

Memoria Anual

2016



La energía que nos une





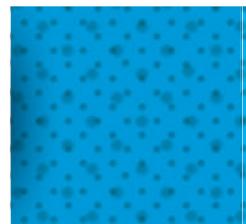
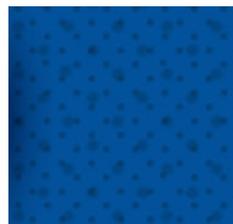
La energía que nos une

# Memoria Anual 2016

Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas









# Sumario

Mensaje del Presidente	6
Resumen Ejecutivo	13
Prácticas de buen gobierno corporativo	17
Gestión de Instalaciones	21
Comercialización del Producto	37
Gestión de los Recursos	45
Proyección al Exterior	49
Información Económica y Estados Contables	53

# Mensaje del Presidente



Hace 104 años la ley creó UTE como una empresa que debía “suministrar energía para el desarrollo nacional”. Hoy le hemos agregado que lo debe hacer de forma sustentable desde el punto de vista económico, social y ambiental.

Pero vaya si es importante tener una empresa pública que desde hace 104 años cumple una tarea que tiene mucho que ver con las cosas que están pasando hoy y con el futuro.

Uruguay ha hecho en los últimos años una revolución con el cambio de su matriz eléctrica que hace que el mundo nos mire y se pregunte cómo lo logramos. En 2016, el 25% de lo generado fue producido por el viento; tenemos 1050.2 MW de potencia eólica instalada y 78,5 MW de potencia solar fotovoltaica. Este desarrollo fue hecho en equipo, dimos un paso adelante y ahora lo que viene es afrontar otros desafíos igualmente apasionantes.

La demanda crece incesantemente.

Este año se generaron 8.805 GWh, lo que representa un aumento de 4,6% respecto de 2015. Las inversiones acompañan ese crecimiento: en el año se ejecutaron U\$S 322 millones.

El tener acceso a la energía eléctrica es hoy un derecho, un elemento de igualdad social y el principal reto en ese sentido es llegar a un servicio universal. Y no me refiero al 100% de electrificación, porque en cuanto a eso estamos ahí, muy cerca, sino a llegar a cada uno de los ciudadanos con el mismo servicio de calidad, para contribuir a que todos puedan tener una vida digna.

Esto es eso que llamamos inclusión, que yo sitúo como uno de los desafíos más difíciles, donde necesitamos más ayuda, trabajo en equipo de mucho mayor volumen aun del que logramos para el cambio de la matriz eléctrica. Ojalá podamos generar otra revolución en el tema de la inclusión y hacia allí debemos seguir dando pasos, afianzándolos porque es un tema muy complejo y multidimensional.

## LA INTELIGENCIA APLICADA AL SERVICIO

Hay otra dimensión de la labor de UTE que tiene que ver con la gestión. Teniendo la infraestructura que hoy tenemos y la energía disponible, el desafío en este sentido es optimizar los activos con los que contamos para lograr mejores costos, mejores tarifas, más confort y mejores condiciones de competencia.

También para responder a las necesidades que no están incluidas en la planificación. Pasó el tornado que arrasó la ciudad de Dolores en abril de 2016 y en poquito tiempo repusimos la mayoría de los servicios. Pasaron temporales, inundaciones, pero también el día a día. Y todo lo afrontamos con una calidad de servicio que es fruto de la capacidad técnica que han adquirido nuestros trabajadores y de su esfuerzo.

El futuro tiene que ver con las redes inteligentes, UTE en definitiva es una red inteligente; no es casualidad que uno de los primeros productos que ofrecimos en ese sentido fueron las tarifas inteligentes. Y debemos seguir incorporando inteligencia a las redes eléctricas para tener mejores servicios, mejores productos, energía de mayor calidad y, en definitiva, a mejores costos.

Estamos todos los días pensando cuál es la siguiente propuesta, el siguiente producto. Tenemos algo que funciona muy bien que son las ofertas de oportunidad: las empresas que tienen la posibilidad de, a partir de una línea base, incrementar su consumo en el horario en que UTE tiene energía eléctrica disponible, pueden acceder a un 60% de descuento en su tarifa. Ese es el tipo de cosas que necesitamos, la gestión de la demanda.

Estamos trabajando en la gestión inteligente de los termotanques. Es ésta una oportunidad enorme. Vamos a lanzar un plan piloto y para eso estamos trabajando.

Este es el futuro: la gestión de la demanda y las redes inteligentes.

## LAS PERSONAS, EL CORAZÓN DE UTE

Hoy la defensa de UTE como empresa pública pasa por trabajar en las competencias de nuestros trabajadores y trabajadoras, de todos nosotros, y por incrementar nuestra productividad.

Los funcionarios públicos, y los de las empresas públicas en particular, debemos redoblar el esfuerzo y trabajar en todo aquello que genera oportunidades de mejora. Tenemos muy buenas prácticas en la empresa y también algunas que debemos seguir mejorando. Debemos tener ductilidad en la asignación de las tareas, de forma que nos permita un mayor dinamismo en la prestación de los servicios, sin esas fronteras que a veces nos condicionan productividad y resultados.

Esa es la apuesta.

La energía la tenemos, ahora debemos mejorar la forma en la que brindamos el servicio y tenemos que movernos en ese sentido. Y lo vamos a seguir haciendo.

En una empresa con los desafíos que tiene UTE debemos trabajar en las competencias de los trabajadores de mañana y prepararnos incluso para un futuro que ni siquiera sabemos bien cuál es. Tener la apertura mental para poner sobre la mesa modelos de negocio, gestión de la demanda, convertir esos activos que ya tenemos en riqueza para todos los uruguayos.

El futuro es un desafío, y es eléctrico.  
Tenemos por delante una tarea muy grande.

**Dr. Ing. Gonzalo Casaravilla**  
**Presidente del Directorio de UTE**



# Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas.

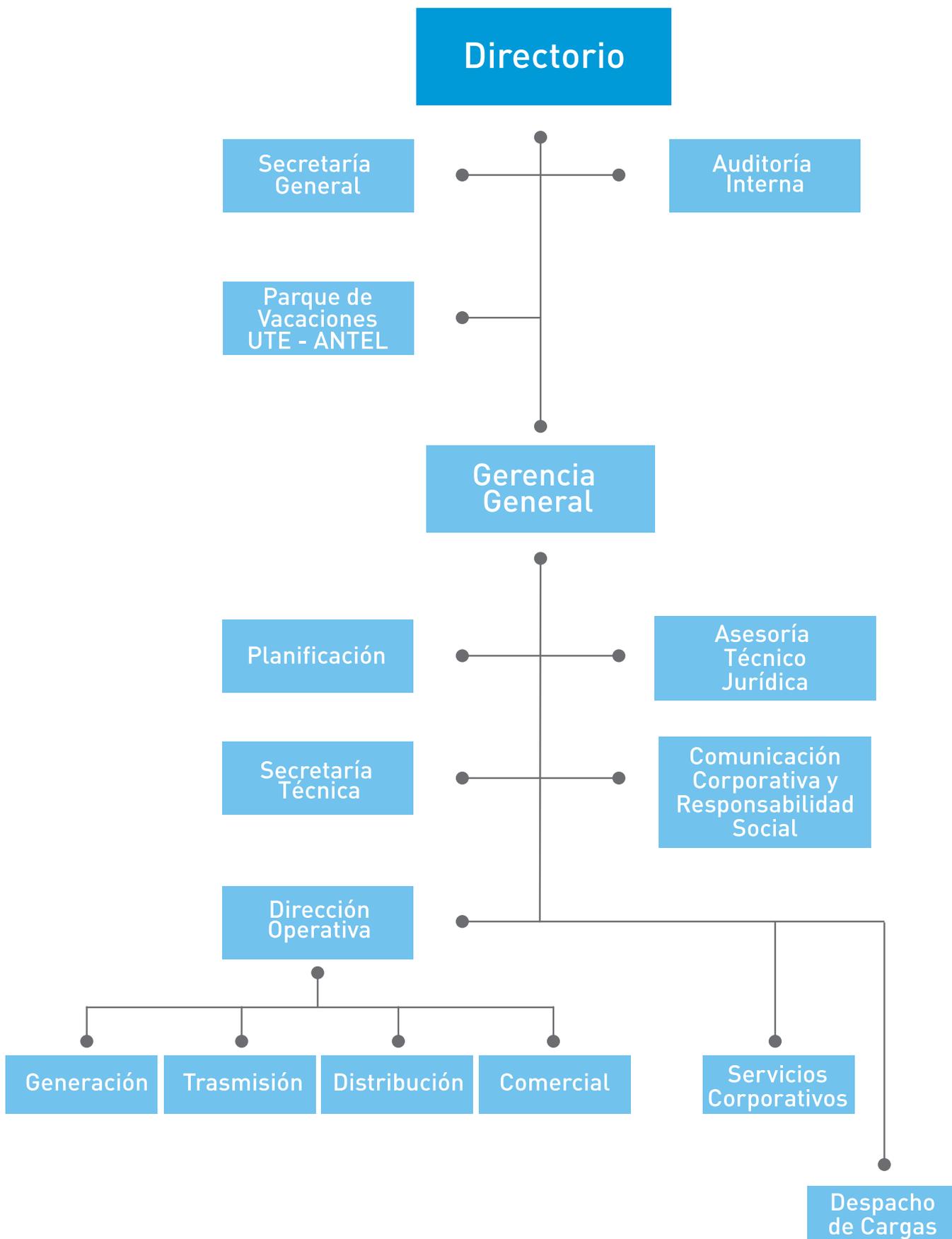
## Directorio

Presidente	Dr. Ing. Gonzalo Casaravilla
Vicepresidente	Ing. César Briozzo
Vocal	Ec. María Cristina Arca Aicardi
Vocal	A/C Walter Walberto Sosa Dos Santos
Vocal	Sr. Luis Eduardo Pereira De León
Vocal	Prof. José Antonio Amy Tejera

## Personal superior

Gerente General	Cr. Carlos Pombo
Dirección Operativa	Ing. Héctor González Bruno
Generación	Ec. Daniel Larrosa
Trasmisión	Ing. Ignacio Ponce De León
Distribución	Ing. Luis García
Comercial	Cr. Luis Margenat
Despacho de Cargas	Ing. Andrés Tozzo
Servicios Corporativos	Ing. Sist. Silvia Emaldi
Asesoría Técnico Jurídica	Dr. José Alem
Planificación	Ing. Jorge Cabrera
Secretaría General	Dr. Jorge Fachola

# Organigrama general



INFORMACIÓN RELEVANTE <sup>(1)</sup>	2014	2015	2016
Potencia Instalada Efectiva (MW)	1.842	1.711	1.289
Carga máxima anual (MW)	1.822	1.883	1.964
Extensión de la red de transmisión (km)	4.553	4.963	5.073
Extensión de la red de distribución (km)	80.561	82.688	83.277
Energía generada por UTE (GWh)	4.966	4.148	3.737
Energía comprada (GWh) (2)	6.545	7.378	8.124
Energía exportada (GWh) (3)	1.123	1.012	681
Energía para uso interno (GWh) (4)	10.388	10.514	11.180
Energía facturada, mercado regulado (GWh) (5)	8.427	8.499	8.837
Cantidad de servicios activos (10 <sup>3</sup> )	1.398	1.415	1.438
Energía promedio por cliente (kWh) (5)	6.028	6.006	6.145
Extensión de la red por cliente (metros)	61	62	61
Cantidad de funcionarios	6.765	6.619	6.402
Cantidad de servicios por funcionario	207	214	225
Energía promedio por funcionario (kWh) (5)	1:245.676	1:284.031	1:380.350
Ventas Mercado Interno (U\$S 10 <sup>3</sup> )	1:649.504	1:462.789	1:511.295

## NOTAS

- 1) Los datos corresponden al 31/12 de cada ejercicio, siendo los valores acumulados correspondientes a los últimos 12 meses.  
Serie de los últimos tres años.
- 2) Corresponde a 4.425 GWh de compras a Salto Grande, 3.675 GWh a agentes productores, 21 GWh a Brasil y 3 GWh a Argentina para el año 2016.
- 3) Incluye la energía exportada a Brasil y Argentina, y la tomada por esta de Salto Grande, por encima de su cuota parte.
- 4) Incluye sistema autónomo diesel.
- 5) Mercado interno: comprende 93 GWh por autoconsumos para el año 2016.



The image is a composite background. The top half shows an aerial view of an industrial facility at night, with several towers and structures illuminated. In the background, a city skyline is visible across a body of water. The bottom half shows a closer view of the industrial facility, with a large crane and various structures. The entire image has a blue color scheme and a pattern of small white dots. A dark blue horizontal band is overlaid across the middle, containing the text.

# Resumen ejecutivo

# Resumen ejecutivo

- La energía anual entregada a las redes de transmisión y distribución de UTE para abastecer la demanda nacional (incluida la importación de energía proveniente de Argentina y Brasil) fue de 11.180 GWh, un 6.3% superior a la de 2015.
- El año se caracterizó por disponer de un alto porcentaje de generación hidráulica (63% de la generación total anual en Uruguay entregada a las redes de transmisión y distribución de UTE), como consecuencia de una situación hidrológica muy buena en la mayoría de los meses.
- La demanda máxima de potencia se situó en 1.964 MW, resultando 81 MW mayor que el año anterior.
- De la energía anual generada en Uruguay y entregada a las redes de transmisión y distribución de UTE, un 25% corresponde a energía eléctrica aportada por Centrales Eólicas, aumentando su incidencia respecto a la generación del año 2015.
- El valor global anual del índice Tc: tiempo total de interrupción por cliente (el tiempo que en promedio un cliente queda privado de suministro), fue de 18,34 horas.
- En relación con el proyecto de Interconexión en Extra Alta Tensión entre Brasil y Uruguay (San Carlos-Melo-Candiota), la línea en territorio nacional fue energizada quedando operativo el tramo entre San Carlos y Melo, como parte del sistema interconectado nacional y comenzaron las pruebas de la Convertora de Melo que permitieron la realización de transferencias de energía de Uruguay a Brasil. Se realizó la energización de la ampliación en San Carlos.
- De las actividades desarrolladas en relación al “Proyecto Central Ciclo Combinado – Punta del Tigre”, se incorporó un nuevo subcontratista principal del consorcio adjudicatario, lo que permitió continuar avanzando en la construcción. Otro hecho a considerar es la entrada en paralelo y generación a plena carga de la Turbina de Gas N° 1, previéndose que la Recepción Provisoria de la misma pueda otorgarse a fines de enero de 2017. En materia ambiental, el proyecto presentado obtuvo todas las habilitaciones requeridas.
- En cuanto al desarrollo de las energías renovables en nuestro país, se destaca:
  - Se incorporaron en el correr del año 192.5 MW de Potencia Nominal Instalada de fuente primaria eólica. Al 31 de diciembre de 2016 la Potencia Total Nominal Instalada de fuente primaria eólica fue de 1050.2 MW de los cuales 1024.4 MW están autorizados a inyectarse a la red de UTE.
  - Se incorporaron en el correr del año 20 MW de Potencia Nominal Instalada de fuente Solar Fotovoltaica, totalizando 78.5 MW al 31 de diciembre de 2016.
  - Se llevó a cabo en el correr del año un gran desarrollo en instalaciones de Microgeneración en el hogar o industria, totalizando 8.6 MW instalados al 31 de diciembre del presente año, 99% en instalaciones solares fotovoltaicas y 1% en instalaciones eólicas.
- Proyectos Eólicos.
  - Parque Artilleros (Rosendo Mendoza- Colonia) – 65 MW. Fue desarrollado por ROUAR S.A., integrada por capitales provenientes de las empresas públicas, UTE de Uruguay y Eletrobras de Brasil, en el marco de un acuerdo para el trabajo conjunto en proyectos de energía eólica. El parque comenzó en operación a fines del 2014 y en diciembre 2016 se obtuvo la habilitación comercial del mismo.

