras de regulación monetaria		(5.329.337)	(21.392.172)
Bajas de bienes de uso		1.793.874	16.686.903
Otros gastos devengados no pagos		1.064.300	-
Resultado de operaciones antes de cambios en rubros operativos		8.123.293.371	17.726.675.862
Cambios en activos y pasivos:			
Créditos por ventas		(45.992.725)	(158.437.569)
Otros créditos		904.682.972	1.346.610.697
Valores en caución y en consignación		374.436	354.165
Inventarios		(922.719.614)	17.080.801
Deudas comerciales		(169.539.048)	(2.131.511.791)
Deudas diversas		(451.400.907)	(518.123.229)
Efectivo proveniente de actividades operativas antes de impuesto a la renta		7.438.698.486	16.282.648.935
Impuesto a la renta pagado		(1.224.878.745)	(113.545)
Efectivo proveniente de actividades operativas		6.213.819.740	16.282.535.390
<b>2) Flujo de efectivo por actividades de inversión</b>			
Altas de bienes de uso	4.22	(5.927.951.714)	(5.618.104.672)
Anticipos para compras de bienes de uso		(745.314.955)	(62.237.964)
Pago de obras en curso realizadas en ejercicios anteriores		(239.944.606)	-
Compra de bonos		-	(831.252.144)
Cobro intereses bonos		-	101.957.191
Cancelación plazo fijo en Bandes		841.515	-
Compra letras de regulación monetaria		(654.319.660)	(1.110.901.451)
Cobro al vencimiento de letras de regulación monetaria		226.431.973	557.142.351
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	4.22	(42.595.879)	-
Efectivo aplicado a actividades de inversión		(7.362.865.712)	(6.963.396.690)
<b>3) Flujo de efectivo por actividades de financiamiento</b>			
Versión a cuenta del resultado del ejercicio	5.14	(1.196.118.831)	(2.607.342.613)
Pagos deudas financieras		(3.186.632.223)	(8.474.505.734)
Nuevas deudas financieras		6.493.138.624	3.187.882.550
Colocación de obligaciones negociables sobre la par		-	9.599.445
Pagos de intereses de préstamos		(382.975.617)	(489.793.312)
Pagos de comisiones de compromiso		(1.683.024)	(2.713.690)
Pagos de otros gastos de préstamos		(12.417.549)	(27.279.631)
Cobros de instrumentos financieros derivados		-	16.692.473
Pagos de instrumentos financieros derivados		(24.363.134)	(10.655.785)
Efectivo proveniente/aplicado a actividades de financiamiento		1.688.948.247	(8.398.116.298)
<b>4) Variación neta del efectivo y equivalentes de efectivo</b>		539.902.275	921.022.403
<b>5) Saldo inicial ajustado del efectivo y equivalentes de efectivo</b>	4.22	4.227.784.806	3.622.822.318
<b>6) Efecto asociado al mantenimiento de efectivo y equivalentes</b>		(256.750.991)	(316.059.915)
<b>7) Saldo final del efectivo y equivalentes de efectivo</b>	4.22	4.510.936.090	4.227.784.806

(\*) Cifras en moneda del 31/12/11

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 2011**

(En pesos uruguayos) (\*)

	Notas	Capital	Reservas	Resultados acumulados	Patrimonio atribuible a controladora	Patrimonio atribuible a interés minoritario	Patrimonio total
<b>Saldos iniciales al 01.01.10</b>		<b>72.118.927.268</b>	<b>11.265.178.369</b>	<b>(5.332.918.204)</b>	<b>78.051.187.433</b>	<b>7.576.891</b>	<b>78.058.764.324</b>
Ajuste por inflación		4.999.782.587	780.980.039	(369.714.756)	5.411.047.870	525.282	5.411.573.153
<b>Saldos iniciales ajustados</b>		<b>77.118.709.855</b>	<b>12.046.158.408</b>	<b>(5.702.632.960)</b>	<b>83.462.235.303</b>	<b>8.102.174</b>	<b>83.470.337.476</b>
<b>Movimientos del ejercicio</b>							
Aporte de capital	<b>5.14</b>				-	2.538.376	2.538.376
Capitalización obras OPP	<b>5.14</b>	40.273.567			40.273.567		40.273.567
Variación otras reservas			130.005		130.005		130.005
Versión de resultados	<b>5.14</b>			(4.175.896.154)	(4.175.896.154)		(4.175.896.154)
Resultado del ejercicio				8.367.302.351	8.367.302.351	(1.069.475)	8.366.232.876
<b>Total movimientos del ejercicio</b>		<b>40.273.567</b>	<b>130.005</b>	<b>4.191.406.197</b>	<b>4.231.809.769</b>	<b>1.468.901</b>	<b>4.233.278.670</b>
<b>Saldos finales al 31.12.10</b>		<b>77.158.983.422</b>	<b>12.046.288.413</b>	<b>(1.511.226.763)</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	1.035.980.804	(129.965.503)	7.541.687.875	823.112	7.542.510.988
<b>Saldos iniciales ajustados</b>		<b>83.794.655.996</b>	<b>13.082.269.217</b>	<b>(1.641.192.266)</b>	<b>95.235.732.947</b>	<b>10.394.187</b>	<b>95.246.127.134</b>
<b>Movimientos del ejercicio</b>							
Aporte de capital	<b>5.14</b>				-	1.110.032	1.110.032
Aportes OPP a capitalizar	<b>5.14</b>	17.098.906			17.098.906		17.098.906
Versión de resultados	<b>5.14</b>			(1.196.118.831)	(1.196.118.831)		(1.196.118.831)
Reserva exoneración inversiones	<b>5.14</b>		1.903.518.594	(1.903.518.594)	-		-
Resultado del ejercicio				2.834.227.963	2.834.227.963	(234.571)	2.833.993.392
<b>Total movimientos del ejercicio</b>		<b>17.098.906</b>	<b>1.903.518.594</b>	<b>(265.409.462)</b>	<b>1.655.208.038</b>	<b>875.461</b>	<b>1.656.083.499</b>
<b>Saldos finales al 31.12.11</b>		<b>83.811.754.902</b>	<b>14.985.787.811</b>	<b>(1.906.601.727)</b>	<b>96.890.940.986</b>	<b>11.269.648</b>	<b>96.902.210.634</b>

(\*) Cifras en moneda del 31/12/11

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 2011

(En miles de pesos uruguayos) (\*)

	Bienes de uso general			Producción			Transmisión			Distribución			Otras instalaciones eléctricas	TOTAL Bienes en servicio	Obras en curso	TOTAL Bienes de uso
	Térmica	Hidráulica	Eólica y otras	Total Producción	Lineas y cables	Estaciones	Total Transmisión	Lineas y cables	Estaciones	Otros	Total Distribución					
<b>Valor bruto al 31.12.10</b>	17.170.561	12.942.720	20.421.308	35.068.091	20.903.113	20.608.410	41.511.523	53.621.926	23.345.789	4.732.536	81.700.231	3.390.663	178.841.069	8.020.878	186.861.947	
Ajuste por inflación saldo inicial	1.476.669	1.113.075	1.756.232	3.015.957	1.797.868	1.772.322	3.569.990	4.611.465	2.007.735	406.958	7.026.218	291.598	15.380.332	689.795	16.070.127	
<b>Valor bruto inicial reexpresado</b>	18.647.230	14.055.795	22.177.540	38.083.948	22.700.981	22.380.732	45.081.513	58.233.411	25.353.504	5.139.534	88.726.449	3.682.261	194.221.401	8.710.673	202.932.074	
Ajuste por inflación mov. del ejercicio	17.593	8.236	1.225	9.461	3.497	9.688	13.185	82.997	52.812	22.700	158.509	10.438	209.186	(7.019)	202.167	
Capitalización obras en curso	532.250	923.971	30.295	954.266	158.231	242.595	401.226	1.605.389	1.030.018	569.238	3.208.645	103.004	5.199.391	6.272.259	11.471.650	
Bajas	(53.577)	-	-	-	-	-	-	14	-	-	-	(55)	(53.618)	(4.934.041)	(4.934.041)	
Reclasificaciones	-	78.502	-	78.502	-	-	-	-	-	-	-	-	78.502	-	78.502	
<b>Valor bruto al 31.12.11</b>	<b>19.143.496</b>	<b>15.066.504</b>	<b>22.209.060</b>	<b>1.850.613</b>	<b>22.862.509</b>	<b>22.633.415</b>	<b>45.495.924</b>	<b>59.925.811</b>	<b>26.436.334</b>	<b>5.731.472</b>	<b>92.093.617</b>	<b>3.795.648</b>	<b>199.654.862</b>	<b>10.041.872</b>	<b>209.696.734</b>	
<b>Amortización acumulada al 31.12.10</b>	12.613.980	3.487.795	4.296.117	517.069	13.885.337	12.484.232	26.370.069	32.433.912	15.339.517	2.529.394	50.302.823	1.783.029	98.370.842	9.370.842	99.370.842	
Ajuste por inflación saldo inicial	1.084.802	299.947	369.467	44.467	1.194.183	1.073.803	2.267.986	2.789.457	1.315.505	217.537	4.326.499	153.424	8.546.592	-	8.546.592	
<b>Amortización acum. inicial reexpresada</b>	13.698.782	3.787.702	4.665.584	561.536	15.080.020	13.558.035	28.638.055	35.223.369	16.659.022	2.746.931	54.629.322	1.936.453	107.917.434	107.917.434	107.917.434	
Ajuste por inflación mov. del ejercicio	(221)	144	-	144	366.463	474.631	841.094	1.031.111	819.122	220.676	2.070.909	(77)	4.691.534	(77)	4.691.534	
Amortizaciones	396.073	571.161	564.362	66.646	1.202.169	-	-	-	-	-	-	(55)	(51.870)	(51.870)	(51.870)	
Bajas	(51.818)	-	-	-	-	-	-	3	-	-	-	-	7.772	-	7.772	
Reclasificaciones	-	7.772	-	7.772	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Amortización acumulada al 31.12.11</b>	<b>14.042.816</b>	<b>4.366.779</b>	<b>5.229.946</b>	<b>628.182</b>	<b>15.446.483</b>	<b>14.032.666</b>	<b>29.479.149</b>	<b>36.254.483</b>	<b>17.478.144</b>	<b>2.967.607</b>	<b>56.700.234</b>	<b>2.117.687</b>	<b>112.564.793</b>	<b>10.041.872</b>	<b>112.564.793</b>	
<b>Valores netos al 31.12.11</b>	<b>5.100.680</b>	<b>10.698.725</b>	<b>16.979.514</b>	<b>1.222.431</b>	<b>7.416.026</b>	<b>8.600.749</b>	<b>16.016.775</b>	<b>23.671.328</b>	<b>8.958.190</b>	<b>2.763.865</b>	<b>35.393.383</b>	<b>1.677.961</b>	<b>87.090.069</b>	<b>10.041.872</b>	<b>97.131.941</b>	

	Bienes de uso general			Producción			Transmisión			Distribución			Otras instalaciones eléctricas	TOTAL Bienes en servicio	Obras en curso	TOTAL Bienes de uso
	Térmica	Hidráulica	Eólica y otras	Total Producción	Lineas y cables	Estaciones	Total Transmisión	Lineas y cables	Estaciones	Otros	Total Distribución					
<b>Valor bruto al 31.12.09</b>	17.693.878	9.995.268	20.235.149	1.180.281	20.905.506	20.243.231	41.148.737	52.621.455	23.076.145	3.332.929	79.030.529	3.261.326	172.545.168	8.953.865	181.499.033	
Ajuste por inflación saldo inicial	1.521.675	859.595	1.740.222	101.505	1.797.973	1.740.918	3.538.791	4.525.445	1.994.547	286.632	6.796.624	280.475	14.838.887	770.033	15.608.920	
<b>Valor bruto inicial reexpresado</b>	19.215.553	10.854.863	21.975.371	1.281.786	22.703.379	21.984.149	44.687.528	57.146.900	25.060.692	3.619.561	85.827.153	3.541.801	187.384.055	9.723.898	197.107.953	
Ajuste por inflación mov. del ejercicio	(72.260)	104.284	13.734	6.160	(9.627)	5.688	(3.939)	23.435	6.552	80.733	120.720	4.698	173.397	(36.632)	140.775	
Capitalización obras en curso	647.791	3.267.412	365.539	502.667	7.029	391.622	398.691	1.065.069	284.236	294.372	1.663.700	135.911	7.021.679	5.363.972	12.385.651	
Bajas	(7.574)	-	(15.773)	(15.773)	-	-	-	-	-	-	-	(149)	(23.496)	(6.588.896)	(6.588.896)	
Reclasificaciones	(1.136.280)	(170.764)	(161.331)	(332.095)	-	(727)	(727)	(2.004)	2.004	1.134.868	1.134.868	-	(334.234)	-	(334.234)	
<b>Valor bruto al 31.12.10</b>	<b>18.647.230</b>	<b>14.055.795</b>	<b>22.177.540</b>	<b>1.850.613</b>	<b>22.700.781</b>	<b>22.380.732</b>	<b>45.081.513</b>	<b>58.233.411</b>	<b>25.353.504</b>	<b>5.139.534</b>	<b>88.726.449</b>	<b>3.682.261</b>	<b>194.221.401</b>	<b>8.710.673</b>	<b>202.932.074</b>	
<b>Amortización acumulada al 31.12.09</b>	13.218.761	2.950.734	3.802.008	481.242	13.557.419	12.013.475	25.570.894	31.535.468	14.620.853	1.378.103	47.534.424	1.621.515	95.179.578	-	95.179.578	
Ajuste por inflación saldo inicial	1.136.812	253.764	326.974	41.386	1.165.938	1.033.159	2.199.097	2.712.050	1.257.393	118.517	4.087.960	139.450	8.185.443	-	8.185.443	
<b>Amortización acum. inicial reexpresada</b>	14.355.573	3.204.498	4.128.982	522.628	14.723.357	13.046.634	27.769.991	34.247.518	15.878.246	1.496.620	51.622.384	1.760.965	103.365.021	-	103.365.021	
Ajuste por inflación mov. del ejercicio	(69.697)	(136)	(168)	(304)	(10.253)	623	(9.630)	111	215	67.622	67.946	(9)	(11.692)	-	(11.692)	
Amortizaciones	379.299	600.246	560.721	38.908	366.916	510.959	877.971	975.695	780.218	207.314	1.963.167	175.652	4.619.575	-	4.619.575	
Bajas	(977.644)	(16.906)	(23.951)	(40.857)	-	(36)	(36)	(36)	36	975.366	975.366	(148)	(7.398)	-	(7.398)	
Reclasificaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(43.171)	-	(43.171)	
<b>Amortización acumulada al 31.12.10</b>	<b>13.698.784</b>	<b>3.787.702</b>	<b>4.665.584</b>	<b>561.536</b>	<b>15.080.020</b>	<b>13.557.876</b>	<b>28.637.896</b>	<b>35.223.228</b>	<b>16.658.715</b>	<b>2.746.922</b>	<b>54.628.865</b>	<b>1.936.369</b>	<b>107.916.736</b>	<b>10.041.872</b>	<b>117.968.612</b>	
<b>Valores netos al 31.12.10</b>	<b>4.948.446</b>	<b>10.268.093</b>	<b>17.511.956</b>	<b>1.289.077</b>	<b>7.620.761</b>	<b>8.822.856</b>	<b>16.443.617</b>	<b>23.010.183</b>	<b>8.694.789</b>	<b>2.392.612</b>	<b>34.097.584</b>	<b>1.745.892</b>	<b>86.304.665</b>	<b>8.710.673</b>	<b>95.015.338</b>	

(\*) Cifras en moneda del 31/12/11

## NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS

### CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011

#### NOTA 1 INFORMACIÓN BÁSICA SOBRE EL GRUPO

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

La Ley Nº 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 Nº 14.694 del 01/09/77, Nº 15.031 del 04/07/80 y Nº 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 Nº 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 Nº 16.832 que sustituye el artículo 2º del Decreto - Ley Nº 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 1.487 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 2011 fue de 1.745 MW ocurrida el 4 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 \$ 715.132.548, que representa un 98,45% del total de aportes de capital recibidos hasta el cierre.

La integración total aprobada por el Ente asciende a \$ 950.000.000 que se espera represente el 95% del total de aportes previsto en la sociedad.

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 Fideicomiso financiero**

Mediante contrato celebrado en diciembre de 2004, se constituyó el fideicomiso "UTE 2004 FIDEICOMISO FINANCIERO".

El 24 de diciembre de 2004 el Banco Central del Uruguay (BCU) autorizó la inscripción del fideicomiso en el Registro del Mercado de Valores (Comunicación N° 2004/374).

El citado fideicomiso es titular de un pagaré por la suma de U\$S 25.000.000 (veinticinco millones de dólares estadounidenses), emitido por UTE a favor de EF ASSET MANAGEMENT Administradora de Fondos de Inversión S.A. en su calidad de fiduciario. El 29 de diciembre de 2011 se canceló la cuota final de dicho pagaré.

Con fecha 13 de enero de 2012 se procedió a la cancelación de la totalidad de las obligaciones existentes al 29/12/11, dando así por extinguido el Fideicomiso Financiero.

## **NOTA 2 ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS**

Los estados contables individuales de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, Interconexión del Sur S.A. y Fideicomiso financiero, han sido aprobados para su emisión por la Dirección y serán sometidos a aprobación de los órganos volitivos correspondientes.

Los presentes estados contables han sido aprobados para su emisión por el Directorio de UTE el día 9 de marzo de 2012.

## **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. 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.

El Decreto N° 266/07 publicado el 31 de julio de 2007, 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.

Los estados contables fueron ajustados en base a una metodología de ajuste integral por inflación según se describe en la Nota 4.3 y se presentan expresados en moneda del 31/12/11. El índice de ajuste utilizado fue el Índice de Precios al Consumo (IPC), según lo establecido en el art. 4° del Decreto N° 99/009 del 27/02/09 y con la modificación acordada por el Tribunal de Cuentas del art. 14° de la Ordenanza N° 81, en la sesión de fecha 01/04/09. Los saldos al 31/12/10 fueron reexpresados de acuerdo a la evolución de dicho índice de precios, a los efectos de su comparación en una única unidad de medida.

### **3.2 Bases de consolidación**

Los presentes estados contables consolidan la información de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), su subsidiaria Interconexión del Sur S.A. y el Fideicomiso financiero UTE 2004 (conjuntamente referidas como "el Grupo") que se describen a continuación, en el entendido de que sobre las mismas UTE ejerce control:

<b>Empresa</b>	<b>% participación de UTE</b>
Interconexión del Sur S.A.	98,45%
Fideicomiso financiero UTE 2004	100,00%

Dichos estados contables han sido elaborados siguiendo la metodología establecida por la NIC 27 – Estados contables consolidados y separados y la SIC 12 – Consolidación de entidades de cometido específico.

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 estos estados contables, tal como se menciona en la Nota 3.1, el Grupo había adoptado las versiones de las normas vigentes desde el punto de vista legal en la República Oriental del Uruguay según lo establecido en la Ordenanza N° 81 del Tribunal de Cuentas, las cuales difieren en algunos casos de las últimas versiones y/o normas aprobadas por el IASB.

A continuación se resumen las normas o interpretaciones aún no adoptadas que son de aplicación al Grupo:

*NIC 1 – Presentación de estados contables (Revisada en setiembre de 2007, efectiva a partir del 1° de enero de 2009).*

Exige que se presenten determinadas operaciones en forma separada de los aportes de accionistas en el "Estado de utilidad integral o de ingresos comprensivos" o dos estados "Estado de resultados" y "Estado de utilidad integral o ingresos comprensivos".

*NIC 23 – Costo por intereses (Revisada en marzo de 2007, efectiva a partir del 1° de enero de 2009).*

Se elimina la opción de reconocer como gastos los costos por intereses asociados a un activo calificable, por tanto las entidades deberán capitalizar los costos por intereses en todos los casos como parte del activo.

*NIIF 7 – Instrumentos financieros: información a revelar (Enmienda marzo de 2009).*

Requiere mejorar las revelaciones sobre la medición del valor razonable y el riesgo de liquidez.

*NIIF 8 – Operaciones de segmentos (Enmienda abril de 2009, efectiva a partir del 1° de enero de 2010).*

Aclara que una entidad debe exponer revelaciones sobre activos de segmentos sólo si dicha revelación es reportada regularmente por el órgano encargado de la toma de decisiones.

*NIIF 9 – Instrumentos financieros: clasificación y medición*

Efectúa cambios en la clasificación y medición de los instrumentos financieros apuntando a una simplificación en la contabilización de dichos instrumentos.

*NIIF 10 – Estados financieros consolidados*

Establece una metodología única de consolidación aplicable a todo tipo de entidades basado en el concepto de control y mejora las revelaciones exigidas (reemplazando la NIC 27 y SIC 12).

*NIIF 12 – Revelaciones de intereses en otras entidades*

Dicha norma establece las revelaciones que son aplicables cuando una Entidad tienen un interés en subsidiarias, consorcios, asociadas o en entidades con propósitos específicos.

*NIIF 13 – Medición al valor razonable*

Establece la definición de valor razonable, estableciendo un único marco conceptual para su medición. Además, establece las revelaciones que son requeridas.

## **NOTA 4      PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES**

### **4.1      Bases de preparación**

Los estados contables han sido preparados sobre la base de costos históricos ajustados por inflación en base a la metodología descrita en la Nota 4.3, a efectos de la presentación en una unidad de medida homogénea, 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 Grupo 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 \$ 19,903 por dólar al 31/12/11 y \$ 20,103 por dólar al 31/12/10), habiéndose reexpresado los saldos de 2010 a valores del 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 (rubro Resultado por desvalorización monetaria y diferencia de cambio real) del Estado de resultados.

## 4.3 Corrección monetaria

La Ordenanza N° 81 del Tribunal de Cuentas establece la obligatoriedad de ajustar por inflación los Estados Contables.

### *Generalidades*

En función de la normativa vigente se procede a realizar el ajuste integral por inflación de acuerdo a la metodología de la NIC 29.

A efectos de realizar dicho ajuste se ha utilizado el Índice de Precios al Consumo (IPC), elaborado por el Instituto Nacional de Estadística, el que muestra una variación de 8,6% en el ejercicio 2011. Durante el ejercicio 2010 la variación fue de 6,93%.

### *Procedimientos utilizados*

A efectos de reexpresar los valores originales en moneda de la fecha de cierre del ejercicio se han utilizado los siguientes procedimientos:

- ▶ Los activos y pasivos monetarios se muestran a valores históricos al cierre del ejercicio.
- ▶ Los saldos activos y pasivos en moneda extranjera son valuados al tipo de cambio de la fecha de cierre del ejercicio.
- ▶ Los inventarios se encuentran valuados a su costo de adquisición ajustado por la variación del IPC desde su adquisición hasta la fecha de cierre del ejercicio.
- ▶ Los bienes de uso fueron valuados a su costo de adquisición ajustado a partir del mes siguiente a su incorporación, de acuerdo a la variación del IPC.
- ▶ Los inmuebles no afectados al giro y bienes en comodato han sido valuados a su costo de adquisición ajustado a partir del mes siguiente a su incorporación, de acuerdo a la variación del IPC.
- ▶ Las inversiones en negocios conjuntos se encuentran contabilizadas al valor patrimonial proporcional al cierre del ejercicio.

- ▶ Las inversiones en otras empresas 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 ajustado por IPC a partir del mes siguiente al de su incorporación.
- ▶ A efectos de la determinación del resultado del ejercicio, se ha determinado el valor del Patrimonio en su conjunto al inicio y al fin del ejercicio como la diferencia entre Activo y Pasivo reexpresados, utilizando los procedimientos de ajuste referidos anteriormente y en caso de corresponder, se han considerado por sus correspondientes valores reexpresados, los aportes de capital y los retiros de utilidades realizados durante el ejercicio.
- ▶ En resultados de ejercicios anteriores se incluyen los resultados no distribuidos hasta el inicio del ejercicio deducido el valor nominal de las reservas, el que se muestra en los correspondientes rubros.
- ▶ Los rubros componentes del estado de resultados se muestran a sus valores originales reexpresados a moneda de cierre.

### *Exposición*

Todos los importes en moneda nacional están expresados en pesos uruguayos de cierre del ejercicio. En especial, los saldos iniciales en el estado de flujo de efectivo, en el estado de evolución del patrimonio y en el cuadro de bienes de uso, surgen de la directa reexpresión de los saldos finales al cierre del ejercicio anterior, ajustados por inflación a esa fecha, en base a la variación en el ejercicio del índice antes referido.

El Capital se muestra a valor nominal, mientras que su correspondiente reexpresión se expone en el capítulo Ajustes al patrimonio. Las Reservas y los Resultados se muestran a sus valores reexpresados.

En resultados financieros se muestra el neto de ganancias y pérdidas correspondientes a intereses explícitos y los resultados de tenencia de activos y pasivos denominados en cantidades fijas de moneda nacional o extranjera.

#### **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. A los efectos de la determinación del resultado del ejercicio, todos los importes involucrados en la variación del patrimonio se expresan en términos de moneda nacional al cierre del ejercicio.

#### **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. 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, aquellos 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 ajustan por inflación de acuerdo al Índice de Precios al Consumo.

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:

<b>Clase de bien</b>	<b>Vida útil (años)</b>	<b>Valor residual (%)</b>
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
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	20	1
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 y posteriormente al costo ajustado por inflación.

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. Estos 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 se 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 aquellos que son contabilizados al valor razonable con cambio a resultados, son analizados en busca de indicadores de deterioro a fecha de cierre de balance. 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.

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) menos los costos estimados en el punto de venta.

### **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 Provisiones**

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 conllevan 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 pasivos 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, corresponde 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. La dirección del Grupo ha comparado el valor razonable con el valor en libros no existiendo diferencias significativas.

#### **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 es actualizado 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 organismo; 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 aquel 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 a la fecha de cada cierre de ejercicio económico y reducido en la medida de que no sea probable que suficiente renta gravada esté disponible en el futuro para permitir que todos o parte de los activos sea recuperable.

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. El impuesto diferido es cargado o acreditado en el estado de resultados, excepto cuando está relacionado a partidas cargadas o acreditadas directamente al patrimonio, en cuyo caso el impuesto diferido también es tratado en el patrimonio.

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 ‰ (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 2‰ (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° 605/009 se estableció el monto de la tasa en \$ 2,991 por MWh a partir del 1° de enero de 2010 y el Decreto N° 423/010 estableció en \$ 3,049 por MWh el importe a partir del 1° de enero de 2011.
8. A partir del 01/07/07 y como consecuencia de la Ley N° 18.083 de 27/12/06 y Decretos reglamentarios, UTE 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. ISUR S.A. es contribuyente del Impuesto al Control de las Sociedades Anónimas (I.CO.SA.).

#### **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 2011 (por consumos hasta diciembre inclusive), se efectuó una estimación de los mismos. Para ello se consideró la facturación real de diciembre y en función de su composición por tarifas, se extrapolaron los montos que se facturarán en enero 2012. De esta forma, se determinó que para las tarifas simples y doble horario, un 50% del monto facturado en enero 2012 corresponde a consumo de diciembre 2011, 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 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 2011, son similares con los criterios aplicados en el ejercicio anterior.

### 4.21 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 Wäertsila de Central Batlle, contenido de los almacenes de Montevideo e Interior, flota automotriz, centros de procesamiento de datos, montes forestales, edificio, central telefónica y ascensores del Palacio de la Luz, maquinaria pesada, planta de preservación de madera, turbina Solar Caterpillar de Rivera, turboalternador Alstom y centros de capacitación.

En materia de recursos humanos se contratan para todo el personal seguro por accidentes de trabajo y seguro de vida.

### 4.22 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:

	2011	2010
Disponibilidades	4.491.015.093	4.211.562.198
Activos financieros	19.920.997	16.222.609
	4.510.936.090	4.227.784.806

Durante el ejercicio 2011 se realizaron altas de bienes de uso (netas de capitalizaciones de obras en curso) por un monto actualizado al 31/12/11 de \$ 6.729.477.215. En el estado se expone una aplicación de \$ 5.927.951.714 (\$ 5.618.104.672 en el 2010), debido a que se dedujeron por no implicar movimiento de fondos del ejercicio 2011, los siguientes conceptos:

- anticipos declarados anteriormente como aplicación de fondos y que corresponden a altas de bienes de uso del presente ejercicio por \$ 410.399.143,
- capitalización del aporte de OPP indicado en la Nota 5.14 por \$ 17.098.906,
- variación neta de deudas comerciales que financian altas de obras en curso por \$ 374.027.452.

En el estado se expone una aplicación de \$ 42.595.879 a valores ajustados por inflación, correspondiente al aporte de capital en Gas Sayago S.A.

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

### **5.1 Disponibilidades**

	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Bancos	4.462.337.969	4.183.456.927
Fondos en tránsito	17.932.800	11.914.003
Caja y fondo fijo	10.744.324	16.191.268
	4.491.015.093	4.211.562.198

### **5.2 Créditos por ventas**

	<b>Corriente</b>		<b>No corriente</b>	
	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Deudores simples energía eléctrica	2.852.266.829	2.901.102.748	-	-
Deudores morosos energía eléctrica	1.764.812.932	1.881.013.675	20.835.637	34.077.156
Recuperación IVA deudores oficiales y municipales	(91.957.899)	-	-	-
Deudores en gestión judicial	86.191.759	83.777.158	-	-
Deudores documentados energía eléctrica	529.572.582	533.982.568	1.314.555.344	1.345.451.898
Previsión por deudores incobrables	(1.026.404.113)	(1.142.519.156)	(675.027.847)	(706.021.417)
Intereses a devengar	(27.540.666)	(33.734.781)	-	-
Anticipos de clientes	(10.501.780)	(7.872.503)	-	-
Servicio de consultoría	55.836.792	184.218.892	88.622.629	-
Previsión por deudores incobrables consultoría	(26.252.577)	(108.181.045)	(78.445.287)	-
	4.106.023.859	4.291.787.557	670.540.476	673.507.637

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. 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.

Antigüedad de los saldos por venta de energía eléctrica en miles de pesos:

	<b>2011</b>	<b>2010</b>
0 a 60 días	3.653.192	3.749.609
60 a 90 días	59.239	71.799
90 a 360 días	280.965	423.426
> 360 días *	2.574.838	2.534.571
<b>Total</b>	<b>6.568.234</b>	<b>6.779.405</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>2011</b>	<b>2010</b>
Saldo inicial	(1.848.540.573)	(1.254.613.272)
Constituciones	(221.397.503)	(857.193.791)
Desafectaciones	368.506.116	263.266.490
<b>Saldo final</b>	<b>(1.701.431.960)</b>	<b>(1.848.540.573)</b>

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**

	<b>Corriente</b>		<b>No corriente</b>	
	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Pagos anticipados	391.694.290	250.606.886	335.955.309	658.150.460
Diversos	327.031.465	234.516.409	87.536.855	68.371.543
Previsión otros créditos incobrables	(25.894.747)	(28.135.017)	-	-
Intereses financieros a devengar	(4.857.150)	(3.813.088)	(11.454.128)	(11.453.093)
	<b>687.973.858</b>	<b>453.175.189</b>	<b>412.038.036</b>	<b>715.068.910</b>

## 5.4 Inventarios

	Corriente		No corriente	
	2011	2010	2011	2010
Materiales en depósito	880.918.485	870.123.988	2.145.675.853	1.838.595.177
Materiales energéticos	1.159.202.964	530.703.072	-	-
Otros materiales para trabajos DYC	477.815.649	451.167.197	-	-
Materiales en tránsito	62.922.270	86.135.000	154.051.075	183.036.875
Bienes desafectados de su uso	-	-	35.782.036	192.736.052
Materiales energéticos en poder de terceros	-	-	-	-
Previsión por obsolescencia	-	-	(513.982.623)	(464.568.044)
	<b>2.580.859.368</b>	<b>1.938.129.257</b>	<b>1.821.526.341</b>	<b>1.749.800.060</b>

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:

	2011	2010
Saldo inicial	(464.568.044)	(216.891.600)
Creación	(136.207.806)	(259.888.486)
Usos de la previsión	86.793.227	12.212.042
Saldo final	(513.982.623)	(464.568.044)

## 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	2011	2010
Activo por impuesto diferido	4.889.771.209	4.579.928.320
Pasivo por impuesto diferido	(22.813.166)	(24.086.995)
Previsión para impuesto diferido activo *	-	(44.148.070)
<b>Activo neto al cierre</b>	<b>4.866.958.043</b>	<b>4.511.693.255</b>

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

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

	Saldos al 31.12.10	Reconocido en resultados	Saldos al 31.12.11
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)	6.305.119
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	31.752.997	62.082.205
Previsión para impuesto diferido activo	(44.148.070)	44.148.070	-
<b>Total</b>	<b>4.511.693.255</b>	<b>355.264.788</b>	<b>4.866.958.043</b>

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

<b>Concepto</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
IRAE	483.454.271	781.671.874
IRAE diferido	(355.264.788)	1.679.394.458
IRAE - Ajuste por liquidación con provisión del ejercicio anterior	(35.899.387)	-
<b>Total pérdida</b>	<b>92.290.096</b>	<b>2.461.066.332</b>

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

<b>Concepto</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Resultado contable atribuible a la controladora	2.834.227.963	9.086.890.353
Impuesto a la renta neto del ejercicio	92.290.096	2.461.066.332
Resultado antes de IRAE	2.926.518.059	11.547.956.685
IRAE (25%)	<b>731.629.515</b>	<b>2.886.989.171</b>
Ajustes:		
Impuestos y sanciones	282.680.588	255.411.865
Ajuste fiscal por inflación	41.746.163	153.980.983
Ajuste valuación inversiones en el exterior	43.745.081	21.953.590
Rentas no gravadas y gastos asociados a las mismas	(24.213.874)	(18.111.098)
Ajustes posteriores a provisión y ajuste por inflación contable	(157.621.748)	(191.050.645)
Intereses perdidos no deducibles	-	38.036.697
Gastos pequeñas empresas	3.260.371	3.602.738
Gastos no deducibles (costos financieros externos-retención IRNR)	4.486.471	20.414.056
Diferencia de valor gasoducto (LINK)	(1.192.202)	3.016.723
Ajuste pérdida fiscal ejercicio anterior	-	(161.517.881)
Impuesto diferido - provisión	(44.148.070)	10.174.998
Diferencia de índice contable y fiscal de bienes de uso	(567.719.905)	(374.705.007)
Provisión ds.incobrables (permanente)	25.048.824	108.074.453
Exoneración por inversiones	(319.848.127)	(475.879.649)
Otros	74.437.009	180.675.338
<b>Impuesto a la renta pérdida</b>	<b>92.290.096</b>	<b>2.461.066.332</b>

**5.6 Inversiones en otras empresas**

<b>Nombre</b>	<b>Lugar en el que opera</b>	<b>Proporción de acciones y poder de voto obtenido</b>	<b>Valor contable</b>		<b>Actividad principal</b>
			<b>2011</b>	<b>2010</b>	
Central Puerto S.A.	Buenos Aires, Argentina	0,63%	44.637.441	61.115.675	Generador termoeléctrico
Hidroneuquén S.A.	Buenos Aires, Argentina	3,44%	146.582.415	144.501.145	Controlante del capital accionario de la empresa generadora Hidroeléctrica Piedra del Águila
Gas Sayago S.A.	Montevideo, Uruguay	50,00%	39.744.833	-	Participación en consorcio para la construcción, operación y mantenimiento de una planta de regasificación de gas natural licuado
			230.964.689	205.616.820	

**ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRANSMISIONES ELÉCTRICAS (UTE)**  
**NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011**

En el presente ejercicio se verificó una reducción del valor de las inversiones en Central Puerto S.A. y Gas Sayago S.A., lo que generó una pérdida de \$ 19.329.281 y un incremento en el correspondiente a Hidroneuquén S.A., reconociendo una ganancia de \$ 2.081.271.