- Parque Pampa (Tacuarembó) - 140 MW. Implementado a través del Fideicomiso Financiero Pampa, siendo UTE el gestor del fiduciario (República AFISA). La obra comenzó en junio de 2015. En setiembre de 2016 comenzaron a entrar en funcionamiento los primeros aerogeneradores y al cierre del año 55 de los 59 aerogeneradores se encontraban comisionados.
- Parque Valentines (Florida y Treinta y Tres) - 70 MW. Desarrollado a través de AREAFLIN S.A., siendo UTE el gestor de dicha sociedad. En diciembre de 2016 se realizó la colocación de acciones. La obra comenzó en setiembre de 2015. Los aerogeneradores comenzaron a entrar en funcionamiento en setiembre de 2016 y al cierre del año, los 35 aerogeneradores se encontraban en funcionamiento.
- Parque Arias (Flores) - 70 MW. Implementado a través del Fideicomiso Financiero Arias, siendo UTE el gestor del fiduciario (República AFISA). La construcción comenzó en junio de 2016, y se estima su finalización durante el segundo semestre de 2017.
- Parque Palomas (Salto) - 70 MW. Parque eólico en modalidad de leasing operativo a 20 años. La obra comenzó en noviembre de 2015, previéndose el inicio de la operación para comienzos de 2017.
- La venta de energía eléctrica al mercado interno ascendió a 8.805 GWh en el año 2016, lo que representó un crecimiento del 4,6% respecto al año anterior. Asimismo, la venta de energía en unidades monetarias alcanzó a U\$S 1.511.295 (en miles de dólares corrientes), también superior a la del año 2015.
- El resultado del ejercicio fue de \$ 12.190 millones, que traducidos al tipo de cambio promedio del ejercicio de \$ 30,163 por dólar, equivalen a U\$S 404 millones.
- El patrimonio promedio de UTE fue de U\$S 4.009,5 millones, siendo la rentabilidad sobre el patrimonio del 10,08% (en el ejercicio 2015 se registró un valor de 5,3% sobre dicho concepto).
- Las inversiones ejecutadas en el presente ejercicio alcanzaron la suma de U\$S 322 millones (U\$S 281 inversiones físicas), de acuerdo con el Estado de Flujo de Efectivo, estimándose para los próximos 3 años un plan de inversiones en el orden de los U\$S 750 millones.
- La situación financiera de UTE continúa siendo sólida, habiendo mostrado un fuerte poder de adaptación a los factores de volatilidad, que repercuten sobre su flujo de caja.
- En 2016 se comenzó a trabajar en un plan de implantación de la Norma UNIT-OHSAS 18001 Sistemas de gestión de la seguridad y la salud ocupacional - Requisitos, en procesos de diferentes unidades de UTE, como Plan Piloto para implantar estas mejores prácticas internacionales en toda la empresa.







# Prácticas de buen Gobierno Corporativo

# Prácticas de buen Gobierno Corporativo

Las prácticas de Buen Gobierno Corporativo comprenden temas vinculados a la normativa legal de UTE, tales como: funcionamiento de comités y comisiones sobre Prácticas de Buen Gobierno, órganos de control, Sistema de Gestión Integral de Riesgos, Retribuciones y Concursos, Información referente a Estados Financieros y adopción de normas contables adecuadas en Uruguay, así como tratamiento de información privilegiada y Código de Ética.

## ÉTICA Y ANTICORRUPCIÓN

En la revisión permanente de regulaciones del Banco Central, en este ejercicio se revisó y actualizó el contenido de la primera versión del Manual de Gobierno aprobada en 2014. Este Manual abarca temas vinculados a la normativa legal de UTE; funcionamiento de Comités y Comisiones vinculados a aspectos de gobierno corporativo; órganos de control, Sistema de Gestión Integral de Riesgos; Procedimientos de Concursos, Sistemas de Retribuciones; Información referente a Estados Financieros y normas contables, tratamiento de información privilegiada y Código de Ética, entre otros.

## COMITÉ DE AUDITORÍA

El Comité coordinó acciones de auditoría interna, de revisión de cumplimiento de la normativa de UTE, seguimiento de acciones vinculadas a buenas prácticas de gobierno corporativo, gestión de riesgos, ética y transparencia.

## AUDITORÍA INTERNA

Durante el año 2016 la constante fue la implementación de acciones de mejora de procesos, que surgieron de la certificación y obtención del sello en calidad, en el marco internacional para la práctica profesional de la auditoría interna.

## MEJORA CONTINUA

A efectos de dar continuidad a la implementación de metodologías de gestión, que se traduzcan en una mejora de la calidad del servicio que brinda la Empresa a la sociedad, en el presente año se han mantenido u obtenido certificaciones en varias Normas Internacionales.

De conformidad con las normas UNIT-ISO 9001:2008 y UNIT-ISO 14001:2004, se mantuvo el certificado, sin exclusiones, para el Sistema de Gestión Integrado del Área Generación, con alcance a operación y mantenimiento de centrales térmicas e hidráulicas, gestión de embalses, auscultación de presas, gestión de proyectos, así como el certificado de conformidad con la norma UNIT-OHSAS 18001:2007 con alcance a la Gerencia de Generación Hidráulica y al proceso Gestión de Proyectos.

La División Tecnologías de la Información y Comunicaciones (TIC), mantuvo las certificaciones de su Sistema de Gestión Integrado bajo las normas UNIT-ISO 9001:2008 y UNIT-ISO/IEC 27001:2013.

Se certificó el proceso de Gestión de Incidentes con Lesión según los requisitos de la norma UNIT-ISO 9001:2008. Se recertificó el proceso de Suministro de Infraestructura para Capacitación en el Centro de Capacitación Técnica (CETEC).

Los siguientes procesos: Obras-Montaje de Transformadores de Trasmisión y la Planta de Impregnación de Forestal Rincón del Bonete, lograron la certificación de la Norma

UNIT-OHSAS 18001:2007 (Sistema de Gestión SYSO), en el marco del Plan Director para la implantación de la misma en un período de cinco años. A su vez la unidad de transformadores y montajes mantuvo el certificado bajo la Norma UNIT-ISO 9001:2008.

Con respecto a la planificación y ejecución de obras civiles, se mantuvo la certificación UNIT-ISO 9001:2008 en relación al estudio y tratamiento de solicitudes de obra.

La unidad de Consultoría Externa (CONEX) certificó su Sistema de Gestión de Calidad bajo la Norma UNIT-ISO 9001:2008.

La unidad Laboratorio mantuvo el certificado de reconocimiento de cumplimiento de la Norma ISO 17025:2005 respecto a las calibraciones en el área eléctrica.

El Sello de Calidad con Equidad de Género que otorga el Instituto Inmujeres, opera como una norma de carácter certificable, que reconoce a las organizaciones que trabajan por la Equidad de Género, incorporándola a la gestión humana, logrando así eliminar paulatinamente las discriminaciones, inquietudes y brechas. Es certificado en cuatro niveles mediante auditorías anuales realizadas por Instituciones competentes.

Continuaron las acciones tendientes a profundizar la sensibilización en Equidad de Género, con la particularidad que se abarcó gran parte del funcionariado distribuidos en el territorio nacional.

Se mantuvieron los sellos, niveles I (Compromiso), II (Implementación) y III (Mejora), obtenidos en el ámbito de la unidad, Tecnologías de la Información y Comunicaciones (TIC).

En consonancia además, se inauguraron tres salas de lactancia en el Interior del País.

## GESTIÓN DE RIESGOS

Se avanzó en la implementación de la de Gestión de Riesgos, destacándose el análisis en temas de generación eólica tanto en parques propios, como con participación de terceros.

El análisis de riesgos se profundizó en la incorporación de los procesos en las etapas de re-certificación o primera certificación en las Normas UNIT-ISO y UNIT-OHSAS en sus nuevas versiones 2015.

## RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL

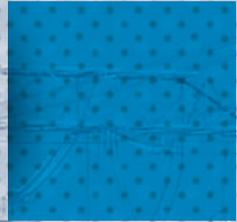
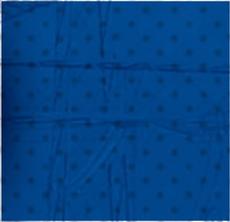
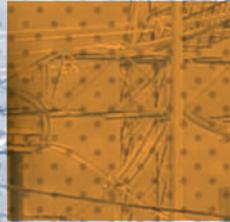
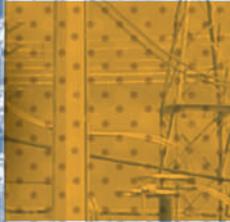
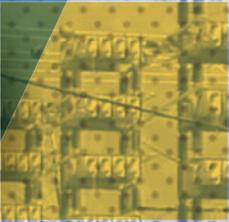
En virtud del Convenio celebrado con la Junta Nacional de Drogas, se concretó la contratación de 6 personas por un período de un año.

Se continuó trabajando en el marco del Convenio entre UTE e Instituto del Niño y Adolescente (INAU), otorgándose anualmente hasta 30 becas de trabajo.

En consonancia con los objetivos del Programa Gubernamental "Yo estudio y trabajo": fomentar el empleo juvenil a través del otorgamiento de becas de trabajo que posibiliten a jóvenes estudiantes (entre 16 y 20 años) vincularse al medio laboral y realizar su primera experiencia laboral, fueron designados 100 jóvenes (70 mujeres y 30 hombres) para ingresar a la empresa.

En el apartado de comercialización del producto se exponen otras acciones en el ámbito educativo y de la comunidad.







# Gestión de instalaciones

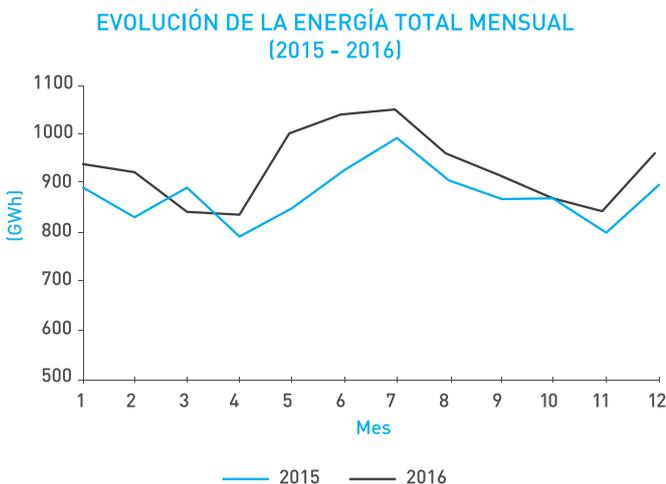




## Gestión energética

### EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA ENTREGADA A REDES DE UTE PARA ABASTECER LA DEMANDA.

La energía anual entregada a las redes de transmisión y distribución de UTE para abastecer la demanda (incluida la importación de energía proveniente de Argentina y Brasil) fue de 11.180 GWh, es decir, un 6,3% superior a la correspondiente a la del año 2015.



### DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA ANUAL

La demanda máxima de potencia ascendió a 1.964 MW y ocurrió el miércoles 20 de julio, resultando 81 MW mayor que el año anterior. La misma se abasteció con 74% de energía de origen hidráulico, 13% de origen térmico, 2% de origen eólico de UTE y 11% de energía de otros recursos.

El consumo de energía máximo diario alcanzó el valor de 37.657 MWh, un 5% mayor al día de mayor consumo de energía del año anterior.

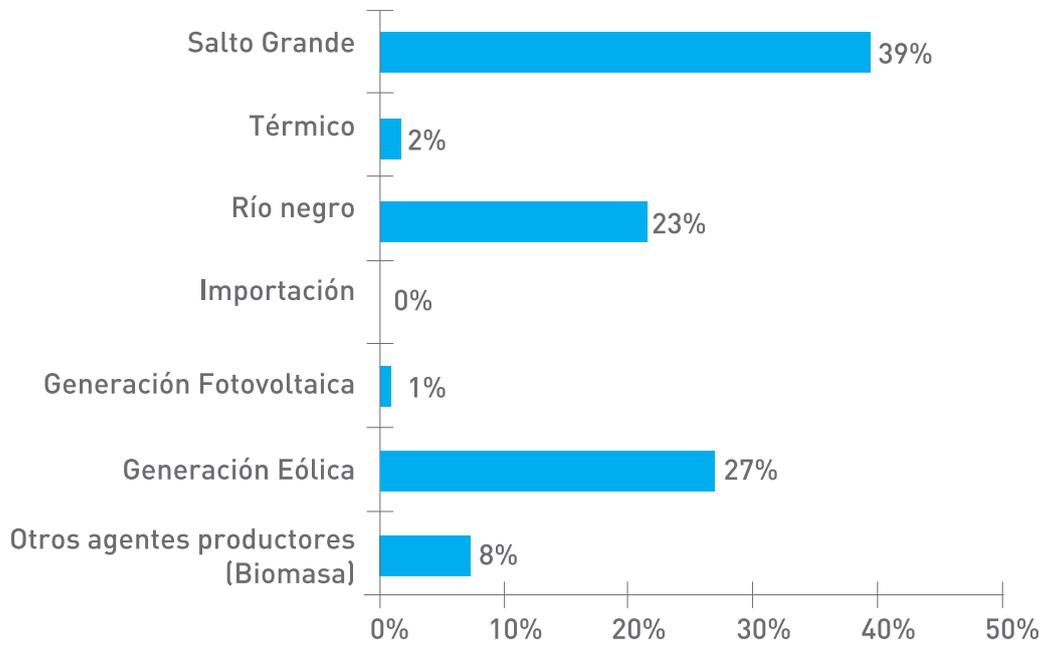
La demanda máxima de potencia de verano ascendió a 1.862 MW, momento en que se registró el máximo consumo de energía diaria de verano: 36.649 MWh.

El factor de carga anual entendido como la relación entre el consumo durante un período de tiempo determinado y el consumo que habría resultado de la utilización permanente de la potencia máxima, fue de 64,8%, lo que representó un incremento de 1,7% en relación al año anterior.

## RÉGIMEN VIGENTE

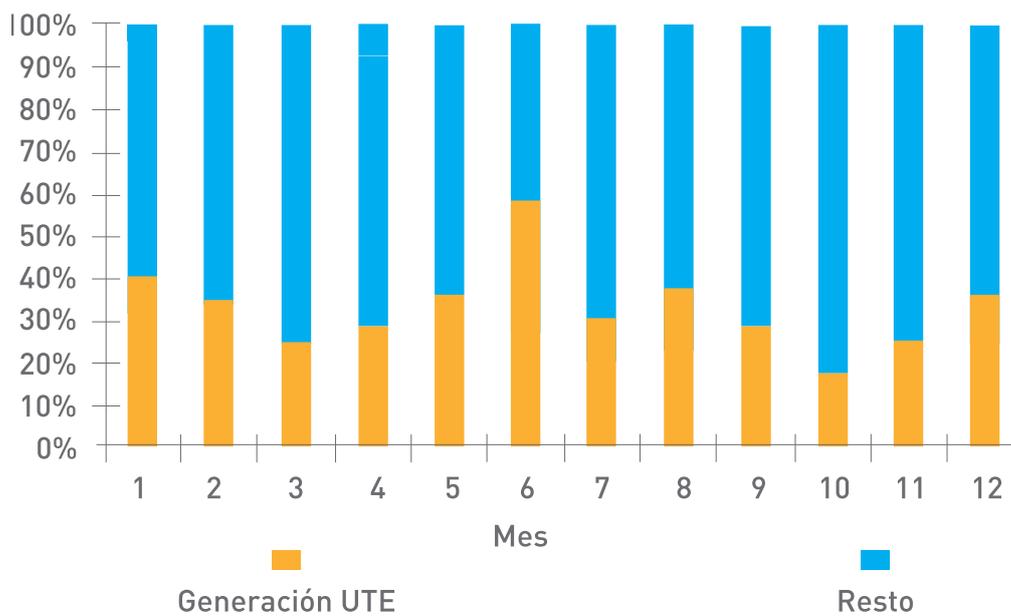
El suministro de energía para abastecer la demanda del Sistema, se compuso de la siguiente forma: de Salto Grande a UTE totalizó el 39%, mientras que las centrales ubicadas en el Río Negro llegaron a abastecer el 23%, la generación térmica el 2%, la generación eólica representó el 27%, y el restante 9% se cubrió con energía de biomasa y fotovoltaica.

### Energía entregada a Redes de UTE para abastecer la demanda del año 2016



En el gráfico siguiente se observa cómo fue la participación propia de UTE en el abastecimiento mensual de la demanda.

### Participación de UTE en la generación mensual (%)





## RECURSOS ENERGÉTICOS

### Contratos

UTE adquirió energía en el mercado de contratos a término por un total de 3:583.995 MWh, siendo UPM (ex - Botnia) (3%) y CEPP (Celulosa y Energía Punta Pereira S.A.) (18%), los generadores de Biomasa más grandes instalados en el país y el resto de la compra (79%) se realizó a generadores de energía de origen: biomasa, eólica y fotovoltaica.

Respecto a la potencia total contratada por UTE en energías renovables, al cierre del año existen en servicio 1.306 MW, de los cuales 1.050,2 MW provienen de fuente eólica, 163 MW de fuente de biomasa y 78 MW de fuente solar fotovoltaica.

### Mercado Spot

El precio Spot es el costo de abastecer un MWh de demanda adicional en una hora determinada, es el precio que pagará el mercado a los agentes que participan del mercado Spot.

El precio Spot horario promedio sancionado por la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) para el año 2016 fue del orden de 27 U\$/MWh, el cual tuvo un decremento del 54%, con respecto al del año anterior.

La energía comercializada en el mercado Spot fue 128 GWh. La misma representó aproximadamente un 1% del total de la energía entregada al sistema nacional.

### Intercambios Internacionales

La importación de energía desde Argentina (3,5 GWh) se realizó bajo la figura de energía de devolución. También se importó energía desde Brasil (21 GWh) asociada a los ensayos de puesta en marcha de la Convertora de Melo.

La exportación de energía entregada por UTE al sistema argentino fue de 659 GWh y al sistema brasilero 22,5 GWh.



# Generación

## GENERACIÓN TÉRMICA

Las Centrales Térmicas presentaron durante el ejercicio el siguiente desempeño:

Central	Potencia instalada (MW)	Disponibilidad (%)	Generación (GWh)
Motores Battle	80	72,82	109
Punta del Tigre (unidades 1 a 6)	300	96,65	210
Punta del Tigre (unidades 7 y 8)	50	99,71	15
La Tablada	200	83,46	78

### Explotación del parque generador

Fueron desafectadas definitivamente del servicio las unidades de 5ta.y 6ta.de la Central Battle. Asimismo, se realizaron tareas de adecuación de los servicios eléctricos de la central, de incendios y de alimentación de combustibles, tendientes a independizar los servicios de la central de motores, de la parte desafectada de la central.

La Central Punta del Tigre operó únicamente con gas oíl debido a que no se contó con la disponibilidad de gas natural desde Argentina.

A comienzos del año se inició el desmontaje de las turbinas arrendadas de APR, retirando 100 MW instalados en la Central Térmica de Respaldo (CTR) de

La Tablada y 150 MW de los 200 MW que estaban en la Central Punta del Tigre.

Fueron incorporados 2 turbo-grupos adquiridos por la Empresa con un total de 50 MW instalados en Punta del Tigre, con la denominación de unidades 7 y 8.

### Central Punta del Tigre

El Proyecto de Ciclo Combinado "Punta del Tigre B" de 530 MW se localiza en el predio de la Central Punta del Tigre de UTE, en el departamento de San José.

Avanzaron en gran medida las obras civiles, montajes y se finalizó el de las cuatro chimeneas correspondientes a las turbinas de gas.

Otro hecho a considerar es la entrada en paralelo y generación a plena carga de la Turbina de Gas N° 1, previéndose que la Recepción Provisoria de la misma pueda otorgarse a fines de enero de 2017. En materia ambiental, el proyecto presentado obtuvo todas las habilitaciones requeridas.

Se efectuaron los mantenimientos mayores necesarios en la Central Punta del Tigre "A", en base a las horas de funcionamiento de estas unidades.

### Logística de combustibles

El año se caracterizó por una muy alta hidraulicidad y aumento de energía eólica, por lo que el apoyo requerido a Generación Térmica fue menor al del año anterior.

El gasto anual de combustibles fue de USD 78 millones.



## GENERACIÓN HIDRÁULICA

La producción hidráulica del Río Negro representó el 23% de la energía entregada al Sistema Interconectado Nacional (SIN), para abastecer la demanda, similar al año anterior y del orden del 15% superior a la media de los últimos 10 años.

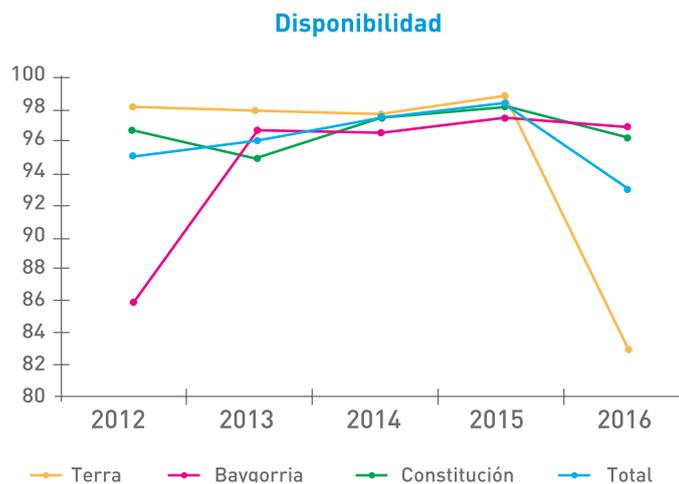
Las tres centrales hidroeléctricas presentaron la disponibilidad y tasa de falla que se detallan a continuación:

Central	Potencia instalada (MW)	Disponibilidad (%)	Tasa de Falla	Generación (GWh)
Gabriel Terra	152	82,55	5,94	753
Baygorria	108	97,01	1,36	542
Constitución	333	96,62	1,82	1.733
<b>Total centrales Río Negro</b>	<b>593</b>	<b>93,09</b>	<b>3,24</b>	<b>3.028</b>

Nota:

El indicador Tasa de Falla mide la confiabilidad del sistema. Se interpreta como la probabilidad de que el equipamiento o la función presenten falla durante el servicio, en un período estadístico.

El indicador Disponibilidad mide si la planificación del mantenimiento está dentro de los parámetros correctos. Indica la probabilidad, en el período mensual, en que en un cierto momento el equipamiento o función esté operativo (despachado o no) y su desempeño sea satisfactorio.



## GENERACIÓN EÓLICA

### Parques eólicos propios

En el presente año el resultado ha sido el siguiente:

- Juan Pablo Terra (Departamento de Artigas): Cuenta con 28 Aerogeneradores de 2,4 MW de potencia. La producción del año fue de 246 GWh.
- Complejo Ing. Emanuel Cambilargiu (Departamento de Maldonado): está formado por los parques Caracoles I, y Caracoles II. Cada parque cuenta con 5 Aerogeneradores de 2 MW de potencia. La producción del año fue de 59 GWh.

### Parque eólico con participación de UTE

En el marco de un acuerdo entre UTE (accionista en 50%) y ELETROBRAS (accionista en 50%), siendo la propiedad de la empresa ROUAR S.A., el parque se encuentra ubicado en el Departamento de Colonia. La producción del año fue de 156,5 GWh.

### Construcción de central de generación eólica Palomas (Leasing Operativo)

Se encuentra ubicado en la localidad de Palomas, Departamento de Salto. Se desarrollaron tres ítems básicos que fueron: el parque eólico (70 MW), el puesto de conexión y medida y la línea de 150 kV.

Se estima que la Recepción Provisoria se efectivizará en marzo de 2017.

### Proyectos de generación eólica bajo la modalidad Power Purchase Agreement (PPA)

UTE participa como desarrollador, gestor e inversor en 3 proyectos eólicos, los vehículos de propósito especial (fideicomisos y sociedad anónima) para los mismos, tienen firmados un PPA a 20 años, mediante el cual UTE se compromete a comprar el 100% de la energía que estos parques produzcan.

- Parque eólico Pampa (Departamento de Tacuarembó): con 141,6 MW de potencia instalada. (Fideicomiso). Recibió la habilitación parcial de 29 máquinas, del total de 59 previstas, contando las mismas con conexión a la red.
- Parque eólico Arias (Departamento de Flores): se prevé que tenga 70 MW de potencia. (Fideicomiso). La construcción comenzó en junio de 2016.
- Parque eólico Valentines (Departamentos de Florida y Treinta y Tres), con 70 MW de potencia instalada. (Areaflin S.A.). Al cierre del ejercicio los 35 generadores se encontraban funcionando en etapa de prueba.

## TRASMISIÓN

### Ampliación del sistema de Trasmisión

- Interconexión con Brasil: la Estación Conversora de Frecuencia de Melo ha quedado operativa en el mes de junio, al finalizarse las pruebas de recepción de la misma. Esta Obra comprende además de la Estación Conversora, la ampliación de la subestación de 500 kV San Carlos, la construcción de líneas de 500 kV en territorio uruguayo, la construcción y ampliación de líneas y subestaciones en territorio uruguayo y brasileño.
- Estudios, proyectos y obras de Generación con energías renovables: durante el año se energizó la subestación Kiyú, se finalizaron las obras en Rosendo Mendoza, Francisco Veira, Colonia Sánchez y la Ampliación en la estación Valentines para conexión del generador.

Se realizó la apertura de la línea Arapey- Salto Grande Uruguay (ARA-SGU), energizando la barra auxiliar de la estación Palomas, conexión del generador. Se continúa trabajando en la ingeniería y las obras asociadas a la conexión a la red de otros proyectos de generación eólica: Colonia Arias, Cerro Grande-Sierra de los Ríos y Vientos de Pastoreale.

- Proyectos y obras de Generación Térmica con combustibles fósiles: Se está ejecutando el contrato de la Central de Ciclo Combinado en Punta del Tigre. Las obras de Trasmisión incluyen la ampliación de la subestación de 500 kV y una nueva subestación de 150 kV de tecnología GIS (Gas Insulated Switchgear, estación aislada en gas hexafluoruro de azufre).

Se energizaron 3 secciones de la Subestación GIS de 150 kV para permitir la puesta en servicio de la primera turbina de esta central.

Se elaboraron las especificaciones técnicas para licitar las obras de una segunda conexión de la Central de Punta del Tigre a la red de Trasmisión de 500 kV. Dichas obras incluyen la construcción de una línea aérea de aproximadamente 65 km de longitud y una Estación 500 kV en la zona de Cardal.

- Ampliación de la red de trasmisión: se finalizó con la ejecución de las obras correspondientes a la ampliación del sistema eléctrico en la zona norte del país (Plan del Norte).

La ampliación de la estación Salto Grande Uruguay se culminó y entró en servicio la salida de 150 kV, hacia la nueva estación Colonia-Las Flores que se está construyendo para el generador Palomas.

Se construyó y energizó el tramo (doble terna) que vincula la subestación Melo B con la línea Treinta y Tres-Arbolito-Melo.

Asimismo, se firmó el contrato de Leasing para la construcción de la línea de diseño 500 kV, Tacuarembó-Melo, de 210 km de longitud.

Se comenzó con la ejecución de las obras de la línea Artigas-Rivera de 150 kV, de aproximadamente 150 km de longitud. Se ejecutó en el entorno del 80% de las fundaciones de las torres.

- Obras de ampliación en el Circuito Oeste: se realizó el tendido de una segunda terna, en la Línea Bonete-Young-Paysandú, sustitución de la existente y el cable de guardia.
- Obras de ampliación de la Red de Montevideo: se firmó el contrato de la licitación de ampliación de la capacidad de transformación en las estaciones 500 kV Montevideo A y Montevideo B, destacándose en particular la llegada de los transformadores 500/150 kV.  
Se finalizó la obra civil y montaje de la estación Montevideo M de 150 kV que entró en servicio en el presente año.
- Obras de ampliación en el Circuito Este: se finalizó con el montaje de los equipos de alta tensión blindado en SF<sub>6</sub> (tecnología GIS- equipos aislados en hexafluoruro de azufre) de la Subestación de Trasmisión Punta del Este.
- Conexión de Grandes Clientes: se finalizaron y energizaron las obras de trasmisión necesarias para conectar en 150 kV a la planta de celulosa Montes del Plata en la zona de Conchillas.

### Renovación y mejora de instalaciones

Se realizaron diversas actividades de renovación, mejora y mantenimiento del sistema de Trasmisión, a fin de mejorar la calidad y eficiencia del servicio:

- Se instalaron equipos para la renovación de protecciones existentes, en: Arbolito, Arapey, Libertad, Montevideo K, Montevideo F, Trinidad y Rocha.
- Se implantaron sistemas de protecciones en las subestaciones asociadas a nueva generación eólica distribuida tanto a la red de trasmisión como a la de distribución.
- Se continuó con el proceso de desarrollo del proyecto de fortalecimiento de la actividad de Trabajos con Tensión (TCT).



# Ubicación Geográfica de las Centrales de Generación





# Distribución

## CALIDAD DE SERVICIO

En forma regionalizada, se evaluó la continuidad del suministro mediante índices adoptados por la Comisión de Integración Energética Regional (CIER), entre los que se destaca el tiempo total de interrupción por cliente (Tc), indicador del tiempo en que en promedio un cliente perteneciente a una zona determinada queda privado del suministro de electricidad en un período considerado.

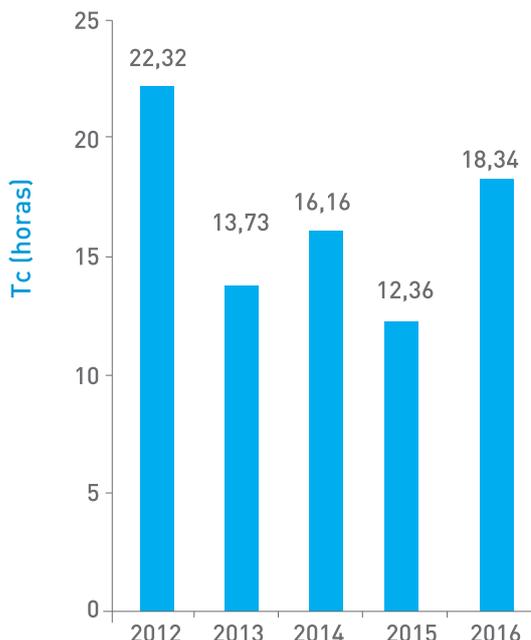
El valor del Tc global de UTE (incluye el aporte de Trasmisión y no se eliminan del cálculo los temporales) para el año 2016, fue de 18,34 horas.

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

El crecimiento de las Redes durante 2016 fue el siguiente:

Redes de ST/MT	918 km
Estaciones ST/MT	2
Subestaciones MT/BT	1.134

Tc total empresa





## Generación conectada a distribución

Se conectaron a la red de distribución de UTE cuatro nuevas centrales generadoras:

- Parque Eólico Julieta. Cerro Chato, Durazno. 3,6 MW en 31,5 kV.
- Parque Eólico María Luz. Cagancha, San José. 9,75 MW en 31,5 kV.
- Parque Eólico Solís de Mataojo. Solís de Mataojo, Lavalleja. 10 MW en 31,5 kV.
- Central generadora Fotovoltaica Alto Cielo. Tomás Gomensoro, Artigas. 20 MW en 31,5 kV.

Al cierre del año, la potencia total instalada en generación conectada a la red de distribución en media tensión totaliza 252,77 MW, de los cuales:

- 72,3 MW corresponden a centrales que producen a partir de biomasa.
- 148,25 MW a partir de energía eólica.
- 3,72 MW a partir de energía fósil (gas natural o gas oil).
- 28,5 MW a partir de energía solar fotovoltaica.

## DESARROLLO DEL TELECONTROL E INCORPORACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS

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

El avance del plan durante el presente año significó la incorporación al sistema de Telecontrol de:

- 24 Estaciones (EST) AT/MT o Puestos de Conexión y Medida (PCYM) en AT. Estas implementaciones se realizaron tanto en instalaciones existentes como en nuevas altas en la Red de Distribución.
- 64 puntos de maniobra intermedios de las redes urbanas y rurales de MT en todo el País.

Al final del año las instalaciones de Distribución telecontroladas totalizaron: 379 EST/PCYM y 934 puntos de maniobra intermedios en redes de media tensión.

## UNIVERSALIZACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL MEDIO RURAL

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

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

Existen diversas modalidades para acceder a la Electrificación Rural:

### • Obras mixtas de Electrificación Rural

Las Obras son llevadas adelante por los interesados, en la cual contratan a una Empresa Constructora Eléctrica registrada en UTE. La Administración aporta sin cargo 5 materiales básicos si la densidad es mayor a un cliente cada 4 km o la densidad de carga es mayor a 10 kW por km de extensión de red. Cuando participa una escuela en el Proyecto, UTE y ANEP aportan 3 materiales complementarios más. A través del Convenio Interinstitucional en la cual participan entidades públicas: Intendencias Departamentales y UTE, se lograron ejecutar proyectos que no eran viables a cuenta de los vecinos.

A diciembre del presente año se han ejecutado 478 km y hay en ejecución 393 km mediante esta modalidad.

### • Conexión a Escuelas Rurales

De acuerdo al Convenio UTE – ANEP del año 2009, todas las escuelas que estén a menos de 5 km de las redes, la Administración UTE ejecuta las obras. A diciembre de 2016 hay 152 escuelas conectadas, 9 en ejecución y otras 3 en proyectos a nivel país. Se tendieron 821 km de líneas de electrificación en el medio rural, y 504 km de red están actualmente en ejecución.

## Medio ambiente

### ESTUDIOS AMBIENTALES EN NUEVOS PROYECTOS

#### Energías Renovables: Instalación de Parques Eólicos de UTE

Obtenidas las correspondientes Autorizaciones Ambientales Previas (AAP) se presentaron ante la Dirección Nacional de Medio Ambiente (DINAMA) las Autorizaciones Ambientales de Operación (AAO), como requisito ambiental previo para la entrada en funcionamiento de los parques eólicos, Palomas (Salto, 70 MW), Pampa (Tacuarembó, 140 MW) y Valentines (Florida/Treinta y Tres, 70 MW).

La AAO está establecida en el marco legal vigente, constituyendo un requisito ambiental previo para dar inicio a la fase de operación del proyecto. Mediante esta Autorización, se ajusta el proyecto oportunamente presentado y aprobado por la Autoridad Ambiental, para su construcción de acuerdo con el proyecto finalmente ejecutado.

### Instalación de líneas de alta tensión

Los criterios ambientales para la definición del corredor permiten seleccionar la mejor opción, atendiendo las características técnico-constructivas de la línea y los accidentes topográficos e hidrográficos, áreas protegidas, concentraciones humanas, áreas productivas y sitios arqueológicos. Asimismo, cada línea va acompañada de un Plan de Gestión Ambiental de Construcción (PGAC), donde se establecen los procedimientos e instructivos con medidas de control a aplicar durante la instalación, operación y abandono de la línea.

Se presentó ante DINAMA la solicitud de AAP para la línea Tacuarembó - Melo en 500 kV. Esta autorización es un requisito legal para la instalación de líneas de 150 kV o superiores e implica la realización y presentación ante DINAMA de un Estudio de Impacto Ambiental de la línea, a través del cual se identifican sus posibles afectaciones al ambiente y se proponen las medidas de mitigación o control ambiental que se aplicarán.

Se estableció “La Puesta de Manifiesto del Informe Ambiental Resumen”; una vez autorizado por la DINAMA, última etapa que implica dar a conocer el proyecto al público, oficinas y sitio WEB de DINAMA, así como en las Intendencias.

### Estudios Interinstitucionales:

A efectos de lograr una Guía metodológica para la realización de estudios de línea de base y monitoreo de aves y mamíferos voladores para Parques Eólicos, se conformó un grupo de trabajo integrado por la DINAMA, la Dirección Nacional de Energía (DNE) y UTE. El objetivo era ajustar una metodología que permitiera evaluar el impacto de los parques eólicos en el medio receptor fundamentalmente en la avifauna. El trabajo conjunto fue elaborado durante la consultoría del Proyecto de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) (URU/14/001).

El alcance de esta Guía es oficial como herramienta para todo proyecto de generación de energía eléctrica de fuente eólica que se encuentre comprendido en el ámbito de aplicación del artículo 2 del Reglamento de Evaluación de Impacto Ambiental y Autorizaciones Ambientales (Decreto N°349/005, de 21 de setiembre de 2005) y en el Artículo 2 del Decreto 178/009. Los criterios propuestos son guías formuladas como pautas.

### GESTIÓN DE RESIDUOS

- Fue priorizada la identificación y descripción de todas las componentes con sus correspondientes residuos generados, con un enfoque abarcativo, poniendo énfasis en los residuos de mayor peligrosidad y los que se generan en mayor volumen. Se cumplió por tanto con la normativa vigente en la materia y se ingresó a DINAMA para su aprobación.
- UTE se responsabiliza de la recolección de Lámparas Fluorescentes Compactas agotadas (LFCa), que la población deposita en los contenedores destinados a tales efectos. Las mismas son trasladadas a la Planta de Tratamiento, donde según el proceso avalado por la autoridad ambiental, se realiza la molienda de la lámpara y la separación del mercurio

por precipitación química. Posteriormente, el mercurio se encapsula en bloques de hormigón, mientras que el resto de la lámpara, previo lavado, es enviado a disposición final.

- La Cámara de Industrias del Uruguay (CIU) cuenta con un Sitio de Disposición Final de Residuos Sólidos Industriales en modalidad relleno, que permite gestionar adecuadamente los residuos sólidos generados por las empresas, constituyendo una herramienta para que estas puedan dar cumplimiento a la legislación vigente.

En tal sentido, se firmó un contrato entre UTE y la Cámara de Industrias del Uruguay, que permitió el ingreso del orden de 117 toneladas de residuos industriales al Sitio.

## SEGUIMIENTO Y CONTROL AMBIENTAL

### Líneas en alta tensión (150 kV)

Luego de obtenidas las correspondientes Autorizaciones Ambientales Previas (AAP), se realiza un estricto seguimiento de las obras para verificar el cumplimiento del PGAC aprobado por DINAMA. Al finalizar las obras se presenta un informe con el desarrollo del proyecto y el estado de situación final. Se realizaron los seguimientos de obras en curso durante el año.

Se han implementado planes específicos para el control de especies vegetales invasoras en la línea que va de Rivera a Artigas.

### Proyecto de Central Térmica de ciclo combinado - Punta del Tigre B

Se obtuvo la autorización ambiental para las modificaciones del proyecto recibidas y se presentó la AAO para la operación de las turbinas de gas en ciclo abierto. Se espera que las mismas comiencen a funcionar en el 2017, mientras continuaron las obras

de la etapa de recuperación de calor (que incluye toma y descarga de agua de enfriamiento del Río de la Plata) para formar el ciclo combinado.

Continuó el monitoreo de aguas en el Río de la Plata, realizado por el Instituto de Mecánica de los Fluidos (IMFIA) de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República (UDELAR), los cuales se extenderán hasta dos años después del comienzo de la operación del ciclo combinado.

### Monitoreo de campos electromagnéticos (CEM)

Los valores de campo magnético y campo eléctrico medidos se verificaron muy por debajo del límite recomendado por la legislación nacional y por la Comisión Internacional de Protección contra la Radiación no Ionizante (ICNIRP) y la Organización Mundial de la Salud (OMS) para la población general.

### Proyecto Evaluación de sitios potencialmente contaminados con PCB e Hidrocarburos totales

En el marco del convenio vigente entre UTE y DINAMA, se realizó la toma de muestras en condiciones de no contaminación, para un estudio geológico estructural e hidrogeológico. Se determinó la concentración de PCB e hidrocarburos totales y se efectuó el mapeo con los resultados.

El trabajo permitió acumular experiencia, a nivel nacional, en uso de maquinaria de extracción de muestras y en la realización de monitoreo preliminar o screening de un sitio de almacenamiento con aceites dieléctricos, algunos de ellos con PCB.

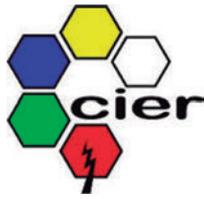
A la vez que con los datos obtenidos se modeló la distribución en extensión y profundidad de los hidrocarburos totales y PCB presentes en el predio de estudio.





# Comercialización del producto

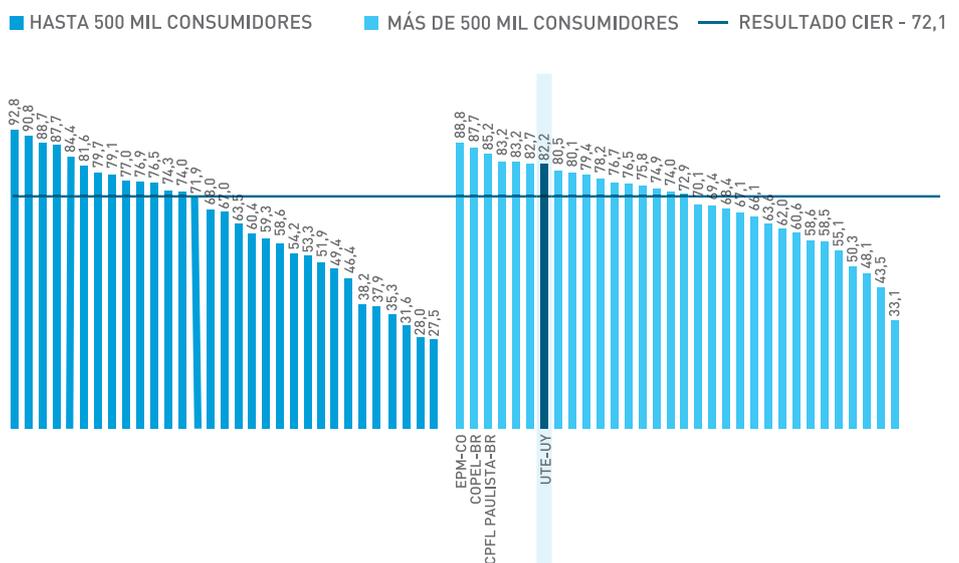
# La satisfacción del cliente



La Encuesta de Satisfacción del Consumidor Residencial Urbano es coordinada por la Comisión de Integración Energética Regional (CIER), cuyo índice principal es el de Satisfacción con la Calidad Percibida (ISCAL). Dicho índice considera cinco áreas de calidad evaluadas por los clientes que son: suministro de energía, información y comunicación, factura de energía, atención al cliente e imagen de la empresa.

En el presente año UTE, en el rango de empresas con más de 500 mil consumidores, se posicionó 10 puntos por encima del promedio CIER con una tasa de satisfacción de 82,2%, en la 14ª edición de esta investigación estadística.

El siguiente gráfico presenta el valor del ISCAL obtenido por cada empresa participante de la encuesta y los nombres de las ganadoras de los premios oro, plata y bronce.



## Indicadores de mercado

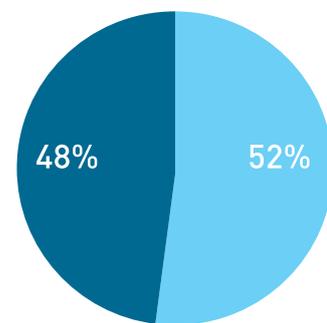
### VENTA EN UNIDADES FÍSICAS

La venta de energía eléctrica al mercado interno ascendió a 8.805 GWh, lo que representó un crecimiento del 4,6% respecto al año 2015.

En el sector residencial se verificó un incremento respecto al año anterior del 6%, en tanto el no residencial fue de un 4% en igual período.

Las categorías tarifarias con modulación horaria, que permiten gestionar la curva de carga del sistema, representaron el 6% del total de clientes y el 52% del consumo total de energía.

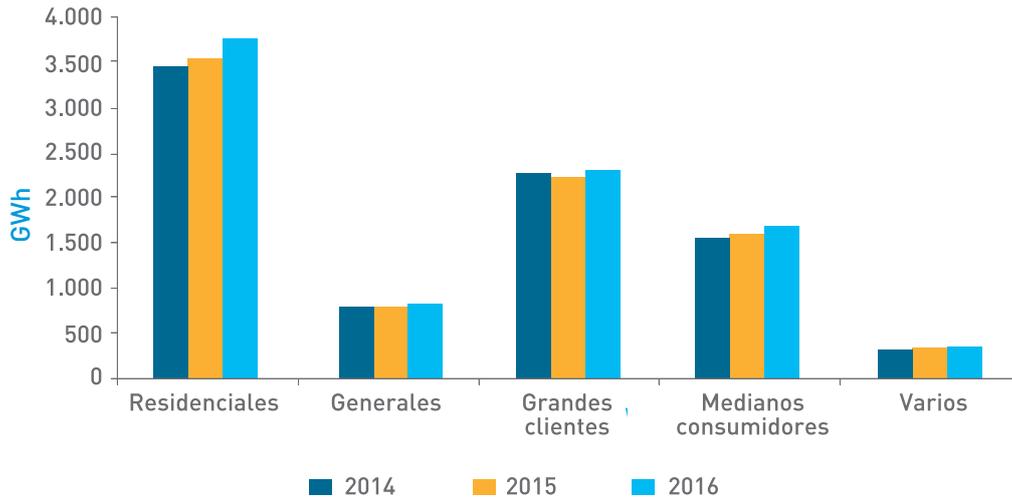
### Consumo del total de clientes



- Tarifas simples
- Tarifas horarias

En el gráfico que se expone a continuación puede apreciarse cuál ha sido la participación en el consumo, de las distintas categorías de clientes.

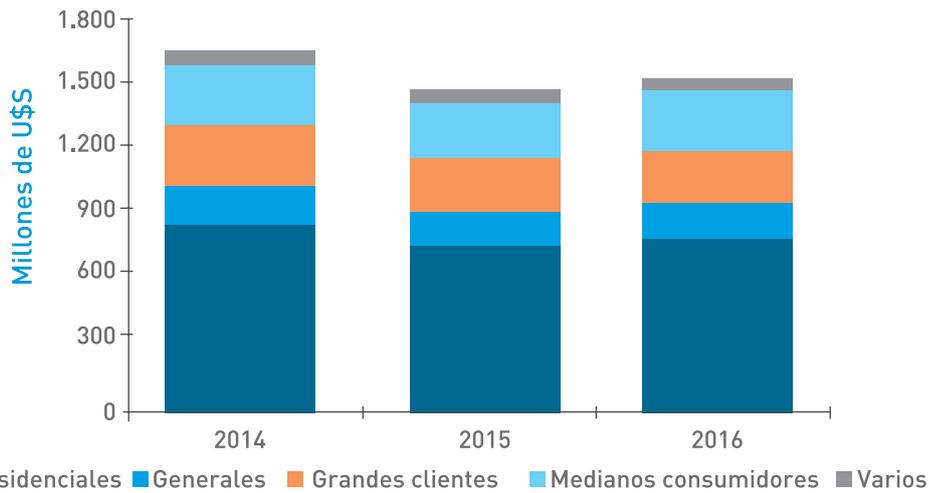
### Evolución de la venta de energía (Mercado Interno en unidades físicas)



### VENTA EN UNIDADES MONETARIAS

La venta de energía en unidades monetarias, alcanzó a U\$S 1.511.295 (en miles de dólares corrientes). La evolución de esta variable para los años 2014 a 2016 se presenta en el cuadro siguiente.

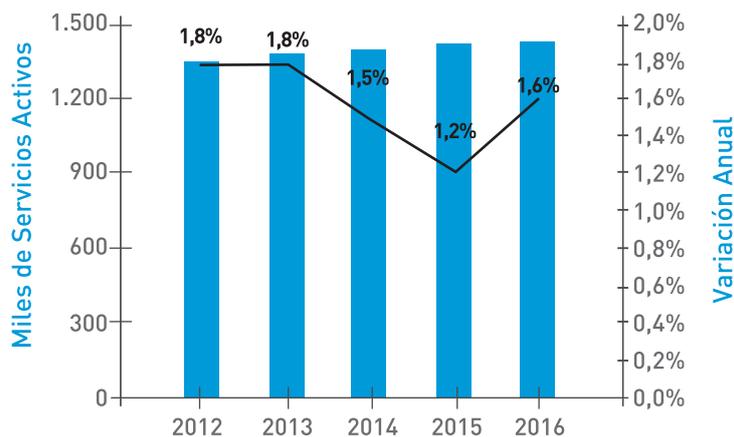
### Evolución de la venta de energía (Mercado Interno en unidades monetarias)



### SERVICIOS ACTIVOS

La cantidad de servicios activos al 31/12/2016 experimentó un crecimiento del 1,6% respecto a igual período del año anterior.