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

<b>2011</b>	
Total de activos	82.651.842
Total de pasivos	3.162.177
Activos netos	79.489.665
Participación de UTE sobre los activos netos	39.744.833
<b>2011</b>	
Resultado operativo	(5.085.215)
Resultado antes de impuesto a la renta	(6.225.529)
Resultado del ejercicio	(5.702.093)
Participación de UTE sobre el resultado	(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 31.12.10	321.598	142.608	2.214	466.420
Ajuste por inflación saldo inicial	27.658	12.264	190	40.112
<b>Valor bruto inicial reexpresado</b>	<b>349.256</b>	<b>154.872</b>	<b>2.404</b>	<b>506.532</b>
Altas	-	-	-	-
Traslados	-	-	-	-
<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	50.225	33.012	2.214	85.451
Ajuste por inflación saldo inicial	4.320	2.839	190	7.349
<b>Amortización acumulada inicial reexpresada</b>	<b>54.545</b>	<b>35.851</b>	<b>2.404</b>	<b>92.800</b>
Amortizaciones	10.926	6.413	-	17.339
Traslados	-	-	-	-
<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>
Concepto	Generación	Parque de Vacaciones	Otros	Total
Valor bruto al 31.12.09	171.804	142.613	2.214	316.631
Ajuste por inflación saldo inicial	14.776	12.265	190	27.231
<b>Valor bruto inicial reexpresado</b>	<b>186.580</b>	<b>154.878</b>	<b>2.404</b>	<b>343.862</b>
Ajuste por inflación movimientos del ejercicio	1.345	(6)	-	1.339
Altas	-	382	-	382
Traslados	161.331	(382)	-	160.949
<b>Valor bruto al 31.12.10</b>	<b>349.256</b>	<b>154.872</b>	<b>2.404</b>	<b>506.532</b>
Amortización acumulada al 31.12.09	21.569	26.781	2.214	50.564
Ajuste por inflación saldo inicial	1.855	2.303	190	4.348
<b>Amortización acumulada inicial reexpresada</b>	<b>23.424</b>	<b>29.084</b>	<b>2.404</b>	<b>54.912</b>
Ajuste por inflación movimientos del ejercicio	167	-	-	167
Amortizaciones	7.004	6.767	-	13.771
Traslados	23.950	-	-	23.950
<b>Amortización acumulada al 31.12.10</b>	<b>54.545</b>	<b>35.851</b>	<b>2.404</b>	<b>92.800</b>
<b>Valores netos al 31.12.10</b>	<b>294.711</b>	<b>119.021</b>	<b>-</b>	<b>413.732</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:

<b>2011</b>					
	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>
<b>2010</b>					
	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	Enero 2011	16.222.609	\$	6,57%	<b>16.222.609</b>
Plazo fijo	Junio 2011	41.564	U\$S	2,25%	<b>907.418</b>
					<b>17.130.027</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
	2011	2010	
Obligaciones negociables	5.044.216	-	1
Acciones en Central Puerto S.A.	44.637.441	61.115.675	1
Swap (pasivo)	(71.553.629)	(40.399.198)	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:

	<b>Corriente</b>	
	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Deuda documentada acreedores	-	1.414.833.635
Proveedores por compra de energía	794.470.390	499.492.477
Acreedores comerciales	2.695.107.923	1.931.687.184
Adelantos derecho uso Estación Conversora	298.815.804	312.188.835
Depósitos recibidos en garantía	264.447.299	218.319.807
Provisión por compra de energía	182.769.094	61.631.335
Otras provisiones comerciales	335.936.465	356.611.388
Anticipos de clientes	361.861.284	185.951.976
Retenciones a terceros	52.084.468	40.428.181
	<b>4.985.492.727</b>	<b>5.021.144.820</b>

## 5.10 Deudas financieras

	<b>Corriente</b>		<b>No corriente</b>	
	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
<b>Endeudamiento con el exterior</b>				
Finan. de inversiones-Organismos multilaterales (i)	194.065.105	212.872.522	3.024.828.126	3.356.243.963
Finan. de inversiones-Inst. financieras varias (ii)	1.311.487.248	170.915.460	1.834.524.631	784.510.023
Finan. capital de trabajo-Organismos multilaterales (iii)	-	472.586.952	-	-
Finan. capital de trabajo-Inst. financieras varias (iv)	437.866.000	-	358.254.000	218.318.580
Comisión de compromiso	41.745	56.621	-	-
Intereses a pagar	149.688.852	129.500.116	431.858.554	475.777.477
Intereses a vencer	(117.203.889)	(105.998.359)	(431.858.554)	(475.777.477)
<b>Total del endeudamiento con el exterior</b>	<b>1.975.945.061</b>	<b>879.933.311</b>	<b>5.217.606.757</b>	<b>4.359.072.566</b>
<b>Endeudamiento local</b>				
Financiamiento de inversiones (v)	405.548.571	96.415.022	1.223.564.385	219.031.041
Financiamiento de capital de trabajo (vi)	368.205.500	374.684.300	184.102.750	-
Adecuación de la estructura financiera (vii)	159.224.000	-	636.896.000	873.274.320
Ministerio de Economía y Finanzas (viii)	-	771.392.316	-	-
Obligaciones negociables en UI (ix)	199.125.782	-	2.564.456.227	2.770.563.998
Obligaciones negociables en U\$S (ix)	66.316.796	-	208.583.440	218.318.580
Títulos de deuda (x)	-	77.970.922	-	-
Otras obligaciones	28.852	303.182	-	-
Intereses a pagar	219.555.665	169.987.478	587.733.799	672.085.037
Intereses a vencer	(190.342.955)	(152.650.847)	(587.733.799)	(672.085.037)
<b>Total del endeudamiento local</b>	<b>1.227.662.211</b>	<b>1.338.102.374</b>	<b>4.817.602.802</b>	<b>4.081.187.938</b>
<b>Instrumentos financieros derivados (Nota 8.2)</b>	<b>71.553.629</b>	<b>40.399.198</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total de las deudas financieras</b>	<b>3.275.160.901</b>	<b>2.258.434.883</b>	<b>10.035.209.559</b>	<b>8.440.260.504</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 31/12/11 corresponden a U\$S 18.677.454 pactados a tasa de interés fija y U\$S 143.051.593 a tasa de interés variable en función de la LIBOR más un spread.
- (ii) Concierno a préstamos obtenidos de instituciones financieras varias 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 31/12/11 arbitrados a dólares estadounidenses corresponden a U\$S 93.821.305 pactado a tasa de interés fija y U\$S 64.245.915 a tasa de interés variable en función de la LIBOR más un spread fijo.
- (iii) Contiene el pasivo financiero generado por endeudamiento con el exterior contratado con organismos multilaterales para financiamiento de capital de trabajo a 3 años de plazo que generaba intereses a tasa variable en función de la LIBOR más un spread. El saldo ha sido cancelado al 31/12/11.
- (iv) Corresponde a obligaciones por endeudamiento con el exterior contratada con instituciones financieras varias para financiamiento de capital de trabajo a mediano y largo plazo. Al 31/12/11 el saldo de las obligaciones pactadas a tasa fija con plazo mayor a 5 años, asciende a U\$S 10.000.000 y a tasa variable con plazo mayor a un año a U\$S 30.000.000.
- (v) 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 31/12/11 es de U\$S 10.032.634 y a tasa fija U\$S 71.819.999.
- (vi) 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 31/12/11 se canceló la deuda con vencimiento menor a 1 año, mientras que la contratada con amortización entre 1 y 3 años asciende a U\$S 27.750.000.
- (vii) Corresponde a deudas contraídas con instituciones de plaza con el objetivo de adecuar la estructura financiera del Grupo. Las mismas se contrataron a mediano y largo plazo con tasa de interés fija. Al 31/12/11 el saldo de dichas obligaciones asciende a U\$S 40.000.000.
- (viii) Comprende el pasivo generado por contratos de préstamo con el Ministerio de Economía y Finanzas amortizables en tres cuotas semestrales cada uno. Dicha deuda generaba intereses a tasa variable en función del rendimiento de los Bonos globales uruguayos. Al 31/12/11 dicho pasivo se canceló en su totalidad.
- (ix) 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. La deuda al 31/12/11 por las obligaciones negociables emitidas es de UI 1.192.690.000 y U\$S 13.812.000.

Contiene los títulos de deuda que fueron emitidos a la orden de cada inversor por U\$S 25.000.000. Este pasivo se amortiza semestralmente y genera intereses a tasa variable dependiente de LIBOR más spread con tope máximo de 8,5% y mínimo de 6,5%. Al 31/12/11 el saldo ha sido cancelado. El Fiduciario mantiene un registro con los datos identificatorios de los titulares y sus modificaciones. En caso de que los títulos se suscriban a través de la Bolsa de Valores de Montevideo, esta institución es la que figurará como titular.

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

Algunos contratos de préstamo poseen 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. Al 31/12/11 se cumplen la totalidad de los covenants estipulados, por lo cual, la deuda financiera relativa a dichos préstamos, se clasifica en corriente y no corriente de acuerdo a los vencimientos establecidos en los contratos respectivos.

### 5.11 Deudas diversas

A continuación se presenta el detalle de las deudas diversas:

	Corriente		No corriente	
	2011	2010	2011	2010
Deudas de personal	419.739.036	297.278.608	-	-
Prov. aguinaldo, licencia, hs. extras, etc.	552.800.624	510.865.598	-	-
Prov. incentivo productiv. y fdo. reserva	386.081.574	380.602.091	-	-
Prov. incentivo por retiro	105.855.527	156.266.452	15.249.436	131.345.912
IVA a pagar	-	107.397.001	-	-
Anticipo FOCEM-Interconexión Uruguay-Brasil	216.425.222	-	-	-
Acreedores fiscales	96.012.094	88.474.536	-	-
Tasa alumbrado público intendencias	93.407.827	95.857.234	-	-
Deudas varias a pagar	28.093.051	17.261.829	-	-
Provisión impuesto a la renta	-	781.569.172	-	-
Provisiones varias	39.523.665	24.776.483	-	-
	<b>1.937.938.620</b>	<b>2.460.349.004</b>	<b>15.249.436</b>	<b>131.345.912</b>

### 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 217 juicios en curso por un monto pretendido total de U\$S 67.487.805 equivalentes a \$ 1.343.209.783 al 31/12/11. 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 del Grupo, 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 (9 expropiaciones por un total de \$ 25.597.141), debido a que si bien el Grupo es parte actora, 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 al Grupo. 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 2011 y 2010:

	Corriente		No corriente	
	2011	2010	2011	2010
Previsión por juicios	254.438.167	68.369.946	106.444.739	191.606.696

Conciliación entre saldo inicial y final:

	2011	2010
Saldo inicial	259.976.642	213.273.116
Dotaciones e incrementos	139.477.912	59.081.361
Importes objeto de reversión	(36.655.345)	(11.461.638)
Importes utilizados contra la previsión	(1.916.303)	(916.197)
<b>Total</b>	<b>360.882.906</b>	<b>259.976.642</b>

B) Procesos en trámite que pueden concluir en ingresos para el Grupo

Al cierre del ejercicio están pendientes 13.393 acciones promovidas por el Grupo por un monto reclamado total, actualizado al 31/12/11, de U\$S 20.860.517 equivalentes a \$ 415.186.870, 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**

La provisión refiere al plan de retiros incentivados aprobado por el Directorio en la Resolución R07.-167 del 9 de febrero de 2007, la 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, acogiéndose al mismo un total de 552 funcionarios, de los cuales 380 continúan recibiendo el beneficio al 31/12/11.

Para la estimación de la provisión, 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, se detalla a continuación:

	Corriente		No corriente	
	2011	2010	2011	2010
Provisión por retiros incentivados	105.855.527	156.266.452	15.249.436	131.345.912

El cargo neto del ejercicio correspondiente al plan de retiro fue una reducción de gastos de \$ 2.605.059 (incremento de gastos por \$ 25.451.498 en 2010), que se incluye dentro del capítulo Gastos de personal.

Por resolución R11.-1905 del 16 de diciembre de 2011, el Directorio de UTE aprobó un nuevo plan de retiro voluntario incentivado. Podrán ampararse al mismo hasta un máximo de 500 funcionarios prioritariamente de sectores operativos, que cumplan con los siguientes requisitos mínimos:

- a) 60 años de edad cumplidos al 31.12.12;
- b) 30 años de servicio efectivo al momento de aceptación de la renuncia por parte del Directorio;
- c) Configurar causal jubilatoria al 31.12.12.

El incentivo de retiro será percibido mensualmente 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 será equivalente al 70% del promedio mensual de la totalidad de las retribuciones nominales sujetas a Montepío, efectivamente percibidas durante el año 2011, actualizadas 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 vence a los 120 días posteriores a la fecha de aprobación del mismo.

Los funcionarios interesados en adherirse al respectivo plan deben completar una solicitud y aguardar que sea formalmente aprobada por el Directorio del Ente. Al 31 de diciembre de 2011 no ha existido aprobación de solicitudes por parte del Directorio por lo que no hay un compromiso asumido al cierre del ejercicio.

#### 5.13.2 Previsión por prestación de 200 kWh post-empleo

Corresponde a un beneficio aprobado por el Directorio del Ente 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 el Ente o al cónyuge supérstite, una bonificación en el consumo de energía eléctrica de hasta 200 kWh, descontados éstos de la franja de consumo de mayor valor. Adicionalmente, la resolución de Directorio R07.-167 del 9 de febrero de 2007, extendió 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.

Con el objeto de poder estimar la cuantía de los desembolsos futuros a incurrir por parte del Grupo se utilizaron los siguientes supuestos:

- Edad promedio de los jubilados al 31.12.11 de 74 años.
- El costo energético del kWh se estimó en base al costo promedio de generación de los últimos tres años.
- La cantidad de beneficiarios se estimó como la suma de: jubilados, cónyuges supérstites, ex funcionarios en régimen de retiro incentivado y la mejor estimación de funcionarios que eventualmente se jubilen configurando los requisitos para hacer usufructo del beneficio.

El pasivo reconocido al 31 de diciembre de cada ejercicio, se detalla a continuación:

	Corriente		No corriente	
	2011	2010	2011	2010
Previsión 200 kWh	24.061.959	24.099.978	382.759.248	387.564.466

El cargo al resultado del ejercicio correspondiente a la prestación de consumo de energía eléctrica es de \$ 53.568.226 (\$ 90.129.767 en 2010), el cual se incluye dentro del capítulo Gastos de personal.

#### **5.14 Patrimonio neto**

En el ejercicio 2011 se contabilizó el aporte realizado por OPP para la ejecución de obras de electrificación rural, el cual asciende a \$ 17.098.906 (\$ 40.273.567 en el ejercicio 2010 expresado en moneda del 31/12/10). Asimismo se contabilizó el aporte de accionistas minoritarios por \$ 1.110.032 a valores ajustados por inflación (\$ 2.538.376 en el ejercicio 2010 expresado en moneda del 31/12/10).

Fue vertida a Rentas Generales la suma de \$ 1.158.000.000, lo que determina una disminución de los resultados acumulados de \$ 1.196.118.831 a valores ajustados por inflación (\$ 4.175.896.154 en 2010 expresado en moneda del 31/12/10).

Se constituyeron reservas fiscales por \$ 1.903.518.594 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**

	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Valores recibidos en garantía	6.224.173.436	5.876.918.555
Cartas de crédito abiertas en M/E	840.367.860	1.083.400.990
Compromiso por construcción de estación convertora	117.946.487	161.538.427
Conformes clientes fideicomiso electrificación rural	19.705.000	6.667.382
	<b>7.202.192.783</b>	<b>7.128.525.354</b>

**NOTA 6      INFORMACIÓN REFERENTE A PARTIDAS DEL ESTADO DE RESULTADOS**

**6.1      Detalle de ingresos por su naturaleza**

<b>Ingresos operativos netos</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Venta de energía eléctrica local:		
Residencial	12.942.797.467	12.793.708.229
Consumo básico residencial	689.626.118	640.417.179
Bonificación consumo básico residencial	(414.451.259)	(436.918.374)
Medianos consumidores	5.246.252.179	5.015.398.672
Grandes consumidores	5.199.416.933	5.259.120.248
General	3.298.246.719	3.268.515.072
Cargos fijos	2.173.473.823	2.169.710.871
Alumbrado público	1.078.094.167	1.127.029.379
Otras tarifas	135.003.717	147.017.758
Venta de energía eléctrica al exterior	23.837	1.734.056.365
Bonificaciones	(80.843.667)	(84.579.747)
<b>Total</b>	<b>30.267.640.035</b>	<b>31.633.475.651</b>

<b>Otros ingresos de explotación</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Derechos de carga	247.414.605	272.752.815
Tasas	63.315.915	72.075.214
Ingresos por peajes	48.839.341	49.649.582
Ingresos por consultorías	41.217.564	52.007.723
Cobro a deudores incobrables	39.548.901	55.889.410
Otros ingresos	25.851.711	22.983.627
Ingresos por derechos de uso estación convertora	14.357.554	15.395.121
<b>Total</b>	<b>480.545.591</b>	<b>540.753.492</b>

<b>Ingresos varios</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Ventas varias y de otros servicios	208.582.198	308.384.726
Ingresos por bienes producidos y reparados	149.742.858	138.620.592
Multas y sanciones	50.328.322	23.741.665
Ingresos varios	43.281.742	42.248.294
Resultado por activos biológicos	42.391.170	-
Aportes de clientes para obras	34.186.437	68.288.171
Ingresos por participación en empresas del exterior	24.812.691	5.025.620
Ingresos por eficiencia energética	22.423.787	3.992.136
Ingresos por donaciones del exterior	17.288.142	4.940.856
Resultado por inversiones (ganancia)	-	36.206.517
<b>Total</b>	<b>593.037.348</b>	<b>631.448.577</b>

## 6.2 Detalle de gastos por su naturaleza

<b>Costos de explotación</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Materiales energéticos y lubricantes	10.897.220.804	3.745.728.779
Amortizaciones	4.245.265.780	4.190.891.536
Compra de energía eléctrica	4.186.643.044	2.885.071.149
Personal	2.402.366.551	2.239.695.119
Suministros y servicios externos	898.142.101	1.099.498.615
Materiales	320.472.116	341.443.865
Transporte	142.551.439	126.466.572
Tributos	22.585.270	26.820.993
Trabajos para inversiones en curso - gastos	(61.563.204)	(55.857.165)
Trabajos para inversiones en curso - personal	(337.064.601)	(318.430.889)
<b>Total</b>	<b>22.716.619.301</b>	<b>14.281.328.573</b>

<b>Gastos de administración y ventas</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Personal	2.334.144.236	2.284.720.869
Impuesto al patrimonio	1.128.980.225	1.080.158.683
Suministros y servicios externos	953.250.056	858.681.337
Amortizaciones	436.986.431	412.028.254
Pérdida por deudores incobrables	235.892.228	888.512.715
Tributos	132.933.304	167.839.224
Transporte	108.596.179	95.415.720
Materiales	77.302.383	75.453.791
Trabajos para inversiones en curso - gastos	(10.034.635)	(10.100.347)
Trabajos para inversiones en curso - personal	(27.553.806)	(25.979.276)
<b>Total</b>	<b>5.370.496.601</b>	<b>5.826.730.970</b>

<b>Gastos varios</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Indemnizaciones	151.087.626	73.813.227
Pérdida por obsolescencia de materiales	130.925.629	263.396.070
Regularización IVA deudores oficiales y municipales incobrables	76.507.659	-
Aportes a asociaciones y fundaciones	63.968.934	66.253.276
Costo de ventas de equipos y otros bienes	21.983.909	5.129.988
Varios	19.072.787	26.707.367
Resultado por inversiones (pérdida)	17.248.011	-
Subsidios y transferencias	15.233.189	166.532.123
Donaciones	171.334	840.817
Gastos Servicios Auxiliares:		
Personal	234.510.759	217.999.013
Materiales	106.601.187	86.573.612
Suministros y servicios externos	68.807.562	60.032.045
Amortizaciones	26.621.522	24.828.892
Tributos	5.182.705	5.400.639
Transporte	4.568.631	2.173.162
Varios	735.596	1.652.207
<b>Total</b>	<b>943.227.042</b>	<b>1.001.332.438</b>

### 6.3 Resultados financieros

	2011	2010
Multas y recargos a clientes	730.885.523	734.275.375
Resultado p/desvalorización monetaria y dif. cambio real	376.556.295	(290.106.170)
Ingresos por intereses	46.929.227	155.044.361
Otros cargos financieros netos	2.011.955	(116.517)
Ingresos p/colocación de obligaciones negociables sobre la par	-	9.599.445
Multas y recargos (BPS - DGI)	(167.552)	(180.370)
Resultado financiero por inversiones	(211.378)	40.927.746
Gastos de préstamos y otros financiamientos	(20.552.911)	(99.106.585)
Descuento por pronto pago concedidos	(52.960.885)	(42.470.362)
Resultado por instrumentos financieros derivados	(58.634.419)	(13.680.320)
Egresos por intereses	(408.452.396)	(643.677.107)
<b>Total</b>	<b>615.403.459</b>	<b>(149.490.503)</b>

### NOTA 7 POSICIÓN EN MONEDA EXTRANJERA

Los activos y pasivos en moneda extranjera al cierre de los ejercicios 2011 y 2010, arbitrados a dólares estadounidenses y su equivalente en pesos uruguayos expresados en moneda homogénea del 31 de diciembre de 2011, son los siguientes:

	2011		2010	
	Miles de U\$S	Miles de \$	Miles de U\$S	Miles de \$
<b>ACTIVO</b>				
<b>Activo corriente</b>				
Disponibilidades	173.586	3.454.892	96.137	2.098.858
Créditos por ventas	989	19.684	2.352	51.348
Otros créditos	10.843	215.800	3.736	81.564
<b>Total activo corriente</b>	<b>185.418</b>	<b>3.690.376</b>	<b>102.225</b>	<b>2.231.770</b>
<b>Activo no corriente</b>				
Otros créditos a largo plazo	15.070	299.943	25.117	548.351
Inversiones	253	5.035	42	917
Créditos por ventas	2.786	55.450	2.851	62.243
<b>Total activo no corriente</b>	<b>18.109</b>	<b>360.428</b>	<b>28.010</b>	<b>611.511</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>203.527</b>	<b>4.050.804</b>	<b>130.235</b>	<b>2.843.281</b>
<b>PASIVO</b>				
<b>Pasivo corriente</b>				
Deudas:				
- Comerciales	183.189	3.646.002	181.315	3.958.445
- Financieras	163.945	3.262.992	110.081	2.403.280
- Diversas	13.558	269.842	2.116	46.201
Intereses a vencer	(9.910)	(197.239)	(17.995)	(392.864)
<b>Total pasivo corriente</b>	<b>350.781</b>	<b>6.981.597</b>	<b>275.518</b>	<b>6.015.062</b>
<b>Pasivo no corriente</b>				
Deudas:				
- Comerciales	-	-	4.055	88.529
- Financieras	404.362	8.048.019	286.429	6.253.277
Intereses a vencer	(29.004)	(577.267)	(30.786)	(672.116)
<b>Total pasivo no corriente</b>	<b>375.358</b>	<b>7.470.752</b>	<b>259.698</b>	<b>5.669.690</b>
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>726.139</b>	<b>14.452.349</b>	<b>535.216</b>	<b>11.684.752</b>
<b>POSICIÓN NETA PASIVA</b>	<b>522.612</b>	<b>10.401.545</b>	<b>404.980</b>	<b>8.841.471</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:

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.

	2011	2010
Deuda (i)	13.310.370.460	10.698.695.387
Efectivo y equivalentes	<u>(4.510.936.090)</u>	<u>(4.227.784.807)</u>
Deuda neta	8.799.434.370	6.470.910.580
Patrimonio (ii)	96.902.210.634	95.246.127.134
<b>Deuda neta sobre patrimonio</b>	<b>9,1%</b>	<b>6,8%</b>

(i) Deuda es definida como deuda financiera neta de corto y largo plazo.

(ii) Patrimonio incluye capital, ajustes al patrimonio, 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 4,51% (2010: 4,46%) o escenario 2 una apreciación del 2,02% (2010: 4,24%) del tipo de cambio del peso uruguayo frente al dólar, en un escenario de inflación del 7,25% (2010: 6,88%). 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	
	2011	2010
Escenario 1: Devaluación		
Ganancia	266.040.830	200.023.358
Escenario 2: Apreciación		
Ganancia	899.509.084	920.144.055

#### 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 por el Grupo manteniendo una combinación de préstamos a tasa fija y variable, asimismo ha contratado un SWAP 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 31/12/11. 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	-	14.000.345
Escenario reducción de tasas	3.501.033	-

##### *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)

<b>Fecha de inicio</b>	<b>Fecha de vencimiento</b>	<b>Notional amount (en dólares)</b>
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

- a) Citibank N.A. New York: USD-LIBOR-BBA a 6 meses vigente al primer día de cada período de cálculo de intereses.
- b) El Grupo paga una tasa fija.

Al 31 de diciembre de 2011 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un pasivo de U\$S 1.462.799 (equivalentes a \$ 29.114.088), generando una pérdida en el ejercicio de U\$S 540.230 (equivalentes a \$ 10.327.488). Al 31/12/10 el pasivo ascendía a U\$S 1.850.470.

### **Swap Santander New York**

- ▶ Notional amount (monto imponible)

<b>Fecha de inicio</b>	<b>Fecha de vencimiento</b>	<b>Notional amount (en dólares)</b>
27/10/2011	22/12/2012	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

- a) Santander New York: USD-LIBOR-BBA a 6 meses vigente al primer día de cada período de cálculo de intereses.
- b) El Grupo paga una tasa fija.

Al 31 de diciembre de 2011 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un pasivo de U\$S 2.132.319 (equivalentes a \$ 42.439.541), generando una pérdida en el ejercicio de U\$S 2.410.328 (equivalentes a \$ 47.972.752).

#### **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	25.221	-
Escenario reducción de valor	-	50.442

### **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 31/12/11, 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	1.071.063.308	122.988.288	1.100.154.240	4.978.104.144	1.355.379.598	8.627.689.578
Deudas financieras a tasa variable	3.420.908	118.015.804	1.130.225.424	2.978.001.544	1.838.859.071	6.068.522.751
	1.74.484.216	241.004.092	2.230.379.664	7.956.105.688	3.194.238.669	14.696.212.329

El cuadro que se presenta a continuación detalla los flujos de fondos que se espera recibir por la realización del stock de activos financieros al 31/12/11, 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
Activos financieros a tasa fija	120.157.445	75.000.000	262.987.348	1.891.581	5.727.287	465.763.661
	120.157.445	75.000.000	262.987.348	1.891.581	5.727.287	465.763.661

El Grupo espera cumplir sus obligaciones mediante el flujo de caja proveniente de sus actividades operativas y del vencimiento de sus activos financieros.

## **NOTA 9      GRAVÁMENES SOBRE ACTIVOS, COMPROMISOS ASUMIDOS Y GARANTÍAS OTORGADAS**

### **9.1      Gravámenes**

El Grupo mantuvo vigentes contratos de cesión de derechos en garantía del cumplimiento de algunas de sus obligaciones, cediendo a favor de los acreedores y hasta la concurrencia de los importes adeudados, su derecho a cobrar de los agentes de cobranza (en su carácter de recaudador de los pagos adeudados bajo las facturas emitidas por UTE por servicios eléctricos) los pagos efectuados por los clientes de UTE. Esta situación se verificó respecto de las siguientes obligaciones:

- Tenedores de títulos de deuda (Nota 5.10.1 (x)).

Con fecha 29 de diciembre de 2011 se precedió a la cancelación de la cuota final de capital e intereses por la emisión de los títulos de deuda originalmente realizada en el mes de diciembre de 2004.

Con fecha 13 de enero del 2012 se procedió a la cancelación de la totalidad de las obligaciones existentes al 29/12/11, dando así por extinguido el Fideicomiso Financiero y por lo tanto los contratos de cesión de derechos de los cobros, de acuerdo con la cláusula 13ª de los mismos.

### **9.2      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 conversora 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, el Grupo 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 2 y 20 años asciende aproximadamente a U\$S 1.420 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.

### **9.3 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.

Adicionalmente, el 11 de octubre de 2011 ISUR renovó préstamos bancarios con Citibank por U\$S 50.000.000 a una tasa fija del 2,567% anual, con una única amortización el 9 de enero de 2012, cuyo pago ha sido avalado por UTE. Estos préstamos se han obtenido en la modalidad "puente" hasta que sea posible efectivizar desembolsos de una línea de crédito por U\$S 76.017.891 con CITIGROUP. A la fecha de vencimiento ISUR volvió a renovar estos préstamos hasta el 9 de marzo de 2012 en las mismas condiciones.

### **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 es 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 del 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)	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Títulos de deuda	-	-	442.909.983	16.222.609	-	-
Créditos	-	-	275.253.089	297.730.420	-	26.993
Créditos CONEX	1.929.108	-	36.563.065	73.023.779	-	-
Otros créditos	-	-	92.788.316	143.645.424	-	-
Créditos con bancos	-	-	4.310.452.269	4.179.418.597	-	-
Deudas financieras	-	-	975.711.197	1.638.600.348	-	-
Deudas comerciales	-	-	1.636.435.168	2.473.801.644	734.873.751	417.329.542

### **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)	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Venta de energía	-	-	2.960.340.116	2.958.616.715	305.786	330.180
Ingresos ajenos a la explotación	-	-	158.857.708	313.381.709	-	-
Ingresos por servicios de CONEX	3.655.223	-	39.334.445	49.483.566	-	-
Compra de energía	-	-	-	-	1.286.690.763	1.510.019.832
Compra de bienes y contratación de servicios	-	-	14.246.774.748	6.678.344.455	-	-
Intereses y otros resultados financieros	-	-	31.976.314	38.805.029	-	-
Intereses ganados	-	-	13.481.573	117.396.400	-	-
Aportes de capital	42.595.879	-	-	-	-	-
Versión de resultados	-	-	1.196.118.831	4.175.896.154	-	-

Las retribuciones al Directorio ascendieron a \$ 5.455.631 en el ejercicio 2011 (\$7.366.949 en 2010).

**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:

- a) 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)
- b) 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
- c) 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 aquellos 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)

<b>2011</b>							
	Generación (1)	Trasmisión (2)	Distribución (3)	Comercial	Servicios de consultoría	Otros (4)	Total
Ingresos				30.267.640	41.218	1.032.365	31.341.223
Costos de explotación	(17.256.986)	(1.332.130)	(3.880.685)		(43.353)	(203.466)	(22.716.619)
Gastos de adm. y ventas				(5.370.497)			(5.370.497)
Resultados financieros							615.403
Gastos ajenos a la explotación							(943.227)
Impuesto a la renta							(92.290)
Resultado atribuible a accionistas <u>minoritarios</u>							235
							2.834.228
Total de activo	29.677.909	21.089.501	39.108.535		39.762	28.003.259	117.918.966
Total de pasivo							21.016.755
Incorporaciones de activo fijo	954.266	401.226	3.208.645			635.254	5.199.391

<b>2010</b>							
	Generación (1)	Trasmisión (2)	Distribución (3)	Comercial	Servicios de consultoría	Otros (4)	Total
Ingresos				31.633.476	52.008	1.120.194	32.805.678
Costos de explotación	(8.956.022)	(1.337.418)	(3.722.966)		(45.041)	(219.882)	(14.281.329)
Gastos de adm. y ventas				(5.826.731)			(5.826.731)
Resultados financieros							(149.491)
Gastos ajenos a la explotación							(1.001.332)
Impuesto a la renta							(2.461.066)
Resultado atribuible a accionistas <u>minoritarios</u>							1.161
							9.086.890
Total de activo	30.230.324	18.861.089	38.847.419		76.038	26.214.434	114.229.303
Total de pasivo							18.983.176
Incorporaciones de activo fijo	4.195.617	398.651	1.643.709			783.702	7.021.679

**ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS (UTE)**  
**NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011**

- (1) Los gastos de generación eléctrica incluyen miles de \$ 4.186.643 (miles de \$ 2.885.071 en 2010) por concepto de compra de energía. Adicionalmente, incluyen miles de \$ 1.202.169 (miles de \$ 1.199.876 en 2010) por concepto de depreciaciones de activos fijos directamente atribuibles al segmento.
- (2) Los gastos de transmisión eléctrica incluyen miles de \$ 841.094 (miles de \$ 877.571 en 2010) por concepto de depreciaciones de activos fijos directamente atribuibles al segmento.
- (3) Los gastos de distribución eléctrica incluyen miles de \$ 2.070.909 (miles de \$ 1.963.168 en 2010) por concepto de depreciaciones de activos fijos directamente atribuibles al segmento.
- (4) 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>
2007	6.169	6	-
2008	6.053	55	-
2009	6.161	69	-
2010	6.092	42	-
2011	6.332	64	-

**Literal B**      Ingresos desagregados según actividad de la empresa para el ejercicio 2011 en pesos

<b><i>Ingresos de explotación</i></b>		30.748.185.626
Venta de energía eléctrica	30.348.483.702	
Bonificaciones	(80.843.667)	
Servicios de consultoría	41.217.564	
Otros ingresos de explotación	439.328.027	
<b><i>Ingresos ajenos a la explotación</i></b>		593.037.348
<b>Total de ingresos</b>		<b>31.341.222.973</b>



**ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRANSMISIONES ELÉCTRICAS (UTE)**  
**NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES CONSOLIDADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011**

**Literal C** Gastos por actividad y resultado de la empresa para el ejercicio 2011 en pesos

<b>Costos de explotación</b>		22.716.619.301
Generación	11.868.173.609	
Trasmisión	582.127.715	
Distribución	2.117.312.129	
Despacho Nacional de Cargas	72.371.913	
Consultoría externa	43.352.915	
Compra de energía	4.186.643.044	
Amortización	4.245.265.780	
Trabajos para inversiones en curso	(398.627.804)	
<b>Gastos de administración y ventas</b>		5.370.496.601
Comerciales	2.185.780.041	
Administración de operación y mantenimiento	652.002.100	
Servicios administrativos de apoyo	2.570.302.901	
Trabajos para inversiones en curso	(37.588.441)	
<b>Gastos ajenos a la explotación</b>		943.227.042
<b>Resultados financieros</b>		(615.403.459)
<b>Impuesto a la renta</b>		92.290.096
<b>Total de gastos</b>		<b>28.507.229.581</b>
<b>Resultado atribuible a accionistas minoritarios</b>		<b>234.571</b>
<b>Resultado del ejercicio atribuible a la controladora</b>		<b>2.834.227.963</b>

**Literal D** Impuestos pagados por la empresa en el ejercicio 2011 en pesos

IVA		2.760.540.773
IMPUESTO A LA RENTA		
- Anticipos		530.600.183
- Impuesto a la renta 2010		686.614.438
IMPUESTO AL PATRIMONIO		
- Anticipos		1.224.102.763
- Crédito impuesto al patrimonio 2010		(240.472.927)
ICOSA		9.276
RETENCIONES		581.827.749
- Impuesto al patrimonio	391.577	
- IVA e IRNR empresas del exterior	39.920.910	
- IVA Dec. 528/003	537.557.633	
- IRPF trabajadores independientes	936.412	
- IRPF arrendamientos	343.959	
- IRPF obligaciones negociables	2.501.933	
- IRNR obligaciones negociables	10.321	
- IRPF pensiones	5.000	
- 90% IVA servicios de salud	90.784	
- IASS	69.220	
Tasa Tribunal de Cuentas		6.468.972
Tasa control marco regulatorio de energía y agua (URSEA)		26.380.749
Tasa despacho de cargas (ADME)		57.274.217
<b>Total</b>		<b>5.633.346.193</b>

**Literal E** Transferencias a Rentas Generales

El adelanto de versión de resultados realizado en el presente ejercicio ascendió a \$ 1.158.000.000.

**NOTA 14 PROYECTO DE REGASIFICACIÓN**

El crecimiento de demanda de electricidad requiere la expansión acorde de fuentes de abastecimiento. A su vez, la complementación de diversas fuentes (tipos y orígenes) contribuye a disminuir riesgos y mejora el perfil de suministro.

En el marco de los lineamientos de la Política Energética Nacional que van en el sentido señalado, agregando la voluntad de mejora de integración regional, a partir de acuerdos iniciados en 2007 entre los gobiernos de Uruguay y Argentina, se ha venido estructurando la realización de un proyecto de recepción, abastecimiento y regasificación de gas natural licuado (GNL). Esta promoción del proyecto al más alto nivel de autoridades nacionales se ha fortalecido en Agosto 2011 con la firma de un nuevo acuerdo de directivas de proyecto y con la constitución de un Consorcio entre empresas energéticas de ambos países.

La introducción de esta forma de alimentación de gas natural, permite ampliar las posibilidades comerciales de acceso al producto y contribuye a mejorar el balance de suministro-demanda en ambos países. 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 transportado en buques metaneros, 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 en el sistema eléctrico.

Respecto al desarrollo de las instalaciones y servicios físicos del proyecto, en el presente período se han continuado acciones dirigidas a un futuro llamado internacional a interesados en el proyecto. En particular, se realizó una etapa denominada "Ronda GNL del Plata", destinada a presentar formalmente las características de proyecto ante empresas interesadas, tanto en sus aspectos técnicos como contractuales y se procedió a la convocatoria de propuestas para la realización de Estudios de Viabilidad de Acceso Marítimo, Análisis de Riesgos y Estudios de Batimetría, Geofísica, Geotécnica y Sedimentación.

La información que surja de estudios como los citados será considerada en las definiciones de proyecto, referidas a las acciones y decisiones a seguir. Una de las principales características planteadas es la operatividad requerida durante el funcionamiento del proyecto, dado que para Uruguay se constituirá en la principal forma de acceso al gas natural, siendo para Argentina una vía de ingreso adicional importante por la proximidad al centro de consumo de la capital.

La ubicación del proyecto será uno de los ítems que los estudios confirmarán y se ajustarán las definiciones necesarias a efectos de lograr la operatividad requerida, dado que se cuenta con opciones técnicas de interés que abarcan sitios en la zona de Punta de Sayago así como en aguas de profundidad natural adecuada localizados al este de Montevideo.

La capacidad prevista de la planta es inicialmente de 10 a 15 MMm<sup>3</sup>/d, pudiendo ser ampliable. El planteo de negocio se basa en la contratación del servicio de regasificación realizado por un tercero, remunerándolo a través de un canon periódico.

Las empresas energéticas estatales ANCAP y UTE por Uruguay y ENARSA por Argentina, fueron designadas a efectos de iniciar el desarrollo de diversas fases de evaluación y ejecución del proyecto. Estas tres empresas llevarán adelante las acciones de convocatoria y contratación a través de un Consorcio, iniciado en Agosto 2011. ANCAP y UTE conformaron a su vez una empresa con el propósito de llevar conjuntamente las acciones de implementación de la planta, denominada Gas Sayago S.A., entidad que por ejemplo tomará la contratación de estudios y desarrollará las especificaciones y documentación de convocatoria.

En base al avance cumplido, es posible estimar que desde mediados de 2012 se completará el lanzamiento del proyecto, habiendo culminado los estudios y lográndose la preparación de documentación para el llamado internacional.

#### **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 a fines del año 2012.

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 posterioridad al 31 de diciembre de 2011 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.

## Sección II - Estados contables individuales correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011 e informe de auditoría independiente

### **Contenido**

Informe de auditoría independiente

Estado de situación patrimonial

Estado de resultados

Estado de flujos de efectivo

Estado de evolución del patrimonio

Anexo – Cuadro de bienes de uso en servicio y obras en curso detallado por unidad de negocio

Notas a los estados contables

## Informe de auditoría independiente

Señores  
Directores de  
Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE)

Hemos auditado los estados contables individuales de Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) que se adjuntan; dichos estados contables comprenden el estado de situación patrimonial al 31 de diciembre de 2011, los correspondientes estados de resultados, de flujos de efectivo y de evolución del patrimonio por el ejercicio finalizado en esa fecha, las notas de políticas contables significativas y otras notas explicativas a los estados contables.

### Responsabilidad de la Dirección por los estados contables

La Dirección de Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) es responsable por la preparación y la razonable presentación de estos estados contables de acuerdo con normas contables adecuadas en Uruguay y la Ordenanza N° 81 del Tribunal de Cuentas de la República Oriental del Uruguay. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener un sistema de control interno adecuado para la preparación y presentación razonable de estados contables que estén libres de errores significativos, ya sea debido a fraude o error; seleccionar y aplicar políticas contables apropiadas; y realizar estimaciones contables razonables en las circunstancias.

### Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre dichos estados contables basada en nuestra auditoría. Nuestra auditoría fue realizada de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría emitidas por la Federación Internacional de Contadores (IFAC). Estas normas requieren que cumplamos con requisitos éticos y planifiquemos y realicemos nuestra auditoría para obtener una seguridad razonable acerca de si los estados contables están libres de errores significativos.

Una auditoría implica realizar procedimientos para obtener evidencia de auditoría acerca de los montos y revelaciones en los estados contables. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio profesional del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de existencia de errores significativos en los estados contables, ya sea debido a fraude o error. Al hacer la evaluación de riesgos, el auditor considera los aspectos de control interno de la entidad relevantes para la preparación y presentación razonable de los estados contables con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión acerca de la eficacia del control interno de la entidad. Una auditoría también incluye evaluar lo apropiado de las políticas contables utilizadas por la entidad y la razonabilidad de las estimaciones contables realizadas por la Dirección, así como evaluar la presentación general de los estados contables.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido brinda una base suficiente y apropiada para sustentar nuestra opinión.

## Opinión

En nuestra opinión, los estados contables referidos precedentemente presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, la situación patrimonial de Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) al 31 de diciembre de 2011, los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo correspondientes al ejercicio finalizado en esa fecha de acuerdo con normas contables adecuadas en Uruguay y la Ordenanza N° 81 del Tribunal de Cuentas de la República Oriental del Uruguay.

9 de marzo de 2012

Juan José Cabrera  
Socio, Deloitte S.C.



**ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL  
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2011**

(En pesos uruguayos) (\*)

	<b>Notas</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
<b>ACTIVO</b>			
<b>Activo corriente</b>			
Disponibilidades	<b>5.1</b>	4.338.894.614	4.207.523.868
Activos financieros	<b>5.9</b>	422.988.986	-
Créditos por ventas	<b>5.2</b>	4.106.023.859	4.291.787.557
Otros créditos	<b>5.3</b>	659.152.314	403.439.940
Inventarios	<b>5.4</b>	2.580.859.368	1.938.129.257
<b>Total Activo corriente</b>		<b>12.107.919.141</b>	<b>10.840.880.622</b>
<b>Activo no corriente</b>			
Bienes de uso	<b>Anexo</b>	93.830.126.129	94.414.788.880
Créditos a largo plazo:			
- Activo por impuesto diferido	<b>5.5</b>	4.824.871.966	4.511.693.255
- Otros créditos a largo plazo	<b>5.3</b>	964.447.106	286.050.873
Total créditos a largo plazo		5.789.319.072	4.797.744.128
Inventarios	<b>5.4</b>	1.821.526.341	1.749.800.060
Inversiones a largo plazo:			
- Inversiones en subsidiarias	<b>5.6</b>	715.132.548	667.264.967
- Inversiones en otras empresas	<b>5.7</b>	230.964.689	205.616.820
- Bienes en comodato	<b>5.8</b>	396.392.508	413.732.007
- Activos financieros	<b>5.9</b>	5.044.216	907.418
Total inversiones a largo plazo		1.347.533.961	1.287.521.212
Créditos por ventas	<b>5.2</b>	670.540.476	673.507.638
Activos biológicos		72.137.949	29.746.779
Valores en caución y en consignación		2.640.949	3.015.385
<b>Total Activo no corriente</b>		<b>103.533.824.877</b>	<b>102.956.124.082</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>		<b>115.641.744.018</b>	<b>113.797.004.704</b>
<b>CUENTAS DE ORDEN</b>	<b>5.16</b>	<b>7.202.192.783</b>	<b>7.128.525.354</b>
<b>PASIVO Y PATRIMONIO</b>			
<b>Pasivo corriente</b>			
Deudas comerciales	<b>5.10</b>	4.605.034.449	4.774.651.645
Deudas financieras	<b>5.11</b>	2.270.892.130	2.257.998.238
Deudas diversas	<b>5.12 y 5.14.1</b>	1.932.089.260	2.460.029.236
Previsiones	<b>5.13 y 5.14.2</b>	278.500.126	92.469.924
<b>Total Pasivo corriente</b>		<b>9.086.515.965</b>	<b>9.585.149.043</b>
<b>Pasivo no corriente</b>			
Deudas financieras	<b>5.11</b>	9.159.833.644	8.265.605.640
Deudas diversas	<b>5.12 y 5.14.1</b>	15.249.436	131.345.912
Previsiones	<b>5.13 y 5.14.2</b>	489.203.987	579.171.162
<b>Total Pasivo no corriente</b>		<b>9.664.287.067</b>	<b>8.976.122.714</b>
<b>Total Pasivo</b>		<b>18.750.803.032</b>	<b>18.561.271.757</b>
<b>Patrimonio</b>			
Capital		3.073.899.528	3.056.800.622
Ajustes al patrimonio		80.737.855.374	80.737.855.374
Ganancias retenidas			
- Reservas		14.985.787.811	13.082.269.217
- Resultados de ejercicios anteriores		(4.740.829.690)	(10.728.082.619)
- Resultado del ejercicio		2.834.227.963	9.086.890.353
<b>Total Patrimonio</b>		<b>96.890.940.986</b>	<b>95.235.732.947</b>
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>		<b>115.641.744.018</b>	<b>113.797.004.704</b>
<b>CUENTAS DE ORDEN</b>	<b>5.16</b>	<b>7.202.192.783</b>	<b>7.128.525.354</b>

(\*) Cifras en moneda del 31/12/11

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

**ESTADO DE RESULTADOS**  
**EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011**

(En pesos uruguayos) (\*)

	<b>Notas</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Ingresos operativos	<b>6.1</b>		
Venta de energía eléctrica local		30.348.459.865	29.983.999.033
Venta de energía eléctrica al exterior		23.837	1.734.056.365
		30.348.483.702	31.718.055.398
Bonificaciones	<b>6.1</b>	(80.843.667)	(84.579.747)
Ingresos operativos netos		30.267.640.035	31.633.475.651
Otros ingresos de explotación	<b>6.1</b>	480.545.591	540.753.492
Total de ingresos de explotación		30.748.185.626	32.174.229.143
Costos de explotación	<b>6.2</b>	(22.764.816.830)	(14.313.214.860)
<b>Resultado de explotación</b>		<b>7.983.368.796</b>	<b>17.861.014.283</b>
Gastos de administración y ventas	<b>6.2</b>	(5.356.097.784)	(5.796.184.866)
Resultados diversos			
Ingresos varios	<b>6.1</b>	689.936.416	659.661.555
Gastos varios	<b>6.2</b>	(984.337.059)	(1.056.275.388)
		(294.400.643)	(396.613.833)
Resultados financieros	<b>6.3</b>	635.703.167	(120.290.045)
<b>Resultado del ejercicio antes de impuesto a la renta</b>		<b>2.968.573.536</b>	<b>11.547.925.539</b>
Impuesto a la renta	<b>5.5</b>	(134.345.573)	(2.461.035.186)
<b>Resultado neto del ejercicio</b>		<b>2.834.227.963</b>	<b>9.086.890.353</b>

(\*) Cifras en moneda del 31/12/11

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



**ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO  
EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011**

(En pesos uruguayos) (\*)

	<b>Notas</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
<b>1) Flujo de efectivo por actividades operativas</b>			
Resultado del ejercicio		2.834.227.963	9.086.890.353
Ajustes:			
Amortización		4.708.873.733	4.627.748.682
RDM y diferencia de cambio real de disponibilidades		236.764.329	311.991.899
RDM y diferencia de cambio real rubros no operativos		(706.621.641)	(381.974.214)
Impuesto a la renta diferido		(313.178.711)	1.679.394.457
Provisión impuesto a la renta		447.524.284	781.640.728
Prestación de servicios a ISUR S.A.		(97.718.119)	(64.647.879)
Resultado por inversiones a largo plazo		34.035.932	14.015.152
Intereses de bonos devengados		-	(74.405.627)
Resultado por instrumentos financieros derivados		58.634.419	13.680.320
Resultado por activos biológicos		(42.391.170)	-
Ajuste previsión juicios		122.813.858	59.075.015
Ajuste previsión 200 kWh		27.756.342	64.881.124
Ajuste previsión por obsolescencia de inventarios		136.207.807	259.888.485
Provisión de incentivo por retiro		(2.605.059)	20.298.358
Comisiones de compromiso devengadas		1.742.165	2.634.042
Intereses y otros gastos de préstamos devengados		370.236.271	446.488.659
Resultado por colocación de obligaciones negociables		-	(9.599.445)
Pérdida por deudores incobrables		234.723.584	888.512.715
Intereses letras de regulación monetaria		(5.329.337)	(21.392.172)
Bajas de bienes de uso		1.793.874	16.686.903
Resultado de operaciones antes de cambios en rubros operativos		8.047.490.524	17.721.807.555
Cambios en activos y pasivos:			
Créditos por ventas		(45.992.725)	(158.437.569)
Otros créditos		265.291.923	1.379.186.989
Valores en caución y en consignación		374.436	354.165
Inventarios		(922.719.614)	17.080.801
Deudas comerciales		(169.617.196)	(2.148.413.251)
Deudas diversas		(456.848.412)	(517.566.478)
Efectivo proveniente de actividades operativas antes de impuesto a la renta		6.717.978.938	16.294.012.211
Impuesto a la renta pagado		(1.224.848.145)	(79.803)
Efectivo proveniente de actividades operativas		5.493.130.792	16.293.932.408
<b>2) Flujo de efectivo por actividades de inversión</b>			
Altas de bienes de uso	<b>4.23</b>	(3.918.707.774)	(5.258.353.456)
Anticipos para compras de bienes de uso		(745.314.955)	(62.237.964)
Compra de bonos		-	(831.252.144)
Cobro intereses bonos		-	101.957.191
Cancelación plazo fijo en Bandes		841.515	-
Compra letras de regulación monetaria		(654.319.660)	(1.110.901.451)
Cobro al vencimiento de letras de regulación monetaria		226.431.973	557.142.351
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	<b>4.23</b>	(42.595.879)	(221.523.209)
Efectivo aplicado a actividades de inversión		(5.113.677.166)	(6.825.168.682)
<b>3) Flujo de efectivo por actividades de financiamiento</b>			
Versión a cuenta del resultado del ejercicio	<b>5.15</b>	(1.196.118.831)	(2.607.342.613)
Pagos deudas financieras		(3.186.632.223)	(8.474.505.734)
Nuevas deudas financieras		4.750.813.047	3.013.928.571
Colocación de obligaciones negociables sobre la par		-	9.599.445
Pagos de intereses de préstamos		(340.916.837)	(489.793.312)
Pagos de comisiones de compromiso		(1.683.024)	(2.713.690)
Pagos de otros gastos de préstamos		(12.417.549)	(27.279.631)
Cobros de instrumentos financieros derivados		-	16.692.473
Pagos de instrumentos financieros derivados		(24.363.134)	(10.655.785)
Efectivo aplicado a actividades de financiamiento		(11.318.551)	(8.572.070.276)
<b>4) Variación neta del efectivo y equivalentes de efectivo</b>		368.135.075	896.693.450
<b>5) Saldo inicial ajustado del efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>4.23 y 5.1</b>	4.207.523.868	3.622.822.318
<b>6) Efecto asociado al mantenimiento de efectivo y equivalentes</b>		(236.764.329)	(311.991.899)
<b>7) Saldo final del efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>4.23 y 5.1</b>	4.338.894.614	4.207.523.868

(\*) Cifras en moneda del 31/12/11

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

**ESTADO DE EVOLUCIÓN DEL PATRIMONIO  
EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011**

(En pesos uruguayos) (\*)

	<b>Notas</b>	<b>Capital</b>	<b>Reservas</b>	<b>Resultados acumulados</b>	<b>Patrimonio total</b>
<b>Saldos iniciales al 01.01.10</b>		<b>72.118.927.268</b>	<b>11.265.178.369</b>	<b>(5.332.918.204)</b>	<b>78.051.187.433</b>
Ajuste por inflación		4.999.782.587	780.980.039	(369.714.756)	5.411.047.870
<b>Saldos iniciales ajustados</b>		<b>77.118.709.855</b>	<b>12.046.158.408</b>	<b>(5.702.632.960)</b>	<b>83.462.235.303</b>
<b>Movimientos del ejercicio</b>					
Capitalización obras OPP	<b>5.15</b>	40.273.567			40.273.567
Variación otras reservas			130.005		130.005
Versión de resultados	<b>5.15</b>			(4.175.896.154)	(4.175.896.154)
Resultado del ejercicio				8.367.302.351	8.367.302.351
<b>Total movimientos del ejercicio</b>		<b>40.273.567</b>	<b>130.005</b>	<b>4.191.406.197</b>	<b>4.231.809.769</b>
<b>Saldos finales al 31.12.10</b>		<b>77.158.983.422</b>	<b>12.046.288.413</b>	<b>(1.511.226.763)</b>	<b>87.694.045.072</b>
Ajuste por inflación		6.635.672.574	1.035.980.804	(129.965.503)	7.541.687.875
<b>Saldos iniciales ajustados</b>		<b>83.794.655.996</b>	<b>13.082.269.217</b>	<b>(1.641.192.266)</b>	<b>95.235.732.947</b>
<b>Movimientos del ejercicio</b>					
Aportes OPP a capitalizar	<b>5.15</b>	17.098.906			17.098.906
Versión de resultados	<b>5.15</b>			(1.196.118.831)	(1.196.118.831)
Reserva exoneración inversiones	<b>5.15</b>		1.903.518.594	(1.903.518.594)	-
Resultado del ejercicio				2.834.227.963	2.834.227.963
<b>Total movimientos del ejercicio</b>		<b>17.098.906</b>	<b>1.903.518.594</b>	<b>(265.409.462)</b>	<b>1.655.208.038</b>
<b>Saldos finales al 31.12.11</b>		<b>83.811.754.902</b>	<b>14.985.787.811</b>	<b>(1.906.601.727)</b>	<b>96.890.940.986</b>

(\*) Cifras en moneda del 31/12/11

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

**ANEXO**

**CUADRO DE BIENES DE USO EN SERVICIO Y OBRAS EN CURSO  
DETALLADO POR UNIDAD DE NEGOCIO  
EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011**

(En miles de pesos uruguayos) (\*)

	Bienes de uso general		Producción			Transmisión			Distribución			Otras instalaciones eléctricas	TOTAL Bienes en servicio	Obras en curso	TOTAL Bienes de uso	
	Térmica	Hidráulica	Edílica y otras		Total Producción	Lineas y cables	Estaciones	Total Transmisión	Lineas y cables	Estaciones	Otros					Total Distribución
			Térmica	Hidráulica												
<b>Valor bruto al 31.12.11</b>	<b>19,143,496</b>	<b>15,066,504</b>	<b>22,209,060</b>	<b>1,850,613</b>	<b>39,126,177</b>	<b>22,862,509</b>	<b>22,633,415</b>	<b>45,495,924</b>	<b>59,925,811</b>	<b>26,436,334</b>	<b>5,731,472</b>	<b>92,093,617</b>	<b>3,795,648</b>	<b>199,654,862</b>	<b>6,740,057</b>	<b>206,394,919</b>
<b>Amortización acumulada al 31.12.10</b>	<b>12,613,980</b>	<b>3,487,795</b>	<b>4,296,117</b>	<b>517,069</b>	<b>8,300,941</b>	<b>13,885,837</b>	<b>12,484,232</b>	<b>26,370,069</b>	<b>32,623,912</b>	<b>15,339,517</b>	<b>2,529,394</b>	<b>50,320,823</b>	<b>1,763,029</b>	<b>98,370,842</b>	<b>-</b>	<b>99,370,842</b>
Ajuste por inflación saldo inicial	1,084,802	299,947	369,467	44,467	713,881	1,194,183	1,073,803	2,267,986	2,789,457	1,319,505	217,537	4,326,499	153,424	8,546,592	-	8,546,592
<b>Amortización acum. inicial reexpresada</b>	<b>13,698,782</b>	<b>3,787,702</b>	<b>4,665,584</b>	<b>561,536</b>	<b>9,014,822</b>	<b>15,080,020</b>	<b>13,558,035</b>	<b>28,638,055</b>	<b>35,223,369</b>	<b>16,659,022</b>	<b>2,746,931</b>	<b>54,629,322</b>	<b>1,936,453</b>	<b>107,917,434</b>	<b>-</b>	<b>107,917,434</b>
Ajuste por inflación mov. del ejercicio	(221)	144	-	-	144	366,463	474,631	841,094	1,031,111	819,122	220,676	2,070,909	181,289	4,691,534	(77)	(77)
Amortizaciones	396,073	571,161	564,362	66,646	1,202,169	-	-	-	-	-	-	-	(55)	(51,870)	-	(51,870)
Bajas	(51,818)	-	-	-	7,772	-	-	-	-	-	-	-	-	7,772	-	7,772
Reclasificaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Amortización acumulada al 31.12.11</b>	<b>14,042,816</b>	<b>4,366,779</b>	<b>5,229,946</b>	<b>628,182</b>	<b>10,224,907</b>	<b>15,446,483</b>	<b>14,032,666</b>	<b>29,479,149</b>	<b>36,254,483</b>	<b>17,478,144</b>	<b>2,967,607</b>	<b>56,700,234</b>	<b>2,117,687</b>	<b>112,564,793</b>	<b>-</b>	<b>112,564,793</b>
<b>Valores netos al 31.12.11</b>	<b>5,100,680</b>	<b>10,698,725</b>	<b>16,979,514</b>	<b>1,222,431</b>	<b>28,901,270</b>	<b>7,416,026</b>	<b>8,600,749</b>	<b>16,016,775</b>	<b>23,671,328</b>	<b>8,958,190</b>	<b>2,763,865</b>	<b>35,393,383</b>	<b>1,677,961</b>	<b>87,090,069</b>	<b>6,740,057</b>	<b>93,830,126</b>

8,822,697

	Bienes de uso general		Producción			Transmisión			Distribución			Otras instalaciones eléctricas	TOTAL Bienes en servicio	Obras en curso	TOTAL Bienes de uso	
	Térmica	Hidráulica	Edílica y otras		Total Producción	Lineas y cables	Estaciones	Total Transmisión	Lineas y cables	Estaciones	Otros					Total Distribución
			Térmica	Hidráulica												
<b>Valor bruto al 31.12.09</b>	<b>17,693,878</b>	<b>9,995,268</b>	<b>20,235,149</b>	<b>1,180,281</b>	<b>31,410,698</b>	<b>20,905,506</b>	<b>20,243,231</b>	<b>41,148,737</b>	<b>52,621,455</b>	<b>23,076,145</b>	<b>3,332,929</b>	<b>79,030,529</b>	<b>3,261,326</b>	<b>8,953,865</b>	<b>-</b>	<b>181,499,033</b>
Ajuste por inflación saldo inicial	1,521,675	859,595	1,740,222	101,505	2,701,322	1,797,973	1,740,918	3,538,791	4,525,445	1,984,547	286,632	6,796,624	280,475	770,033	-	15,608,920
<b>Valor bruto inicial reexpresado</b>	<b>19,215,553</b>	<b>10,854,863</b>	<b>21,975,371</b>	<b>1,281,786</b>	<b>34,112,020</b>	<b>22,703,379</b>	<b>21,984,149</b>	<b>44,687,528</b>	<b>57,146,900</b>	<b>25,060,692</b>	<b>3,619,561</b>	<b>85,827,153</b>	<b>3,541,801</b>	<b>9,723,898</b>	<b>-</b>	<b>197,107,953</b>
Ajuste por inflación mov. del ejercicio	(73,260)	104,284	13,734	6,160	134,178	(9,637)	5,688	(3,939)	23,435	6,552	90,733	130,720	4,698	173,397	(48,209)	134,188
Altas	647,791	3,267,412	365,539	562,667	4,195,618	7,029	391,622	398,651	1,065,080	284,256	294,372	1,643,708	135,911	7,021,679	5,024,331	12,048,010
Capitalización obras en curso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6,588,896)
Bajas	(7,574)	-	(15,773)	-	(15,773)	-	-	-	-	-	-	-	(149)	(23,496)	-	(23,496)
Reclasificaciones	(1,136,280)	(170,764)	(161,331)	-	(332,095)	-	(727)	(727)	(2,004)	2,004	1,134,868	1,134,868	-	(334,234)	-	(334,234)
<b>Valor bruto al 31.12.10</b>	<b>18,647,230</b>	<b>14,055,795</b>	<b>22,177,540</b>	<b>1,850,613</b>	<b>38,083,948</b>	<b>22,700,781</b>	<b>22,380,732</b>	<b>45,081,513</b>	<b>58,233,411</b>	<b>25,353,504</b>	<b>5,139,534</b>	<b>88,726,449</b>	<b>3,682,261</b>	<b>194,221,401</b>	<b>8,110,124</b>	<b>202,331,525</b>
<b>Amortización acumulada al 31.12.09</b>	<b>13,216,761</b>	<b>2,950,734</b>	<b>3,802,008</b>	<b>481,242</b>	<b>7,223,884</b>	<b>13,557,419</b>	<b>12,013,475</b>	<b>25,570,894</b>	<b>31,635,468</b>	<b>14,620,853</b>	<b>1,378,103</b>	<b>47,534,424</b>	<b>1,621,135</b>	<b>95,179,578</b>	<b>-</b>	<b>95,179,578</b>
Ajuste por inflación saldo inicial	1,136,812	2,764	326,974	41,386	622,124	1,165,938	1,033,159	2,199,097	2,712,050	1,257,393	118,517	4,087,960	1,319,450	8,185,443	-	8,185,443
<b>Amortización acum. inicial reexpresada</b>	<b>14,355,573</b>	<b>3,204,498</b>	<b>4,128,982</b>	<b>522,628</b>	<b>7,856,108</b>	<b>14,723,357</b>	<b>13,046,634</b>	<b>27,769,991</b>	<b>34,247,518</b>	<b>15,878,246</b>	<b>1,496,620</b>	<b>51,622,384</b>	<b>1,760,965</b>	<b>103,365,021</b>	<b>-</b>	<b>103,365,021</b>
Ajuste por inflación mov. del ejercicio	(69,697)	(136)	(169)	-	(304)	(10,353)	632	(9,630)	111	215	67,622	(9)	(9)	(11,692)	-	(11,692)
Amortizaciones	397,801	600,246	560,741	38,906	1,199,872	366,916	510,655	877,571	975,635	780,218	207,314	1,963,165	175,952	4,613,976	-	4,613,976
Bajas	(7,249)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(149)	(7,398)	-	(7,398)
Reclasificaciones	(977,644)	(16,906)	(23,951)	-	(40,857)	-	(36)	(36)	(36)	36	975,366	975,366	-	(43,171)	-	(43,171)
<b>Amortización acumulada al 31.12.10</b>	<b>13,698,784</b>	<b>3,787,702</b>	<b>4,665,584</b>	<b>561,536</b>	<b>9,014,822</b>	<b>15,080,020</b>	<b>13,557,876</b>	<b>28,637,896</b>	<b>35,223,228</b>	<b>16,658,715</b>	<b>2,746,922</b>	<b>54,628,965</b>	<b>1,936,369</b>	<b>107,916,736</b>	<b>-</b>	<b>107,916,736</b>
<b>Valores netos al 31.12.10</b>	<b>4,948,446</b>	<b>10,268,093</b>	<b>17,511,956</b>	<b>1,289,077</b>	<b>29,069,126</b>	<b>7,620,761</b>	<b>8,822,856</b>	<b>16,443,617</b>	<b>23,010,183</b>	<b>8,694,789</b>	<b>2,392,612</b>	<b>34,097,584</b>	<b>1,745,892</b>	<b>86,304,665</b>	<b>8,110,124</b>	<b>94,414,789</b>

(\*) Cifras en moneda del 31/12/11

**NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES**

**CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011**

**NOTA 1 NATURALEZA JURÍDICA, MARCO LEGAL Y CONTEXTO OPERACIONAL**

**1.1 Administración Nacional de Usinas y 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 1.487 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 2011 fue de 1.745 MW ocurrida el 4 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 \$ 715.132.548, que representa un 98,45% del total de aportes de capital recibidos hasta el cierre.

La integración total aprobada por el Ente asciende a \$ 950.000.000 que se espera represente el 95% del total de aportes previsto en la sociedad.

## ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS (UTE)

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 Fideicomiso financiero

Mediante contrato celebrado en diciembre de 2004, se constituyó el fideicomiso "UTE 2004 FIDEICOMISO FINANCIERO".

El 24 de diciembre de 2004 el Banco Central del Uruguay (BCU) autorizó la inscripción del fideicomiso en el Registro del Mercado de Valores (Comunicación N° 2004/374).

El citado fideicomiso es titular de un pagaré por la suma de U\$S 25.000.000 (veinticinco millones de dólares estadounidenses), emitido por UTE a favor de EF ASSET MANAGEMENT Administradora de Fondos de Inversión S.A. en su calidad de fiduciario. El 29 de diciembre de 2011 se canceló la cuota final de dicho pagaré.

Con fecha 13 de enero de 2012 se procedió a la cancelación de la totalidad de las obligaciones existentes al 29/12/11, dando así por extinguido el Fideicomiso Financiero.

## NOTA 2 ESTADOS CONTABLES

Los presentes estados contables han sido aprobados para su emisión por el Directorio del Ente el 9 de marzo de 2012.

## 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. 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.

El Decreto N° 266/07 publicado el 31 de julio de 2007, 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.

Los estados contables fueron ajustados en base a una metodología de ajuste integral por inflación según se describe en la Nota 4.3 y se presentan expresados en moneda del 31/12/11.

El índice de ajuste utilizado fue el Índice de Precios al Consumo (IPC), según lo establecido en el art. 4° del Decreto N° 99/009 del 27/02/09 y con la modificación acordada por el Tribunal de Cuentas del art. 14° de la Ordenanza N° 81, en la sesión de fecha 01/04/09. Los saldos al 31/12/10 fueron reexpresados de acuerdo a la evolución de dicho índice de precios, a los efectos de su comparación en una única unidad de medida.

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

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

A la fecha de emisión de estos estados contables, tal como se menciona en la Nota 3.1, el Ente había adoptado las versiones de las normas vigentes desde el punto de vista legal en la República Oriental del Uruguay según lo establecido en la Ordenanza N° 81 del Tribunal de Cuentas, las cuales difieren en algunos casos de las últimas versiones y/o normas aprobadas por el IASB.

A continuación se resumen las normas o interpretaciones aún no adoptadas que son de aplicación a la Entidad:

*NIC 1 – Presentación de estados contables (Revisada en setiembre de 2007, efectiva a partir del 1° de enero de 2009).*

Exige que se presenten determinadas operaciones en forma separada de los aportes de accionistas en el "Estado de utilidad integral o de ingresos comprensivos" o dos estados "Estado de resultados" y "Estado de utilidad integral o ingresos comprensivos".

*NIC 23 – Costo por intereses (Revisada en marzo de 2007, efectiva a partir del 1° de enero de 2009).*

Se elimina la opción de reconocer como gastos los costos por intereses asociados a un activo calificable, por tanto las entidades deberán capitalizar los costos por intereses en todos los casos como parte del activo.

*NIIF 7 – Instrumentos financieros: información a revelar (Enmienda marzo de 2009).*

Requiere mejorar las revelaciones sobre la medición del valor razonable y el riesgo de liquidez.

*NIIF 8 – Operaciones de segmentos (Enmienda abril de 2009, efectiva a partir del 1° de enero de 2010).*

Aclara que una entidad debe exponer revelaciones sobre activos de segmentos sólo si dicha revelación es reportada regularmente por el órgano encargado de la toma de decisiones.

*NIIF 9 – Instrumentos financieros: clasificación y medición*

Efectúa cambios en la clasificación y medición de los instrumentos financieros apuntando a una simplificación en la contabilización de dichos instrumentos.

*NIIF 10 – Estados financieros consolidados*

Establece una metodología única de consolidación aplicable a todo tipo de entidades basado en el concepto de control y mejora las revelaciones exigidas (reemplazando la NIC 27 y SIC 12).

*NIIF 12 – Revelaciones de intereses en otras entidades*

Dicha norma establece las revelaciones que son aplicables cuando una Entidad tienen un interés en subsidiarias, consorcios, asociadas o en entidades con propósitos específicos.

*NIIF 13 – Medición al valor razonable*

Establece la definición de valor razonable, estableciendo un único marco conceptual para su medición. Además, establece las revelaciones que son requeridas.

## **NOTA 4 PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES**

### **4.1 Bases de preparación**

Los estados contables han sido preparados sobre la base de costos históricos ajustados por inflación en base a la metodología descrita en la Nota 4.3, a efectos de la presentación en una unidad de medida homogénea, 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 individuales del Ente son presentados en la moneda del principal centro económico en donde opera (su moneda funcional). Con el propósito de presentar los estados contables individuales, los resultados y la posición financiera del Ente son expresados en pesos uruguayos, la cual es la moneda funcional del Ente y la moneda de presentación de los estados contables individuales.

En la elaboración de los estados contables, las transacciones en monedas distintas a la moneda funcional de la entidad (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 \$ 19,903 por dólar al 31/12/11 y \$ 20,103 por dólar al 31/12/10), habiéndose reexpresado los saldos de 2010 a valores del 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 (rubro Resultado por desvalorización monetaria y diferencia de cambio real) del Estado de resultados.

### **4.3 Corrección monetaria**

La Ordenanza N° 81 del Tribunal de Cuentas establece la obligatoriedad de ajustar por inflación los Estados Contables.

#### *Generalidades*

En función de la normativa vigente se procede a realizar el ajuste integral por inflación de acuerdo a la metodología de la NIC 29.

## ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS (UTE)

A efectos de realizar dicho ajuste se ha utilizado el Índice de Precios al Consumo (IPC), elaborado por el Instituto Nacional de Estadística, el que muestra una variación de 8,6% en el ejercicio 2011. Durante el ejercicio 2010 la variación fue de 6,93%.

### *Procedimientos utilizados*

A efectos de reexpresar los valores originales en moneda de la fecha de cierre del ejercicio se han utilizado los siguientes procedimientos:

- ▶ Los activos y pasivos monetarios se muestran a valores históricos al cierre del ejercicio.
- ▶ Los saldos activos y pasivos en moneda extranjera son valuados al tipo de cambio de la fecha de cierre del ejercicio.
- ▶ Los inventarios se encuentran valuados a su costo de adquisición ajustado por la variación del IPC desde su adquisición hasta la fecha de cierre del ejercicio.
- ▶ Los bienes de uso fueron valuados a su costo de adquisición ajustado a partir del mes siguiente a su incorporación, de acuerdo a la variación del IPC.
- ▶ Los inmuebles no afectados al giro y bienes en comodato han sido valuados a su costo de adquisición ajustado a partir del mes siguiente a su incorporación, de acuerdo a la variación del IPC.
- ▶ Las inversiones en empresas subsidiarias y en negocios conjuntos se encuentran contabilizadas al valor patrimonial proporcional al cierre del ejercicio.
- ▶ Las inversiones en otras empresas 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 ajustado por IPC a partir del mes siguiente al de su incorporación.
- ▶ A efectos de la determinación del resultado del ejercicio, se ha determinado el valor del Patrimonio en su conjunto al inicio y al fin del ejercicio como la diferencia entre Activo y Pasivo reexpresados, utilizando los procedimientos de ajuste referidos anteriormente y en caso de corresponder, se han considerado por sus correspondientes valores reexpresados, los aportes de capital y los retiros de utilidades realizados durante el ejercicio.
- ▶ En resultados de ejercicios anteriores se incluyen los resultados no distribuidos hasta el inicio del ejercicio deducido el valor nominal de las reservas, el que se muestra en los correspondientes rubros.
- ▶ Los rubros componentes del estado de resultados se muestran a sus valores originales reexpresados a moneda de cierre.