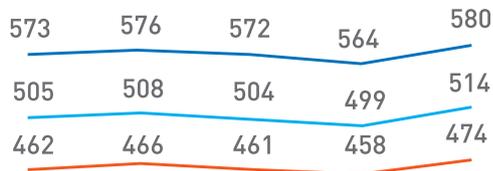
### Servicios activos Total del país



## VENTA PROMEDIO POR CLIENTE Y POR AÑO

En los gráficos siguientes se muestra la energía vendida promedio mensual por cliente en los últimos cinco años, discriminado en Montevideo, resto del País y total del País, para el total de clientes y clientes residenciales.

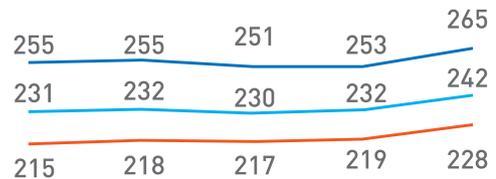
Consumo en kWh promedio mensual por cliente y por año. Total de clientes



2012 2013 2014 2015 2016

— Montevideo — Resto País — Total País

Consumo en kWh promedio mensual por cliente y por año. Clientes residenciales



2012 2013 2014 2015 2016

— Montevideo — Resto País — Total País

## Gestión de la demanda

### PLAN INTELIGENTE



Se realizó nuevamente la campaña de promoción de la Tarifa Doble Horario Residencial (DHR), denominada "Plan Inteligente", al que adhirieron 6.573 clientes.

A nivel energético, se estima que el desplazamiento de carga fuera del horario de punta fue de 3,82 MW, generando un impacto en la eficiencia del sistema eléctrico que evita futuras inversiones.

### PLAN 230



Es un Plan pensado para hogares que consumen 230 kWh, o menos, por mes. Implica un cambio de tarifa, cuya tasa de

conexión está exonerada; por lo tanto, el cambio es gratuito. Se realizó la campaña de adhesión a dicha Tarifa de Consumo Básico Residencial, tendiente a lograr la conversión a la misma de 15.000 clientes.

### PLAN RECAMBIO DE TERMOTANQUES



Se continuó con la campaña del Plan Recambio de Termotanques, la cual está enmarcada en una política de facilitar la implantación de manera progresiva de las "Smart Grids" o Redes Inteligentes.

El Plan Recambio de Termotanques es una acción de UTE para fomentar la eficiencia energética. El beneficio que se le brindó a los clientes que deseaban adquirir un termotanque eléctrico Clase A de 60 litros o más, consistió en una bonificación de \$1.000 (IVA incluido) en la factura de UTE. Se aplicó independientemente de la tarifa o sector de actividad al que pertenecieran.

### PLAN PILOTO DE TERMOTANQUES ELÉCTRICOS INTELIGENTES

Se comenzó a trabajar en la realización de una Prueba Piloto que tendrá como objetivo medir el consumo eléctrico de los Termotanques y ver cómo incide en el consumo total del hogar, con el fin de ofrecerle al cliente un asesoramiento energético específico a su caso. El termotanque inteligente es el termotanque eléctrico del hogar conectado a un dispositivo con la capacidad de medir su consumo a distancia

En una segunda etapa, el cliente tendrá la posibilidad de aceptar la colocación de un timer remoto, que permitirá habilitar el encendido y apagado en forma remota del termotanque.



## Acciones en el ámbito educativo y la comunidad

### DIVULGACIÓN ESCOLAR



de la energía, preservando el medio ambiente y el desarrollo sustentable.

El programa alcanzó a 34.595 alumnos que aprendieron en las 1.498 charlas dictadas por los divulgadores a escolares de todo el país.

El objetivo del programa es concientizar a los niños sobre la relevancia que posee la eficiencia energética y el uso seguro

### TÚNICAS EN RED



Programa participativo e interactivo entre los Centros Educativos y UTE, en el que se conjugan conocimiento, creatividad, investigación e integración con el objetivo de:

- Promover el uso eficiente de la energía eléctrica en las escuelas y hogares con el apoyo de personal especializado de UTE.
- Potenciar la investigación en el campo educativo, estimulando la integración y el trabajo en equipo.

Este programa fue dirigido a estudiantes de escuelas públicas y privadas. En cada escuela se conformó un equipo, la Brigada Energética, constituido por niños/as, padres, madres y docentes, los que trabajaron en el transcurso del año lectivo en proyectos e ideas, tendientes al mejoramiento de la eficiencia energética en sus escuelas y hogares.

La participación fue de 102 escuelas, involucrando a 2.325 niños y 800 adultos, incluyendo familiares y docentes.

Es de destacar que dos de las escuelas que iniciaron su participación en 2015 y continuaron en 2016 obtuvieron el Premio Nacional de Eficiencia en la categoría Educación, premio que otorga el Ministerio de Industria, Energía y Minería a las mejores prácticas y referencias en eficiencia energética.

## Tarifas

Se realizó un único ajuste de tarifas de 9,85% en promedio que entró en vigencia a partir del 13/01/2016. Para todas las Categorías Tarifarias y sus respectivos cargos, el mismo fue formulado de manera homogénea. Como excepción, en las tarifas de Subtransmisión y Trasmisión, dados los altos apartamientos de los cargos por potencia, respecto de los valores de los peajes definidos para estos niveles de tensión, se consideró pertinente no interrumpir su trayectoria de convergencia hacia los mismos. Por esta razón se aplicaron aumentos diferenciales en lo que respecta a los distintos cargos que componen estas tarifas, incrementando en mayor medida los Cargos por Potencia, y compensando con menores incrementos en los Cargos por Energía de punta.

Al aumentar en forma pareja todas las categorías tarifarias, la modalidad Residencial mantuvo correspondencia con sus costos específicos en las distintas tarifas ofrecidas. Por lo tanto, la conveniencia de las tarifas Doble Horario respecto de sus alternativas simples no se modificó, siendo una constante de la empresa la promoción de las Tarifas Inteligentes.

En congruencia con las diversas acciones que se han venido desarrollando a los efectos de avanzar en inclusión social y en reducir las pérdidas no técnicas en contexto socioeconómico crítico, es que se compensó con mayores Descuentos Comerciales en la Tarifa de Consumo Básico Residencial y la Tarifa Residencial Simple, el aumento de facturación que hubieran verificado los clientes que los reciben, por consecuencia del ajuste tarifario.

Se profundizó en la promoción del envío de facturas vía e-mail. Esta opción permite ahorrar en costos asociados a los Cargos Fijos tarifarios, a través de una bonificación para quienes optaran por esta modalidad, respetando el medioambiente.

## EVOLUCIÓN DE LA TARIFA MEDIA EN EL MEDIANO PLAZO

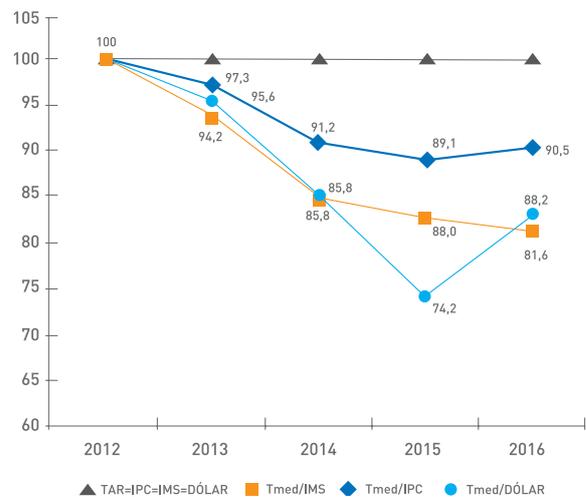
Si se considera la evolución de la Tarifa Media en los últimos 4 años (diciembre 2012 a diciembre 2016), se observa un comportamiento similar según se la mida en términos reales, respecto a la evolución del Dólar Americano o respecto al Índice Medio de Salarios.

Los ajustes tarifarios acumulados se han mantenido por debajo de la inflación. La Tarifa Media en términos reales, tuvo una baja en relación al nivel registrado al inicio del período de 9,5%.

La Tarifa Media, medida en dólares, a pesar de tener en este último período una recuperación, que se justifica fundamentalmente por una coyuntura extraordinaria en 2015 donde la moneda de referencia tuvo una apreciación superior al 54% respecto del año base, continuó su tendencia general a la baja, registrando una caída de casi un 17%.

Finalmente, medida en términos de la evolución de los salarios medios, la Tarifa Media ha disminuido sistemáticamente en los últimos cuatro años, alcanzando al final de 2016 una caída del 18%.

Evolución de la Tarifa Media 2013-2016



## PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Las pérdidas de energía en las redes de Distribución – técnicas y no técnicas- se encontraban estacionadas en el entorno del 16%, en los últimos meses de 2015 y particularmente en el año 2016 se produce un incremento de las mismas, llegando sus valores a 17,9%, a diciembre de 2016.

Las pérdidas de energía en zonas de vulnerabilidad socio económica, se incrementaron, en igual período, llegando a un valor de 6,4% en todo el país a diciembre de 2016.

A nivel empresa los valores porcentuales de pérdidas de energía, a diciembre de 2016 fueron:

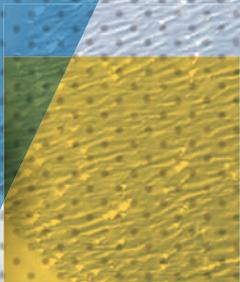
- Distribución y Comercial 17,9%
- Zonas de vulnerabilidad socioeconómica 6,4%
- Total empresa (incluye GEN y TRA) 20,0%

Se adjunta gráfica que muestra la evolución de las pérdidas de energía de los últimos cinco años.

Pérdidas de Energía en las redes de distribución - Técnicas y no Técnicas







An aerial photograph of a construction site, showing a dirt road, a concrete foundation, and a chain-link fence. The image is overlaid with a semi-transparent blue grid pattern. A dark blue horizontal band is positioned across the middle of the image, containing the text 'Gestión de los recursos'.

# Gestión de los recursos

# Tecnologías de la información y comunicaciones

En el marco del proyecto global de UTE de Redes Inteligentes, se incluyen a continuación los hitos más destacados vinculados con las TIC:

- En el mes de agosto se lanzó el proyecto para un Sistema de Gestión de Medición Inteligente (MDMuy), con un equipo de trabajo multidisciplinario para la implementación e implantación en UTE de la herramienta Ingrid MDM.
- Se inició el trabajo para lograr acuerdos con la Administración Nacional de Telecomunicaciones (ANTEL) sobre la forma de proveer diferentes servicios de comunicaciones para redes inteligentes.
- Se desarrolló la herramienta Sistema Integrado de Despacho (SID) que entre sus funciones permite obtener el Precio Variable de la Energía (PVE), que es uno de los componentes clave para la determinación de las tarifas dinámicas.
- Se desarrolló e implantó la aplicación, para las Inspecciones de líneas en el Centro Regional de Trasmisión (CRT) Oeste, con la finalidad de registrar las anomalías detectadas en las recorridas de las mismas.
- Se prosiguió la implantación de una nueva solución para la gestión de la flota vehicular de la empresa, consolidándose la base de datos única de la empresa en sus distintas modalidades (propia, renting y contratación de fleteros) y la trazabilidad de los mismos en las distintas unidades de la organización.
- Se implantó la plataforma estándar en la industria eléctrica, para la recolección y gestión de datos y eventos en tiempo real, potenciando las funciones de análisis y control sobre los parques eólicos. Se trabajó sobre los parques Juan Pablo Terra, Caracoles y se comenzó la integración Valentines y Pampa. Esta herramienta integra la información de los parques y permite el análisis de la operación y mantenimiento de los mismos, integrándose con las aplicaciones corporativas (Gestión de Activos y Gestión de Incidencias).
- Se desarrolló e implantó el Módulo de Gestión Distribuida, desde donde se gestiona las disponibilidades diaria, semanal y semestral de los generadores, tanto los de propiedad de UTE, como de los generadores privados.
- Se configuró y puso en funcionamiento para el Área de Distribución y para la Subgerencia de Seguridad e Higiene el software Health, Safety and Environment (HSE), con funcionalidades que dan apoyo al Monitoreo: tres riesgos principales (3RP): contacto eléctrico, caída de altura y tránsito vehicular, así como al control de equipamiento de protecciones colectivas y personales de las brigadas que trabajan en campo.

## Gestión humana

Como resultado de los llamados a concurso efectuados ingresaron en total (funcionarios, becarios, etc.) a UTE 80 personas: 42 mujeres y 38 hombres.

Se coordinaron 1.120 acciones formativas que incluyeron 4.125 funcionarios/as con una inversión de 141.757 horas de capacitación.

Los datos de accidentabilidad fueron los siguientes: se registraron 192 accidentes de trabajo. Los indicadores asociados a accidentabilidad han sido: Frecuencia 16,5, Gravedad 295,08 y Pérdida 4,86.

Frecuencia: Número de accidentes \*  $10^6$ /horas personas trabajadas.

Gravedad: Número de días perdidos \*  $10^6$ /horas personas trabajadas.

Pérdida: Frecuencia \* Gravedad/1000.



## Económico - financiera

El resultado del ejercicio 2016 fue de \$ 12.190 millones de ganancia, que traducidos al tipo de cambio promedio del ejercicio de \$ 30,163 por dólar, equivalen a U\$S 404 millones.-

Teniendo en consideración los Estados de Resultados de los Ejercicios 2015 (U\$S 218 millones) y 2016 la mejora en el resultado se explica fundamentalmente por: un aumento en ventas internas y externas en 96 millones de dólares, un decremento del costo de abastecimiento de la demanda durante el presente año respecto de 2015 en 83 millones de dólares, un aumento en resultados financieros netos en 69 millones de dólares, una disminución de amortizaciones de activo fijo 39 millones de dólares y por último una ganancia por inversiones de 39 millones de dólares.

En cuanto a los ingresos por ventas y su relación con la recaudación, ésta continuó en niveles altos, siendo el valor alcanzado en 2016 de 99,6% (superior a la meta propuesta, 98,4%). Esto aunado a que existe una base muy atomizada de la cartera hace que el riesgo crediticio sea limitado.

El patrimonio promedio de la empresa en 2016 fue de U\$S 4.009,5 millones, siendo la rentabilidad sobre patrimonio del 10,08%, (en el ejercicio 2015 se registró un valor de 5,3% sobre dicho concepto).

Los aportes hidráulicos se encontraron por encima de la media, caracterizándolo como un año de muy buena generación hidráulica. Como consecuencia, no fueron necesarias importaciones y se exportaron en el entorno de los 681 GWh. No obstante lo anterior creció la compra de energía a productores locales (U\$S 272 millones en 2016).

La empresa concretó acciones para la mejora del abastecimiento energético, mediante la efectivización de varios proyectos de generación con energías renovables, así como la necesaria complementación con el desarrollo de redes de transporte y distribución. Los costos de abastecimiento de la demanda reflejados en nuestros Estados de Resultados, convertidos a dólares estadounidenses del respectivo ejercicio fueron de U\$S 377 millones.

La deuda financiera, excluyendo la correspondiente a arrendamientos financieros, en términos nominales,

tuvo una variación de U\$S 46 millones, alcanzando al 31 de diciembre de 2016 los U\$S 1.032 millones.

El apalancamiento medido como Deuda Financiera Total sobre Activos Totales (sin incluir los Activos en concesión, ni arrendamientos financieros) se ubica en el entorno del 17,5%.

En cuanto a la financiación del crecimiento, aspecto fundamental a efectos de avanzar en el objetivo estratégico de obtener un abastecimiento de la demanda seguro y diversificado, sostenible desde el punto de vista ambiental y a un costo competitivo, así como el mantenimiento de redes de transmisión y distribución adaptadas y eficientes; UTE mantiene el apoyo de organismos multilaterales de crédito, los cuáles se encuentran financiando el proyecto de ciclo combinado en Punta del Tigre y en particular con el Banco de Desarrollo de América Latina (CAF) se mantiene un programa corporativo por 200 millones de dólares, para el financiamiento de la Distribución.