### *Exposición*

Todos los importes en moneda nacional están expresados en pesos uruguayos de cierre del ejercicio. En especial, los saldos iniciales en el estado de flujo de efectivo, en el estado de evolución del patrimonio y en el cuadro de bienes de uso, surgen de la directa reexpresión de los saldos finales al cierre del ejercicio anterior, ajustados por inflación a esa fecha, en base a la variación en el ejercicio del índice antes referido.

El Capital se muestra a valor nominal, mientras que su correspondiente reexpresión se expone en el capítulo Ajustes al patrimonio. Las Reservas y los Resultados se muestran a sus valores reexpresados.

En resultados financieros se muestra el neto de ganancias y pérdidas correspondientes a intereses explícitos y los resultados de tenencia de activos y pasivos denominados en cantidades fijas de moneda nacional o extranjera.



#### **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. A los efectos de la determinación del resultado del ejercicio, todos los importes involucrados en la variación del patrimonio se expresan en términos de moneda nacional al cierre del ejercicio.

#### **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. 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, aquellos 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 ajustan por inflación de acuerdo al Índice de Precios al Consumo.

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.

## ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS (UTE)

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
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	20	1
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 y posteriormente al costo ajustado por inflación.

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. Estos 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 se han sido clasificados en ninguna de las categorías anteriores.

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

El Ente 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 aquellos que son contabilizados al valor razonable con cambio a resultados, son analizados en busca de indicadores de deterioro a fecha de cierre de balance. 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 subsidiarias**

Una subsidiaria es una entidad sobre la cual el Ente tiene el control en la toma de decisiones de política operativa y financiera de la sociedad. Dichas inversiones son registradas al valor patrimonial proporcional, deduciendo las pérdidas y ganancias no realizadas con subsidiarias al cierre de cada ejercicio.

#### **4.10 Inversiones en otras empresas**

Las inversiones en otras empresas corresponden a la adquisición de acciones de otras entidades en las cuales el Ente 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.

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.

#### **4.11 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 Ente) menos los costos estimados en el punto de venta.

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

Al cierre de cada balance, el Ente 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 Ente 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.

#### **4.13 Previsiones**

Las provisiones son reconocidas cuando el Ente 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 la entidad a fecha de cierre de balance, considerando los riesgos e incertidumbres que conllevan 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 Ente tenga derecho a replicar el reclamo a terceros, reconocerá un crédito dentro del activo si se puede afirmar con seguridad que recuperará dicho monto.

#### **4.14 Pasivos financieros e instrumentos de capital emitidos por el Ente**

##### Clasificación como pasivos 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 Ente, corresponde 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. La dirección del Ente ha comparado el valor razonable con el valor en libros no existiendo diferencias significativas.

#### **4.15 Instrumentos financieros derivados**

El Ente 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 es actualizado 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.

#### **4.16 Beneficios sociales**

No existen planes de jubilación privativos al organismo; 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.

#### **4.17 Impuesto a la renta**

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

##### 4.17.1 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 Ente por impuesto a pagar es calculado utilizando la tasa de impuesto que está vigente a la fecha de cierre del ejercicio económico.

##### 4.17.2 Impuesto diferido

El impuesto diferido es aquel 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 a la fecha de cada cierre de ejercicio económico y reducido en la medida de que no sea probable que suficiente renta gravada esté disponible en el futuro para permitir que todos o parte de los activos sea recuperable.

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. El impuesto diferido es cargado o acreditado en el estado de resultados, excepto cuando está relacionado a partidas cargadas o acreditadas directamente al patrimonio, en cuyo caso el impuesto diferido también es tratado en el patrimonio.

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.

#### 4.18 Tributos

A continuación, se presenta un detalle de los tributos para los cuales el Ente 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.
2. En cuanto al Impuesto a la renta, la empresa se encuentra comprendida como contribuyente a partir del ejercicio 1991. A partir del ejercicio 2003 se comenzó a aplicar el método del impuesto a la renta diferido, según indica la Norma Internacional de Contabilidad N° 12. Las revelaciones requeridas por dicha norma se presentan en la Nota 5.5. 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.
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, la empresa pasó a estar comprendida como contribuyente del Impuesto al patrimonio desde el ejercicio 1996 inclusive.
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 ‰ (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 2‰ (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° 605/009 se estableció el monto de la tasa en \$ 2,991 por MWh a partir del 1° de enero de 2010 y el Decreto N° 423/010 estableció en \$ 3,049 por MWh el importe a partir del 1° de enero de 2011.
8. A partir del 01/07/07 y como consecuencia de la Ley N° 18.083 de 27/12/06 y Decretos reglamentarios, UTE 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.

#### 4.19 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.

#### 4.19.1 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.

#### 4.19.2 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 2011 (por consumos hasta diciembre inclusive), se efectuó una estimación de los mismos. Para ello se consideró la facturación real de diciembre y en función de su composición por tarifas, se extrapolaron los montos que se facturarán en enero 2012. De esta forma, se determinó que para las tarifas simples y doble horario, un 50% del monto facturado en enero 2012 corresponde a consumo de diciembre 2011, 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%.

#### 4.19.3 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.

#### 4.19.4 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.

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

El costo de explotación representa los importes que el Ente 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.

### **4.20 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).



#### 4.21 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 2011, son similares con los criterios aplicados en el ejercicio anterior.

#### 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 Wäertsila de Central Batlle, contenido de los almacenes de Montevideo e Interior, flota automotriz, centros de procesamiento de datos, montes forestales, edificio, central telefónica y ascensores del Palacio de la Luz, maquinaria pesada, planta de preservación de madera, turbina Solar Caterpillar de Rivera, turboalternador Alstom y centros de capacitación.

En materia de recursos humanos se contratan para todo el personal seguro por accidentes de trabajo y seguro de vida.

#### 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.

Durante el ejercicio 2011 se realizaron altas de bienes de uso (netas de capitalizaciones de obras en curso) por un monto actualizado al 31/12/11 de \$ 4.028.212.102. En el estado se expone una aplicación de \$ 3.918.707.774 (\$ 5.258.353.456 en 2010), debido a que se dedujeron por no implicar movimiento de fondos del ejercicio 2011, los siguientes conceptos:

- anticipos declarados anteriormente como aplicación de fondos y que corresponden a altas de bienes de uso del presente ejercicio por \$ 92.405.422,
- capitalización del aporte de OPP indicado en la Nota 5.15 por \$ 17.098.906.

El aporte de capital a ISUR S.A. en el ejercicio 2011 ascendió a \$ 89.460.830 a valores ajustados por inflación. No se expone en el estado por no implicar movimiento de fondos, ya que corresponde a la capitalización de créditos generados por la prestación de servicios de UTE a ISUR S.A.

En el estado se expone una aplicación de \$ 42.595.879 a valores ajustados por inflación, correspondiente al aporte de capital en Gas Sayago S.A.

### NOTA 5 INFORMACIÓN REFERENTE A PARTIDAS DEL ESTADO DE SITUACIÓN PATRIMONIAL

#### 5.1 Disponibilidades

	2011	2010
Bancos	4.310.217.490	4.179.418.597
Fondos en tránsito	17.932.800	11.914.003
Caja y fondo fijo	10.744.324	16.191.268
	4.338.894.614	4.207.523.868

## 5.2 Créditos por ventas

	Corriente		No corriente	
	2011	2010	2011	2010
Deudores simples energía eléctrica	2.852.266.829	2.901.102.748	-	-
Deudores morosos energía eléctrica	1.764.812.932	1.881.013.675	20.835.637	34.077.157
Recuperación IVA deudores oficiales y municipales	(91.957.899)	-	-	-
Deudores en gestión judicial	86.191.759	83.777.158	-	-
Deudores documentados energía eléctrica	529.572.582	533.982.568	1.314.555.344	1.345.451.898
Previsión por deudores incobrables	(1.026.404.113)	(1.142.519.156)	(675.027.847)	(706.021.417)
Intereses a devengar	(27.540.666)	(33.734.781)	-	-
Anticipos de clientes	(10.501.780)	(7.872.503)	-	-
Servicio de consultoría	55.836.792	184.218.892	88.622.629	-
Previsión por deudores incobrables consultoría	(26.252.577)	(108.181.045)	(78.445.287)	-
	4.106.023.859	4.291.787.557	670.540.476	673.507.638

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. 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 Ente 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.

Antigüedad de los saldos por venta de energía eléctrica en miles de pesos:

	2011	2010
0 a 60 días	3.653.192	3.749.609
60 a 90 días	59.239	71.799
90 a 360 días	280.965	423.426
> 360 días *	2.574.838	2.534.571
Total	6.568.234	6.779.405

\* Incluye deuda documentada con intendencias municipales.

El Ente 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.

**ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS (UTE)**

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

	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Saldo inicial	(1.848.540.573)	(1.254.613.272)
Constituciones	(221.397.503)	(857.193.791)
Desafectaciones	368.506.116	263.266.490
<b>Saldo final</b>	<b>(1.701.431.960)</b>	<b>(1.848.540.573)</b>

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 Ente estima que el valor registrado de sus créditos por cobrar no difiere sustancialmente de su valor justo.

**5.3 Otros créditos**

	<b>Corriente</b>		<b>No corriente</b>	
	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Pagos anticipados	383.311.758	248.204.468	888.364.379	229.132.423
Diversos	306.592.453	187.183.577	87.536.855	68.371.543
Previsión otros créditos incobrables	(25.894.747)	(28.135.017)	-	-
Intereses financieros a devengar	(4.857.150)	(3.813.088)	(11.454.128)	(11.453.093)
	<b>659.152.314</b>	<b>403.439.940</b>	<b>964.447.106</b>	<b>286.050.873</b>

**5.4 Inventarios**

	<b>Corriente</b>		<b>No corriente</b>	
	<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Materiales en depósito	880.918.485	870.123.988	2.145.675.853	1.838.595.177
Materiales energéticos	1.159.202.964	530.703.072	-	-
Otros materiales para trabajos DYC	477.815.649	451.167.197	-	-
Materiales en tránsito	62.922.270	86.135.000	154.051.075	183.036.875
Bienes desafectados de su uso	-	-	35.782.036	192.736.052
Previsión por obsolescencia	-	-	(513.982.623)	(464.568.044)
	<b>2.580.859.368</b>	<b>1.938.129.257</b>	<b>1.821.526.341</b>	<b>1.749.800.060</b>

El Ente 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>2011</b>	<b>2010</b>
Saldo inicial	(464.568.044)	(216.891.600)
Creación	(136.207.806)	(259.888.486)
Usos de la previsión	86.793.227	12.212.042
<b>Saldo final</b>	<b>(513.982.623)</b>	<b>(464.568.044)</b>

## 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:

<b>Concepto</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Activo por impuesto diferido	4.847.685.132	4.535.780.250
Pasivo por impuesto diferido	(22.813.166)	(24.086.995)
<b>Activo neto al cierre</b>	<b>4.824.871.966</b>	<b>4.511.693.255</b>

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

	<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	393.338.910	4.428.018.405
Previsión incobrables	144.373.808	(63.256.840)	81.116.968
Anticipos a proveedores	4.089.037	(5.703.483)	(1.614.446)
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
<b>Total</b>	<b>4.511.693.255</b>	<b>313.178.711</b>	<b>4.824.871.966</b>

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

<b>Concepto</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
IRAE	483.423.671	781.640.728
IRAE diferido	(313.178.711)	1.679.394.458
IRAE - Ajuste por liquidación con provisión del ejercicio anterior	(35.899.387)	-
<b>Total pérdida</b>	<b>134.345.573</b>	<b>2.461.035.186</b>

**ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS (UTE)**

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

<b>Concepto</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Resultado contable	2.834.227.963	9.086.890.353
Impuesto a la renta neto del ejercicio	134.345.573	2.461.035.186
Resultado antes de IRAE	2.968.573.536	11.547.925.539
IRAE (25%)	<b>742.143.384</b>	<b>2.886.981.385</b>
Ajustes:		
Impuestos y sanciones	282.680.588	255.411.865
Ajuste fiscal por inflación	41.746.163	153.980.983
Ajuste valuación inversiones en el exterior	43.745.081	21.953.590
Rentas no gravadas y gastos asociados a las mismas	(24.213.874)	(18.111.098)
Ajustes posteriores a provisión y ajuste por inflación contable	(157.621.748)	(191.050.645)
Intereses perdidos no deducibles	-	38.036.697
Gastos pequeñas empresas	3.260.371	3.602.738
Gastos no deducibles (costos financieros externos-retención IRNR)	4.486.471	20.414.056
Diferencia de valor gasoducto (LINK)	(1.192.202)	3.016.723
Ajuste pérdida fiscal ejercicio anterior	-	(161.517.881)
Diferencia de índice contable y fiscal de bienes de uso	(567.719.905)	(374.705.007)
Previsión ds.incobrables (permanente)	25.048.824	108.074.453
Exoneración por inversiones	(319.848.127)	(475.879.649)
Otros	61.830.547	190.826.976
<b>Impuesto a la renta pérdida</b>	<b>134.345.573</b>	<b>2.461.035.186</b>

**5.6 Inversiones en subsidiarias**

El Ente mantiene inversiones en una única subsidiaria:

<b>Nombre</b>	<b>Lugar en el que opera</b>	<b>Proporción de acciones y poder de voto obtenido</b>		<b>Valor contable</b>		<b>Actividad principal</b>
		<b>2011</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>	
Interconexión del Sur S.A.	Montevideo, Uruguay	98,45%	98,47%	715.132.548*	667.264.967*	Construcción y gestión de una estación convertora de frecuencia a ser instalada entre Uruguay y Brasil.

\* Los importes incluyen la eliminación de la ganancia intercompañías no realizada.

A continuación se presenta información resumida de la subsidiaria:

	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Total de activos	3.771.702.240	1.136.414.758
Total de pasivos	<u>2.963.017.861</u>	<u>425.994.013</u>
Activos netos	808.684.379	710.420.745
Participación de UTE sobre los activos netos	<u>796.138.177</u>	<u>699.524.051</u>

**ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS (UTE)**

	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Resultado operativo	(14.398.817)	(30.546.104)
Resultado antes de impuesto a la renta	(34.362.705)	(59.518.178)
Resultado del ejercicio	7.692.772	(59.549.324)
Participación de UTE sobre el resultado	7.573.424	(58.635.936)

**5.7 Inversiones en otras empresas**

Nombre	Lugar en el que opera	Proporción de acciones y poder de voto obtenido	Valor contable		Actividad principal
			2011	2010	
Central Puerto S.A.	Buenos Aires, Argentina	0,63%	44.637.441	61.115.675	Generador termoeléctrico
Hidroneuquén S.A.	Buenos Aires, Argentina	3,44%	146.582.415	144.501.145	Controlante del capital accionario de la empresa generadora Hidroeléctrica Piedra del Águila
Gas Sayago S.A.	Montevideo, Uruguay	50,00%	39.744.833	-	Participación en consorcio para la construcción, operación y mantenimiento de una planta de regasificación de gas natural licuado
			230.964.689	205.616.820	

En el presente ejercicio se verificó una reducción del valor de las inversiones en Central Puerto S.A. y Gas Sayago S.A., lo que generó una pérdida de \$ 19.329.281 y un incremento en la correspondiente a Hidroneuquén S.A., reconociendo una ganancia de \$ 2.081.271.

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

	<b>2011</b>
Total de activos	82.651.842
Total de pasivos	3.162.177
Activos netos	79.489.665
Participación de UTE sobre los activos netos	39.744.833

	<b>2011</b>
Resultado operativo	(5.085.215)
Resultado antes de impuesto a la renta	(6.225.529)
Resultado del ejercicio	(5.702.093)
Participación de UTE sobre el resultado	(2.851.046)

**5.8 Bienes en comodato**

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

Concepto	Generación	Parque de Vacaciones	Otros	Total
Valor bruto al 31.12.10	321.598	142.608	2.214	466.420
Ajuste por inflación saldo inicial	27.658	12.264	190	40.112
<b>Valor bruto inicial reexpresado</b>	<b>349.256</b>	<b>154.872</b>	<b>2.404</b>	<b>506.532</b>
Altas	-	-	-	-
Traslados	-	-	-	-
<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	50.225	33.012	2.214	85.451
Ajuste por inflación saldo inicial	4.320	2.839	190	7.349
<b>Amortización acumulada inicial reexpresada</b>	<b>54.545</b>	<b>35.851</b>	<b>2.404</b>	<b>92.800</b>
Amortizaciones	10.926	6.413	-	17.339
Traslados	-	-	-	-
<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>

Concepto	Generación	Parque de Vacaciones	Otros	Total
Valor bruto al 31.12.09	171.804	142.613	2.214	316.631
Ajuste por inflación saldo inicial	14.776	12.265	190	27.231
<b>Valor bruto inicial reexpresado</b>	<b>186.580</b>	<b>154.878</b>	<b>2.404</b>	<b>343.862</b>
Ajuste por inflación movimientos del ejercicio	1.345	(6)	-	1.339
Altas	-	382	-	382
Traslados	161.331	(382)	-	160.949
<b>Valor bruto al 31.12.10</b>	<b>349.256</b>	<b>154.872</b>	<b>2.404</b>	<b>506.532</b>
Amortización acumulada al 31.12.09	21.569	26.781	2.214	50.564
Ajuste por inflación saldo inicial	1.855	2.303	190	4.348
<b>Amortización acumulada inicial reexpresada</b>	<b>23.424</b>	<b>29.084</b>	<b>2.404</b>	<b>54.912</b>
Ajuste por inflación movimientos del ejercicio	167	-	-	167
Amortizaciones	7.004	6.767	-	13.771
Traslados	23.950	-	-	23.950
<b>Amortización acumulada al 31.12.10</b>	<b>54.545</b>	<b>35.851</b>	<b>2.404</b>	<b>92.800</b>
<b>Valores netos al 31.12.10</b>	<b>294.711</b>	<b>119.021</b>	<b>-</b>	<b>413.732</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.

## 5.9 Instrumentos financieros

### 5.9.1 Activos financieros

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

<b>2011</b>					
	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		422.988.986	\$	8,82%	<b>422.988.986</b>
	Enero 2012	96.864.641	\$		96.864.641
	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>428.033.203</b>
<b>2010</b>					
	Vencimiento	Saldos en moneda de origen	Moneda	Tasa promedio	Total equivalente en moneda nacional
<b>Activos financieros mantenidos hasta el vencimiento</b>					
Plazo fijo	Junio 2011	41.564	U\$S	2,25%	<b>907.418</b>
					<b>907.418</b>

### 5.9.2 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 Ente 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
	2011	2010	
Obligaciones negociables	5.044.216	-	1
Acciones en Central Puerto S.A.	44.637.441	61.115.675	1
Swap (pasivo)	(71.553.629)	(40.399.198)	2



## 5.10 Deudas comerciales

El período promedio de crédito otorgado por los proveedores al Ente está entre 30 y 40 días y no se incluyen intereses a las cuentas por pagar, excepto para la deuda documentada. El Ente 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	
	2011	2010
Deuda documentada acreedores	-	1.414.833.635
Proveedores por compra de energía	794.470.390	499.492.477
Acreedores comerciales	2.314.649.645	1.685.194.011
Adelantos derecho uso Estación Conversora	298.815.804	312.188.835
Depósitos recibidos en garantía	264.447.299	218.319.807
Provisión por compra de energía	182.769.094	61.631.335
Otras provisiones comerciales	335.936.465	356.611.387
Anticipos de clientes	361.861.284	185.951.976
Retenciones a terceros	52.084.468	40.428.181
	<b>4.605.034.449</b>	<b>4.774.651.645</b>

## 5.11 Deudas financieras

	Corriente		No corriente	
	2011	2010	2011	2010
<b>Endeudamiento con el exterior</b>				
Finan. de inversiones-Organismos multilaterales (i)	194.065.105	212.872.522	3.024.828.126	3.356.243.963
Finan. de inversiones-Inst. financieras varias (ii)	316.337.248	170.915.460	959.148.716	609.855.159
Finan. capital de trabajo-Organismos multilaterales (iii)	-	472.586.952	-	-
Finan. capital de trabajo-Inst. financieras varias (iv)	437.866.000	-	358.254.000	218.318.580
Comisión de compromiso	41.745	56.621	-	-
Intereses a pagar	140.598.933	129.078.647	431.858.554	475.777.477
Intereses a vencer	(117.203.889)	(105.998.359)	(431.858.554)	(475.777.477)
<b>Total del endeudamiento con el exterior</b>	<b>971.705.142</b>	<b>879.511.842</b>	<b>4.342.230.842</b>	<b>4.184.417.702</b>
<b>Endeudamiento local</b>				
Financiamiento de inversiones (v)	405.548.571	96.415.022	1.223.564.385	219.031.041
Financiamiento de capital de trabajo (vi)	368.205.500	374.684.300	184.102.750	-
Adecuación de la estructura financiera (vii)	159.224.000	-	636.896.000	873.274.320
Ministerio de Economía y Finanzas (viii)	-	771.392.316	-	-
Obligaciones negociables en UI (ix)	199.125.782	-	2.564.456.227	2.770.563.998
Obligaciones negociables en U\$S (ix)	66.316.796	-	208.583.440	218.318.580
Fideicomiso financiero (x)	-	77.970.922	-	-
Otras obligaciones	-	288.005	-	-
Intereses a pagar	219.555.665	169.987.478	587.733.799	672.085.037
Intereses a vencer	(190.342.955)	(152.650.847)	(587.733.799)	(672.085.037)
<b>Total del endeudamiento local</b>	<b>1.227.633.359</b>	<b>1.338.087.197</b>	<b>4.817.602.802</b>	<b>4.081.187.938</b>
<b>Instrumentos financieros derivados (Nota 8.2)</b>	<b>71.553.629</b>	<b>40.399.198</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total de las deudas financieras</b>	<b>2.270.892.130</b>	<b>2.257.998.238</b>	<b>9.159.833.644</b>	<b>8.265.605.640</b>

5.11.1 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 31/12/11 corresponden a U\$S 18.677.454 pactados a tasa de interés fija y U\$S 143.051.593 a tasa de interés variable en función de la LIBOR más un spread.
- (ii) Conciene a préstamos obtenidos de instituciones financieras varias del exterior para financiamiento de inversiones, contratados a mediano y largo plazo. Los mismos se amortizan semestralmente en períodos de 8 a 25 años. Los saldos adeudados por dicho concepto al 31/12/11 arbitrados a dólares estadounidenses corresponden a U\$S 43.821.305 pactado a tasa de interés fija y U\$S 20.263.806 a tasa de interés variable en función de la LIBOR más un spread fijo.
- (iii) Contiene el pasivo financiero generado por endeudamiento con el exterior contratado con organismos multilaterales para financiamiento de capital de trabajo a 3 años de plazo que generaba intereses a tasa variable en función de la LIBOR más un spread. El saldo ha sido cancelado al 31/12/11.
- (iv) Corresponde a obligaciones por endeudamiento con el exterior contratada con instituciones financieras varias para financiamiento de capital de trabajo a mediano y largo plazo. Al 31/12/11 el saldo de las obligaciones pactadas a tasa fija con plazo mayor a 5 años, asciende a U\$S 10.000.000 y a tasa variable con plazo mayor a un año a U\$S 30.000.000.
- (v) 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 31/12/11 es de U\$S 10.032.634 y a tasa fija U\$S 71.819.999.
- (vi) 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 31/12/11 se canceló la deuda con vencimiento menor a 1 año, mientras que la contratada con amortización entre 1 y 3 años asciende a U\$S 27.750.000.
- (vii) Corresponde a deudas contraídas con instituciones de plaza con el objetivo de adecuar la estructura financiera de la empresa. Las mismas se contrataron a mediano y largo plazo con tasa de interés fija. Al 31/12/11 el saldo de dichas obligaciones asciende a U\$S 40.000.000.
- (viii) Comprende el pasivo generado por contratos de préstamo con el Ministerio de Economía y Finanzas amortizables en tres cuotas semestrales cada uno. Dicha deuda generaba intereses a tasa variable en función del rendimiento de los Bonos globales uruguayos. Al 31/12/11 dicho pasivo se canceló en su totalidad.
- (ix) 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. La deuda al 31/12/11 por las obligaciones negociables emitidas es de UI 1.192.690.000 y U\$S 13.812.000.
- (x) Contiene la deuda generada por el pagaré emitido a largo plazo para el Fideicomiso financiero UTE 2004. Este pasivo se amortiza semestralmente y genera intereses a tasa variable dependiente de LIBOR más spread con tope máximo de 8,5% y mínimo de 6,5%. Al 31/12/11 el saldo ha sido cancelado.

## ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS (UTE)

### 5.11.2 Cláusulas de condiciones (covenants) de los préstamos

Algunos contratos de préstamo poseen 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. Al 31/12/11 se cumplen la totalidad de los covenants estipulados, por lo cual, la deuda financiera relativa a dichos préstamos, se clasifica en corriente y no corriente de acuerdo a los vencimientos establecidos en los contratos respectivos.

### 5.12 Deudas diversas

A continuación se presenta el detalle de las deudas diversas:

	Corriente		No corriente	
	2011	2010	2011	2010
Deudas de personal	419.739.036	297.278.608	-	-
Prov. aguinaldo, licencia, hs. extras, etc.	552.800.624	510.865.598	-	-
Prov. incentivo productiv. y fdo. reserva	386.081.574	380.602.091	-	-
Prov. incentivo por retiro	105.855.527	156.266.452	15.249.436	131.345.912
IVA a pagar	-	107.397.001	-	-
Anticipo FOCEM-Interconexión Uruguay-Brasil	216.425.222	-	-	-
Acreedores fiscales	96.012.094	88.474.536	-	-
Tasa alumbrado público intendencias	93.407.827	95.857.234	-	-
Deudas varias a pagar	22.243.691	16.942.060	-	-
Provisión impuesto a la renta	-	781.569.172	-	-
Provisiones varias	39.523.665	24.776.483	-	-
	1.932.089.260	2.460.029.236	15.249.436	131.345.912

### 5.13 Provisiones por juicios

Derivadas del desempeño de la actividad, se presentan situaciones en las que el Ente 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 UTE

Existen 217 juicios en curso por un monto pretendido total de U\$S 67.487.805 equivalentes a \$ 1.343.209.783 al 31/12/11. 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 (9 expropiaciones por un total de \$ 25.597.141), debido a que si bien UTE es actora, sus resultas van a aparejar erogaciones tal como ocurre en los procesos en los que la empresa es demandada.

De estos juicios están provisionados aquéllos que de acuerdo a la opinión profesional del área jurídica de UTE, es altamente probable que el resultado final del mismo, sea desfavorable al Ente. Asimismo, se provisionaron indemnizaciones por servidumbre en vía administrativa para las que se estimó muy probable su pago.

## ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS (UTE)

Saldos al cierre de los ejercicios finalizados en diciembre de 2011 y 2010:

	Corriente		No corriente	
	2011	2010	2011	2010
Previsión por juicios	254.438.167	68.369.946	106.444.739	191.606.696

Conciliación entre saldo inicial y final:

	2011	2010
Saldo inicial	259.976.642	213.273.116
Dotaciones e incrementos	139.477.912	59.081.361
Importes objeto de reversión	(36.655.345)	(11.461.638)
Importes utilizados contra la previsión	(1.916.303)	(916.197)
Total	360.882.906	259.976.642

B) Procesos en trámite que pueden concluir en ingresos para UTE

Al cierre del ejercicio están pendientes 13.393 acciones promovidas por UTE por un monto reclamado total, actualizado al 31/12/11, de U\$S 20.860.517 equivalentes a \$ 415.186.870, dentro de los cuales se incluyen fundamentalmente los conceptos de juicios ejecutivos e irregularidades tarifarias.

### 5.14 Beneficios post – empleo a los funcionarios

#### 5.14.1 Provisión por retiros incentivados

La provisión refiere al plan de retiros incentivados aprobado por el Directorio en la Resolución R07.-167 del 9 de febrero de 2007, la 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, acogiéndose al mismo un total de 552 funcionarios, de los cuales 380 continúan recibiendo el beneficio al 31/12/11.

Para la estimación de la provisión, 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.

## ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS (UTE)

El pasivo reconocido al 31 de diciembre de cada ejercicio, se detalla a continuación:

	Corriente		No corriente	
	2011	2010	2011	2010
Provisión por retiros incentivados	105.855.527	156.266.452	15.249.436	131.345.912

El cargo neto del ejercicio correspondiente al plan de retiro fue una reducción de gastos de \$ 2.605.059 (incremento de gastos por \$ 25.451.498 en 2010), que se incluye dentro del capítulo Gastos de personal.

Por resolución R11.-1905 del 16 de diciembre de 2011, el Directorio de UTE aprobó un nuevo plan de retiro voluntario incentivado. Podrán ampararse al mismo hasta un máximo de 500 funcionarios prioritariamente de sectores operativos, que cumplan 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 será percibido mensualmente 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 será equivalente al 70% del promedio mensual de la totalidad de las retribuciones nominales sujetas a Montepío, efectivamente percibidas durante el año 2011, actualizadas 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 vence a los 120 días posteriores a la fecha de aprobación del mismo.

Los funcionarios interesados en adherirse al respectivo plan deben completar una solicitud y aguardar que sea formalmente aprobada por el Directorio del Ente. Al 31 de diciembre de 2011 no ha existido aprobación de solicitudes por parte del Directorio por lo que no hay un compromiso asumido al cierre del ejercicio.

### 5.14.2 Previsión por prestación de 200 KWh post-empleo

Corresponde a un beneficio aprobado por el Directorio del Ente 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 el Ente o al cónyuge supérstite, una bonificación en el consumo de energía eléctrica de hasta 200 kWh, descontados éstos de la franja de consumo de mayor valor. Adicionalmente, la resolución de Directorio R07.-167 del 9 de febrero de 2007, extendió 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.

## ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS (UTE)

Con el objeto de poder estimar la cuantía de los desembolsos futuros a incurrir por parte del Ente se utilizaron los siguientes supuestos:

- Edad promedio de los jubilados al 31.12.11 de 74 años.
- El costo energético del kWh se estimó en base al costo promedio de generación de los últimos tres años.
- La cantidad de beneficiarios se estimó como la suma de: jubilados, cónyuges supérstites, ex funcionarios en régimen de retiro incentivado y la mejor estimación de funcionarios que eventualmente se jubilen configurando los requisitos para hacer usufructo del beneficio.

El pasivo reconocido al 31 de diciembre de cada ejercicio, se detalla a continuación:

	Corriente		No corriente	
	2011	2010	2011	2010
Previsión 200 kWh	24.061.959	24.099.978	382.759.248	387.564.466

El cargo al resultado del ejercicio correspondiente a la prestación de consumo de energía eléctrica es de \$ 53.568.226 (\$ 90.129.767 en 2010), el cual se incluye dentro del capítulo Gastos de personal.

### 5.15 Patrimonio neto

En el ejercicio 2011 se contabilizó el aporte realizado por OPP para la ejecución de obras de electrificación rural, el cual asciende a \$ 17.098.906 (\$ 40.273.567 en el ejercicio 2010 expresado en moneda del 31/12/10).

Fue vertida a Rentas Generales la suma de \$ 1.158.000.000, lo que determina una disminución de los resultados acumulados de \$ 1.196.118.831 a valores ajustados por inflación (\$ 4.175.896.154 en 2010 expresado en moneda del 31/12/10).

Se constituyeron reservas fiscales por \$ 1.903.518.594 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.

### 5.16 Cuentas de orden

	2011	2010
Valores recibidos en garantía	6.224.173.436	5.876.918.555
Cartas de crédito abiertas en M/E	840.367.860	1.083.400.990
Compromiso por construcción de estación convertora	117.946.487	161.538.427
Conformes clientes fideicomiso electrificación rural	19.705.000	6.667.382
	7.202.192.783	7.128.525.354

**NOTA 6 INFORMACIÓN REFERENTE A PARTIDAS DEL ESTADO DE RESULTADOS**

**6.1 Detalle de ingresos por su naturaleza**

<b>Ingresos operativos netos</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Venta de energía eléctrica local:		
Residencial	12.942.797.467	12.793.708.229
Consumo básico residencial	689.626.118	640.417.179
Bonificación consumo básico residencial	(414.451.259)	(436.918.374)
Medianos consumidores	5.246.252.179	5.015.398.672
Grandes consumidores	5.199.416.933	5.259.120.248
General	3.298.246.719	3.268.515.072
Cargos fijos	2.173.473.823	2.169.710.871
Alumbrado público	1.078.094.167	1.127.029.379
Otras tarifas	135.003.717	147.017.758
Venta de energía eléctrica al exterior	23.837	1.734.056.365
Bonificaciones	(80.843.667)	(84.579.747)
<b>Total</b>	<b>30.267.640.035</b>	<b>31.633.475.651</b>

<b>Otros ingresos de explotación</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Derechos de carga	247.414.605	272.752.815
Tasas	63.315.915	72.075.214
Ingresos por peajes	48.839.341	49.649.582
Ingresos por consultorías	41.217.564	52.007.723
Cobro a deudores incobrables	39.548.901	55.889.410
Otros ingresos	25.851.711	22.983.628
Ingresos por derechos de uso estación convertora	14.357.554	15.395.120
<b>Total</b>	<b>480.545.591</b>	<b>540.753.492</b>

<b>Ingresos varios</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Ventas varias y de otros servicios	306.300.318	373.032.605
Ingresos por bienes producidos y reparados	149.742.858	138.620.592
Multas y sanciones	50.328.322	23.741.665
Ingresos varios	42.462.691	42.019.910
Resultado por activos biológicos	42.391.170	-
Aportes de clientes para obras	34.186.437	68.288.171
Ingresos por participación en empresas del exterior	24.812.691	5.025.620
Ingresos por eficiencia energética	22.423.787	3.992.136
Ingresos por donaciones del exterior	17.288.142	4.940.856
<b>Total</b>	<b>689.936.416</b>	<b>659.661.555</b>

**6.2 Detalle de gastos por su naturaleza**

<b>Costos de explotación</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Materiales energéticos y lubricantes	10.897.220.804	3.745.728.779
Amortizaciones	4.245.265.780	4.190.891.536
Compra de energía eléctrica	4.186.643.044	2.885.071.149
Personal	2.450.564.080	2.271.581.406
Suministros y servicios externos	898.142.101	1.099.498.614
Materiales	320.472.116	341.443.865
Transporte	142.551.439	126.466.572
Tributos	22.585.270	26.820.993
Trabajos para inversiones en curso - gastos	(61.563.204)	(55.857.165)
Trabajos para inversiones en curso - personal	(337.064.601)	(318.430.889)
<b>Total</b>	<b>22.764.816.830</b>	<b>14.313.214.860</b>

<b>Gastos de administración y ventas</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Personal	2.334.144.236	2.284.720.869
Impuesto al patrimonio	1.124.650.386	1.073.434.303
Suministros y servicios externos	949.197.072	834.869.034
Amortizaciones	436.986.431	412.028.254
Pérdida por deudores incobrables	235.892.228	888.512.715
Tributos	126.917.310	167.829.801
Transporte	108.596.179	95.415.720
Materiales	77.302.383	75.453.791
Trabajos para inversiones en curso - gastos	(10.034.635)	(10.100.347)
Trabajos para inversiones en curso - personal	(27.553.806)	(25.979.276)
<b>Total</b>	<b>5.356.097.784</b>	<b>5.796.184.866</b>

<b>Gastos varios</b>	<b>2011</b>	<b>2010</b>
Indemnizaciones	151.087.626	73.813.227
Pérdida por obsolescencia de materiales	130.925.629	263.396.070
Regularización IVA deudores oficiales y municipales incobrables	76.507.659	-
Aportes a asociaciones y fundaciones	63.968.934	66.253.276
Resultado por inversiones (pérdida)	58.841.258	54.942.950
Costo de ventas de equipos y otros bienes	21.983.909	5.129.988
Varios	18.589.556	26.707.367
Subsidios y transferencias	15.233.189	166.532.123
Donaciones	171.334	840.817
<b>Gastos Servicios Auxiliares:</b>		
Personal	234.510.759	217.999.013
Materiales	106.601.187	86.573.612
Suministros y servicios externos	68.807.562	60.032.045
Amortizaciones	26.621.522	24.828.892
Tributos	5.182.705	5.400.639
Transporte	4.568.631	2.173.162
Varios	735.596	1.652.207
<b>Total</b>	<b>984.337.059</b>	<b>1.056.275.388</b>



### 6.3 Resultados financieros

	2011	2010
Multas y recargos a clientes	730.885.523	734.275.375
Resultado p/desvalorización monetaria y dif. cambio real	347.747.620	(260.743.289)
Ingresos por intereses	45.249.282	154.439.736
Otros cargos financieros netos	2.073.052	(95.782)
Ingresos p/colocación de obligaciones negociables sobre la par	-	9.599.445
Multas y recargos (BPS - DGI)	(167.552)	(180.370)
Resultado financiero por inversiones	(211.378)	40.927.746
Gastos de préstamos y otros financiamientos	(20.552.911)	(99.106.585)
Descuento por pronto pago concedidos	(52.960.885)	(42.470.362)
Resultado por instrumentos financieros derivados	(58.634.419)	(13.680.320)
Egresos por intereses	(357.725.165)	(643.255.639)
<b>Total</b>	<b>635.703.167</b>	<b>(120.290.045)</b>

### NOTA 7 POSICIÓN EN MONEDA EXTRANJERA

Los activos y pasivos en moneda extranjera al cierre de los ejercicios 2011 y 2010, arbitrados a dólares estadounidenses y su equivalente en pesos uruguayos expresados en moneda homogénea del 31 de diciembre de 2011, son los siguientes:

	2011		2010	
	Miles de U\$S	Miles de \$	Miles de U\$S	Miles de \$
<b>ACTIVO</b>				
<b>Activo corriente</b>				
Disponibilidades	166.106	3.306.008	96.021	2.096.318
Créditos por ventas	989	19.684	2.352	51.348
Otros créditos	12.318	245.165	3.736	81.564
<b>Total activo corriente</b>	<b>179.413</b>	<b>3.570.857</b>	<b>102.109</b>	<b>2.229.230</b>
<b>Activo no corriente</b>				
Otros créditos a largo plazo	42.825	852.346	5.466	119.333
Inversiones	253	5.035	42	917
Créditos por ventas	2.786	55.450	2.851	62.243
<b>Total activo no corriente</b>	<b>45.864</b>	<b>912.831</b>	<b>8.359</b>	<b>182.493</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>225.277</b>	<b>4.483.688</b>	<b>110.468</b>	<b>2.411.723</b>
<b>PASIVO</b>				
<b>Pasivo corriente</b>				
Deudas:				
- Comerciales	165.901	3.301.928	174.301	3.805.314
- Financieras	113.488	2.258.752	110.062	2.402.859
- Diversas	13.531	269.307	2.114	46.153
Intereses a vencer	(9.910)	(197.239)	(17.995)	(392.864)
<b>Total pasivo corriente</b>	<b>283.010</b>	<b>5.632.748</b>	<b>268.482</b>	<b>5.861.462</b>
<b>Pasivo no corriente</b>				
Deudas:				
- Comerciales	-	-	4.055	88.529
- Financieras	360.380	7.172.643	278.429	6.078.622
Intereses a vencer	(29.004)	(577.267)	(30.786)	(672.116)
<b>Total pasivo no corriente</b>	<b>331.376</b>	<b>6.595.376</b>	<b>251.698</b>	<b>5.495.035</b>
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>614.386</b>	<b>12.228.124</b>	<b>520.180</b>	<b>11.356.497</b>
<b>POSICIÓN NETA PASIVA</b>	<b>389.109</b>	<b>7.744.436</b>	<b>409.712</b>	<b>8.944.774</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 Ente y las políticas de gestión de los mismos.

### 8.1 Gestión de la estructura de financiamiento

El Ente 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 5.11, capital aportado por el Estado, reservas y resultados acumulados sin distribuir, revelados en el Estado de evolución del patrimonio.

La Dirección del Ente 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:

	2011	2010
Deuda (i)	11.430.725.774	10.523.603.878
Efectivo y equivalentes	<u>(4.338.894.614)</u>	<u>(4.207.523.868)</u>
Deuda neta	7.091.831.160	6.316.080.010
Patrimonio (ii)	96.890.940.986	95.235.732.947
Deuda neta sobre patrimonio	<u>7,3%</u>	<u>6,6%</u>

(i) Deuda es definida como deuda financiera neta de corto y largo plazo.

(ii) Patrimonio incluye capital, ajustes al patrimonio, reservas, resultados de ejercicios anteriores y resultado del ejercicio.

### 8.2 Riesgo de mercado

Las actividades del Ente 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 Ente 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 Ente 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 Ente en caso de: escenario 1 devaluación del 4,51% (2010: 4,46%) o escenario 2 una apreciación del 2,02% (2010: 4,24%) del tipo de cambio del peso uruguayo frente al dólar, en un escenario de inflación del 7,25% (2010: 6,88%). 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 Ente 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	
	2011	2010
Escenario 1: Devaluación		
Ganancia	198.079.977	202.360.403
Escenario 2: Apreciación		
Ganancia	669.727.045	930.894.886

### 8.2.2 Riesgo de tasa de interés

El Ente se encuentra expuesto al riesgo de tasa de interés dado que la entidad ha contraído préstamos a tasa fija y variable. El riesgo es administrado por el Ente manteniendo una combinación de préstamos a tasa fija y variable, asimismo ha contratado un SWAP 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 31/12/11. 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	-	5.246.586
Escenario reducción de tasas	1.312.593	-

#### *Swaps de tasas de interés*

El 5 de octubre de 2007, el Ente 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
  - a) Citibank N.A. New York: USD-LIBOR-BBA a 6 meses vigente al primer día de cada período de cálculo de intereses.
  - b) UTE paga una tasa fija.

Al 31 de diciembre de 2011 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un pasivo de U\$S 1.462.799 (equivalentes a \$ 29.114.088), generando una pérdida en el ejercicio de U\$S 540.230 (equivalentes a \$ 10.327.488). Al 31/12/10 el pasivo ascendía a U\$S 1.850.470.

**Swap Santander New York**

- ▶ Notional amount (monto imponible)

Fecha de inicio	Fecha de vencimiento	Notional amount (en dólares)
27/10/2011	22/12/2012	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

- a) Santander New York: USD-LIBOR-BBA a 6 meses vigente al primer día de cada período de cálculo de intereses.
- b) UTE paga una tasa fija.

Al 31 de diciembre de 2011 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un pasivo de U\$S 2.132.319 (equivalentes a \$ 42.439.541), generando una pérdida en el ejercicio de U\$S 2.410.328 (equivalentes a \$ 47.972.752).

**8.2.3 Otros riesgos ante el cambio de precios**

El Ente 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	25.221	-
Escenario reducción de valor	-	50.442

### 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 Ente. Los principales activos financieros del Ente 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 Ente 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 Ente 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 31/12/11, 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	70.244.297	122.988.288	1.100.154.240	4.978.104.144	1.355.379.598	7.626.870.567
Deudas financieras a tasa variable	-	118.015.804	1.095.482.717	2.187.369.773	1.658.572.482	5.059.440.776
	70.244.297	241.004.092	2.195.636.957	7.165.473.917	3.013.952.080	12.686.311.343

## ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS (UTE)

El cuadro que se presenta a continuación detalla los flujos de fondos que se espera recibir por la realización del stock de activos financieros al 31/12/11, 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
Activos financieros a tasa fija	100.236.448	75.000.000	262.987.348	1.891.581	5.727.287	445.842.664
	100.236.448	75.000.000	262.987.348	1.891.581	5.727.287	445.842.664

El Ente espera cumplir sus obligaciones mediante el flujo de caja proveniente de sus actividades operativas y del vencimiento de sus activos financieros.

### NOTA 9 GRAVÁMENES SOBRE ACTIVOS, COMPROMISOS ASUMIDOS Y GARANTÍAS OTORGADAS

#### 9.1 Gravámenes

UTE mantuvo vigentes contratos de cesión de derechos en garantía del cumplimiento de algunas de sus obligaciones, cediendo a favor de los acreedores y hasta la concurrencia de los importes adeudados, su derecho a cobrar de los agentes de cobranza (en su carácter de recaudador de los pagos adeudados bajo las facturas emitidas por UTE por servicios eléctricos) los pagos efectuados por los clientes de UTE. Esta situación se verificó respecto de las siguientes obligaciones:

- Fideicomiso "UTE 2004 Fideicomiso Financiero" (Nota 5.11.1 (x)): EF ASSET MANAGEMENT Administradora de Fondos de Inversión S.A.

Con fecha 29 de diciembre de 2011 se precedió a la cancelación de la cuota final de capital e intereses por la emisión de los títulos de deuda originalmente realizada en el mes de diciembre de 2004.

Con fecha 13 de enero del 2012 se procedió a la cancelación de la totalidad de las obligaciones existentes al 29/12/11, dando así por extinguido el Fideicomiso Financiero y por lo tanto los contratos de cesión de derechos de los cobros, de acuerdo con la cláusula 13ª de los mismos.

#### 9.2 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 conversora 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 2 y 20 años asciende aproximadamente a U\$S 1.420 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.

### **9.3 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. Al 31/12/11 se cumplen la totalidad de los covenants estipulados.

Adicionalmente, el 11 de octubre de 2011 ISUR renovó préstamos bancarios con Citibank por U\$S 50.000.000 a una tasa fija del 2,567% anual, con una única amortización el 9 de enero de 2012, cuyo pago ha sido avalado por UTE. Estos préstamos se han obtenido en la modalidad "puente" hasta que sea posible efectivizar desembolsos de una línea de crédito por U\$S 76.017.891 con CITIGROUP. A la fecha de vencimiento ISUR volvió a renovar estos préstamos hasta el 9 de marzo de 2012 en las mismas condiciones.

### **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.



## ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS (UTE)

El plazo del acuerdo es 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 del presente ejercicio.

### NOTA 11 PARTES VINCULADAS

#### 11.1 Saldos

Los saldos con partes vinculadas son los siguientes:

Concepto	Subsidiarias		Negocios conjuntos		Entidades controladas por el estado (gobierno central y entes)		Entidades vinculadas al estado (Comisión Técnica Mixta de Salto Grande)	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Títulos de deuda	-	-	-	-	422.988.986	-	-	-
Créditos	-	-	-	-	275.253.089	297.730.420	-	26.993
Créditos con ISUR SA	697.065.477	4.089.560	-	-	-	-	-	-
Créditos CONEX	-	-	1.929.108	-	36.563.065	73.023.779	-	-
Otros créditos	-	-	-	-	92.788.316	143.645.424	-	-
Créditos con bancos	-	-	-	-	4.310.217.490	4.179.418.597	-	-
Deudas financieras	-	78.013.154	-	-	975.711.197	1.638.600.348	-	-
Deudas comerciales	-	-	-	-	1.636.435.168	2.473.801.644	734.873.751	417.329.542

#### 11.2 Transacciones

Las transacciones con partes vinculadas, que incluyen el impuesto al valor agregado cuando corresponde, son las siguientes:

Concepto	Subsidiarias		Negocios conjuntos		Entidades controladas por el estado (gobierno central y entes)		Entidades vinculadas al estado (Comisión Técnica Mixta de Salto Grande)	
	2011	2010	2011	2010	2011	2010	2011	2010
Venta de energía	-	-	-	-	2.960.340.116	2.958.616.715	305.786	330.180
Ingresos ajenos a la explotación	119.216.106	78.896.854	-	-	158.857.708	313.381.709	-	-
Ingresos por servicios de CONEX	-	-	3.655.223	-	39.334.445	49.483.566	-	-
Compra de energía	-	-	-	-	-	-	1.286.690.763	1.510.019.832
Compra de bienes y contratación de servicios	-	-	-	-	14.246.774.748	6.678.344.455	-	-
Intereses y otros resultados financieros	3.474.093	9.164.841	-	-	31.976.314	38.805.029	-	-
Intereses ganados	-	-	-	-	11.801.928	116.791.775	-	-
Aportes de capital	89.460.830	290.902.619	42.595.879	-	-	-	-	-
Versión de resultados	-	-	-	-	1.196.118.831	4.175.896.154	-	-

Las retribuciones al Directorio ascendieron a \$ 5.455.631 en el ejercicio 2011 (\$7.366.949 en 2010).

Con fecha 24/9/09 el Directorio resolvió autorizar a ISUR S.A. la ocupación en forma gratuita y precaria, del inmueble empadronado con el número 16.312 a efectos de construir la Estación Conversora de Frecuencia de Melo.

**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:

- a) 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)
- b) 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
- c) en relación con el cual se dispone de información financiera diferenciada

En particular, UTE 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 aquellos 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)

<b>2011</b>							
	Generación (1)	Trasmisión (2)	Distribución (3)	Comercial	Servicios de consultoría	Otros (4)	Total
Ingresos				30.267.640	41.218	1.129.264	31.438.122
Costos de explotación	(17.256.986)	(1.380.328)	(3.880.685)		(43.353)	(203.466)	(22.764.817)
Gastos de adm. y ventas				(5.356.098)			(5.356.098)
Resultados financieros							635.703
Gastos ajenos a la explotación							(984.337)
<u>Impuesto a la renta</u>							<u>(134.346)</u>
							2.834.228
Total de activo	29.677.909	17.787.687	39.108.535		39.762	29.027.851	115.641.744
Total de pasivo							18.750.803
Incorporaciones de activo fijo	954.266	401.226	3.208.645			635.254	5.199.391

<b>2010</b>							
	Generación (1)	Trasmisión (2)	Distribución (3)	Comercial	Servicios de consultoría	Otros (4)	Total
Ingresos				31.633.476	52.008	1.148.407	32.833.891
Costos de explotación	(8.956.022)	(1.369.304)	(3.722.966)		(45.041)	(219.882)	(14.313.215)
Gastos de adm. y ventas				(5.796.185)			(5.796.185)
Resultados financieros							(120.290)
Gastos ajenos a la explotación							(1.056.275)
<u>Impuesto a la renta</u>							<u>(2.461.035)</u>
							9.086.890
Total de activo	30.230.324	18.260.539	38.847.419		76.038	26.382.685	113.797.005
Total de pasivo							18.561.272
Incorporaciones de activo fijo	4.195.617	398.651	1.643.709			783.702	7.021.679

**ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS (UTE)**

- (1) Los gastos de generación eléctrica incluyen miles de \$ 4.186.643 (miles de \$ 2.885.071 en 2010) por concepto de compra de energía. Adicionalmente, incluyen miles de \$ 1.202.169 (miles de \$ 1.199.876 en 2010) por concepto de depreciaciones de activos fijos directamente atribuibles al segmento.
- (2) Los gastos de transmisión eléctrica incluyen miles de \$ 841.094 (miles de \$ 877.571 en 2010) por concepto de depreciaciones de activos fijos directamente atribuibles al segmento.
- (3) Los gastos de distribución eléctrica incluyen miles de \$ 2.070.909 (miles de \$ 1.963.168 en 2010) por concepto de depreciaciones de activos fijos directamente atribuibles al segmento.
- (4) 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>
2007	6.169	6	-
2008	6.053	55	-
2009	6.161	69	-
2010	6.092	42	-
2011	6.332	64	-

**Literal B** Ingresos desagregados según actividad de la empresa para el ejercicio 2011 en pesos

<b><i>Ingresos de explotación</i></b>		30.748.185.626
Venta de energía eléctrica	30.348.483.702	
Bonificaciones	(80.843.667)	
Servicios de consultoría	41.217.564	
Otros ingresos de explotación	439.328.027	
<b><i>Ingresos ajenos a la explotación</i></b>		689.936.416
<b>Total de ingresos</b>		<b>31.438.122.042</b>

**ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS (UTE)**

**Literal C** Gastos por actividad y resultado de la empresa para el ejercicio 2011 en pesos

<b>Costos de explotación</b>		22.764.816.830
Generación	11.868.173.609	
Trasmisión	630.325.244	
Distribución	2.117.312.129	
Despacho Nacional de Cargas	72.371.913	
Consultoría externa	43.352.915	
Compra de energía	4.186.643.044	
Amortización	4.245.265.780	
Trabajos para inversiones en curso	(398.627.804)	
<b>Gastos de administración y ventas</b>		5.356.097.784
Comerciales	2.185.780.041	
Administración de operación y mantenimiento	652.002.100	
Servicios administrativos de apoyo	2.555.904.084	
Trabajos para inversiones en curso	(37.588.441)	
<b>Gastos ajenos a la explotación</b>		984.337.059
<b>Resultados financieros</b>		(635.703.167)
<b>Impuesto a la renta</b>		134.345.573
<b>Total de gastos</b>		<b>28.603.894.079</b>
<b>Resultado del ejercicio</b>		<b>2.834.227.963</b>

**Literal D** Impuestos pagados por la empresa en el ejercicio 2011 en pesos

IVA		2.760.540.773
IMPUESTO A LA RENTA		
- Anticipos		530.569.954
- Impuesto a la renta 2010		686.614.438
IMPUESTO AL PATRIMONIO		
- Anticipos		1.215.773.463
- Crédito impuesto al patrimonio 2010		(240.472.927)
RETENCIONES		575.883.438
- Impuesto al patrimonio	391.577	
- IVA e IRNR empresas del exterior	33.976.599	
- IVA Dec. 528/003	537.557.633	
- IRPF trabajadores independientes	936.412	
- IRPF arrendamientos	343.959	
- IRPF obligaciones negociables	2.501.933	
- IRNR obligaciones negociables	10.321	
- IRPF pensiones	5.000	
- 90% IVA servicios de salud	90.784	
- IASS	69.220	
Tasa Tribunal de Cuentas		6.468.972
Tasa control marco regulatorio de energía y agua (URSEA)		26.380.749
Tasa despacho de cargas (ADME)		57.274.217
<b>Total</b>		<b>5.619.033.077</b>

**Literal E** Transferencias a Rentas Generales

El adelanto de versión de resultados realizado en el presente ejercicio ascendió a \$ 1.158.000.000.

**NOTA 14 PROYECTO DE REGASIFICACIÓN**

El crecimiento de demanda de electricidad requiere la expansión acorde de fuentes de abastecimiento. A su vez, la complementación de diversas fuentes (tipos y orígenes) contribuye a disminuir riesgos y mejora el perfil de suministro.

En el marco de los lineamientos de la Política Energética Nacional que van en el sentido señalado, agregando la voluntad de mejora de integración regional, a partir de acuerdos iniciados en 2007 entre los gobiernos de Uruguay y Argentina, se ha venido estructurando la realización de un proyecto de recepción, abastecimiento y regasificación de gas natural licuado (GNL). Esta promoción del proyecto al más alto nivel de autoridades nacionales se ha fortalecido en Agosto 2011 con la firma de un nuevo acuerdo de directivas de proyecto y con la constitución de un Consorcio entre empresas energéticas de ambos países.

La introducción de esta forma de alimentación de gas natural, permite ampliar las posibilidades comerciales de acceso al producto y contribuye a mejorar el balance de suministro-demanda en ambos países. 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 transportado en buques metaneros, 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 en el sistema eléctrico.

Respecto al desarrollo de las instalaciones y servicios físicos del proyecto, en el presente período se han continuado acciones dirigidas a un futuro llamado internacional a interesados en el proyecto. En particular, se realizó una etapa denominada "Ronda GNL del Plata", destinada a presentar formalmente las características de proyecto ante empresas interesadas, tanto en sus aspectos técnicos como contractuales y se procedió a la convocatoria de propuestas para la realización de Estudios de Viabilidad de Acceso Marítimo, Análisis de Riesgos y Estudios de Batimetría, Geofísica, Geotécnica y Sedimentación.

La información que surja de estudios como los citados será considerada en las definiciones de proyecto, referidas a las acciones y decisiones a seguir. Una de las principales características planteadas es la operatividad requerida durante el funcionamiento del proyecto, dado que para Uruguay se constituirá en la principal forma de acceso al gas natural, siendo para Argentina una vía de ingreso adicional importante por la proximidad al centro de consumo de la capital.

La ubicación del proyecto será uno de los ítems que los estudios confirmarán y se ajustarán las definiciones necesarias a efectos de lograr la operatividad requerida, dado que se cuenta con opciones técnicas de interés que abarcan sitios en la zona de Punta de Sayago así como en aguas de profundidad natural adecuada localizados al este de Montevideo.

La capacidad prevista de la planta es inicialmente de 10 a 15 MMm<sup>3</sup>/d, pudiendo ser ampliable. El planteo de negocio se basa en la contratación del servicio de regasificación realizado por un tercero, remunerándolo a través de un canon periódico.

Las empresas energéticas estatales ANCAP y UTE por Uruguay y ENARSA por Argentina, fueron designadas a efectos de iniciar el desarrollo de diversas fases de evaluación y ejecución del proyecto. Estas tres empresas llevarán adelante las acciones de convocatoria y contratación a través de un Consorcio, iniciado en Agosto 2011. ANCAP y UTE conformaron a su vez una empresa con el propósito de llevar conjuntamente las acciones de implementación de la planta, denominada Gas Sayago S.A., entidad que por ejemplo tomará la contratación de estudios y desarrollará las especificaciones y documentación de convocatoria.

En base al avance cumplido, es posible estimar que desde mediados de 2012 se completará el lanzamiento del proyecto, habiendo culminado los estudios y lográndose la preparación de documentación para el llamado internacional.

#### **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 a fines del año 2012.

Una vez finalizada la obra, la misma recibirá el tratamiento contable de acuerdo a lo establecido en la NIC 17

#### **NOTA 16 CONTRATO DE CESIÓN DE USO – ESTACIÓN CONVERTORA DE MELO**

El 19 de mayo de 2011 UTE e Interconexión del Sur S.A. suscribieron un contrato de "Cesión de derechos de uso de las instalaciones de la Estación Convertora de Melo y del tramo en territorio uruguayo de la línea de 525/230 kV, que unirá dicha estación con Candiota (Brasil)".

Interconexión del Sur S.A. mediante este contrato se compromete con UTE a (una vez finalizada la obra):

- Ceder el uso de la estación de conversión.
- Entregar el stock de repuestos.
- Contratar y mantener vigentes las pólizas de seguro.
- Adquirir los repuestos que sean necesarios para asegurar el correcto funcionamiento de la estación.

Por otra parte UTE se compromete a pagar un precio mensual según el siguiente detalle:

Período	Importe mensual U\$S
Primeros 60 meses	3.333.334
Meses 61 a 120	1.666.667
Meses 121 a 240	333.333

La duración del contrato es de 30 años o por la vida útil de las instalaciones según lo que ocurra primero. La cesión de uso entrará en vigencia una vez que la estación de conversión se encuentre operativa. Una vez finalizada la obra, la misma recibirá el tratamiento contable de acuerdo a lo establecido en la NIC 17.

**NOTA 17 HECHOS POSTERIORES**

Con posterioridad al 31 de diciembre de 2011 no se han producido hechos o circunstancias que afecten significativamente la situación patrimonial, los resultados de las operaciones y los flujos de efectivo del Ente.

Deloitte S.C.  
Juncal 1385, Piso 11  
Montevideo, 11.000  
Uruguay

Tel: +598 2916 0756  
Fax: +598 2916 3317

[www.deloitte.com/uy](http://www.deloitte.com/uy)



## **5. ANEXOS**

**Anexo 1 Documento de Emisión**

**ADMINISTRACION NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELECTRICAS  
(UTE)**

**DOCUMENTO DE EMISIÓN**

**OBLIGACIONES NEGOCIABLES**

**UI ■.000.000.000 ONs 3.375% VTO. 2042**

En Montevideo, el 26 de Diciembre de 2012, la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (“UTE”) con domicilio en la calle Paraguay 2431, Piso 9, Secretaría General, Montevideo, República Oriental del Uruguay (“Uruguay”), otorga este documento de emisión correspondiente a las obligaciones negociables escriturales de oferta pública que se emitirán, de acuerdo a los términos y condiciones establecidos a continuación:

**1. ANTECEDENTES**

1.1 Con fecha 12 de noviembre de 2012, UTE resolvió proceder a emitir obligaciones negociables escriturales de oferta pública por un valor nominal total por el equivalente en Unidades Indexadas de hasta US\$100.000.000 (Dólares de los Estados Unidos de América cien millones), a la cotización de la UI y tipo de cambio interbancario fondo del cierre del segundo día hábil anterior a la fecha de suscripción (las “Obligaciones Negociables”), de acuerdo a los términos y condiciones especificados en el presente, y al amparo de lo dispuesto en la ley 18.627 (Ley de Mercado de Valores) así como demás normas reglamentarias y complementarias vigentes o que se dicten en el futuro.

1.2 Con fecha 12 de Diciembre de 2012 el Poder Ejecutivo, previo informe del Banco Central del Uruguay (“BCU”) autorizó a UTE a emitir las Obligaciones Negociables, de acuerdo a lo establecido en el artículo 63 de la Ley de Mercado de Valores y en el artículo 267 de la Ley N° 18.834.

1.3 En la medida que las Obligaciones Negociables a emitirse serán escriturales, se otorga el presente documento de emisión (el “Documento de Emisión”) (Art. 15 de la ley 18.627) a los efectos de su emisión el que quedará depositado en la entidad registrante de la emisión, es decir Banco de la República Oriental del Uruguay (“BROU”).

## 2. TÉRMINOS Y CONDICIONES

### 2.1 Naturaleza jurídica

Las Obligaciones Negociables reguladas por este Documento de Emisión constituyen obligaciones negociables regidas por la ley 18.627 y normas reglamentarias y complementarias, siendo obligaciones directas y no subordinadas del Emisor, no convertibles en acciones.

Las Obligaciones Negociables reguladas por este Documento de Emisión están alcanzadas por el contrato de entidad registrante de fecha 13 de Noviembre de 2012 celebrado entre UTE y el BROU (el “Contrato de Entidad Registrante”), por el contrato de agente de pago de fecha 13 de Noviembre de 2012 celebrado entre UTE y el BROU (el “Contrato de Agente de Pago”), y por el contrato de entidad representante de fecha 13 de Noviembre de 2012 celebrado entre UTE y el BROU (el “Contrato de Entidad Representante”) y el Prospecto de Emisión que contiene la información del Emisor y de las condiciones de la presente Emisión. Los términos y definiciones expresados en el Prospecto de Emisión tendrán el mismo significado en el presente Documento de Emisión.

### 2.2 Capital

Las Obligaciones Negociables documentan un capital adeudado de UI ---.000.000.000 (Unidades Indexadas -----) (el “Capital”) y están representadas por ■ Obligaciones Negociables escriturales de oferta pública por un valor nominal de UI 10.000 (Unidades Indexadas diez mil) cada una de ellas. No se admitirán transferencias, gravámenes o afectaciones fraccionadas o parciales.

### 2.3 Plazo - Repago – Rescate Anticipado.

El plazo total de repago de las Obligaciones Negociables será de 30 años, venciendo indefectiblemente el día 26 de Diciembre de 2042 (“Vencimiento Final”), sin perjuicio de la exigibilidad anticipada prevista en este Documento de Emisión.

El Capital será pagadero en tres cuotas, las dos primeras equivalentes al 33% del Capital y la tercera equivalente al 34% del Capital, que vencerán indefectiblemente de acuerdo al siguiente cronograma: (i) Primer Vencimiento: el día 26 de Diciembre de 2040, (ii) Segundo Vencimiento: el día 26 de Diciembre de 2041 y (iii) Tercer Vencimiento: el día 26 de

Diciembre de 2042 (cada uno ellos, un “Día de Pago de Capital”). Sin perjuicio del Vencimiento Final, el Emisor podrá optar por rescatar anticipadamente la totalidad de las Obligaciones Negociables (Capital e intereses devengados hasta el día del rescate) en cualquier Día de Pago de Intereses abonando la totalidad del saldo impago de capital adeudado bajo las Obligaciones Negociables más los intereses devengados hasta el día de rescate, en caso que, a juicio del Emisor, existieren modificaciones al régimen tributario que encarecieran el costo financiero neto del pasivo documentado en Obligaciones Negociables. A efectos de evaluar los cambios tributarios referidos, el Emisor solicitará un informe escrito a un especialista tributario de reconocido prestigio que se expedirá sobre las variaciones que pueden verificarse respecto de la situación al momento de la Emisión. Si el Emisor optara por ejercer este derecho deberá enviar una comunicación escrita al BCU, al Agente de Pago y a la Entidad Representante con una anticipación mínima de 120 días corridos respecto del Día de Pago de Intereses de que se trate.

#### 2.4 Intereses

Las Obligaciones Negociables devengarán intereses compensatorios sobre saldos, pagaderos semestralmente los días 26 de Diciembre y 26 de Junio de cada año (cada uno de ellos, un “Día de Pago de Intereses”, y conjuntamente con un “Día de Pago de Capital”, un “Día de Pago”), calculados a una tasa de interés fija del 3,375% (tres con trescientos setenta y cinco por ciento) lineal anual (la “Tasa de Interés Compensatorio”) desde la Fecha de Emisión hasta el Vencimiento Final.

La Tasa de Interés Compensatorio se aplicará sobre el monto de Capital adeudado.

El interés será calculado en base a un año de 360 (Trescientos Sesenta) días y meses de 30 (Treinta) días sobre el Capital no amortizado.

Los intereses moratorios serán equivalentes a la tasa de interés que resulte de sumar dos puntos porcentuales (2%) a la Tasa de Interés Compensatorio.

#### 2.5 Pagos

Los pagos de Capital e intereses se harán efectivos mediante crédito en la cuenta de cada Titular, realizado por el Agente de Pago, según lo establecido en el Contrato de Agente de Pago.

En caso que el vencimiento para el pago de cuotas de capital o intereses no sea en día hábil bancario, los pagos se realizarán el día hábil bancario siguiente. Se entiende por día hábil bancario los días en que los bancos y el Agente de Pago operen normalmente en la ciudad de Montevideo, Uruguay (en adelante “Día Hábil Bancario”).

#### 2.6 Tributos y Gastos de la ejecución de las Obligaciones Negociables.

Será de cargo del Emisor todo tributo existente o que se cree en el futuro que grave la emisión de las Obligaciones Negociables y/o los pagos a efectuar como consecuencia de las mismas, quedando excluidos de esta obligación los tributos que pudieran gravar la tenencia de los títulos por parte de los inversores, su circulación o la renta que generen en cabeza de los mismos, en cuyo caso, el Emisor pagará los intereses o el capital correspondientes netos de cualquier tributo que debiera ser liquidado por su eventual calidad de agente de retención.

Asimismo serán de cargo del Emisor todos los gastos, tributos, honorarios y costos que se generen de la ejecución judicial o extrajudicial de las Obligaciones Negociables debido al incumplimiento del Emisor o por el requerimiento de cumplimiento que le hagan a éste los titulares de Obligaciones Negociables (los “Titulares”).

#### 2.7 Orden de Imputación de la Paga.

El orden de imputación de la paga respecto de cualquier importe que se reciba para el pago de las Obligaciones Negociables será el siguiente (en el orden indicado): tributos de acuerdo a lo establecido en la cláusula 2.7 anterior, gastos, comisiones, intereses y finalmente Capital.

#### 2.8 Obligaciones Negociables no convertibles en acciones

Las Obligaciones Negociables no otorgan derecho a sus titulares para solicitar al Emisor su conversión en acciones.

### **3. FALTA DE PAGO**

La falta de pago a su vencimiento de cualquier cuota de Capital y/o intereses, que no hubiera sido remediado dentro de los 20 (veinte) Días Hábiles Bancarios siguientes, hará automáticamente exigible el pago por parte del Emisor de la totalidad del saldo de Capital adeudado y de los intereses devengados correspondientes bajo las Obligaciones Negociables.

Asimismo, la falta de pago a su vencimiento de cualquier cuota de Capital y/o intereses, devengará desde el día corrido siguiente del Día de Pago de que se trate, intereses moratorios a la tasa de interés moratorio establecida en el punto 2.4 de este Documento de Emisión, calculados sobre los saldos de Capital e intereses pendientes de pago. Los intereses moratorios se capitalizarán anualmente.

Los importes adicionales que se cobren por parte del Agente de Pago del Emisor vinculados a los intereses moratorios devengados de acuerdo a lo previsto anteriormente, serán distribuidos entre los Titulares a prorrata.

#### **4. EXIGIBILIDAD ANTICIPADA Y OPCION DE RECOMPRA**

4.1. Se producirá la caducidad anticipada de todos los plazos bajo las Obligaciones Negociables, volviéndose exigibles todos los importes vencidos y no vencidos bajo las Obligaciones Negociables, ya sea por concepto de Capital y/o intereses, en los siguientes casos:

- (a) en caso de no pago por parte del Emisor de cualquier importe (capital, intereses, etc.) adeudado bajo las Obligaciones Negociables que fuera exigible de acuerdo a lo establecido en la cláusula tercera en este Documento de Emisión;
- (b) en caso que el Emisor incumpla cualquier obligación que surja del presente Documento de Emisión o de cualquier otro contrato correspondiente a la Emisión;
- (c) en caso de no pago por parte del Emisor de cualquier importe (capital, intereses, etc.) cuando éste sea exigible o dentro del período de gracia que resulte aplicable, adeudado bajo cualquier emisión, préstamo, financiamiento o contrato financiero, que el Emisor haya celebrado en el pasado o celebre en el futuro, por un monto que individualmente o sumado a otros montos, supere el 5% del total de la deuda financiera de UTE, según surja del ultimo estado contable auditado y consolidado.

En cada uno de estos casos, se considerará que ha existido un incumplimiento y se producirá la caducidad de los plazos y la exigibilidad anticipada de todo lo adeudado a todos los Titulares, requiriéndose para los casos previstos en los literales b) a c) anteriores, que ello sea resuelto por Titulares que representen más del 50% (Cincuenta por Ciento) de Capital adeudado al momento de la decisión.

En cada uno de los casos anteriormente referidos y cumplidos los requisitos exigidos, cada uno de los Titulares estará legitimado para iniciar, individual o conjuntamente, acciones judiciales de recupero a cuyos efectos la constancia que emitirá la Entidad Registrante constituirá título suficiente para reclamar el cobro ejecutivo del importe adeudado (Art. 52 de la ley 18.627). Los importes que en forma individual o colectiva se obtengan por los Titulares por la promoción de las acciones judiciales correspondientes serán prorrateados entre todos los Titulares en función del Capital que representen en la emisión.

4.2. En caso que el Estado Uruguayo deje de tener control sobre UTE o su Directorio, o que UTE deje de ser un Ente Autónomo perteneciente al Estado Uruguayo (cualquiera de dichos eventos un “Cambio de Control”), cada Titular tendrá el derecho de exigir al Emisor que éste recompre la totalidad o una parte de las Obligaciones Negociables propiedad del Titular. El precio de recompra será equivalente a un 100% (cien por ciento) del monto del Capital adeudado, correspondiente a las Obligaciones Negociables del Titular, más los intereses devengados e impagos generados hasta la fecha efectiva de recompra (la “Fecha de Recompra”). Dentro de un plazo de 30 días contado a partir de un Cambio de Control, el Emisor enviará una comunicación (la “Comunicación”) por escrito a la Entidad Representante, para que ésta la renvíe a cada uno de los Titulares, en la que: (i) describa el o los actos o hechos que constituyan el Cambio de Control y (ii) ofrezca recomprar las Obligaciones Negociables en una fecha determinada. La Fecha de Recompra deberá ser un día hábil que acontecerá no antes de 30 días ni después de 60 días contados desde la fecha de la Comunicación. En caso que el Emisor omita enviar la Comunicación en el plazo indicado, cualquier Titular tendrá derecho a reclamar directamente a UTE la recompra de las Obligaciones Negociables que correspondan, dentro del plazo de 30 días de presentada la solicitud de recompra.