El costo de endeudamiento en promedio, tomando la Tasa Interna de Retorno (TIR) del flujo de fondos futuro del servicio de deuda, se ubica en el 4,57%. Asimismo, la Duración de la deuda al 31 de diciembre de 2016 es de 74,15 meses, inferior a la del año 2015.

Respecto de las tasas de interés de los préstamos al 31 de diciembre, el 61% de la deuda está a tasa fija, mientras que otro 28% tiene un swap asociado al flujo de deuda correspondiente y el resto permanece a tasa flotante.

Las inversiones ejecutadas en el presente ejercicio alcanzaron la suma de U\$S 322 millones (U\$S 281 inversiones físicas), de acuerdo con el Estado de Flujo de Efectivo, estimándose para los próximos 3 años un plan de inversiones en el orden de los U\$S 750 millones. De acuerdo a la opinión de los analistas económicos, es esperable que la economía crezca levemente durante los años 2017 y 2018, y el crecimiento se ubique en el entorno del 1,5 - 2% anual. De todas formas, se estima que la demanda seguirá creciendo, manteniéndose la necesidad de continuar invirtiendo en infraestructura y tecnología, a efectos de atender dicho crecimiento en condiciones de calidad y competitividad.

Por lo expuesto, la situación financiera de UTE continua siendo sólida, habiendo mostrado un fuerte poder de adaptación a los factores de volatilidad, que repercuten sobre su flujo de caja





# Proyección al exterior

# Consultoría externa

A continuación se destacan los principales proyectos y servicios desarrollados en el ámbito nacional e internacional, para los cuales se contó con la participación de 248 profesionales y técnicos en diversos regímenes de afectación.

## Proyectos

### PROYECTOS DE GESTIÓN

- **Corporación eléctrica de Ecuador (CELEC EP)**

El Proyecto fue desarrollado en Quito – Ecuador y tuvo por objeto asesorar respecto al proceso a desarrollar por parte de la empresa para implementar un Sistema de Gestión de Seguridad de Información (SGSI) basado en la norma ISO/IEC 27001:2013.

- **GAS SAYAGO S.A.**

Se brindó apoyo profesional y técnico en las áreas de contabilidad, informática y telecomunicaciones.

- **Corte Electoral**

Durante el presente año, se colaboró con la Corte Electoral en las Elecciones Municipales a nivel nacional y se realizó el cambio de versión del Sistema de Registro Cívico Nacional.

### PROYECTOS DE INGENIERÍA Y MANTENIMIENTOS ELÉCTRICOS

- **Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca**

Se brindó el servicio de Mantenimiento Integral al sistema de alimentación ininterrumpida de energía y al Sistema de Refrigeración del Centro de Procesamiento de Datos.

- **Ministerio del Interior**

Se prestó el servicio de Mantenimiento y Operación de la Red de Distribución de Media Tensión en el Penal de Libertad.

- **ROUAR S.A.– operación Parque Eólico Artilleros.**

Culminado el Proyecto de Construcción del Parque Eólico Artilleros comenzó un nuevo Proyecto que tiene por objeto la provisión del puesto de Responsable de Operación y Mantenimiento en la etapa de Operación del Parque.

### SERVICIOS DIVERSOS

#### Servicios de mantenimiento informático

Se continuó el servicio de mantenimiento del sistema de Expediente Electrónico GEX EN LA WEB, instalado en diversas organizaciones del Estado.

Se prestó en forma ininterrumpida el servicio de mantenimiento de los sistemas informáticos:

- Registro Cívico Nacional de la Corte Electoral
- Del Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente.

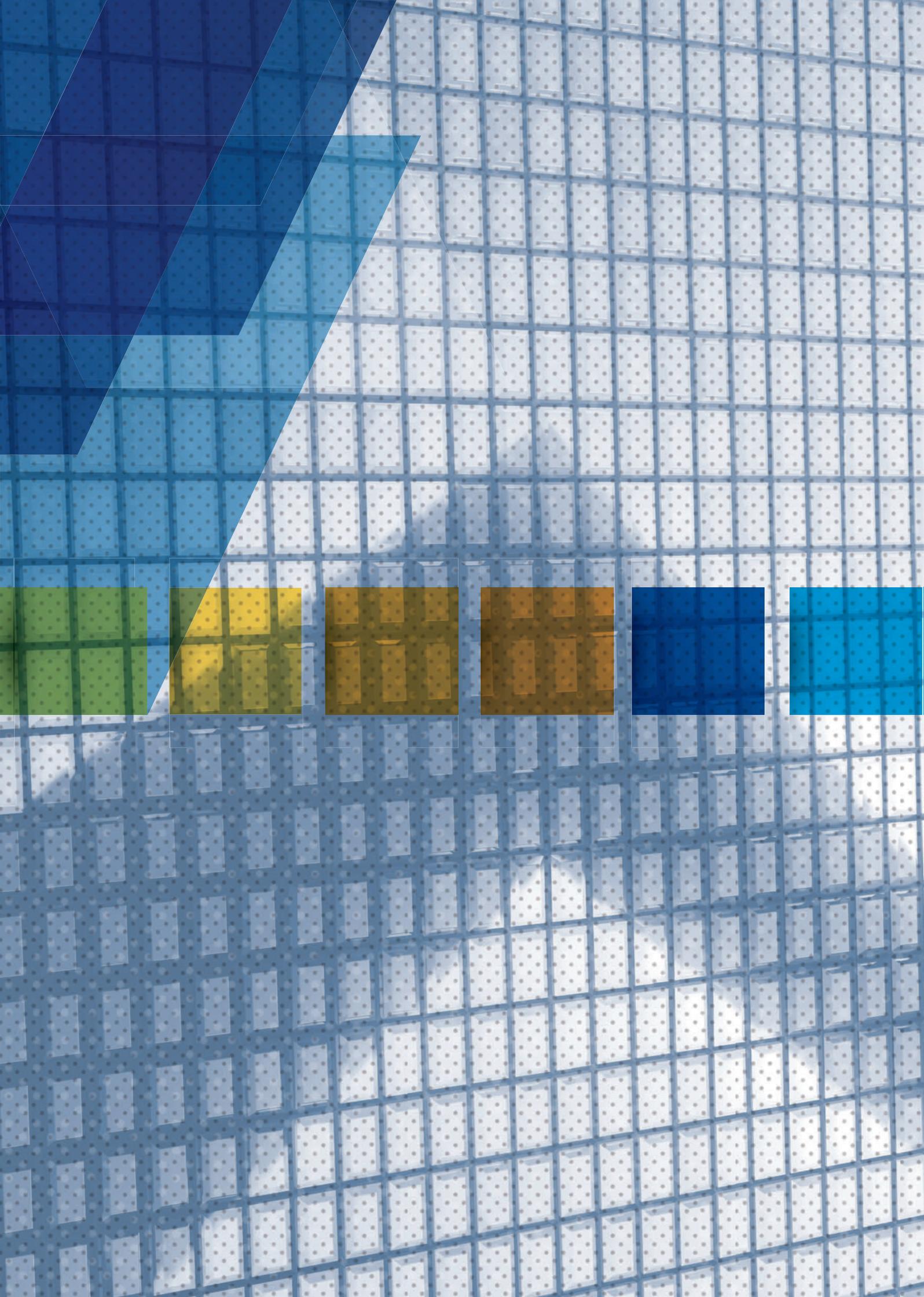


## Otros

En esta línea de prestaciones, se desarrollaron actividades consistentes en brindar servicios diversos relacionados con el Negocio Eléctrico (A vía de ejemplo: Asistencia en la detección de fallas y maniobras en subestaciones, vinculación a la red de subestaciones, mantenimiento de conmutadores, etc.)

## UTE – Asociación nacional de afiliados (ANDA)

Se firmó un Contrato de Mantenimiento de Nomenclátor de calles que UTE brindará a Asociación Nacional de Afiliados (ANDA).





# Información económica y estados contables



## ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016.

(En pesos uruguayos)

	Notas	2016	2015
<b>ACTIVO</b>			
<b>Activo corriente</b>			
Disponibilidades	5.1	12.819.801.045	12.159.864.158
Inversiones en otros activos financieros	5.10	1.621.000.114	30.651.778
Créditos por ventas	5.2	6.058.600.573	5.599.175.813
Otros créditos	5.3	2.698.579.100	3.089.241.104
Inventarios	5.4	2.837.137.727	3.006.996.920
<b>Total Activo corriente</b>		<b>26.035.118.558</b>	<b>23.885.929.774</b>
<b>Activo no corriente</b>			
Propiedad, planta y equipo	5.5	138.665.332.870	123.523.312.579
Bienes en arrendamiento financiero	5.6	2.818.190.231	-
Activos en concesión de servicio	5.11.1	38.814.746.368	34.093.321.348
Créditos a largo plazo:			
- Activo por impuesto diferido	5.7	13.890.822.834	11.659.779.333
- Otros créditos a largo plazo	5.3	656.683.251	2.044.667.121
Total créditos a largo plazo		14.547.506.085	13.704.446.454
Inversiones a largo plazo:			
- Inversiones en otras entidades	5.8	10.562.963.818	11.065.148.051
- Bienes en comodato	5.9	322.585.143	336.286.655
- Inversiones en otros activos financieros	5.10	-	4.763.828
Total inversiones a largo plazo		10.885.548.961	11.406.198.534
Inventarios	5.4	2.561.230.464	2.236.526.728
Activos biológicos		127.233.163	120.045.178
Créditos por ventas	5.2	67.773.072	62.651.014
<b>Total Activo no corriente</b>		<b>208.487.561.214</b>	<b>185.146.501.835</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>		<b>234.522.679.772</b>	<b>209.032.431.609</b>
<b>PASIVO Y PATRIMONIO</b>			
<b>Pasivo corriente</b>			
Deudas comerciales	5.12	10.586.984.629	10.517.119.432
Deudas financieras	5.13	5.861.246.532	2.768.168.821
Deudas diversas	5.14 y 5.16.1	8.600.853.721	3.766.467.559
Pasivo por concesión de servicios	5.11.2	2.030.267.315	1.720.570.079
Previsiones	5.15 y 5.16.2	929.110.799	780.751.576
<b>Total Pasivo corriente</b>		<b>28.008.462.996</b>	<b>19.553.077.467</b>
<b>Pasivo no corriente</b>			
Deudas comerciales	5.12	1.704.696.887	-
Deudas financieras	5.13	37.847.511.914	30.620.516.396
Pasivo por impuesto diferido	5.7	3.007.128	27.074.313
Deudas diversas	5.14 y 5.16.1	4.752.998.569	4.708.275.442
Pasivo por concesión de servicios	5.11.2	36.784.479.053	32.372.751.269
Previsiones	5.15 y 5.16.2	1.430.131.572	1.055.633.853
<b>Total Pasivo no corriente</b>		<b>82.522.825.123</b>	<b>68.784.251.273</b>
<b>Total Pasivo</b>		<b>110.531.288.119</b>	<b>88.337.328.740</b>
<b>Patrimonio</b>			
Capital y Aportes a capitalizar	5.17	3.542.414.476	3.461.163.824
Reserva por reexpresión	5.17	80.737.855.374	80.737.855.374
Transferencia neta al Fondo de estabilización energética	5.17	647.440.459	647.440.459
Reservas	5.17	17.936.241.539	18.143.594.683
Resultados acumulados		16.382.401.185	15.445.786.233
<b>Patrimonio atribuible a controladora</b>		<b>119.246.353.033</b>	<b>118.435.840.573</b>
<b>Patrimonio atribuible a participaciones no controladoras</b>		<b>4.745.038.620</b>	<b>2.259.262.296</b>
<b>Total Patrimonio</b>		<b>123.991.391.653</b>	<b>120.695.102.869</b>
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>		<b>234.522.679.772</b>	<b>209.032.431.609</b>

Las notas que acompañan a estos estados financieros consolidados forman parte integrante de los mismos.

**ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL CONSOLIDADO**  
**EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016.**  
(En pesos uruguayos)

	Notas	2016	2015
Ingresos operativos	6.1		
Venta de energía eléctrica local		45.680.470.618	40.280.579.187
Venta de energía eléctrica al exterior		1.942.256.022	242.111.771
		<b>47.622.726.640</b>	<b>40.522.690.959</b>
Bonificaciones	6.1	(767.384.983)	(788.978.324)
Ingresos operativos netos		46.855.341.658	39.733.712.635
Otros ingresos de explotación	6.1	632.561.913	608.795.952
Total de ingresos de explotación		47.487.903.571	40.342.508.587
Costos de explotación	6.2	(22.439.499.288)	(24.204.235.005)
Resultado de explotación		25.048.404.283	16.138.273.581
Gastos de administración y ventas	6.2	(8.596.692.918)	(8.582.690.741)
Resultados diversos			
Ingresos varios	6.1	3.037.924.966	2.234.588.472
Gastos varios	6.2	(4.416.144.400)	(2.864.255.555)
		<b>(1.378.219.433)</b>	<b>(629.667.083)</b>
Resultados financieros	6.3	(2.666.846.593)	(1.624.242.222)
Resultado del ejercicio antes de impuesto a la renta		12.406.645.338	5.301.673.535
Impuesto a la renta	5.7	(164.143.217)	619.651.290
<b>Resultado del ejercicio</b>		<b>12.242.502.121</b>	<b>5.921.324.825</b>
<b>Otros resultados integrales</b>			
<b>- Partidas que se reclasificarán posteriormente al resultado del ejercicio -</b>			
Reserva por conversión	5.17	(245.752.898)	1.980.590.190
<b>Resultado integral del ejercicio</b>		<b>11.996.749.224</b>	<b>7.901.915.015</b>
<b>Resultado del ejercicio atribuible a:</b>			
Controladora		12.189.879.271	5.956.975.111
Participaciones no controladoras		52.622.850	(35.650.286)
		<b>12.242.502.121</b>	<b>5.921.324.825</b>
<b>Resultado integral del ejercicio atribuible a:</b>			
Controladora		11.982.046.920	7.811.617.499
Participaciones no controladoras		14.702.304	90.297.516
		<b>11.996.749.224</b>	<b>7.901.915.015</b>

Las notas que acompañan a estos estados financieros consolidados forman parte integrante de los mismos.

# ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADO EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016

(En pesos uruguayos)

Notas	Capital, Aportes a capitalizar y Reservas por reexposición	Transferencia neta al Fondo de estabilización energética	Reserva por conversión	Prima (descuento) de emisión	Otras reservas	Resultados acumulados	Patrimonio atribuible a controladora	Patrimonio atribuible a participaciones no controladoras	Patrimonio total
<b>Saldos iniciales al 01.01.15</b>	84.095.690.303	(6.847.365.123)	35.741.936	-	16.256.883.078	11.496.921.122	105.037.871.316	1.326.996	105.039.198.312
<b>Movimientos del ejercicio</b>									
Aportes OPP a capitalizar	5.17						103.328.895		103.328.895
Aporte de capital								2.172.988.487	2.172.988.487
Creación Fideicomiso Fondo de estabilización energética	5.17	7.494.805.582					7.494.805.582		7.494.805.582
Costos asociados a la emisión	5.17			(3.672.719)			(3.672.719)	(5.350.702)	(9.023.422)
Versión de resultados	5.17					(2.008.110.000)	(2.008.110.000)		(2.008.110.000)
Resultado integral del ejercicio			1.854.642.388			5.956.975.111	7.811.617.499	90.297.516	7.901.915.015
<b>Total movimientos del ejercicio</b>		7.494.805.582	1.854.642.388	(3.672.719)	-	3.948.865.111	13.397.969.257	2.257.935.300	15.655.904.557
<b>Saldos finales al 31.12.15</b>	84.199.019.198	647.440.459	1.890.384.324	(3.672.719)	16.256.883.078	15.445.786.233	118.435.840.573	2.259.262.296	120.695.102.869
<b>Movimientos del ejercicio</b>									
Adquisición de participación en entidad controlada	1.5							(2.218.921)	(2.218.921)
Participación no controladora Fideicomiso ARIAS								947.438.284	947.438.284
Aportes OPP a capitalizar	5.17						81.250.652		81.250.652
Aporte de capital								1.526.333.864	1.526.333.864
Versión de resultados	5.17					(11.253.264.320)	(11.253.264.320)		(11.253.264.320)
Costos asociados a la emisión	5.17			479.207			479.207	(479.207)	-
Resultado integral del ejercicio			(207.832.351)			12.189.879.271	11.982.046.920	14.702.304	11.996.749.224
<b>Total movimientos del ejercicio</b>		-	(207.832.351)	479.207	-	936.614.951	810.512.459	2.485.776.324	3.296.288.783
<b>Saldos finales al 31.12.16</b>	84.280.269.850	647.440.459	1.682.551.973	(3.193.512)	16.256.883.078	16.382.401.185	119.246.353.033	4.745.038.620	123.991.391.653

Las notas que acompañan a estos estados financieros consolidados forman parte integrante de los mismos.

**ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO**  
**EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016.**  
(En pesos uruguayos)

	Notas	2016	2015
<b>1) Flujo de efectivo por actividades operativas</b>			
Resultado del ejercicio atribuible a controladora		12.189.879.271	5.956.975.111
Resultado del ejercicio atribuible a participaciones no controladoras		52.622.850	(35.650.286)
Ajustes:			
Amortización propiedad, planta y equipo y bienes en comodato		5.827.605.062	6.301.871.391
Resultado asociado a la tenencia de efectivo y equivalentes		352.276.541	(1.826.445.918)
Diferencia de cambio rubros no operativos		715.999.832	3.082.811.401
Impuesto a la renta diferido		(2.255.110.686)	(1.911.839.853)
Provisión impuesto a la renta		2.419.253.904	1.292.188.563
Provisión impuesto al patrimonio		1.134.297.337	1.441.381.574
Resultado por inversiones a largo plazo		(14.121.009)	51.060.786
Resultado por instrumentos financieros derivados		666.342.664	41.012.208
Resultado por activos biológicos		(21.393.021)	-17.874.468
Resultado por venta de propiedad, planta y equipo y bienes desafectados		(9.611.913)	22.165
Ajuste previsión juicios		656.328.941	364.380.781
Ajuste previsión 200 kWh		(49.355.078)	(32.747.541)
Ajuste previsión por obsolescencia de inventarios		22.585.150	25.514.164
Provisión de incentivo por retiro		14.394.384	53.981.904
Provisión penalizaciones URSEA		96.524.218	553.435
Comisiones de compromiso devengadas		44.520.329	36.080.752
Intereses y otros gastos de préstamos devengados		854.761.892	666.204.298
Intereses de arrendamientos financieros devengados		154.325.146	-
Pérdida para deudores incobrables		203.394.982	228.446.357
Intereses devengados de otros activos financieros		(816.468)	-
Aportes de clientes para obras		(271.165.479)	(346.972.370)
Ingreso por aportes de generadores privados		(56.842.872)	(34.570.186)
Bajas de propiedad, planta y equipo		46.534.723	111.576.931
Pérdida por deterioro de centrales térmicas		508.218.753	7.691.366
Otros gastos devengados no pagados		16.811.939	1.577.883
<b>Resultado de operaciones antes de cambios en rubros operativos</b>		<b>23.298.261.393</b>	<b>15.457.230.449</b>
Cambios en activos y pasivos:			
Créditos por ventas		(691.602.678)	(894.526.430)
Otros créditos		(297.916.609)	(1.333.932.913)
Inventarios		(177.429.693)	1.271.374.432
Deudas comerciales		(199.776.234)	(680.695.543)
Deudas diversas		(58.243.504)	70.814.061
<b>Efectivo proveniente de actividades operativas antes de impuesto a la renta</b>		<b>21.873.292.675</b>	<b>13.890.264.057</b>
Impuesto a la renta pagado		(1.857.897.572)	(1.129.350.757)
<b>Efectivo proveniente de actividades operativas</b>		<b>20.015.395.103</b>	<b>12.760.913.300</b>
<b>2) Flujo de efectivo por actividades de inversión</b>			
Pagos por compras de propiedad, planta y equipo	4.21	(13.917.959.605)	(8.609.455.436)
Anticipos para compras de propiedad, planta y equipo		(341.360.182)	(903.699.317)

	Notas	2016	2015
Pagos por compras de propiedad, planta y equipo del ejercicio anterior		(2.185.479.937)	(635.409.664)
Cobro por venta de prop. planta y equipo y bs. desafectados		17.881.651	-
Cobro por venta de activos biológicos		14.205.036	11.024.500
Cobro intereses obligaciones negociables Piedra del Águila		367.891	461.663
Cobro capital obligaciones negociables Piedra del Águila		4.014.648	1.804.242
Cobro dividendos Hidroneuquén		-	5.529.887
Depósito a plazo fijo		(855.990.000)	-
Aporte de capital en inversiones a largo plazo		-	(319.498.880)
Adquisición certificados de participación en entidad controlada		(2.544.581)	-
Cobro Fideicomiso Fondo de estabilización energética		-	102.269.773
Efectivo aplicado a actividades de inversión		(17.266.865.080)	(10.346.973.233)
<b>3) Flujo de efectivo por actividades de financiamiento</b>			
Integración de certificados de participación		354.891.130	2.172.988.487
Costos asociados a emisión de certificados de participación		-	(6.887.766)
Aporte de capital		1.198.489.864	-
Prima de emisión		94.505.840	-
Versión a cuenta del resultado del ejercicio	5.17	(6.785.864.320)	(2.008.110.000)
Pagos deudas financieras		(2.567.814.798)	(3.294.439.808)
Nuevas deudas financieras		7.518.696.123	5.268.404.663
Pagos de intereses de préstamos y obligaciones negociables		(1.434.170.302)	(917.705.862)
Pagos de comisiones de compromiso		(42.229.374)	(37.768.490)
Pagos de otros gastos de préstamos		(174.742.281)	(153.129.112)
Pagos de instrumentos financieros derivados		(197.413.048)	(67.265.252)
Pagos de arrendamiento financiero	4.21	(296.341.253)	(316.017.161)
Devolución anticipo FOCEM Interconexión Uruguay-Brasil		(13.725.242)	-
<b>Efectivo aplicado / proveniente de actividades de financiamiento</b>		<b>(2.345.717.661)</b>	<b>640.069.699</b>
<b>4) Variación neta del efectivo y equivalentes de efectivo</b>		<b>402.812.362</b>	<b>3.054.009.766</b>
<b>5) Saldo inicial del efectivo y equivalentes de efectivo</b>		<b>13.473.236.124</b>	<b>7.186.044.926</b>
<b>6) Efecto asociado al mantenimiento y conversión de efectivo y equivalentes</b>		<b>(456.101.654)</b>	<b>1.919.809.467</b>
<b>8) Saldo final del efectivo y equivalentes de efectivo</b>	<b>4.21</b>	<b>13.419.946.832</b>	<b>12.159.864.158</b>

Las notas que acompañan a estos estados financieros consolidados forman parte integrante de los mismos.

# NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2016

## 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 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 le 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 puesta a disposición del parque generador hidrotérmico y eólico propio que asciende a 1.284 MW. Para atender la demanda del sistema eléctrico, se dispone además de 945 MW de potencia instalada en la Central de Salto Grande correspondiente a Uruguay, así como de 570 MW de capacidad de interconexión con Brasil en Rivera y Melo. Existen además en el país otros agentes productores de fuente eólica, fotovoltaica y biomasa. La carga máxima requerida al sistema en el ejercicio 2016 fue de 1.964 MW, ocurrida el 20 de julio.

Las principales actividades del Ente y de sus subsidiarias 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.

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 corresponde a un 98,61% del total de los títulos accionarios emitidos al cierre.

Con fecha 31 de mayo de 2016 se otorgó la recepción provisoria de la Estación Conversora de Frecuencia de Melo, encontrándose en condiciones de comenzar la operativa comercial.

### 1.3 AREAFLIN S.A.

En el primer semestre del ejercicio 2013 UTE adquirió la totalidad de acciones de AREAFLIN S.A., para llevar a cabo proyectos eólicos. Actualmente el capital de la sociedad está representado en acciones preferidas escriturales clase B que cotizan en la Bolsa de Valores de Montevideo desde el 22 de diciembre de 2016 y por acciones ordinarias escriturales clase A que no cotizan en bolsa. UTE es titular del 100% de estas últimas acciones.

Durante el ejercicio 2015 se firmó el contrato de construcción llave en mano de un parque eólico de 70 MW de potencia nominal a instalarse en la localidad de Valentines, en el límite de los departamentos de Florida y Treinta y Tres. A su vez, en el ejercicio 2015 se firmó un contrato de garantía, operación y mantenimiento del referido parque.

Al 31 de diciembre de 2016 el referido parque eólico se encuentra operativo.

### 1.4 SOLFIRAL S.A. (sociedad en fase preoperativa)

En el primer semestre del ejercicio 2014 UTE adquirió la totalidad de acciones de SOLFIRAL S.A., para llevar a cabo proyectos eólicos. A la fecha de cierre del ejercicio la sociedad aún no había iniciado actividades.

## 1.5 Fideicomiso Financiero PAMPA

El 20 de febrero de 2014 se constituyó el “Fideicomiso Financiero PAMPA” con la finalidad de construir, operar y mantener un parque eólico en la localidad de Pampa, en el departamento de Tacuarembó, siendo UTE y los suscriptores iniciales de los valores emitidos, los fideicomitentes del mismo. Además de actuar como fideicomitente, UTE realiza las tareas de gestión y monitoreo para la efectiva ejecución del proyecto.

Con fecha 17 de marzo de 2016, en aplicación de la opción de venta otorgada a los titulares de los certificados de participación del Fideicomiso Financiero PAMPA, UTE adquirió certificados de participación de dicho fideicomiso por un valor nominal de U\$S 75.900. Por tal motivo, la participación de UTE en el patrimonio del fideicomiso pasó del 20% (al 31/12/2015) al 20,078% del total de los certificados de participación emitidos.

A la fecha de cierre del ejercicio, las obras en el referido parque eólico se encontraban sustancialmente concluidas.

## 1.6 Fideicomiso Financiero ARIAS

El 12 de setiembre de 2014 se constituyó el “Fideicomiso Financiero ARIAS” con la finalidad de construir, operar y mantener un parque eólico en la localidad de Colonia Arias, en el departamento de Flores, siendo UTE y los suscriptores iniciales de los valores emitidos, los fideicomitentes del mismo. Además de actuar como fideicomitente, UTE realiza las tareas de gestión y monitoreo para la efectiva ejecución del proyecto.

Al 31/12/15 el Fideicomiso Financiero ARIAS no se consideró parte del Grupo, debido a que a la fecha de emisión de dichos estados financieros aún no se había integrado la totalidad de los certificados de participación, existiendo el riesgo de cancelación anticipada de los mismos. El monto restante suscrito de los certificados de participación por US\$ 11.000.000 (equivalente a \$ 327.844.000) fue integrado por los inversores institucionales el 1º de agosto de 2016 en una única integración.

La participación actual de UTE en el fideicomiso corresponde al 20% del total de los certificados de participación emitidos.

A la fecha de cierre del ejercicio el Fideicomiso se encontraba en fase preoperativa, llevando a cabo las actividades previas relacionadas con la construcción del parque eólico.

## NOTA 2 ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Los presentes estados financieros han sido aprobados para su emisión por el Directorio de la empresa el 16 de marzo de 2017.

## NOTA 3 NORMAS CONTABLES APLICADAS

### 3.1 Bases contables

En aplicación de los decretos 291/014 y 124/011, los presentes estados financieros han sido elaborados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB – International Accounting Standards Board) traducidas al español. Asimismo, cumplen sustancialmente con lo establecido por la Ordenanza N° 81 del Tribunal de Cuentas de la República Oriental del Uruguay (con sus modificaciones posteriores).

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

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

La norma reseñada fue reglamentada por diversos Decretos del Poder Ejecutivo, en particular por el Decreto 291/014 del 14/10/14, el cual establece que los estados financieros correspondientes a períodos que comiencen a partir del 1º de enero de 2015 deben ser obligatoriamente formulados cumpliendo la Norma Internacional de Información Financiera para Pequeñas y Medianas Entidades (NIIF para PYMES) emitido por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB – International Accounting Standards Board) a la fecha de emisión del decreto y publicados en la página web de la Auditoría Interna de la Nación, salvo para las entidades comprendidas en el Decreto 124/11 y las entidades excluidas por la sección 1 de las NIIF para PYMES. La norma aplicable a las entidades exceptuadas por el Decreto 291/014, en aplicación del Decreto 124/011, corresponde a las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por el IASB traducidas al idioma español.

UTE en su calidad de ente autónomo está expresamente excluido del alcance del Decreto 124/011; sin embargo en aplicación de la excepción prevista en el Decreto 291/014 en lo que refiere al no cumplimiento de las características previstas por la sección 1 de las NIIF para PYMES, en los estados financieros correspondientes a períodos que comiencen a partir del 1º de enero de 2015 debe obligatoriamente cumplir con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por el IASB traducidas al idioma español.

### 3.2 Bases de consolidación

Los presentes estados financieros consolidan la información de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y de sus subsidiarias ISUR S.A., AREAFILIN S.A., SOLFIRAL S.A., el Fideicomiso Financiero PAMPA y el Fideicomiso Financiero ARIAS (conjuntamente referidas como "el Grupo"), en el entendido de que sobre las mismas UTE ejerce control. La participación actual de UTE en ISUR S.A. es del 98,61%, en el Fideicomiso Financiero PAMPA asciende al 20,078%, en el Fideicomiso Financiero ARIAS asciende al 20%, en AREAFILIN S.A. es de un 20% y en SOLFIRAL S.A. corresponde al 100% del capital.

Dichos estados financieros han sido elaborados siguiendo la metodología establecida por la NIIF 10 – Estados financieros consolidados.

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

- Se han eliminado:
  - Ingresos y gastos correspondientes a transacciones realizadas con y entre las entidades controladas.
  - Activos y pasivos con dichas entidades.
- Se ha ajustado el valor de los bienes comercializados entre dichas entidades.
- Se han expuesto las participaciones de no controladoras de las entidades vinculadas, tanto en el estado de situación financiera como en el estado de resultados integral.

### 3.3 Nuevas normas y/o normas revisadas emitidas por el IASB que entraron en vigencia durante el presente ejercicio

Las nuevas normas y/o normas revisadas emitidas que entraron en vigencia durante el ejercicio 2016 son las siguientes:

- Modificaciones a la NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28 - Entidades de inversión: aplicación de la exención a la consolidación.
- Modificación a NIIF 11 - Contabilización de adquisiciones de participación en operaciones conjuntas.
- Modificaciones a NIC 1 - Iniciativa en revelaciones.
- Modificaciones a NIC 16 y NIC 38 - Aclaración de los métodos aceptables de depreciación y amortización.
- Modificaciones a NIC 16 y NIC 41 - Agricultura, activos biológicos para producir frutos.
- Mejoras anuales del ciclo 2012-2015 en:
  - NIIF 5: Guías para la reclasificación de activos mantenidos para la venta a activos para ser entregados a sus propietarios.
  - NIIF 7: Guías adicionales para determinar si un contrato de servicios mantiene vínculo con activos financieros transferidos y de las revelaciones que deben incluirse.
  - NIC 19: Enmiendas que clarifican la tasa de descuento que debe aplicarse en el cálculo de las obligaciones post-empleo.

Estas modificaciones no tuvieron impacto en los estados financieros del Grupo.

### 3.4 Normas e interpretaciones nuevas y/o revisadas emitidas por el IASB pero no vigentes a la fecha

A continuación se detallan las normas e interpretaciones nuevas y/o revisadas que han sido emitidas pero que no están vigentes a la fecha de los presentes estados financieros:

- NIIF 9 – Instrumentos financieros.
- NIIF 15 – Ingresos provenientes de contratos con clientes.
- NIIF 16 – Arrendamientos.
- Modificaciones a NIIF 10 y NIC 28 – Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociado o negocio conjunto.
- Modificaciones a NIIF 2 – Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones.
- Modificaciones a la NIIF 4 – aplicación de la NIIF 9 con la NIIF 4.
- CINIF 22 – Consideraciones avanzadas para transacciones en moneda extranjera.
- Modificaciones a NIC 40 – transferencias de propiedades de inversión.

El Grupo no espera que la aplicación de estas modificaciones genere un impacto significativo en los estados financieros, salvo en lo referente a la futura adopción de la NIIF 16 – Arrendamientos.