## **5. PROCEDIMIENTO DE PAGO**

### **5.1 Agente de Pago**

El Agente de Pago abonará por cuenta y orden del Emisor, en los respectivos Días de Pago, los importes adeudados por concepto de Capital e Intereses bajo las Obligaciones Negociables a los respectivos Titulares registrados.



Todos los pagos a los Titulares se realizarán en el horario bancario de la ciudad de Montevideo, mediante transferencia electrónica a la cuenta bancaria indicada por el Titular a tales efectos al momento de anotarse en el Registro. A estos efectos, la Entidad Registrante suministrará al Agente de Pago la información necesaria para poder realizar los pagos a los Titulares que surjan del Registro, para lo cual no podrá oponer obligación de confidencialidad, reserva o secreto alguno.

## 5.2 Provisión de fondos

El Emisor entregará al Agente de Pago el equivalente en Pesos Uruguayos al total adeudado que corresponda abonar bajo las Obligaciones Negociables en el Día de Pago respectivo, el cual será destinado a dicho fin. El Emisor entregará la suma referida en efectivo mediante giro o depósito bancario, en los términos acordados en el Contrato con el Agente de Pago. Tal entrega deberá hacerse con una antelación mínima de 1 (Un) Día Hábil Bancario anterior a cada Día de Pago.

El Agente de Pago no será responsable en caso que no hubiere recibido los fondos mencionados en el párrafo anterior, así como tampoco lo será si la referida provisión de fondos fuera insuficiente para cubrir el 100% (Cien por Ciento) de las sumas adeudadas a los Titulares exigibles bajo las Obligaciones Negociables. En cualquiera de estos casos, será de aplicación lo previsto en la cláusula tercera y cuarta del presente Documento de Emisión.

Sin perjuicio de lo anterior, en caso que la provisión de fondos fuere insuficiente para cubrir la totalidad de las sumas adeudadas a los Titulares exigibles bajo las Obligaciones Negociables, el Agente de Pago queda irrevocablemente autorizado por el Emisor, a prorratear los fondos recibidos y entregarlos proporcionalmente a los Titulares, imputándolos de acuerdo con lo previsto en la cláusula 2.7.

## 5.3 Rendición de Cuentas del Agente de Pago

Una vez depositadas las sumas en las cuentas de los Titulares, el Agente de Pago comunicará al Emisor de tales depósitos.

5.4 El Agente de Pago no asume responsabilidad alguna ante el Titular en caso que la transferencia de fondos no fuera posible, o si se produjeran demoras o inconvenientes de cualquier naturaleza durante la transferencia, salvo casos de dolo o culpa grave. El Agente de

Pago cumplirá con ordenar la transferencia a la cuenta indicada por el Titular, siendo los riesgos y costos asociados a la referida transferencia de cuenta del Titular.

## **6. REGISTRO Y TRANSFERENCIA**

### **6.1 Registro**

Las Obligaciones Negociables serán escriturales, siendo de aplicación los artículos 14 y siguientes de la Ley 18.627.

La Entidad Registrante llevará un registro en el que se anotará la siguiente información de cada Titular: i) nombre y/o denominación social; ii) número de documento de identidad, pasaporte, Registro Único Tributario (o equivalente para el caso de inversores extranjeros) según corresponda; iii) dirección y teléfono; iv) registro de firmas actualizado; v) codificación; vi) el monto de la participación del Titular en el total de la emisión; vii) todos los negocios jurídicos que se realicen con las Obligaciones Negociables, cualquier otra mención que derive de su respectiva situación jurídica, así como sus modificaciones; y, viii) los pagos realizados a cada Titular, así como cualquier otra información que en cada momento exija la normativa aplicable a los valores escriturales.

El registro podrá llevarse por medios físicos o electrónicos.

Para la emisión de un nuevo certificado de legitimación a un Titular respecto del cual ya se hubiera emitido un certificado de legitimación, deberá presentarse el certificado de legitimación anterior. En caso de extravío, destrucción o hurto de tal certificado de legitimación, el Titular, previa denuncia policial, deberá comunicar fehacientemente el extravío o hurto a la Entidad Registrante y al Emisor, quienes deberán consignar la fecha y hora exactas de la recepción de la comunicación.

En caso de duda sobre la titularidad de los derechos sobre las Obligaciones Negociables, o en cualquier caso que así lo entienda conveniente, la Entidad Registrante podrá requerir la opinión de un asesor independiente, o el pronunciamiento de la Justicia, a fin de asegurar la regularidad de su conducta como encargado del Registro.

La Entidad Registrante será responsable de todos los gastos generados por tales consultas o procedimientos arbitrales, siempre que exista responsabilidad de la Entidad Registrante por el

manejo del Registro. Fuera de los casos de responsabilidad de la Entidad Registrante, dichos gastos serán de cargo de los Titulares, o de la Entidad Representante, según corresponda.

## 6.2 Transferencia de las Obligaciones Negociables

La transferencia de derechos resultantes de las Obligaciones Negociables operará únicamente luego de que cedente y cesionario comuniquen a la Entidad Registrante por escrito la decisión del Titular de transferir los derechos correspondientes a una o más Obligaciones Negociables, y que el nuevo Titular registre su firma y cumpla con aquellos recaudos que establezca la Entidad Registrante, suscribiendo la documentación que ésta estime necesaria. La Entidad Registrante inscribirá la transferencia de derechos en el Registro dentro del Día Hábil Bancario siguiente de cumplidos todos los requisitos exigidos.

El Emisor y la Entidad Registrante solo reconocerán como Titular de los derechos representados por la Obligación Negociable a quien figure registrado como Titular en el Registro.

Sin perjuicio de lo anterior, en caso que existan inversores que sean participantes de Bolsas de Valores o Sistemas de Compensación, locales o internacionales - como DTC, Euroclear, Clearstream u otros-, la Entidad Registrante reconocerá como Titular de los derechos representados por las Obligaciones Negociables a la Bolsa o Sistema de Compensación correspondiente. Dichas entidades a su vez podrán autorizar a los beneficiarios finales para ejercer cualquier derecho que les corresponda bajo este Documento de Emisión en su calidad de Titulares, para lo cual así deberá ser informado a la Entidad Registrante.

Asimismo, la Entidad Registrante solo reconocerá un Titular por Obligación Negociable. Sin perjuicio de esto, cada Titular podrá autorizar a más de una persona para ejercer cualquier derecho que les corresponda como Titular, en la forma que cada persona considere apropiado ejercer dichos derechos, respetando siempre el mínimo de una Obligación Negociable.

## **7. ENTIDAD REGISTRANTE**

El BROU actúa como Entidad Registrante de la presente emisión, siendo la Entidad Registrante la encargada de llevar el Registro, de acuerdo con los términos incluidos en el presente Documento de Emisión y en el Contrato de Entidad Registrante.

## **8. ENTIDAD REPRESENTANTE**

El Emisor ha designado al BROU como Entidad Representante (la “Entidad Representante”) de los Titulares con respecto a la emisión de las Obligaciones Negociables, en los términos establecidos en el Contrato de Entidad Representante.

## **9. MODIFICACIÓN DE LAS CONDICIONES DE LA EMISIÓN**

Los términos y condiciones de la emisión de las Obligaciones Negociables, únicamente podrán ser modificados mediante acuerdo con el Emisor, en cuanto al otorgamiento de quitas, modificaciones en la tasa de interés, en las fechas de pago de capital o intereses, en la moneda de pago y/o concesión de plazos o esperas, y sustitución de la Entidad Representante, siempre y cuando tal modificación sea adoptada en una Asamblea de Titulares y cuente con el consentimiento de al menos 2 (Dos) Titulares cuyas Obligaciones Negociables representen en conjunto un valor nominal superior al 75% (Setenta y Cinco por Ciento) del capital adeudado con derecho de voto (deducidas las Obligaciones Negociables propiedad del Emisor o de los sujetos sin derecho a voto, de acuerdo a la cláusula 10.4.6 del presente Documento de Emisión) a la fecha de que se trate.

Toda modificación a los términos y condiciones de la emisión de las Obligaciones Negociables deberá ser comunicada a las Bolsas donde las Obligaciones Negociables cotizan, al Banco Central del Uruguay y a los Titulares, debiendo en cualquier caso realizar publicaciones en 2 (Dos) diarios de amplia circulación en la capital por 3 (Tres) días consecutivos, indicando que existe documentación explicativa a disposición de los Titulares. Tal modificación entrará en vigor a partir del tercer Día Hábil Bancario contado a partir del día siguiente al de la última publicación.

## **10. ACTUACIÓN DE LOS TITULARES**

10.1 Las disposiciones relativas a la actuación de las Asambleas de Titulares, su competencia, reglamentación y funcionamiento, serán las que se establezcan seguidamente.

10.2 Forma de actuación de los Titulares

10.2.1 Actuación en Asamblea: Cualquier solicitud, requerimiento, autorización, instrucción, noticia, consentimiento, decisión y otra acción establecida en este Documentos

de Emisión como correspondiendo a los Titulares o a determinadas mayorías de Titulares deberá ser adoptada en Asamblea de Titulares.

10.2.2 Prueba de la decisión adoptada por los Titulares: La suscripción de cualquier instrumento por parte de un Titular o su apoderado se podrá probar por cualquier medio satisfactorio para el Representante.

### 10.3 Asambleas de Titulares.

10.3.1 Solicitud de Convocatoria: En cualquier momento el Emisor, el Representante o dos o más Titulares que representen al menos el 20% del total del capital adeudado podrán convocar, a través del Representante, una asamblea de Titulares. El Representante la convocará dentro del plazo de 60 días corridos de recibida la solicitud.

10.3.2 Fecha y lugar de las Asambleas: Las asambleas tendrán lugar en la ciudad de Montevideo en el lugar que el Representante determine y en cuanto a su constitución y funcionamiento para adoptar resoluciones se aplicarán las disposiciones sobre asambleas de accionistas establecidas en la ley 16.060 (arts. 345, 346, 347), en todo lo que no se oponga a lo dispuesto en este Documento de Emisión o en las Obligaciones Negociables. El Representante estará facultado para convocar asambleas con una anticipación menor a la detallada en los referidos artículos, cuando las circunstancias así lo exijan.

10.3.3 Día de cierre de Registro: El Representante podrá establecer un día de cierre de registro de los Titulares, a fin de determinar la identidad de los mismos.

### 10.4 Desarrollo de las Asambleas.

10.4.1 Asistencia: Las únicas personas que estarán facultadas para asistir a las Asambleas serán los Titulares registrados, el Representante, los representantes del Emisor, el Agente de Pago, la Entidad Registrante, Bolsas de Valores o Sistemas de Compensación, las Bolsas en las que las Obligaciones coticen, el Banco Central del Uruguay y los asesores o terceros que razonablemente el Emisor y el Representante acepten que asistan.

10.4.2 Presidencia de la Asamblea: Las asambleas serán presididas por el Representante o por el mayor Titular presente designado por el Representante.

10.4.3 Procedimiento para el desarrollo de la Asamblea: El Representante tendrá plenas y amplias facultades para resolver en forma inapelable cualquier duda o controversia que se plantee respecto al procedimiento para llevar a cabo la asamblea, pudiendo reglamentar su funcionamiento en cualquier momento, incluso durante el desarrollo de la asamblea, y sin que tal reglamentación, decisión o interpretación sea un precedente para otras situaciones en la misma asamblea ni para asambleas futuras, conservando el Representante en todos los casos las más amplias facultades de decisión inapelables. El Representante podrá disponer, entre otros aspectos, que una votación sea secreta.

10.4.4 Quórum de asistencia: El quórum de asistencia requerido para que la asamblea sesione válidamente será de Titulares que representen un porcentaje del capital adeudado al día de la asamblea o al día de cierre de registro, si lo hubiere, que sea igual o mayor al porcentaje del capital adeudado que corresponda a las mayorías que se requieran para adoptar las decisiones que se proponen.

10.4.5 Mayorías: Las resoluciones se adoptarán por Titulares presentes que representen más del 50% del capital adeudado representado por todos los Titulares presentes, salvo que el Documento de Emisión requiera una mayoría distinta.

10.4.6 Derecho a voto: Tendrán derecho a voto aquellos Titulares presentes en la Asamblea que estén debidamente registrados como titulares de Obligaciones Negociables según el Registro llevado por la Entidad Registrante. En el caso de las Bolsas o Sistemas de Compensación registrados como Titulares, podrán comparecer directamente o podrán autorizar a sus participantes mediante poder otorgado a tales efectos. Cada Obligación Negociable dará derecho a un voto. A fin de determinar los quórum para sesionar y las mayorías correspondientes para resolver, no se tendrán en cuenta ni tendrán derecho a voto aquellas Obligaciones Negociables que hubieran sido adquiridas por el Emisor, los integrantes del Directorio del Emisor o el Gerente General del Emisor. Tampoco estarán habilitados para votar aquellas sociedades comerciales en las cuales el Emisor participe en su capital integrado con una participación superior al 50%. El Representante deberá exigirle al Emisor, los integrantes del Directorio o el Gerente General del Emisor que declaren por escrito y bajo su responsabilidad si han adquirido, directa o indirectamente, Obligaciones Negociables o si está en conocimiento de que alguno de ellos lo haya hecho y que indique su monto.

10.4.7 Obligatoriedad de las resoluciones de las Asambleas: Toda decisión adoptada en una Asamblea regularmente celebrada por el voto de Titulares que representen el capital requerido para dicha decisión, será obligatoria para todos los Titulares, aún para los ausentes o disidentes.

#### 10.5 Competencia de las Asambleas.

10.5.1 Competencia. La Asamblea tendrá competencia para adoptar resolución sobre cualquier asunto contenido en el orden del día.

10.5.2 Restricciones: Ni las asambleas ni los Titulares podrán adoptar una resolución o actuar unilateralmente de forma tal que la resolución adoptada o la actuación unilateral se oponga, contradiga o incumpla lo pactado en el presente Documento de Emisión, el Contrato de Representación o en los demás contratos y documentos relacionados con la emisión de las Obligaciones Negociables. El Representante podrá (pero no estará obligado a ello), en una Asamblea, dejar constancia de su opinión respecto de si una resolución o acción se opone, contradice o viola lo allí pactado.

#### 10.6 Modificaciones de las condiciones de las Obligaciones Negociables.

10.6.1 Las resoluciones que pretendan acordar con el Emisor la modificación de las condiciones de emisión requerirán mayoría especial de al menos 2 (dos) Titulares cuyas Obligaciones Negociables representen en conjunto un valor nominal superior al 75% (setenta y cinco por ciento) del saldo de capital adeudado con derecho de voto (deducidas las Obligaciones Negociables propiedad del Emisor o de los sujetos sin derecho a voto, de acuerdo a la cláusula 10.4.6 del presente Documento de Emisión), salvo en las hipótesis establecidas en la cláusula 4 del Documento de Emisión, en las cuales regirá la mayoría allí indicada. Las resoluciones de la mayoría especial establecida en esta cláusula 10.6 serán oponibles a la totalidad de tenedores de las Obligaciones Negociables.

10.6.2 Toda modificación al Documento de Emisión, al Contrato de Representación o a las Obligaciones Negociables deberá acordarse y otorgarse con el Emisor y entrará en vigor luego de comunicada a las Bolsas donde las Obligaciones cotizan, al Banco Central del Uruguay y a los Titulares (en este caso mediante publicaciones en 2 diarios de amplia

circulación en la capital por 3 días consecutivos, indicando que existe documentación a su disposición).

#### 10.7 Procedimiento de Ejecución.

10.7.1 Acciones por la Entidad Representante: Los Titulares que representen más del 50% del capital adeudado tendrán derecho de establecer el tiempo, método y lugar para iniciar cualquier procedimiento judicial o extrajudicial contra el Emisor, a través del Representante, pudiendo el Representante negarse a cumplir cualquier directiva si con el debido asesoramiento determinara que la acción o procedimiento instruido es ilegal o si la Entidad Representante de buena fe y por resolución de sus órganos competentes o apoderados suficientes determina que la acción o procedimiento podría hacer incurrir en responsabilidad a la Entidad Representante o a los Titulares que no participen (no estando la Entidad Representante obligada a determinar si dichas acciones perjudican o no a dichos Titulares).

10.7.2 Acciones individuales de ejecución: Los Titulares tendrán derecho a iniciar acciones individuales de ejecución contra el Emisor para el cobro de las sumas debidas bajo las Obligaciones, por haber operado la caducidad de los plazos y la exigibilidad anticipada de conformidad a lo dispuesto en la cláusula 3 y 4 del Documento de Emisión.

### **11. PROSPECTO**

El Prospecto ha sido elaborado en base a la información económica, financiera y comercial que fuera suministrada por el Emisor.

### **12. RATIFICACIÓN Y ACEPTACIÓN**

La adquisición de las Obligaciones Negociables por parte de los Titulares supone la ratificación y aceptación del presente Documento de Emisión, el Prospecto, el Contrato de Entidad Registrante, el Contrato de Agente de Pago, el Contrato de Entidad Representante, así como de todos los demás contratos, estipulaciones, términos y condiciones relacionados con la Emisión de las Obligaciones Negociables.

### **13. MORA AUTOMÁTICA.**



La mora en el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el presente Documento de Emisión se producirá de pleno derecho sin necesidad de interpelación judicial o extrajudicial alguna.

#### **14. COMUNICACIONES**

Todas las notificaciones, solicitudes, demandas u otras comunicaciones que se realicen a los Titulares, se considerarán debidamente efectuadas cuando las mismas sean enviadas por cualquier medio fehaciente al domicilio que el Titular haya declarado en el Registro que lleva la Entidad Registrante.

#### **15. JURISDICCIÓN Y COMPETENCIA**

El presente título se rige por la ley de la República Oriental del Uruguay siendo competentes los Tribunales de la República Oriental del Uruguay.

#### **16. COTIZACION**

Las Obligaciones Negociables cotizarán en la Bolsa Electrónica de Valores S.A. (“BEVSA”).

BEVSA NO ASUME RESPONSABILIDAD ALGUNA, PRINCIPAL NI DE GARANTÍA, POR EL PAGO PUNTUAL DE LAS OBLIGACIONES ASUMIDAS POR EL EMISOR, NI POR LA INFORMACIÓN CONTENIDA EN EL PROSPECTO. LA INSCRIPCIÓN DE LAS OBLIGACIONES NEGOCIABLES EN EL REGISTRO DE EMISORES Y VALORES DE BEVSA NO REPRESENTA UNA RECOMENDACIÓN DE ÉSTA PARA LA ADQUISICIÓN DE LOS MISMOS, NI UNA PREDICCIÓN DE SU PUNTUAL CUMPLIMIENTO. BEVSA NO TIENE LA FACULTAD PARA, NI DEBER ALGUNO DE, REPRESENTAR A LOS TENEDORES DE OBLIGACIONES NEGOCIABLES FRENTE AL EMISOR, ESPECIALMENTE ANTE CUALQUIER INCUMPLIMIENTO DE ÉSTE, SALVO EN EL CASO DE QUE LA INSTITUCIÓN HUBIERE SIDO DESIGNADA ENTIDAD REPRESENTANTE DE LOS MISMOS.

#### **17. REGISTRO DE LA EMISIÓN Y OFERTA PÚBLICA**

La presente emisión de Obligaciones Negociables se realiza en un todo conforme con la ley 18.627 de fecha 2 de diciembre de 2009 y reglamentaciones vigentes, y fue inscrita en el

Registro de Valores del Banco Central del Uruguay según resolución del día 14 de Diciembre de 2012, que habilita su oferta pública bajo la ley referida.

Por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE):

**Anexo 2 Informe de Calificación de Riesgo**

# Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE)

## Informe de Actualización

### Calificaciones

#### Nacional

ON hasta el equivalente a USD 100MM  
en Unidades Indexadas AAA(uy)

#### Perspectiva

Estable

### Factores relevantes de la calificación

**Fuerte vínculo con el Estado Uruguayo:** Central para la calificación de UTE es la fuerte relación existente entre la compañía y su accionista controlante, el Estado Nacional. Adicionalmente, Fitch considera que UTE presta un servicio público estratégico y esencial, consolidando su presupuesto en las cuentas públicas del gobierno uruguayo, el cual es aprobado por el Poder Ejecutivo. Legalmente, según la carta orgánica de UTE, el Estado responde sobre las obligaciones de la compañía. Además el 21% de la deuda financiera (a Agosto 2012) está garantizada por el estado nacional, estando el LT IDR de Uruguay asignado por Fitch en BB+.

**Cambio en el perfil financiero:** Fitch espera un cambio en el perfil financiero de la compañía dado el fuerte de plan de inversiones a realizarse en los próximos 5 años, UTE hará inversiones por USD 1500 millones que serían financiadas parcialmente con deuda adicional. Se prevé que la empresa tenga altos índices de endeudamiento (Deuda/EBITDA y Deuda/FGO), sin embargo, no vemos que la empresa tenga problemas de financiamiento dado el respaldo del estado nacional.

**Empresa monopólica:** La posición dominante de la compañía se origina en la Ley Nacional de Electricidad. UTE provee prácticamente todos los servicios de electricidad en Uruguay, que cuenta con un muy alto nivel de electrificación. El sector privado ha comenzado un proceso de inversión en el segmento de generación con potencial hasta 900 MW con contratos de venta de energía a UTE

**Generación de fondos volátil:** El flujo de fondos de UTE está expuesto a las variaciones en los precios de los combustibles y niveles de hidraulicidad. Los años de sequía afectan severamente los márgenes y generación interna de fondos de la compañía incrementando las necesidades de financiamiento de la misma.

**Fácil acceso al mercado bancario y financiero.** La solidez y flexibilidad financiera permite a UTE afrontar situaciones de stress. UTE ha demostrado tener un fácil acceso al mercado bancario y financiero, respaldado por las facilidades financieras obtenidas en diversas instituciones bancarias, instituciones financieras multilaterales, como así también del Ministerio de Economía y Finanzas.

**Riesgo Devaluatorio:** La deuda bancaria y financiera está mayoritariamente denominada en dólares mientras que las cobranzas de UTE son en pesos.

### Factores que podrían derivar en un cambio de calificación

**Cambios en la calificación de Uruguay:** La calidad crediticia del Gobierno Uruguayo es fundamental para la calificación de UTE. Un deterioro de las condiciones macroeconómicas, cuentas fiscales y/o en el sector externo del Uruguay podría derivar en una baja de calificación.

**Cambios en el Marco Regulatorio:** Cambios en el marco regulatorio que resulten en un deterioro de la competitividad de la estructura tarifaria de UTE y/o cambios en el apoyo del gobierno podrían derivar en una baja de calificación.

### Liquidez y estructura de capital

Al 30 de junio 2012 la deuda financiera de UTE ascendía a USD623,4MM (\$13,485MM) siendo la porción corriente USD218,19MM (\$4,719MM) y la caja e inversiones líquidas \$2,029MM. Dado los bajos niveles hidráulicos de comienzos de 2012 la empresa recibió \$3.403MM del Fondo de Estabilización Energética, demostrando la flexibilidad para afrontar un contexto de mayores costos operativos como consecuencia de una baja en los niveles hidráulicos.

### Resumen Financiero

	30/06/2012	31/12/2011
Total Activos (\$ miles)	117.551.344	120.417.747
Total Deuda Financiera (\$ miles)	13.485.968	11.902.815
Ingresos (\$ miles)	23.313.297	31.517.694
EBITDA (\$ miles)	-5.377.285	7.639.128
EBITDA (%)	-23.1	24.2
Deuda/ EBITDA	-2.5	1.5
EBITDA/ intereses	-17.7	20.5

### Informes relacionados


Corporate Rating Methodology Agosto 12, 2011 (1)

Rating of Non-US Public Sector Entities, Abril 21, 2011 (2)

### Analistas

Gabriele Curutchet  
+5411 5235 8122  
gabriele.curutchet@fitchratings.com

Cecilia Minguilion  
+541152358123  
cecilia.minguilion@fitchratings.com

  
Fitch Uruguay  
Calificadora de Riesgo S.A.



Anexo I. Resumen Financiero

Resumen Financiero - Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE)

(miles de USD, año fiscal finalizado en Diciembre)

Peso Uruguayo nominal a Dólar Estadounidense

Tipo de Cambio UYU/USD a final del Periodo

Cifras no consolidadas

	21,6300	19,4750	19,9500	19,6500	24,7500
	LTM				
	Jun-12	2011	2010	2009	2008
Pesú/End Exchange Rate	21.6300	19.4750	19.9000	19.6500	24.7500
Average Exchange Rate	19.8525	19.2641	20.0135	22.5107	20.7980
<b>Rentabilidad</b>					
EBITDA	(273.618)	380.820	768.016	60.661	(206.777)
EBITDAR	(273.618)	380.820	768.016	60.661	(206.777)
Margen de EBITDA	(23,1)	24,2	52,8	5,4	(20,9)
Margen de EBITDAR	(23,1)	24,2	52,8	5,4	(20,9)
Retorno del FGO / Capitalización Ajustada (%)	(4,9)	6,1	17,9	2,4	(5,7)
Margen del Flujo de Fondos Libre	(25,4)	4,1	33,7	(6,1)	(28,8)
Retorno sobre el Patrimonio Promedio	(7,7)	3,1	10,0	2,8	(12,7)
<b>Coberturas</b>					
FGO / Intereses Financieros Brutos	(17,9)	18,6	29,3	3,6	(12,0)
EBITDA / Intereses Financieros Brutos	(17,7)	20,5	26,0	2,2	(10,5)
EBITDAR Operativo / (Intereses Financieros + Alquileres)	(17,7)	20,5	26,0	2,2	(10,5)
EBITDA / Servicio de Deuda	(1,3)	2,8	5,7	0,1	(0,7)
EBITDAR Operativo / Servicio de Deuda	(1,3)	2,8	5,7	0,1	(0,7)
FGO / Cargos Fijos	(17,9)	18,6	29,3	3,6	(12,0)
FFL / Servicio de Deuda	(1,4)	0,6	3,0	(0,1)	(0,9)
(FFL + Caja e Inversiones Corrientes) / Servicio de Deuda	(0,9)	2,3	5,3	0,3	(0,6)
FGO / Inversiones de Capital	(0,9)	1,3	3,0	0,6	(1,3)
<b>Estructura de Capital y Endeudamiento</b>					
Deuda Total Ajustada / FGO	(2,3)	1,7	0,6	7,4	(2,5)
Deuda Total con Deuda Asimilable al Patrimonio / EBITDA	(2,3)	1,5	0,6	12,0	(2,8)
Deuda Neta Total con Deuda Asimilable al Patrimonio / EBITDA	(1,9)	1,0	0,4	9,3	(2,4)
Deuda Total Ajustada / EBITDAR Operativo	(2,3)	1,5	0,6	12,0	(2,8)
Deuda Total Ajustada Neta / EBITDAR Operativo	(1,9)	1,0	0,4	9,3	(2,4)
Costo de Financiamiento Implícito (%)	2,4	3,5	4,9	4,2	4,6
Deuda Garantizada / Deuda Total					
Deuda Corto Plazo / Deuda Total	0,3	0,2	0,2	0,5	0,5
<b>Balanza</b>					
Total Activo	5.433.719	5.937.959	5.265.501	5.148.662	3.707.114
Caja e Inversiones Corrientes	93.329	222.793	194.890	180.279	73.901
Deuda Corto Plazo	196.510	116.605	104.482	382.533	281.710
Deuda Largo Plazo	427.975	470.338	382.466	342.566	299.721
Deuda Total	623.484	586.944	486.947	725.097	581.431
Deuda asimilable al Patrimonio					
Deuda Total con Deuda Asimilable al Patrimonio	623.484	586.944	486.947	725.097	581.431
Deuda Fuera de Balance	0	0	0	0	0
Deuda Total Ajustada con Deuda Asimilable al Patrimonio	623.484	586.944	486.947	725.097	581.431
Total Patrimonio	4.372.621	4.975.145	4.406.736	3.992.388	2.695.630
Total Capital Ajustado	4.996.305	5.562.088	4.893.683	4.718.285	3.475.264
<b>Flujo de Caja</b>					
Flujo generado por las Operaciones (FGO)	(286.970)	326.542	637.162	71.150	(254.501)
Variación del Capital de Trabajo	141.535	(59.091)	(105.351)	50.333	88.271
Flujo de Caja Operativo (FCO)	(145.335)	267.452	731.831	121.483	(166.230)
Flujo de Caja No Operativo / No Recurrente Total	0	0	0	0	0
Inversiones de Capital	(155.547)	(203.420)	(241.934)	(189.831)	(129.383)
Dividendos	0	0	0	0	11.046
Flujo de Fondos Libre (FFL)	(300.882)	64.031	489.897	(68.348)	(284.967)
Adquisiciones y Ventas de Activos Fijos, Neto	0	0	0	0	(32.464)
Otras Inversiones, Neto	(26.318)	(62.031)	(76.779)	(11.706)	0
Variación Neta de Deuda	(26.743)	81.197	(251.238)	148.436	309.378
Variación Neta del Capital	0	0	0	0	0
Otros (Inversión y Financiación)	145.379	(64.087)	(120.623)	(2.932)	(6.767)
Variación de Caja	(213.667)	19.110	41.256	85.481	(84.419)
<b>Estado de Resultados</b>					
Ventas Netas	1.185.276	1.571.194	1.456.439	1.123.758	987.057
Variación de Ventas (%)		3,0	29,5	13,5	4,7
EBIT Operativo	(450.584)	136.382	566.096	(112.755)	(384.901)
Intereses Financieros Brutos	15.440	18.570	29.596	27.540	19.809
Alquileres	0	0	0	0	0
Resultado Neto	(380.957)	147.125	418.083	98.147	(397.499)

## Anexo II. Glosario

- (1) Corporate Rating Methodology: Metodología de Calificación de Empresas, disponible en [www.fitchratings.com](http://www.fitchratings.com)
- (2) Ratings of Public Sector Entities: Calificaciones de Entidades del Sector Público fuera de los EE.UU., disponible en [www.fitchratings.com](http://www.fitchratings.com)
  - EBITDA: Resultado operativo antes de Amortizaciones y Depreciaciones
  - EBITDAR: EBITDA + Alquileres devengados
  - Servicio de Deuda: Intereses financieros Brutos + Dividendos preferidos + Deuda Corto Plazo
  - Cargos Fijos: Intereses financieros Brutos + Dividendos preferidos + Alquileres devengados
  - Costo de Financiamiento Implícito: Intereses Financieros Brutos / Deuda Total
  - Deuda Ajustada: Deuda Total + Deuda asimilable al Patrimonio + Deuda Fuera de Balance

## Anexo III. Características de los instrumentos

ON a ser emitidas por UTE en pesos ajustables por Unidades Indexadas, por hasta el equivalente a USD 100 MM.

**Instrumento:** Obligaciones Negociables

**Monto:** Hasta el equivalente de USD 100.000.000 en Unidades Indexadas.

**Plazo:** 30 años.

**Amortizaciones:** Tres cuotas, pagaderas los tres últimos años, las dos primeras por el 33% y la última por el 34% del Capital.

**Intereses:** Las ON devengarán intereses compensatorios a una tasa fija a definir.

**Opción de rescate:** El emisor podrá rescatar anticipadamente la totalidad de las ON en cualquier Día de Pago de Intereses (definido en el borrador del Prospecto de Emisión) abonando la totalidad del saldo impago de capital adeudado bajo las ON más los intereses devengados hasta el día del rescate, en caso que a juicio del Emisor, existieren modificaciones al régimen tributario que encarecieran el costo financiero neto del pasivo documentado en ON.



## Anexo V. Dictamen de calificación.

### Fitch Uruguay Calificadora de Riesgo S.A.

El Consejo de Calificación de Fitch Uruguay Calificadora de Riesgo S.A. reunido el 19 de noviembre de 2012, asigna en la categoría AAA(uy) a las Obligaciones Negociables Escriturales no convertibles en acciones (ON) por hasta un máximo del equivalente en Unidades Indexadas a dólares cien millones, a ser emitidas por Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE). La perspectiva es estable.

CATEGORÍA AAA (uy): "AAA" nacional implica la máxima calificación asignada por Fitch Uruguay en su escala de calificaciones nacionales del país. Esta calificación se asigna al mejor crédito respecto de otros emisores o emisiones del país.

Las calificaciones nacionales no son comparables entre distintos países, por lo cual se identifican agregando un sufijo para el país al que se refieren. En el caso de Uruguay se agregará "(uy)".

La Perspectiva de una calificación indica la posible dirección en que se podría mover una calificación dentro de un período de uno a dos años. La Perspectiva puede ser positiva, negativa o estable. Una perspectiva negativa o positiva no implica que un cambio en la calificación sea inevitable. Del mismo modo, una calificación con perspectiva estable puede ser cambiada antes de que la perspectiva se modifique a positiva o negativa si existen elementos que lo justifiquen.

La calificación asignada se desprende del análisis de los factores cuantitativos y factores cualitativos. Dentro de los factores cuantitativos se analizaron la rentabilidad, el flujo de fondos, el endeudamiento y estructura de capital, y el fondeo y flexibilidad financiera de la compañía. El análisis de los factores cualitativos contempló el riesgo del sector, la posición competitiva, y la administración y calidad de los accionistas. La información suministrada para el análisis es adecuada y suficiente, por lo tanto no corresponde aplicar Categoría E.

El presente informe resumido es complementario al informe integral de fecha 25 de septiembre de 2012, y contempla los principales cambios acontecidos en el período bajo análisis. Las siguientes secciones no se incluyen en este informe por no haber sufrido cambios significativos desde el último informe integral: Perfil del Negocio, Factores de Riesgo. Respecto de la sección correspondiente a Perfil Financiero, se resumen los hechos relevantes del período bajo el título de Liquidez y Estructura de Capital.

#### Fuentes

- Balances auditados hasta el 31-06-12.
- Auditor externo a la fecha del último balance: Deloitte S.C.
- Información de gestión suministrada por la compañía.
- Prospecto de emisión de los títulos.
- Diversas publicaciones del sector

  
FERNANDO TORRES  
FITCH Uruguay  
Calificadora de Riesgo S.A.



Las calificaciones antes señaladas fueron solicitadas por el emisor, o en su nombre, y por lo tanto, Fitch ha recibido los honorarios correspondientes por la prestación de sus servicios de calificación.

TODAS LAS CALIFICACIONES CREDITICIAS DE FITCH ESTAN SUJETAS A CIERTAS LIMITACIONES Y ESTIPULACIONES. POR FAVOR LEA ESTAS LIMITACIONES Y ESTIPULACIONES SIGUIENDO ESTE ENLACE: [HTTP://FITCHRATINGS.COM/UNDERSTANDINGCREDITRATINGS](http://FITCHRATINGS.COM/UNDERSTANDINGCREDITRATINGS). ADEMÁS, LAS DEFINICIONES DE CALIFICACIÓN Y LAS CONDICIONES DE USO DE TALES CALIFICACIONES ESTÁN DISPONIBLES EN NUESTRO SITIO WEB [WWW.FITCHRATINGS.COM](http://WWW.FITCHRATINGS.COM). LAS CALIFICACIONES PUBLICAS, CRITERIOS Y METODOLOGIAS ESTAN DISPONIBLES EN ESTE SITIO EN TODO MOMENTO. EL CÓDIGO DE CONDUCTA DE FITCH, Y LAS POLITICAS SOBRE CONFIDENCIALIDAD, CONFLICTOS DE INTERESES, BARRERAS PARA LA INFORMACIÓN PARA CON SUS AFILIADAS, CUMPLIMIENTO, Y DEMÁS POLITICAS Y PROCEDIMIENTOS ESTAN TAMBIEN DISPONIBLES EN LA SECCIÓN DE CÓDIGO DE CONDUCTA DE ESTE SITIO.

Derechos de autor © 2012 por Fitch, Inc. y Fitch Ratings, Ltd. y sus subsidiarias. One State Street Plaza, NY, NY 10004 Teléfono: 1-800-753-4824, (212) 908-0500. Fax: (212) 480-4435. La reproducción o distribución total o parcial está prohibida, salvo con permiso. Todos los derechos reservados. En la asignación y el mantenimiento de sus calificaciones, Fitch se basa en información factual que recibe de los emisores y sus agentes y de otras fuentes que Fitch considera creíbles. Fitch lleva a cabo una investigación razonable de la información factual sobre la que se basa de acuerdo con sus metodologías de calificación, y obtiene verificación razonable de dicha información de fuentes independientes, en la medida de que dichas fuentes se encuentren disponibles para una emisión dada o en una determinada jurisdicción. La forma en que Fitch lleve a cabo la investigación factual y el alcance de la verificación por parte de terceros que se obtenga variará dependiendo de la naturaleza de la emisión calificada y el emisor, los requisitos y prácticas en la jurisdicción en que se ofrece y coloca la emisión y/o donde el emisor se encuentra, la disponibilidad y la naturaleza de la información pública relevante, el acceso a representantes de la administración del emisor y sus asesores, la disponibilidad de verificaciones preexistentes de terceros tales como los informes de auditoría, cartas de procedimientos acordadas, evaluaciones, informes actuariales, informes técnicos, dictámenes legales y otros informes proporcionados por terceros, la disponibilidad de fuentes de verificación independiente y competentes de terceros con respecto a la emisión en particular o en la jurisdicción del emisor, y una variedad de otros factores. Los usuarios de calificaciones de Fitch deben entender que ni una investigación mayor de hechos ni la verificación por terceros puede asegurar que toda la información en la que Fitch se basa en relación con una calificación será exacta y completa. En última instancia, el emisor y sus asesores son responsables de la exactitud de la información que proporcionan a Fitch y al mercado en los documentos de oferta y otros informes. Al emitir sus calificaciones, Fitch debe confiar en la labor de los expertos, incluyendo los auditores independientes con respecto a los estados financieros y abogados con respecto a los aspectos legales y fiscales. Además, las calificaciones son intrínsecamente una visión hacia el futuro e incorporan las hipótesis y predicciones sobre acontecimientos futuros que por su naturaleza no se pueden comprobar como hechos. Como resultado, a pesar de la comprobación de los hechos actuales, las calificaciones pueden verse afectadas por eventos futuros o condiciones que no se previeron en el momento en que se emitió o afirmo una calificación.

La información contenida en este informe se proporciona "tal cual" sin ninguna representación o garantía de ningún tipo. Una calificación de Fitch es una opinión en cuanto a la calidad crediticia de una emisión. Esta opinión se basa en criterios establecidos y metodologías que Fitch evalúa y actualiza en forma continua. Por lo tanto, las calificaciones son un producto de trabajo colectivo de Fitch y ningún individuo, o grupo de individuos, es únicamente responsable por la calificación. La calificación no incorpora el riesgo de pérdida debido a los riesgos que no sean relacionados a riesgo de crédito, a menos que dichos riesgos sean mencionados específicamente. Fitch no está comprometido en la oferta o venta de ningún título. Todos los informes de Fitch son de autoría compartida. Los individuos identificados en un informe de Fitch estuvieron involucrados en, pero no son individualmente responsables por, las opiniones vertidas en él. Los individuos son nombrados solo con el propósito de ser contactos. Un informe con una calificación de Fitch no es un prospecto de emisión ni un sustituto de la información elaborada, verificada y presentada a los inversores por el emisor y sus agentes en relación con la venta de los títulos. Las calificaciones pueden ser modificadas, suspendidas, o retiradas en cualquier momento por cualquier razón a sola discreción de Fitch. Fitch no proporciona asesoramiento de inversión de cualquier tipo. Las calificaciones no son una recomendación para comprar, vender o mantener cualquier título. Las calificaciones no hacen ningún comentario sobre la adecuación del precio de mercado, la conveniencia de cualquier título para un inversor particular, o la naturaleza impositiva o fiscal de los pagos efectuados en relación a los títulos. Fitch recibe honorarios por parte de los emisores, aseguradores, garantes, otros agentes y originadores de títulos, por las calificaciones. Dichos honorarios generalmente varían desde USD1.000 a USD750.000 (u otras monedas aplicables) por emisión. En algunos casos, Fitch calificará todas o algunas de las emisiones de un emisor en particular, o emisiones aseguradas o garantizadas por un asegurador o garante en particular, por una cuota anual. Se espera que dichos honorarios varíen entre USD10.000 y USD1.500.000 (u otras monedas aplicables). La asignación, publicación o diseminación de una calificación de Fitch no constituye el consentimiento de Fitch a usar su nombre como un experto en conexión con cualquier declaración de registro presentada bajo las leyes de mercado de Estados Unidos, el "Financial Services and Markets Act of 2000" de Gran Bretaña, o las leyes de títulos y valores de cualquier jurisdicción en particular. Debido a la relativa eficiencia de la publicación y distribución electrónica, los informes de Fitch pueden estar disponibles hasta tres días antes para los suscriptores electrónicos que para otros suscriptores de imprenta.



**Anexo 3      Contrato de Agente de Pago**

## CONTRATO DE AGENTE DE PAGO

En la ciudad de Montevideo, el 13 de noviembre de 2012 entre,



**POR UNA PARTE: Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas - UTE**, representada en este acto por Marcos Bazzi (C.I. 1.781.877-7) y María del Carmen Brandt (C.I. 1.454.729-0) en su calidad de Gerente de División Económico Financiera y Gerente de Sector Financiera respectivamente, con domicilio en Paraguay 2431, Piso 9, Secretaría General de esta ciudad (en adelante "UTE" o "el Emisor"); y

**POR OTRA PARTE: Banco de la República Oriental del Uruguay**, representada en este acto por Javier Fernández Paredes (C.I. 1.704.011-0) y Mario Carranza Lepiani (C.I. 1.763.992-7), en sus respectivas calidades de Gerente del Departamento Fiduciario y Analista Contable y Fiscal del Departamento Fiduciario, con domicilio en la calle Cerrito 351 de esta ciudad (en adelante "el Banco" o "el Agente de Pago"); convienen en celebrar el presente contrato.

### PRIMERO (Antecedentes).-

1.1 Por resolución de fecha 12 de noviembre de 2012, el Emisor resolvió recurrir al financiamiento mediante una emisión de Obligaciones Negociables (en adelante, la "Emisión"), al amparo de lo dispuesto en los arts. 63 y siguientes de la ley N° 18.627, así como demás normas reglamentarias y complementarias vigentes o que se dicten en el futuro, de acuerdo al siguiente detalle:



Instrumento:	Obligaciones Negociables, no convertibles en acciones
Moneda:	Unidades Indexadas.
Monto de la Emisión:	Equivalente en Unidades Indexadas a US\$ 100.000.000.
Interés:	Porcentaje determinado en el Documento de Emisión y calculadosobre el Capital no amortizado.
Plazo:	30 años
Amortizaciones:	Tres cuotas, pagaderas los tres últimos años, las dos primeras



por el 33% del Capital y la última por el 34% del Capital



Pago de intereses: Semestrales  
Denominaciones: Mínimo de U\$10.000.  
Agencia Calificadora: Fitch Uruguay Calificadora de Riesgo S.A.


- 1.2 En la medida en que las Obligaciones Negociables constituyen valores escriturales, el modelo de Documento de Emisión que se adjunta al presente Contrato como Anexo I, reglamenta los términos y condiciones de las mismas, así como demás aspectos relevantes de la Emisión.
- 1.3 El presente Contrato de Agente de Pago regula la actuación de dicha figura respecto a las emisiones de Obligaciones Negociables que se aprueben por el Directorio de UTE en el marco de la Emisión mencionada en el apartado anterior.

**SEGUNDO (Agente de pago de las Obligaciones).-**




- 2.1 El Emisor designa al Banco como Agente de Pago respecto de la Emisión y éste acepta, sujeto a las condiciones expresadas en el presente Contrato, especialmente la establecida en la cláusula Sexto, con el fin de abonar por cuenta y orden del Emisor, a su vencimiento, las sumas adeudadas bajo las Obligaciones que se presenten a cobrar (conforme al registro que llevará en su calidad de "Entidad Registrante", de acuerdo a lo establecido en los arts. 14 y siguientes de la Ley 18.627 y al Contrato de Entidad Registrante suscrito entre el Banco y el Emisor, o que lleve la entidad registrante que eventualmente pueda suceder al Banco, (en adelante "el Registro"), siempre que medie suficiente provisión de fondos previa, de cargo exclusivo del Emisor. En caso que la provisión de fondos fuera insuficiente para hacer frente al pago de la totalidad de las Obligaciones, el Agente de Pago queda irrevocablemente autorizado a prorratar los fondos entre la totalidad de los Titulares, quedando exonerado de toda responsabilidad por los eventuales perjuicios que el pago a prorrata pudiera ocasionar a aquellos.
- 2.2 El Agente de Pago abonará a los Titulares registrados, por cuenta y orden del Emisor, en las respectivas fechas de vencimiento, los importes adeudados por concepto de capital e intereses correspondiente a las Obligaciones, según el registro que llevará el Banco, en su calidad de Entidad Registrante, o la Entidad Registrante que le suceda, los que serán





 abonados en la moneda transferida por el Emisor al Agente de Pago de conformidad con lo dispuesto en la cláusula 2.3.

Todos los pagos a los Titulares se realizarán por el Agente de Pago únicamente mediante crédito en la cuenta bancaria indicada por el Titular a tales efectos al momento de anotarse en el Registro llevado por el Banco en su calidad de Entidad Registrante, o por la Entidad Registrante que le suceda.

2.3 El Emisor entregará al Agente de Pago el monto total en Pesos Uruguayosequivalentes a la cantidad de Unidades Indexadas correspondientes al total adeudado que corresponda abonar bajo las Obligaciones, el día hábil anterior al vencimiento de los pagos de intereses y amortización de capital previsto en las Obligaciones emitidas bajo la Emisión (en adelante, los "Vencimientos") el cual será destinado a dicho fin. La entrega de dichos fondos se realizará en efectivo en el domicilio del Agente de Pago, transfiriendo o girando a éste los importes correspondientes u ordenando el débito de una cuenta a nombre del Emisor con fondos suficientes. Será responsabilidad del Emisor tomar los recaudos correspondientes y entregar los fondos al Agente de Pago con la antelación antes referida.

 2.4 En tanto el importe a pagar a cada Vencimiento será una cantidad en Unidades Indexadas, el Agente de Pago verificará que el monto total entregado por el Emisor sea el correcto para atender el pago de las obligaciones en cada Vencimiento. De verificarse diferencias comunicará las mismas al Emisor, dentro de las 24 horas de recibido el monto.

  
 2.5 El Agente de Pago no asume ningún tipo de responsabilidad para el caso de ausencia de la provisión de fondos por parte del Emisor o en caso que los fondos provistos por el Emisor fuera insuficiente para cubrir el 100% (Cien por Ciento) de las sumas adeudadas a los Titulares, exigibles bajo las Obligaciones, obligándose el Emisor a mantenerlo indemne de cualquier reclamación. Sin perjuicio de ello, en caso de que la provisión de fondos fuere insuficiente para hacer frente al pago de la totalidad de las obligaciones del Emisor bajo las Obligaciones, el Agente de Pago queda irrevocablemente autorizado por el Emisor para actuar en la forma prevista en el numeral 2.1. precedente. El Agente de Pago no asume ningún tipo de responsabilidad por los eventuales perjuicios que el pago a prorrata pudiera ocasionar a los Titulares.

- 2.6 Asimismo, el Agente de Pago podrá dejar constancia de los pagos realizados a prorrata en el Registro, junto con los Titulares o en nombre y representación de éstos y del Emisor, sirviendo el presente de mandato y poder de representación con facultades suficientes a esos efectos.
- 2.7 Una vez depositadas las sumas en las cuentas bancarias de los Titulares, de acuerdo con lo estipulado en la cláusula 2.2 del presente contrato, el Agente de Pago le comunicará tales depósitos al Emisor.
- 2.8 El Emisor se obliga a abonar al Agente de Pago por los servicios que prestará en virtud de tal calidad y conforme a lo establecido en el presente contrato, una comisión fija anual pagadera por adelantado, que para el primer año será de UI 144.800 y para los siguientes de UI 72.400 cada uno.
- 2.9 Al importe de la comisión resultante deberá adicionarse el IVA correspondiente y/u otros impuestos que en el futuro las graven.
- 2.10 En caso de rescisión del presente contrato por parte del Banco dará derecho al Emisor a reclamar la devolución únicamente de la proporción de lo abonado por adelantado de acuerdo al tiempo no transcurrido. El Banco se compromete a devolver esta suma dentro de los 5 días hábiles siguientes de hecho el reclamo por parte del Emisor.
- 2.11 El Agente de Pago no será responsable de los honorarios y gastos de aquellos terceros que razonablemente decida contratar a los efectos del presente Contrato, como tampoco de los costos de gestión, emisión y registro de las Obligaciones Negociables que se emitan bajo la Emisión.

#### **TERCERO (Caducidad).-**

Sin perjuicio de otras causales de caducidad de la función de Agente de Pago establecidas en este contrato, todas las obligaciones que asume el Agente de Pago como tal cesarán indefectiblemente treinta (30) días corridos después del vencimiento final de las Obligaciones. El Agente de Pago cesará una vez que comunique al Emisor haber realizado el depósito correspondiente al último pago, tal como lo establece la cláusula 2.6 del presente contrato.

#### **CUARTO (EXONERACION DE RESPONSABILIDAD del Agente de Pago).-**

- 4.1. El Agente de Pago no responderá por el pago de las sumas adeudadas en virtud de las Obligaciones a sus Titulares, en caso de no recibir los fondos del Emisor.

of

- 4.2. El Agente de Pago no responderá por la autenticidad de los documentos que le sean entregados por el Emisor.

**QUINTO (Responsabilidades).-**

El Emisor se obliga a indemnizar al Agente de Pago de todo daño o perjuicio que pudiera ocasionársele con motivo de la celebración, ejecución o cumplimiento del presente contrato, ya sea por vía de demanda, reclamos de terceros, costos, gastos, tributos y/o bajo cualquier otro concepto, excepto cuando los mismos obedezcan a causas imputables al Banco.

**SEXTO (Rescisión unilateral. Renuncia).-**

11

- 6.1 El Agente de Pago podrá renunciar y rescindir unilateralmente este contrato en cuanto a su función como tal, sin necesidad de expresión de causa alguna, en cualquier momento, y con un preaviso de 90 días corridos dado al Emisor y a la Entidad Representante.
- 6.2 Transcurridos 30 días contados a partir de la notificación del preaviso precedente sin que el Emisor hubiese designado un Agente de Pago sustituto, podrá designarlo la Asamblea de Titulares de acuerdo a las mayorías establecidas en el Documento de Emisión, designación que obligará al Emisor salvo que éste se oponga por razones fundadas. En caso de ser designado un sustituto, el nuevo Agente de Pago asumirá todos los derechos y obligaciones correspondientes bajo este contrato.
- 6.3. Transcurrido el plazo de 90 días sin que el Emisor ni la Asamblea de Titulares designaran un sustituto, todas las obligaciones del Banco bajo este contrato cesarán automáticamente y los fondos que estén depositados en las cuentas o que se reciban serán puestos a disposición de la Sede Judicial competente.
- 6.4. El Agente de Pago no estará obligado a explicitar los motivos de su renuncia ni será responsable de la misma bajo ningún concepto, salvo dolo o culpa grave. Tampoco será responsable por la no aceptación de la calidad de agente de pago por parte de un tercero.
- 6.5. El Agente de Pago tendrá la facultad expresa de renunciar a su calidad de tal en caso de cambio en la propiedad del Emisor, en cuyo caso deberá comunicar dicha renuncia a los Titulares, en la forma establecida en el numeral 6.1 y al Emisor, con al menos 60 días corridos de anticipación.

B

3



- 6.6. Sin perjuicio de lo establecido en la presente cláusula en cuanto a las facultades generales de renuncia del Agente de Pago, se considerarán causales especiales habilitantes de renuncia, la extensión del plazo de las Obligaciones más allá del plazo original de las mismas, o la existencia de cualquier situación que pueda tener por efecto la extensión de dicho plazo.

**SÉPTIMO (Gastos y tributos).-**

- 7.1. Serán de cargo del Emisor todos los gastos que se generen por la celebración y cumplimiento del presente contrato, así como los tributos presentes o futuros que graven el mismo o su ejecución, los cuales el Emisor se obliga a pagar al Agente de Pago quien deberá presentarle la liquidación correspondiente y el Emisor tendrá un plazo de hasta 10 días hábiles para oponerse con justificación de causa. Sin perjuicio de ello, el Emisor faculta al Agente de Pago a que debite de las cantidades que perciba, los importes que pueda adeudar por los conceptos antes referidos así como las comisiones pactadas.



- 7.2. El Emisor garantiza y se obliga ante el Agente de Pago a reembolsarlo y mantenerlo indemne por todos los gastos, costos, honorarios profesionales, tributos o indemnizaciones en que deba incurrir en cumplimiento de lo pactado y en función de lo establecido en el párrafo anterior.

**OCTAVO (Ley y jurisdicción aplicable).-**

Este contrato se regirá en su totalidad y exclusivamente por las leyes de la República Oriental del Uruguay, siendo competentes los Tribunales de la República Oriental del Uruguay.



**NOVENO (Mora automática, notificaciones y domicilio).-**

- 9.1. La mora en el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el presente contrato se producirá de pleno derecho sin necesidad de interpelación judicial o extrajudicial de clase alguna.



- 9.2. Las partes acuerdan otorgar validez a todas las comunicaciones que se realicen por medio de telegrama colacionado u otro medio auténtico a los domicilios indicados en la comparecencia, los que se tendrán por especiales a todos los efectos del presente contrato.

*Handwritten mark*

**DÉCIMO (Inexistencia de conflicto de interés).-**

El Agente de Pago podrá adquirir Obligaciones para sí o para clientes o recibirlas en prenda con todos los derechos que le correspondan y podrá realizar todo tipo de operaciones financieras o comerciales con el Emisor, sin restricción alguna. En ningún caso podrá el Agente de Pago recurrir al instituto de la compensación para extinguir obligaciones asumidas por el Emisor.

En señal de conformidad las partes ratifican el contenido de este acuerdo y en tal sentido lo suscriben en tres ejemplares de idéntico tenor, en el lugar y fecha arriba indicados.

p/UTE

p/Banco de la República Oriental del Uruguay

Firma:   
Cra. Ma. del Carmen Brandt  
Ej Gerente Sector Financiera

Firma:   
Cr. JAVIER FERNÁNDEZ  
Gerente del Departamento Fiduciario

Aclaración:

Aclaración:

Firma:   
Cr. Marcos Bazzi  
Ej Gerente División Económico Financiera

Firma:   
Cr. MARIO CARRANZA  
Analista Contable y Fiscal Departamento Fiduciario

Aclaración:

Aclaración:

Signe 1 Papel Notarial de Actuación  
Serie 8 N° 534 116  
  
Rosanna VEGLIENZONE  
Escribano





PAPEL NOTARIAL DE ACTUACIÓN

**Eq N° 534116**



ESC. ROSANNA ADELA VEGLIENZONE NOUCHE - 08932/2

**CERTIFICO QUE:** I) Las firmas que anteceden y lucen en el Contrato de Agente de Pago, son auténticas ,fueron puestas en mi presencia y pertenecen a las personas hábiles y de mi conocimiento Javier Fernández Paredes, Gerente del Departamento Fiduciario y Mario Carranza Lepiani, Analista Contable Fiscal del Departamento Fiduciario, titulares de las Cédulas de Identidad números C.I. 1.704.011-0 y C.I. 1.763.992-7, respectivamente en nombre representación del **Banco de la República Oriental del Uruguay**, quienes otorgaron y suscribieron el documento que precede, previa lectura que les hice del mismo. II) La Carta Orgánica del Banco de la República Oriental del Uruguay -Ley 18.716 del 24 de diciembre de 2010, modificativas y concordantes-, concede al Directorio de la Institución facultades para este otorgamiento y de acuerdo al Reglamento General del Banco -Decreto del 7 de agosto de 1942, modificativas y concordantes-, el citado Directorio puede delegar sus funciones. Conforme a ello, el Directorio por Acta de fecha 19 de agosto de 2008, dispuso que: 1) Para suscribir documentación del Banco se deberán utilizar conjuntamente dos de las Primeras Firmas o una de ellas conjuntamente con una Segunda Firma, sin perjuicio de los poderes generales o especiales otorgados o a otorgarse. 2) Los documentos públicos o privados, ya se refieran a actos, negocios y contratos, con inclusión de hipotecas, prendas y contratos de crédito de uso, que se suscriban en las Dependencias, Centros Agropecuarios y/o Empresariales serán firmados por los funcionarios de mayor categoría que representen los Cargos Gerenciales o de Jefatura de Atención al Público, dentro de los extremos previstos en el apartado anterior. III) Los firmantes son Primeras Firmas del Banco y en virtud de lo expuesto tienen facultades para este otorgamiento. **EN FE DE ELLO**, a solicitud del BANCO DE LA REPUBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY, y para su presentación

ante quien corresponda extendiendo el presente, que signo, firmo y sello en  
Montevideo, el trece de noviembre de dos mil doce.



Rosanna VEGLIOZZONE  
Escribano


ARANCEA  
OFICIAL  
ART. 29  
Exento



## **Anexo 4 Contrato de Entidad Registrante**




## CONTRATO DE ENTIDAD REGISTRANTE

En la ciudad de Montevideo, el 13 noviembre de 2012 entre,

 POR UNA PARTE: **Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas - UTE**, representada en este acto por Marcos Bazzi (C.I. 1.781.877-7) y María del Carmen Brandt (C.I. 1.454.729-0), en sus respectivas calidades de Gerente de División Económico Financiera y Gerente de Sector Financiera, con domicilio en Paraguay 2431, Piso 9, Secretaría General de esta ciudad (en adelante "UTE" o "el Emisor"); y

POR OTRA PARTE: **Banco de la República Oriental del Uruguay**, representada en este acto por Javier Fernández Paredes (C.I. 1.704.011-0) y Mario Carranza Lepiani (C.I. 1.763.992-7), en sus respectivas calidades de Gerente del Departamento Fiduciario y Analista Contable y Fiscal del Departamento Fiduciario, con domicilio en la calle Cerrito 351 de esta ciudad (en adelante "el Banco" o "la Entidad Registrante"); convienen en celebrar el presente contrato.

### PRIMERO: Antecedentes

-  1) Por resolución de fecha 12 de noviembre de 2012, el Emisor resolvió recurrir al financiamiento mediante una emisión de Obligaciones Negociables (en adelante, la "Emisión"), al amparo de lo dispuesto en los arts. 63 y siguientes de la ley N° 18.627, así como demás normas reglamentarias y complementarias vigentes o que se dicten en el futuro.
-  2) En la medida en que las Obligaciones Negociables constituyen valores escriturales, el modelo de Documento de Emisión que se adjunta al presente Contrato como Anexo I, reglamenta los términos y condiciones de las mismas, así como demás aspectos relevantes de la Emisión.
-  3) El Emisor resolvió designar al Banco como Entidad Registrante de las Obligaciones Negociables que se emitan bajo la Emisión.

### SEGUNDO: Objeto

El Emisor designa en este acto al Banco, quien en el mismo acepta, para que actúe como "Entidad Registrante" de las Obligaciones, de acuerdo a lo dispuesto por los arts. 23 y

siguientes de la Ley N° 18.627, por la reglamentación vigente y la que se dicte en el futuro y por las estipulaciones establecidas en el presente contrato.

**TERCERO: Registro**

3.1.El Banco llevará un registro de las Obligaciones así como de las cuentas bancarias de cada uno de los suscriptores y/o titulares de las mismas (los "Titulares"), bajo el formato de anotación en cuenta en forma electrónica de cada uno de los Titulares (en adelante "el Registro").En caso que existan inversores que sean participantes de Bolsas de Valores o Sistemas de Compensación, locales o internacionales -como DTC, Euroclear, Clearstream u otros-, el Banco reconocerá como Titular de los derechos representados por las Obligaciones Negociables a la Bolsa o Sistema de Compensación correspondiente. Dichas entidades a su vez podrán autorizar a los beneficiarios finales para ejercer cualquier derecho que les corresponda bajo el Documento de Emisión en su calidad de Titulares. En virtud de lo anterior, a los efectos del presente contrato, el término "Titulares" comprende a los titulares de las Obligaciones Negociables y a las Bolsas o Sistemas de Compensación registrados como Titulares.


3.2.El Emisor informará a la Entidad Registrante la identidad de los primeros Titulares a los efectos de que ésta emita los comprobantes de apertura de cuenta. Los Titulares deberán presentarse ante la Entidad Registrante y suscribir la documentación de estilo que ésta requiera a tales efectos, bajo apercibimiento de que si no lo hicieran, no podrán transferir ni gravar en modo alguno las Obligaciones.

**CUARTO: Apertura de cuenta de Registro y constancias**



4.1.Determinados los suscriptores y los importes de adjudicación de la emisión, y confirmada la integración por parte del Emisor, el Banco registrará la tenencia de Obligaciones de cada Titular en las respectivas cuentas en el Registro.


4.2. Los Titulares podrán obtener una constancia de dicho Registro el cual el Banco expedirá por los mecanismos que disponga a tales efectos. La emisión de esta constancia importará inmovilización de la cuenta.

4.3. En caso que el Titular requiera la emisión de un Certificado de Legitimación en los términos previstos los artículos 41 y siguientes de la Ley 18.627 y en los artículos 45 y

 siguientes de la Recopilación de Normas del Mercado de Valores – Libro II, podrá solicitarlo en la Casa Central – Departamento Fiduciario. Para la emisión de un nuevo certificado de legitimación a un Titular respecto del cual ya se hubiera emitido un certificado de legitimación, deberá presentarse el certificado de legitimación anterior. En caso de extravío o hurto de tal certificado de legitimación, el Titular, previa denuncia policial, deberá comunicar fehacientemente el extravío o hurto a la Entidad Registrante, quienes deberán consignar la fecha y hora exactas de la recepción de la comunicación.

**4.4.** En caso de duda sobre la titularidad de los derechos sobre las Obligaciones Negociables, o en cualquier caso que así lo entienda conveniente, la Entidad Registrante podrá requerir la opinión de un asesor independiente, o el pronunciamiento de la Justicia, a fin de asegurar la regularidad de su conducta como encargado del Registro. La Entidad Registrante será responsable de todos los gastos generados por tales consultas o procedimientos arbitrales, siempre que exista responsabilidad de la Entidad Registrante por el manejo del Registro. Fuera de los casos de responsabilidad de la Entidad Registrante, dichos gastos serán de cargo de los Titulares, o de la Entidad Representante, según corresponda.

  
  
**4.5.** Cualquier modificación en la titularidad de las Obligaciones, así como cualquier constitución o transmisión de derechos reales y/o constitución de gravámenes sobre éstos, deberá ser notificada al Banco por su Titular registrado, a los efectos de que realice la transferencia contable correspondiente y emita las constancias respectivas. Dicha notificación deberá incluir, además de la indicación precisa de los nuevos inversionistas o titulares de derechos reales, su domicilio, documento de identidad (si correspondiere), registro único de contribuyentes (si correspondiere), teléfono, fax y demás datos necesarios para su mejor identificación. Todos los adquirentes o titulares de derechos reales sobre las Obligaciones deberán presentarse ante el Banco y suscribir la documentación que como Entidad Registrante se le requiera a tales efectos.

  
**4.6.** La transmisión de las Obligaciones, así como la constitución de derechos reales sobre las mismas, serán oponibles frente a terceros recién desde el momento en que se haya practicado por parte de la Entidad Registrante la inscripción de dicha transferencia o constitución de derechos reales.

4.7. El día en que el Agente de Pago pague al Titular la totalidad de lo adeudado (capital e intereses) por el Emisor bajo las Obligaciones, se procederá a la baja del respectivo registro en las cuentas de los Titulares. Mientras ello no suceda, la Entidad Registrante mantendrá las anotaciones en cuenta.

4.8. Quienes pretendan ser incorporados al Registro deberán cumplir con los requerimientos exigidos por la normativa legal y reglamentaria (incluyendo la normativa del Banco Central del Uruguay), en materia de lavado de activos y conocimiento de clientes. En caso que los Titulares representen a terceros, éstos no podrán encontrarse incluidos en listas globales negativas, como las manejadas por OFAC o la Comunidad Europea. El Banco podrá negarse -sin incurrir en responsabilidad- a registrar a cualquier suscriptor como Titular si considerase que el mismo no fuera aceptable para el Banco en función de dichas normas de prevención de lavado de activos y de conocimiento del cliente.

**QUINTO: Retribución de la Entidad Registrante**

5.1. El Emisor se obliga a abonar a la Entidad Registrante por los servicios que prestará en virtud de tal calidad y conforme a lo establecido en el presente contrato, una comisión fija anual pagadera por adelantado, que para el primer año será de UI 144.800 y para los siguientes de UI 72.400 cada uno.

5.2. Al importe de la comisión resultante deberá adicionarse el IVA correspondiente y/u otros impuestos que en el futuro las graven.

5.3. En caso de rescisión del presente contrato por parte del Banco dará derecho al Emisor a reclamar la devolución únicamente de la proporción de lo abonado por adelantado de acuerdo al tiempo no transcurrido. El Banco se compromete a devolver esta suma dentro de los 5 días hábiles siguientes de hecho el reclamo por parte del Emisor.

**SEXTO: No identificación de los Titulares**

El Banco no estará obligado a proporcionar al Emisor el nombre y domicilio de los Titulares que hayan adquirido las Obligaciones, excepto para el fin que se indica a continuación:

El Emisor como emisor de las Obligaciones Negociables y de acuerdo a las normas tributarias vigentes, procederá a retener en todos los casos el Impuesto a la Renta que corresponda sobre cada pago de intereses de las Obligaciones Negociables, excepto en el caso de aquellos Titulares que no les corresponda la aplicación de retenciones de Impuesto a la Renta de las Personas Físicas ("IRPF") y de Impuesto a la Renta de los No Residentes ("IRNR") y que notifiquen expresamente a la Entidad Registrante, previo a cada fecha de pago, que no corresponde realizar dicha retención por su tenencia de Obligaciones Negociables.

A tales efectos, cuando corresponda, dichos Titulares deberán notificar a la Entidad Registrante, al menos diez días hábiles antes de cada fecha de pago, que no corresponde efectuar tal retención; circunstancia que deberá acreditarse mediante una certificación emitida por contador público.


La Entidad Registrante deberá informar al Emisor, cincodías hábiles anteriores a cada fecha de pago: i) la nómina de Titulares que no hayan presentado la notificación referida anteriormente (y respecto de los cuales, se practicarán por tanto las retenciones); y ii) el monto de Obligaciones Negociables de las cuales es titular; a fin de que el Emisor pueda calcular el monto de la retención aplicable a cada Titular y que el Emisor pueda emitir los resguardos pertinentes y realizar las declaraciones juradas previstas en las normas tributarias vigentes.

La adquisición de las Obligaciones Negociables supone la aceptación expresa por parte de los Titulares de la posibilidad de que la Entidad Registrante entregue al Emisor la información referida previamente, a los solos efectos de que el Emisor pueda cumplir con las normas tributarias vigentes, relevando expresamente a la Entidad Registrante de la obligación establecida en el artículo 25 del Decreto-Ley 15.322 en la medida que fuese aplicable.

**SEPTIMO: No Conflicto de Interés**

El Banco podrá adquirir Obligaciones para sí o para clientes o recibirlas en prenda con todos los derechos que le correspondan y podrá realizar todo tipo de operaciones financieras o comerciales con el Emisor, sin restricción alguna. En ningún caso podrá el






 Agente de Pago recurrir al instituto de la compensación para extinguir obligaciones asumidas por el Emisor.

**OCTAVO: Rescisión del Contrato**

**8.1.** El Banco podrá dejar sin efecto este contrato sin responsabilidad alguna de su parte, en los siguientes casos:

- (a) en cumplimiento de una orden de juez o autoridad competente;
- (b) si se acreditase por el Banco que cualquiera de las afirmaciones, declaraciones o informaciones contenidas en el prospecto de la Emisión (o en cada suplemento de Prospecto) aprobado por el Emisor para la oferta de las Obligaciones, es materialmente falsa o engañosa, o que en el referido prospecto se ha omitido cualquier información relevante;
- (c) en caso de que, al producirse cualquier vencimiento de las Obligaciones bajo la Emisión o bajo cualquier obligación con terceros, el Emisor no hubiere remitido los fondos al Banco en la forma establecida en el Contrato de Agente de Pago para cancelar la totalidad de lo adeudado bajo dichas Obligaciones.
- (d) en caso de que el Emisor no abonase, en el plazo de 5 días hábiles, las comisiones y demás créditos que correspondan al Banco en virtud del presente contrato o en cualquier otro contrato o documento de la presente emisión en virtud del cual el Banco tenga derecho a cobrar cualquier retribución o gasto.
- (e) la modificación por parte del Emisor y el Representante de los Titulares de acuerdo a las mayorías requeridas en cada caso por el Documento de Emisión, de las condiciones de las Obligaciones.
- (f) en caso que el Banco renunciara a su rol de Representante de los Titulares o de Agente de Pago.

  
  
 **8.2.** En caso que cualquiera de los hechos anteriormente referidos tuviera lugar, el Banco estará facultado para considerar automáticamente rescindido este contrato, notificando de tal decisión al Emisor, quien estará obligado a designar un sustituto, el cual deberá ser una entidad de intermediación financiera, contando con un plazo de 90 (noventa) días para la designación y comienzo de la gestión por el sustituto. El Banco deberá también notificar de su decisión a la Entidad Representante.



**8.3.** De no designarse por parte del Emisor en el plazo señalado o en caso que quien fuera designado no aceptara dentro del plazo señalado, la Asamblea de Titulares deberá designar (por Titulares presentes que representen la mayoría del capital adeudado representado en la asamblea) a la entidad registrante sustituta.

**8.4.** Sin perjuicio de las causales de rescisión establecidas en esta cláusula, la Entidad Registrante cesará indefectiblemente en su función de tal, a los treinta días corridos después del último pago bajo las Obligaciones. A tales efectos, una vez que el Agente de Pago proceda a efectuar el último pago, la Entidad Registrante dará de baja del Registro a las cuentas de los Titulares.

**NOVENO: Mora automática**



La mora en el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el presente contrato se producirá de pleno derecho sin necesidad de interpelación judicial o extrajudicial de clase alguna.

**DECIMO: Jurisdicción y Ley Aplicable**

El presente contrato se rige por y está sujeto a las leyes de la República Oriental del Uruguay. Para cualquier cuestión que se suscite entre las partes en relación con este contrato, serán competentes los Tribunales Ordinarios de la ciudad de Montevideo.



**UNDECIMO: Domicilios y Notificaciones**

A todos los efectos que pudiere corresponder, las partes constituyen domicilios en los declarados como suyos en la comparecencia. Todas las notificaciones u otras comunicaciones a las respectivas partes se considerarán debidamente efectuadas cuando las mismas sean enviadas por medio de telegrama colacionado u otro medio fehaciente a cada parte en su domicilio expresamente constituido.



**DUODECIMO: Documentos de emisión**

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 15 de la Ley 18.627 de Mercado de Valores, el documento de la Emisión o copia certificada del mismo, de la Emisión, deberá quedar depositado a partir de la firma del presente en el Banco.

**DECIMOTERCERO: Condición Suspensiva**

El presente Contrato entrará en vigor culminado el período de suscripción de las Obligaciones Negociables, en los términos establecidos en el Documento de Emisión.

En señal de conformidad, se firman tres ejemplares de un mismo tenor en el lugar y fecha indicados en la comparecencia.

p/UTE

Firma:   
Cra. Ma. del Carmen Brandi  
E/ Gerente Sectr. Financiera

Aclaración:

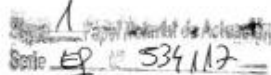
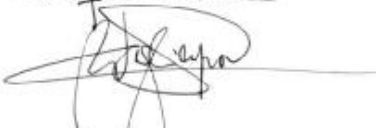
Firma:   
Aclaración: Cra. Marcos Bazzi  
E/ Gerente División  
Económico Financiero

p/Banco de la República Oriental del Uruguay

Firma:   
Cr. JAVIER FERNÁNDEZ  
Gerente del  
Departamento Fiduciario

Aclaración:

Firma:   
Aclaración: Cr. MARIO CARRANZA  
Analista Contable y Fiscal  
Departamento Fiduciario

  
Sede EP 534117  
  
Rosanna VEGLIENZONE  
Escribano



PAPEL NOTARIAL DE ACTUACIÓN

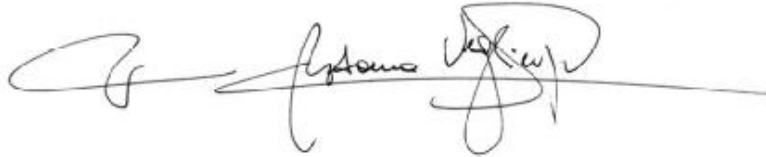
**Eq N° 534117**



ESC. ROSANNA ADELA VEGLIENZONE NOUCHE - 08932/2

**CERTIFICO QUE:** I) Las firmas que anteceden y lucen en el Contrato de Entidad Registrante, son auténticas ,fueron puestas en mi presencia y pertenecen a las personas hábiles y de mi conocimiento Javier Fernández Paredes, Gerente del Departamento Fiduciario y Mario Carranza Lepiani, Analista Contable Fiscal del Departamento Fiduciario, titulares de las Cédulas de Identidad números C.I. 1.704.011-0 y C.I. 1.763.992-7, respectivamente en nombre representación del **Banco de la República Oriental del Uruguay**, quienes otorgaron y suscribieron el documento que precede, previa lectura que les hice del mismo. II) La Carta Orgánica del Banco de la República Oriental del Uruguay -Ley 18.716 del 24 de diciembre de 2010, modificativas y concordantes-, concede al Directorio de la Institución facultades para este otorgamiento y de acuerdo al Reglamento General del Banco -Decreto del 7 de agosto de 1942, modificativas y concordantes-, el citado Directorio puede delegar sus funciones. Conforme a ello, el Directorio por Acta de fecha 19 de agosto de 2008, dispuso que: 1) Para suscribir documentación del Banco se deberán utilizar conjuntamente dos de las Primeras Firmas o una de ellas conjuntamente con una Segunda Firma, sin perjuicio de los poderes generales o especiales otorgados o a otorgarse. 2) Los documentos públicos o privados, ya se refieran a actos, negocios y contratos, con inclusión de hipotecas, prendas y contratos de crédito de uso, que se suscriban en las Dependencias, Centros Agropecuarios y/o Empresariales serán firmados por los funcionarios de mayor categoría que representen los Cargos Gerenciales o de Jefatura de Atención al Público, dentro de los extremos previstos en el apartado anterior. III) Los firmantes son Primeras Firmas del Banco y en virtud de lo expuesto tienen facultades para este otorgamiento. **EN FE DE ELLO**, a solicitud del BANCO DE LA REPUBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY, y para su presentación

ante quien corresponda extendiendo el presente, que signo, firmo y sello en Montevideo, el trece de noviembre de dos mil doce.

A large, stylized handwritten signature in black ink, appearing to read 'Rosanna Veglienza', written over a horizontal line.

**Rosanna VEGLIENZA**  
Escribano

**ARANCEL**  
**OFICIAL**  
**ART. 29**  
Exento

A smaller handwritten signature in black ink, written over a horizontal line.

## **Anexo 5 Contrato de Entidad Representante**

## CONTRATO DE ENTIDAD REPRESENTANTE

En la ciudad de Montevideo, el 13 de noviembre de 2012 entre,

**POR UNA PARTE: Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas - UTE**, representada en este acto por Marcos Bazzi (C.I. 1.781.877-7) y María del Carmen Brandt (C.I. 1.454.729-0), en sus respectivas calidades de Gerente de División Económico Financiera y Gerente de Sector Financiera, con domicilio en Paraguay 2431, Piso 9, Secretaría General de esta ciudad (en adelante "UTE" o "el Emisor"); y

**POR OTRA PARTE: Banco de la República Oriental del Uruguay**, representada en este acto por Javier Fernández Paredes (C.I. 1.704.011-0) y Mario Carranza Lepiani (C.I. 1.763.992-7), en sus respectivas calidades de Gerente del Departamento Fiduciario y Analista Contable y Fiscal del Departamento Fiduciario, con domicilio en la calle Cerrito 351 de esta ciudad (en adelante "el Banco" o "el Representante"); convienen en celebrar el presente contrato.

### PRIMERO (Antecedentes).-

I.a) Por resolución de fecha 12 de noviembre de 2012, el Emisor resolvió recurrir al financiamiento mediante una emisión de Obligaciones Negociables (en adelante, la "Emisión"), al amparo de lo dispuesto en los arts. 63 y siguientes de la ley N° 18.627, así como demás normas reglamentarias y complementarias vigentes o que se dicten en el futuro, de acuerdo al siguiente detalle:

Instrumento:	Obligaciones Negociables, no convertibles en acciones
Moneda:	Unidades Indexadas.
Monto de la Emisión:	Equivalente en Unidades Indexadas a US\$ 100.000.000.
Interés:	Porcentaje determinado en el Documento de Emisión y calculado, sobre el Capital no amortizado.
Plazo:	30 años
Amortizaciones:	Tres cuotas, pagaderas los tres últimos años, las dos

primeras por el 33% del Capital y la última por el 34% del Capital

Pago de intereses: Semestrales

Denominaciones: Mínimo de UI 10.000.

Agencia Calificadora: Fitch Uruguay Calificadora de Riesgo S.A.

1.b) El presente Contrato de Entidad Representante regula la actuación de dicha figura (Representante de los Titulares) respecto a las emisiones de Obligaciones Negociables que se aprueben por el Directorio de UTE en el marco de la Emisión mencionada en el apartado anterior.

1.c) El Emisor ha redactado un prospecto conteniendo información sobre la emisión de Obligaciones Negociables bajo una Emisión, la situación y derechos de los Titulares con respecto a ellas, las características del Emisor en cuanto a su actividad, mercado, actividad comercial, información jurídica, operativa, participación en otras empresas, información económica, financiera y contable, análisis patrimonial y de resultados, estructura de endeudamiento, riesgos y uso de fondos (en adelante el "Prospecto") para poner a disposición de los posibles interesados en adquirir Obligaciones.

1.d) El Representante de los Titulares no asume ninguna responsabilidad por la información contenida en el Prospecto (ni tampoco respecto de los suplementos de Prospecto) la cual no ha sido analizada ni confirmada por el Representante, lo cual se destaca claramente en el mismo.

1.e) En caso de contradicción y/o incompatibilidad entre las obligaciones y facultades del Representante bajo el presente contrato, el Contrato de Agente de Pago, el Contrato de Entidad Registrante y/o cualquiera de los documentos de emisión de las Obligaciones Negociables bajo la Emisión, primará lo establecido en el presente contrato.

1.f) En caso que existan inversores que sean participantes de Bolsas de Valores o Sistemas de Compensación, locales o internacionales - como DTC, Euroclear, Clearstream u otros, el Representante reconocerá como Titular de los derechos representados por las Obligaciones Negociables a la Bolsa o Sistema de Compensación



correspondiente. Dichas entidades a su vez podrán autorizar a los beneficiarios finales para ejercer cualquier derecho que les corresponda bajo el Documento de Emisión en su calidad de Titulares. En virtud de lo anterior, a los efectos del presente contrato, el término "Titulares" comprende a los titulares de las Obligaciones Negociables y a las Bolsas o Sistemas de Compensación registrados como Titulares.



**SEGUNDO (Objeto).-**

El Emisor designa en este acto al Banco de la República Oriental del Uruguay como Representante de los Titulares de la emisión de las Obligaciones Negociables bajo la Emisión de acuerdo con lo dispuesto en el art.73 de la ley N° 18.627 y el Banco acepta dicha designación y asume la representación de los futuros tenedores de las Obligaciones Negociables (en adelante "Titulares"), en los términos explicitados en el presente acuerdo.



**TERCERO (Obligaciones del Emisor).-**

El Emisor: a) garantiza al Representante y a través de él a los Titulares, la veracidad de los datos contenidos en el Prospecto y la razonabilidad de las proyecciones allí contenidas; b) garantiza al Representante por cualquier perjuicio que pudiera provocársele en el cumplimiento de este contrato que sea legal o contractualmente imputable al Emisor; c) le suministrará al Representante en un plazo que no excederá los 10 días hábiles de solicitada, toda la información económica-financiera del Emisor y del estado de los negocios que éste razonablemente le requiera para el debido cumplimiento del encargo; d) entregará al Representante toda aquella información y/o documentación periódica y permanente y los hechos relevantes que esté obligado a divulgar al Banco Central del Uruguay, con el contenido, en la forma y en la oportunidad que disponga la ley N° 18.627 (Ley de Mercado de Valores), así como demás normas reglamentarias y complementarias vigentes o que se dicten en el futuro; e) soportará los gastos debidamente justificados que efectúe el Representante en la protección de los derechos e intereses de los Titulares relacionados con las Obligaciones Negociables en caso de mora; f) abonará al Representante la remuneración pactada en este contrato; y g) Vencido el plazo para la integración de las Obligaciones, informará al Representante, proporcionándole toda la información que razonablemente le requiera respecto del



deposición de las sumas recibidas luego de integradas las sumas correspondientes por los Titulares.



**CUARTO (No identificación de los Titulares).-**

El Representante no estará obligado a proporcionar al Emisor el nombre y domicilio de los suscriptores ni de los Titulares que hayan suscripto y/o adquirido las Obligaciones Negociables.

**QUINTO (Entrega de documentación a Titulares).-**

El Representante podrá entregar a los posibles Titulares, o poner a su disposición por los medios que encuentre adecuado, copia del Prospecto y de este Contrato, el Contrato de Agente de Pago así como el Contrato de Entidad Registrante, documentos de emisión y toda otra documentación en poder del Representante requerida por los reglamentos de las Bolsas donde coticen las Obligaciones Negociables o del Banco Central del Uruguay.



**SEXTO (Obligaciones del Representante).-**

El Representante asumirá las siguientes obligaciones:



6.a) Recibir durante el período previsto para ello, la información de las suscripciones de los interesados de acuerdo con los procedimientos que el Emisor disponga para ello;

6.b) Atender las consultas que los interesados formulen sobre las características de la emisión;



6.c) Establecer, para la Entidad Registrante, la relación de suscriptores e importe en base a la cual se realizará la emisión de las Obligaciones Negociables, de acuerdo con el criterio de inclusión definido en los términos y condiciones de la emisión;

6.d) Asumir la representación legal de los Titulares, con el alcance previsto en el presente Contrato;

6.e) Defender los derechos e intereses de los Titulares durante la vigencia de las Obligaciones Negociables y hasta su cancelación total con el alcance previsto en el

presente contrato. No obstante, el Representante no asume obligación o responsabilidad alguna respecto del repago de las Obligaciones Negociables por parte del Emisor ni por el cumplimiento por parte del Emisor de cualquier obligación adicional bajo la emisión de las Obligaciones Negociables;

6.f) Controlar las suscripciones e integraciones realizadas por los Titulares de acuerdo a lo informado por el Emisor. La integración se realizará dentro del plazo establecido en el Prospecto, y en una cuenta a nombre del Emisor, cuyos datos serán oportunamente informados por el segundo. Luego de culminado el periodo de suscripción y de integradas las sumas correspondientes, el Emisor informará por escrito y bajo su responsabilidad al Representante, la totalidad de las Obligaciones Negociables colocadas y las sumas totales recibidas.

Sin perjuicio de lo anterior, el Representante no asume ningún tipo de compromiso o responsabilidad respecto del pago del capital o intereses de las Obligaciones Negociables por parte del Emisor, siendo dicho aspecto de exclusivo riesgo del Titular.

**SÉPTIMO (Representación y defensa de los derechos de los Titulares).-**

El Representante podrá realizar, en nombre propio y en representación de los Titulares, los siguientes actos respecto del Emisor: a) requerir del Emisor toda información necesaria a efectos de cumplir con disposiciones del Banco Central del Uruguay, requerimientos de la Bolsa y de los Titulares; b) solicitar información relativa a la marcha de los negocios sociales, así como respecto de cualquier otra circunstancia o situación que razonablemente pueda incidir en el cumplimiento de las obligaciones del Emisor bajo las Obligaciones Negociables, las normas vigentes o que se dicten en el futuro, o se deriven de la reglamentación de las bolsas en las cuales las Obligaciones Negociables coticen; c) defender los derechos e intereses colectivos de los Titulares durante la vigencia de las Obligaciones Negociables y hasta su cancelación total de acuerdo con la ley y al presente contrato; d) realizar aquellos actos que sean necesarios para conservar los derechos de los Titulares, inclusive las gestiones judiciales que se requieran para no perjudicar los mismos, sin perjuicio de lo que la Asamblea de Titulares, o las mayorías de Titulares que correspondan en cada caso, puedan oportunamente resolver; e) citar a la Asamblea de Titulares, en los casos que lo considere oportuno o conveniente para la defensa de los intereses de éstos o cuando de

YF  
acuerdo al presente contrato corresponda, así como dentro de los 60 días de recibida una solicitud por parte de dos o más Titulares que representen al menos el 40% del total del capital adeudado y/o por parte del Emisor; f) ejecutar, en nombre de los Titulares, los actos jurídicos que disponga la Asamblea de Titulares o las mayorías de Titulares que correspondan, sin perjuicio de la facultad del Representante de negarse a cumplir dicha resolución, de conformidad con lo establecido en el numeral 1) del literal F de la cláusula Décima del presente contrato; y g) solicitar cualquier tipo de información y/o documentación al Emisor relacionada con las emisiones que se realicen bajo la Emisión.

En caso que los Titulares no puedan adoptar alguna decisión por falta de quórum de asistencia o de voto en la Asamblea, el Representante no estará obligado a adoptar ninguna resolución con relación a los hechos que motivaron la convocatoria de la Asamblea de Titulares.

2  
**OCTAVO (Exoneración de responsabilidad. Inexistencia de conflicto de intereses).-**

3  
8.a) Los Titulares y el Emisor exoneran de responsabilidad al Representante por los resultados de su gestión, así como por la realización de cualquier medida tendiente a proteger los derechos de los Titulares, salvo los casos de dolo o culpa grave.

8.b) El Representante no es responsable por el contenido y alcance de la Emisión ni de los documentos de emisión que se emitan. El Representante no cumplirá ninguna instrucción, orden o resolución de los Titulares, conforme a lo dispuesto en este Contrato si no se le adelantan los fondos o se le proporcionan las garantías suficientes para cubrir todos los gastos, tributos y responsabilidades que deba asumir, pudiendo en todo caso deducirlos de los pagos que efectúe el Emisor y sin perjuicio de la obligación de éste de cubrirlos en su totalidad.

8.c) El Representante actuando a nombre propio y en representación de los Titulares y sin requerir permiso ni autorización de los Titulares podrá en cualquier momento acordar y otorgar con el Emisor las modificaciones al presente Contrato de Representación que estime pertinente, con alguno o algunos de los siguientes propósitos: a) agregar obligaciones, restricciones y/o declaraciones del Emisor que sirvan de protección adicional a los Titulares; b) aclarar cualquier ambigüedad o

disposición dudosa contenida en este contrato, sus modificaciones o en los documentos de emisión; c) modificar cualquier disposición del presente contrato de carácter formal o técnico que, a su juicio, no resulte perjudicial para los intereses de los Titulares o para corregir un error manifiesto. Toda modificación deberá ser inmediatamente comunicada a las Bolsas en las cuales las Obligaciones coticen, al Banco Central del Uruguay y a los Titulares (a estos últimos mediante publicación en dos diarios de amplia circulación en la capital, por tres días consecutivos indicando que existe documentación a su disposición. La publicación no indicará ni su contenido ni alcance).


8.d) Las facultades del Representante establecidas en esta cláusula son sin perjuicio de todas las otras que se establezcan en este contrato, en las Obligaciones o en cualquier otra documentación relacionada con esta emisión.


8.e) El Representante podrá adquirir Obligaciones para sí o para clientes o recibirlas en prenda con todos los derechos que le correspondan y podrá realizar todo tipo de operaciones financieras o comerciales con el Emisor, sin restricción alguna. En ningún caso podrá el Agente de Pago recurrir al instituto de la compensación para extinguir obligaciones asumidas por el Emisor.


**NOVENO (Rescisión unilateral. Renuncia del Representante. Designación de nuevo Representante).-**


9.a) El Representante podrá renunciar como representante de los Titulares y rescindir el presente contrato por su sola voluntad, sin necesidad de expresión de causa alguna, en cualquier momento, debiendo comunicar tal decisión a los Titulares (a sus domicilios si los tuviere en su condición de Agente de Pago y Entidad Registrante o mediante publicaciones, en dos diarios de amplia circulación en la capital, por tres días corridos) y al Emisor, con al menos 90 días corridos de anticipación; siendo dicha renuncia aplicable a todas las emisiones realizadas por el Emisor bajo la Emisión. La renuncia y rescisión del Representante dará derecho al Emisor a reclamar la devolución de la comisión únicamente en la proporción de lo abonado por adelantado de acuerdo al tiempo no transcurrido.

9.b) Comunicada la renuncia del Representante, éste convocará una Asamblea de Titulares a realizarse dentro de los 30 días corridos de la notificación al Emisor de su

 renuncia, las que deberán designar (por Titulares presentes que representen la mayoría requerida por el Documento de Emisión respectivo del capital adeudado con derecho de voto representado en la asamblea) al nuevo Representante, el que deberá aceptar dentro de los 15 días corridos siguientes a la resolución de cada asamblea. Si la asamblea no designara nuevo Representante o designado éste no aceptase en los plazos establecidos, lo podrá designar el Emisor dentro de los 45 días corridos de celebrada la Asamblea respectiva, notificándose al Banco Central del Uruguay. En ningún caso el Representante podrá ser una empresa vinculada al Emisor. Si el Emisor no lo hiciera dentro del plazo señalado, cualquier Titular o el propio Representante podrá solicitar al juez competente que designe al Representante sustituto, cesando las responsabilidades del Representante cuando la solicitud se haya formulado al tribunal correspondiente.

 9.c) El Representante no estará obligado a explicitar los motivos de su renuncia ni será responsable de la misma bajo ningún concepto salvo que haya obrado con dolo o culpa grave. Tampoco será responsable por la no aceptación de la calidad de Representante por parte de un tercero.

 9.d) Sin perjuicio de lo establecido en la presente cláusula en cuanto a las facultades generales de renuncia del Representante, se considerarán causales especiales habilitantes de renuncia, la extensión del plazo de las Obligaciones Negociables más allá del plazo original previsto en la Emisión, o la existencia de cualquier situación que pueda tener por efecto la extensión de dicho plazo.

 **DÉCIMO (Actuación de Titulares. Asambleas y resoluciones de Titulares. Competencia).-**


10.a) Forma de actuación de los Titulares

1) Actuación en Asamblea: Cualquier solicitud, requerimiento, autorización, instrucción, noticia, consentimiento, decisión y otra acción establecida en este contrato o en el Documento de Emisión como correspondiendo a los Titulares o a determinadas mayorías de Titulares deberá ser adoptada en Asamblea de Titulares.

2) Prueba de la decisión adoptada por los Titulares. La suscripción de cualquier instrumento por parte de un Titular o su apoderado se podrá probar por cualquier medio satisfactorio para el Representante.



 10.b) Asambleas de Titulares

1) Solicitud de Convocatoria: En cualquier momento el Emisor, el Representante o dos o más Titulares que representen al menos el 20% del total del capital adeudado podrán convocar, a través del Representante, una asamblea de Titulares. El Representante la convocará dentro del plazo de 60 días corridos de recibida la solicitud.

 2) Fecha y lugar de las Asambleas: Las asambleas tendrán lugar en la ciudad de Montevideo en el lugar que el Representante determine y en cuanto a su constitución y funcionamiento para adoptar resoluciones se aplicarán las disposiciones sobre asambleas de accionistas establecidas en la ley 16.060 (arts. 345, 346, 347), en todo lo que no se oponga a lo dispuesto en este Contrato, en el Documento de Emisión o en las Obligaciones. El Representante estará facultado para convocar Asambleas con una anticipación menor a la detallada en los referidos artículos, cuando las circunstancias así lo exijan.

3) Día de cierre de registro. El Representante podrá establecer un día de cierre de registro de los Titulares, a fin de determinar la identidad de los mismos.

10.c) Desarrollo de las Asambleas

  
 1) Asistencia: Las únicas personas que estarán facultadas para asistir a las Asambleas serán los Titulares registrados, el Representante, los representantes del Emisor, el Agente de Pago, la Entidad Registrante, Bolsas de Valores o Sistemas de Compensación, las Bolsas en las que las Obligaciones coticen, el Banco Central del Uruguay y los asesores o terceros que razonablemente el Emisor y el Representante acepten que asistan.

2) Presidencia de la Asamblea: Las asambleas serán presididas por el Representante o por el mayor Titular presente designado por el Representante.

3) Procedimiento para el desarrollo de la Asamblea: El Representante tendrá plenas y amplias facultades para resolver en forma inapelable cualquier duda o controversia que se plantee respecto al procedimiento para llevar a cabo la asamblea, pudiendo reglamentar su funcionamiento en cualquier momento, incluso durante el desarrollo de la asamblea, y sin que tal reglamentación, decisión o interpretación sea un precedente

para otras situaciones en la misma asamblea ni para asambleas futuras, conservando el Representante en todos los casos las más amplias facultades de decisión inapelables. El Representante podrá disponer, entre otros aspectos, que una votación sea secreta.

4) Quórum de asistencia: El quórum de asistencia requerido para que la asamblea sesione válidamente será de Titulares que representen un porcentaje del capital adeudado al día de la asamblea o al día de cierre de registro, si lo hubiere, que sea igual o mayor al porcentaje del capital adeudado que corresponda a las mayorías que se requieran para adoptar las decisiones que se proponen.

5) Mayorías: Las resoluciones se adoptarán por Titulares presentes que representen más del 50% del capital adeudado representado por todos los Titulares presentes, salvo que este contrato o el Documento de Emisión requiera una mayoría distinta.

6) Derecho a voto: Tendrán derecho a voto aquellos Titulares presentes en la Asamblea que estén debidamente registrados como titulares de Obligaciones según el Registro llevado por la Entidad Registrante. En el caso de las Bolsas o Sistemas de Compensación registrados como Titulares, podrán comparecer directamente o podrán autorizar a sus participantes mediante poder otorgado a tales efectos. Cada Obligación Negociable dará derecho a un voto. A fin de determinar los quórum para sesionar y las mayorías correspondientes para resolver, no se tendrán en cuenta ni tendrán derecho a voto aquellas Obligaciones Negociables que hubieran sido adquiridas por el Emisor, los integrantes del Directorio del Emisor o el Gerente General del Emisor. Tampoco estarán habilitados para votar aquellas sociedades comerciales en las cuales el Emisor participe en su capital integrado con una participación superior al 50%. El Representante deberá exigirle al Emisor, los integrantes del Directorio o el Gerente General del Emisor que declaren por escrito y bajo su responsabilidad si han adquirido, directa o indirectamente, Obligaciones Negociables o si está en conocimiento de que alguno de ellos lo haya hecho y que indique su monto.

7) Obligatoriedad de las resoluciones de las Asambleas: Toda decisión adoptada en una Asamblea regularmente celebrada por el voto de Titulares que representen el capital requerido para dicha decisión, será obligatoria para todos los Titulares, aún para los ausentes o disidentes.



10.d) Competencia de las Asambleas

1) Competencia. La Asamblea tendrá competencia para adoptar resolución sobre cualquier asunto contenido en el orden del día.

2) Restricciones: Ni las asambleas ni los Titulares podrán adoptar una resolución o actuar unilateralmente de forma tal que la resolución adoptada o la actuación unilateral se oponga, contradiga o incumpla lo pactado en el presente Contrato de Representación o en los demás contratos y documentos relacionados con la emisión de las Obligaciones Negociables. El Representante podrá (pero no estará obligado a ello), en una Asamblea, dejar constancia de su opinión respecto de si una resolución o acción se opone, contradice o viola lo allí pactado.

10.e) Modificaciones de las condiciones del documento de emisión o de este Contrato

1) Las resoluciones que pretendan acordar con el Emisor la sustitución de la institución que los representa o la modificación de las condiciones de emisión que impliquen el otorgamiento de quitas, esperas, modificaciones de las fechas de pago del capital o intereses, modificación de la moneda de pago y otras que el contrato establezca, requerirán mayoría especial de al menos 2 (dos) Titulares cuyas Obligaciones Negociables representen en conjunto un valor nominal superior al 75% (setenta y cinco por ciento) del saldo de capital adeudado con derecho de voto, salvo en las hipótesis establecidas en la cláusula 4 del Documento de Emisión, en las cuales regirá la mayoría allí indicada. Las resoluciones de dicha mayoría especial serán oponibles a la totalidad de los detenedores de las obligaciones negociables.

2) Toda modificación a este Contrato o a las Obligaciones deberá acordarse y otorgarse con el Emisor y entrará en vigor luego de comunicada a las Bolsas donde las Obligaciones cotizan, al Banco Central del Uruguay y a los Titulares (en este caso mediante publicaciones en 2 diarios de amplia circulación en la capital por 3 días consecutivos, indicando que existe documentación a su disposición).

10.f) Procedimiento de Ejecución

1) Acciones por el Representante: Los Titulares que representen más del 50% del capital adeudado tendrán derecho de establecer el tiempo, método y lugar para iniciar

cualquier procedimiento judicial o extrajudicial contra el Emisor, a través del Representante, pudiendo el Representante negarse a cumplir cualquier directiva si con el debido asesoramiento determinara que la acción o procedimiento instruido es ilegal o si el Representante de buena fe y por resolución de sus órganos competentes o apoderados suficientes determina que la acción o procedimiento podría hacer incurrir en responsabilidad al Representante o a los Titulares que no participen (no estando el Representante obligado a determinar si dichas acciones perjudican o no a dichos Titulares).

2) Acciones individuales de ejecución: Los Titulares tendrán derecho a iniciar acciones individuales de ejecución contra el Emisor para el cobro de las sumas debidas bajo las Obligaciones, por haber operado la caducidad de los plazos y la exigibilidad anticipada de conformidad a lo dispuesto en la cláusula 3 y 4 del Documento de Emisión. Los importes que en forma individual o colectiva se obtengan por los Titulares por la promoción de las acciones judiciales correspondientes serán prorrateados entre todos los Titulares en función del Capital que representen en la emisión.

**UNDÉCIMO (Retribución del Representante).-**

El Emisor se obliga a abonar al Representante por los servicios que prestará en virtud de tal calidad y conforme a lo establecido en el presente contrato, una comisión fija anual pagadera por adelantado, que para el primer año será de UI 72.400 y para los siguientes de UI 36.200 cada uno.

Al importe de la comisión resultante deberá adicionarse el IVA correspondiente y/u otros impuestos que en el futuro las graven.

**DUODÉCIMO (Gastos y tributos).-**

12.a) Serán de cargo del Emisor todos los gastos y honorarios que se generen por la celebración y cumplimiento del presente Contrato, incluyendo todos los gastos derivados de la celebración de asambleas de Titulares (alquiler de lugares, publicaciones, etc.) así como los tributos presentes o futuros que graven el mismo o su ejecución, los cuales el Emisor se obliga a pagar al Representante, quien deberá presentarle la liquidación correspondiente y el Emisor tendrá un plazo de hasta 10 días hábiles para oponerse con justificación de causa.



12.b) El Emisor garantiza y se obliga ante el Representante a reembolsarlo y mantenerlo indemne por todo gasto, costo, honorarios profesionales, tributo o indemnización, debidamente justificados, que deba incurrir en cumplimiento de lo pactado, que sea legal o contractualmente imputable al Emisor, o para las gestiones extrajudiciales o la ejecución judicial de las obligaciones del Emisor bajo este contrato.

**DECIMOTERCERO (Plazo).-**

El presente Contrato entrará en vigencia una vez culminado el período de suscripción de las Obligaciones Negociables, en los términos incluidos en cada uno de los Documentos de Emisión y continuará vigente hasta la amortización de la totalidad de las Obligaciones Negociables suscritas e integradas bajo la Emisión, sin perjuicio de lo establecido en la cláusula Noveno.



**DECIMOCUARTO (Ley y jurisdicción aplicable).-**

Este contrato se regirá en su totalidad y exclusivamente por las leyes de la República Oriental del Uruguay, siendo competentes los tribunales de la República Oriental del Uruguay.



**DECIMOQUINTO (Mora automática, notificaciones, domicilios especiales).-**

15.a) La mora en el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el presente contrato se producirá de pleno derecho sin necesidad de interpelación judicial o extrajudicial de clase alguna.



15.b) Las partes acuerdan otorgar validez a todas las comunicaciones que se realicen por medio de telegrama colacionado u otro medio auténtico a los domicilios indicados en la comparecencia, los que se tendrán por especiales a todos los efectos del presente contrato.

**DECIMOSEXTO (Otorgamiento).-**

El presente contrato se firma en tres ejemplares de igual tenor, en el lugar y fecha indicado en la comparecencia.

p/UTE

Firma:   
Sr. Ma. del Carmen Brandt  
E/ Gerente Sector Financiero

Aclaración:

Firma:   
Sr. Marcos Bazzi  
E/ Gerente División Económico Financiero

Aclaración:

p/Banco de la República Oriental del Uruguay

Firma: 

Sr. JAVIER FERNÁNDEZ  
Gerente del Departamento Fiduciario

Aclaración:

Firma: 

Sr. MARIO CARRANZA  
Analista Contable y Fiscal Departamento Fiduciario

Sigue <sup>1</sup> Papel Notarial de Actuación  
Serie ES N° 534114





PAPEL NOTARIAL DE ACTUACIÓN

**Eq N° 534114**



ESC. ROSANNA AOELA VEGLIENZONE NOUCHE - 08932/2

**CERTIFICO QUE:** I) Las firmas que anteceden y lucen en el Contrato de Entidad Representante, son auténticas ,fueron puestas en mi presencia y pertenecen a las personas hábiles y de mi conocimiento Javier Fernández Paredes, Gerente del Departamento Fiduciario y Mario Carranza Lepiani, Analista Contable Fiscal del Departamento Fiduciario, titulares de las Cédulas de Identidad números C.I. 1.704.011-0 y C.I. 1.763.992-7, respectivamente en nombre representación del **Banco de la República Oriental del Uruguay**, quienes otorgaron y suscribieron el documento que precede, previa lectura que les hice del mismo. II) La Carta Orgánica del Banco de la República Oriental del Uruguay -Ley 18.716 del 24 de diciembre de 2010, modificativas y concordantes-, concede al Directorio de la Institución facultades para este otorgamiento y de acuerdo al Reglamento General del Banco -Decreto del 7 de agosto de 1942, modificativas y concordantes-, el citado Directorio puede delegar sus funciones. Conforme a ello, el Directorio por Acta de fecha 19 de agosto de 2008, dispuso que: 1) Para suscribir documentación del Banco se deberán utilizar conjuntamente dos de las Primeras Firmas o una de ellas conjuntamente con una Segunda Firma, sin perjuicio de los poderes generales o especiales otorgados o a otorgarse. 2) Los documentos públicos o privados, ya se refieran a actos, negocios y contratos, con inclusión de hipotecas, prendas y contratos de crédito de uso, que se suscriban en las Dependencias, Centros Agropecuarios y/o Empresariales serán firmados por los funcionarios de mayor categoría que representen los Cargos Gerenciales o de Jefatura de Atención al Público, dentro de los extremos previstos en el apartado anterior. III) Los firmantes son Primeras Firmas del Banco y en virtud de lo expuesto tienen facultades para este otorgamiento. **EN FE DE ELLO**, a solicitud del BANCO DE LA REPUBLICA ORIENTAL DEL URUGUAY, y para su presentación

ante quien corresponda extendiendo el presente, que signo, firmo y sello en  
Montevideo, el trece de noviembre de dos mil doce.



Rosanna VEGLIENZI  
Escribano

ARANCEL  
OFICIAL  
ART. 29  
Exento



**Anexo 6      Contingencias Legales – Dictamen Jurídico**



Montevideo, 13 de noviembre de 2012.

Señores  
Banco Central del Uruguay  
Presente.

De mi consideración:

En mi calidad de Gerente de Área Asesoría Técnico Jurídica de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas ("UTE"), emito la presente opinión legal relativa a la "Emisión de Obligaciones Negociables" a ser realizada por UTE por un monto hasta el equivalente a U\$S 100.000.000.00 (cien millones de dólares estadounidenses) en Unidades Indexadas, las que serán ofrecidas mediante oferta pública en la Bolsa Electrónica de Valores S. A., y de la cual el Banco de la República Oriental del Uruguay actúa como Agente de Pago, Entidad Registrante y Entidad Representante y RAFISA como Agente Estructurador.

Esta opinión legal refiere a la emisión autorizada por el Directorio de UTE por resolución RP 12.-42/2012 del 12/11/2012 por el monto ya indicado.

En lo que atiene a la referida operación, opino que:

1.- UTE es un Ente Autónomo del dominio comercial e industrial del Estado, con competencia y facultades suficientes para efectuar las operaciones citadas, en los términos de la Ley N° 18.627 de 2 de diciembre de 2009.

2.- Las personas autorizadas para firmar en representación de UTE toda la documentación necesaria en el proceso de emisión, incluyendo todos los documentos y contratos relativos a la emisión, actuando a dos firmas e indistintamente, Ingeniera Silvia Ernaldi, Contador Marcos Bazzi, Contadora María del Carmen Brandt y Contador Álvaro Villalba, se encuentran legitimados para suscribir los mismos y obligar a UTE de acuerdo a los términos y condiciones de cada uno de dichos instrumentos.

3.- Todas las obligaciones asumidas por UTE por la firma de la documentación referida a la emisión citada, son válidas, eficaces y plenamente ejecutables según sus propios términos.

4.- No existe ninguna limitación ni restricción legal, reglamentaria ni de ningún otro tipo para la emisión referida precedentemente ni para el otorgamiento de la documentación necesaria para viabilizar la misma. El otorgamiento de los referidos documentos no viola ni resulta en un incumplimiento bajo ninguna norma de Derecho vigente o bajo cualquier obligación o restricción que afecte a UTE o cualquiera de sus activos o ingresos, bajo cualquier contrato en el cual UTE sea parte interesada.





5.- No existe ningún procedimiento legal, judicial, arbitral ni ningún otro procedimiento por ninguna autoridad gubernamental o judicial o ante las mismas, actualmente pendiente o potencial contra UTE que pudiera afectar la legalidad, validez, eficacia o cumplimiento de la mencionada documentación.

6.- Como consecuencia del desempeño normal de las actividades que desarrolla UTE, se presentan situaciones variadas donde la compañía debe afrontar acciones judiciales que pueden resultar en erogaciones financieras. Dichas situaciones son monitoreadas en forma continua por el equipo legal de UTE, y las mismas son informadas en los Estados Contables donde se presentan estimaciones de máxima pérdida potencial relacionadas a las mismas. Como se puede observar en la nota 5.12 de los Estados Contables Consolidados al 31 de diciembre de 2011 (Sección 4.1 del Prospecto de Emisión), a esa fecha existía un total de 217 juicios en curso contra la UTE, representando una erogación máxima estimada en US\$ 67.5 millones.

Saludo a Ustedes muy atentamente.



Dr. JOSÉ A. ALEM DEACES  
GERENTE DE AREA ASesor  
TECNICO - JURIDICO