## **NOTA 4      POLÍTICAS CONTABLES**

### **4.1      Bases de preparación**

Los estados financieros han sido preparados sobre la base de costos históricos, excepto ciertos instrumentos financieros y los activos biológicos que son medidos al valor razonable al cierre del ejercicio.

Las partidas de los estados financieros de cada entidad consolidada son medidas utilizando la moneda del ambiente económico principal en que funciona (la moneda funcional). La moneda funcional de AREAFILIN S.A., SOLFIRAL S.A., el Fideicomiso Financiero PAMPA y el Fideicomiso Financiero ARIAS es el dólar estadounidense. La moneda funcional de UTE e Interconexión del Sur S.A. es el peso uruguayo.

En los estados financieros consolidados, los saldos de activos y pasivos en moneda extranjera de las entidades cuya moneda funcional es el dólar estadounidense, se presentaron en pesos uruguayos, utilizando los tipos de cambio vigentes a la fecha de cierre del ejercicio. Las partidas de ingresos y gastos se convirtieron a los tipos de cambio promedio mensual. Las diferencias resultantes de la conversión, se reconocen en otro resultado integral y son reconocidas en el Estado de cambios en el patrimonio consolidado bajo el título de "Reserva por conversión".

Las principales políticas contables adoptadas son presentadas a continuación.

### **4.2      Saldos en moneda extranjera**

En la preparación de los estados financieros de las entidades individuales, las transacciones en monedas diferentes a la moneda funcional de cada 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 \$ 29,34 por dólar al 31/12/16 y \$ 29,948 por dólar al 31/12/15).

Las diferencias de cambio por ajuste de saldos en moneda extranjera se reconocen en el período en que se devengaron y se imputan en el capítulo Resultados financieros del Estado de resultados integral.

### **4.3      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, retiro de utilidades y similares.

### **4.4      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, aquéllos que esperan utilizarse en un plazo mayor a doce meses.

### **4.5      Propiedades, planta y equipo**

Los bienes correspondientes a propiedad, planta y equipo se contabilizan a su valor de costo menos cualquier pérdida por deterioro.

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 integral.

A continuación se expone un cuadro con las vidas útiles utilizadas para el cálculo:

Clase de bien	Vida útil (años)
Edificios y construcciones	50
Obras civiles de Comunicación	20
Obras civiles y Edificios - Otra Generación	50
Maquinaria pesada	15
Máquinas - Herramientas	10
Medios de transporte	10
Mobiliario y equipamiento de oficina	10
Equipos para procesos informáticos	5
Equipos varios	10
Turbo grupo vapor y gas generación térmica	25
Instalaciones generación térmica	25
Turbinas y equipos generación hidráulica	40
Líneas y torres de Trasmisión	40
Cables de Trasmisión	30
Aerogeneradores	20
Grupos electrógenos Diesel	20
Líneas de Distribución	45
Cables subterráneos de Distribución	30
Transformadores, autotransformadores	30
Equipamiento de estaciones y subestaciones	20
Equipos e instalaciones Despacho de Cargas	10
Obras civiles - presas y centrales hidráulicas	100
Transceptores, multiplexores, nodos y eq. de onda	15
Cable fibra óptica	25
Estaciones y sistema control remoto y eq. telefónicos	10

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 propiedades, planta y equipo.

Los bienes 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.

#### 4.6 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 de Soriano.

Las mismas son medidas inicialmente al costo, incluyendo los costos de transacción.

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.

#### 4.7 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 integral todas las ganancias o pérdidas derivadas del cambio de valor y aquéllas 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 son registradas inicialmente al valor razonable más los costos asociados a su compra y posteriormente al costo amortizado utilizando el método del interés efectivo menos cualquier deterioro.

#### **Préstamos y cuentas por cobrar**

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

#### **Activos financieros disponibles para la venta**

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

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

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

#### **Deterioro de activos financieros**

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

### **4.8 Inversiones en otras entidades**

Las inversiones en otras entidades corresponden a la participación en el capital de otras entidades en las cuales el Grupo comparte con otra empresa 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. y ROUAR S.A., tiene influencia significativa como en el caso del Fideicomiso de Administración del Fondo de Estabilización Energética, o es un accionista minoritario y no tiene ni control ni influencia significativa en la toma de decisiones, tal como ocurre en la sociedad Central Puerto S.A.

En los casos en que el Grupo es accionista minoritario, las inversiones se encuentran contabilizadas al valor razonable, excepto aquellas cuyo valor razonable no puede ser medido con fiabilidad por no tener un precio cotizado en un mercado activo, en cuyo caso se valúan al costo de adquisición ajustado por posibles deterioros de valor.

En los casos en que el Grupo comparte el control y la influencia en la toma de decisiones de política operativa y financiera de las sociedades, así como en los casos de tener influencia significativa, las inversiones se valúan al método de la participación.

En particular, la inversión en Central Puerto S.A. se registra al valor razonable, mientras que las inversiones en Gas Sayago S.A., ROUAR S.A. y Fideicomiso de Administración del Fondo de Estabilización Energética, se registran al valor patrimonial proporcional.

### **4.9 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).

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

Al cierre de cada ejercicio, 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.

#### **4.11 Previsiones**

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

El monto reconocido como una previsión es la mejor estimación del monto requerido para cumplir la obligación que tiene la entidad a fecha de cierre del ejercicio, 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.

#### **4.12 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, corresponden a préstamos que son inicialmente medidos al valor razonable neto de costos de transacción. Con posterioridad son medidos al costo amortizado empleando el método de la tasa de interés efectiva para el devengamiento de los intereses.

#### **4.13 Instrumentos financieros derivados**

El Grupo ha recurrido a instrumentos financieros derivados para administrar su exposición a la variabilidad de la tasa de interés y tipo de cambio mediante la contratación de swaps de tasas de interés y compra de dólares a futuro, respectivamente. Los detalles de dichos instrumentos son revelados en la Nota 8.2.

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

#### **4.14 Beneficios sociales**

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

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

#### **4.15 Impuesto a la renta**

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

##### **4.15.1 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 integral, 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.

#### 4.15.2 Impuesto diferido

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

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

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

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

Tanto el impuesto a pagar como el diferido son reconocidos como gasto o ingresos en el estado de resultados integral, 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 5.7 se expone el detalle de la estimación realizada.

#### 4.16 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. (\*)
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 5.7. 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, UTE 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 o/oo (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 financieros 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 era a partir del 01/11/11 y hasta el 31/12/12. Con fecha 28/01/13 y 14/02/13, se publicaron los Decretos N° 18/013 y N° 43/013, respectivamente. El primero de ellos estableció que en los casos de compra de energía eléctrica facturados entre el 01/01/13 y el 31/12/14, el porcentaje de retención de IVA ascenderá al 20%. El segundo prorrogó hasta el 31/12/13 el período de aplicación del porcentaje de retención (40%) establecido por el Decreto N° 363/011 para los servicios de construcción contratados en régimen de licitación pública. El Decreto N° 29/014 extendió el plazo de aplicación de las disposiciones establecidas por el Decreto N° 363/011 hasta el 31/12/14. Los Decretos 366/014 del 16/12/2014 y 333/015 del 7/12/2015, prorrogaron las disposiciones hasta el 31/12/2015 y 31/12/2017, respectivamente.
6. La Ley N° 17.598 del 13 de diciembre de 2002 creó la Tasa de Control del Marco Regulatorio de Energía y Agua y facultó al Poder Ejecutivo a fijar una tasa de hasta el 2o/oo (dos por mil) sobre el total del ingreso por la prestación gravada. El Decreto N° 544/003 confirmó la tasa en el máximo de su tope.
7. Por ley N° 16.832 art. 10, del 17 junio de 1997 se creó la Tasa del Despacho de Cargas a verter a la ADME (Administración del Mercado Eléctrico), que se devenga por cada transacción que se ejecuta a través del Sistema Interconectado Nacional. Por Decreto N° 322/016, se estableció el monto de la tasa en \$ 4,555 por MWh para el año 2016.

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. El Decreto N° 86/012 aprobó el Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética (FUDAEE) creado el 29/12/11 por el Ministerio de Economía y Finanzas, el Ministerio de Industria, Energía y Minería y la Corporación Nacional para el Desarrollo. UTE en calidad de empresa prestadora de energía, debe aportar anualmente al FUDAEE el 0,13% del total de las ventas anuales de energéticos en el mercado interno al consumidor final o intermediario, en la medida que el fideicomiso haya aplicado los fondos recibidos correspondientes a aportes anteriores.
10. A partir del 1° de julio de 2008 y como consecuencia de la Ley N° 18.314 y decretos reglamentarios, UTE se convirtió en agente de retención del Impuesto a la Asistencia a la Seguridad Social (IASSE).
11. El Decreto 394/013 del 06/12/2013 derogó lo relativo a la suspensión de la aplicación del sistema de retención del IVA y del IRAE a los servicios de seguridad, vigilancia y limpieza y por lo tanto, a partir del 01/01/2014 comenzó a regir para UTE el régimen de retención establecido en el Decreto 194/000 que dispone la retención de IVA e IRAE en relación a los servicios de seguridad, vigilancia y limpieza.
12. ISUR S.A., AREAFLIN S.A. y SOLFIRAL S.A. son contribuyentes del Impuesto al Control de las Sociedades Anónimas.
13. ISUR S.A., AREAFLIN S.A., SOLFIRAL S.A., y los Fideicomisos Financieros PAMPA y ARIAS son contribuyentes del Impuesto a la renta de las Actividades Económicas (IRAE), del Impuesto al Patrimonio (IP) y del Impuesto al Valor Agregado (IVA). Al cierre del ejercicio SOLFIRAL S.A. no ha iniciado actividades por lo que no ha generado obligaciones asociadas a ninguno de los impuestos detallados.

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

#### **Beneficios fiscales ISUR**

El Decreto N° 384/07 del 12 de octubre de 2007 ha declarado promovida la actividad a desarrollar por Interconexión del Sur S.A. Posteriormente el Ministerio de Industria, Energía y Minería ha emitido las resoluciones N° 72.698/08 y N° 52.393/09 en las que se resuelve otorgar a Interconexión del Sur S.A. los siguientes beneficios promocionales:

- 1° Exoneración de todo recargo, incluso el mínimo, del Impuesto Aduanero Único a la Importación, de la Tasa de Movilización de Bultos, de la Tasa Consular y, en general de todo tributo, incluyendo el Impuesto al Valor Agregado e Impuesto de Contribución para el financiamiento de la Seguridad Social, cuya aplicación corresponda en ocasión de la importación de maquinarias y equipos eventualmente necesarios para llevar a cabo la inversión.
- 2° Se otorga un crédito por el Impuesto al Valor Agregado e Impuesto de Contribución para el financiamiento de la Seguridad Social incluidos en las adquisiciones en plaza de maquinarias y equipos por hasta los montos imponibles de \$ 624.548.766.
- 3° Se otorga la exoneración del Impuesto al Patrimonio a los bienes intangibles y del activo fijo destinado al proyecto de inversión que se declara promovido por el Decreto por el término de la vida útil del proyecto.
- 4° A los efectos del IRAE se otorga un tratamiento de amortización acelerada para los bienes de activo fijo asociados al proyecto de inversión. 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.

#### **Beneficios fiscales PAMPA**

Por Resolución del Ministerio de Industria, Energía y Minería y Ministerio de Economía y Finanzas del 22 de diciembre de 2015 se declara promovida la actividad del proyecto de inversión del Fideicomiso Financiero PAMPA para la construcción y operación de una central de generación eólica por un monto de UI 2.512.667.072. Dicha resolución otorga los siguientes beneficios:

- 1° Exoneración de tasas consulares, impuesto único aduanero y todos los demás tributos asociados a la importación de equipos previstos en el proyecto.
- 2° Se otorga un crédito por el Impuesto al Valor Agregado incluido en la adquisición de materiales y servicios utilizados en la obra civil por hasta un monto imponible de UI 724.350.986.
- 3° Exoneración del pago del Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas por UI 1.474.098.016 que será aplicable por un plazo de 15 años a partir del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 inclusive, o desde el ejercicio que se obtenga renta fiscal, siempre que no hayan transcurrido cuatro ejercicios de la declaratoria promocional. En ese caso el referido plazo máximo se incrementará en cuatro años y se computará desde el ejercicio en que se haya dictado la presente declaratoria. El monto exonerable en cada ejercicio no podrá superar la menor de las siguientes cifras:

a) La inversión efectivamente realizada entre el inicio del ejercicio y el plazo establecido para la presentación de la correspondiente declaración jurada, y en ejercicios anteriores si dichas inversiones estuvieran comprendidas en la declaratoria promocional y no hubieran sido utilizadas a efectos de la exoneración en los ejercicios que fueron realizadas.

b) El monto total exonerable a que refiere el presente numeral, deducidos los montos exonerados en ejercicios anteriores.

- 4° Los bienes que se incorporan con destino a la obra civil, se podrán computar como activos exentos a los efectos de la liquidación del impuesto al patrimonio por el término de 10 años a partir de su incorporación y los bienes muebles por el término de su vida útil. A efectos del cómputo de los pasivos, los citados bienes serán considerados activos gravados.

El beneficio fiscal detallado requiere el compromiso de cumplimiento de un indicador relativo a la utilización de tecnologías limpias y a la utilización de componentes de alta tecnología.

#### **Beneficios fiscales AREAFILIN**

Por resolución del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) de fecha 4 de mayo de 2016, se declaró promovida la actividad del proyecto de inversión de AREAFILIN S.A. correspondiente a la construcción y operación de una central de generación eólica por un monto total de inversión de UI 1.442.955.696. En tal sentido se otorgan los siguientes beneficios fiscales:

- 1° Exoneración de tasas consulares, impuesto único aduanero y todos los demás tributos asociados a la importación de equipos previstos en el proyecto.
- 2° Se otorga un crédito por el Impuesto al Valor Agregado incluido en la adquisición de materiales y servicios utilizados en la obra civil por hasta un monto imponible de UI 519.205.493.
- 3° Exoneración del pago del Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas por UI 842.686.126, equivalente a 58,4% de la inversión elegible, que será aplicable por un plazo de 14 años a partir del ejercicio finalizado en 2016 o desde el ejercicio en que se obtenga renta fiscal, siempre que no hayan transcurrido cuatro ejercicios de la declaratoria promocional. En ese caso, el referido plazo máximo se incrementará en cuatro años y se computará desde el ejercicio en que se haya dictado la declaratoria promocional. El monto exonerable en cada ejercicio no podrá superar la menor de las siguientes cifras:

a) La inversión efectivamente realizada entre el inicio del ejercicio y el plazo establecido para la presentación de la correspondiente declaración jurada, y en ejercicios anteriores si dichas inversiones estuvieran comprendidas en la declaratoria promocional y no hubieran sido utilizadas a efectos de la exoneración en los ejercicios que fueron realizadas.

b) El monto total exonerable deducidos los montos exonerados en ejercicios anteriores.

Este beneficio se aplicará de acuerdo a lo establecido en el art.16 del Decreto N° 2/012, por lo cual el impuesto exonerado no podrá exceder el 60% del impuesto a pagar en los ejercicios comprendidos en la declaratoria promocional.

- 4° Los bienes que se incorporan con destino a la obra civil, se podrán computar como activos exentos a los efectos de la liquidación del Impuesto al Patrimonio por el término de 10 años a partir de su incorporación y los bienes muebles por el término de su vida útil.

#### **Beneficios fiscales ARIAS**

Por Resolución del Ministerio de Industria, Energía y Minería y Ministerio de Economía y Finanzas del 22 de noviembre de 2016 se declara promovida la actividad del proyecto de inversión del Fideicomiso Financiero ARIAS para la construcción y operación de una central de generación eólica por un monto de UI 1.409.953.870. Dicha resolución otorga los siguientes beneficios:

- 1° Exoneración de tasas consulares, impuesto único aduanero y todos los demás tributos asociados a la importación de equipos previstos en el proyecto y declarado no competitivo de la industria nacional.
- 2° Se otorga un crédito por el Impuesto al Valor Agregado incluido en la adquisición de materiales y servicios utilizados en la obra civil por hasta un monto imponible de UI 469.270.761.
- 3° Exoneración del pago del Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas por UI 770.774.782 que será aplicable por un plazo de 13 años a partir del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 inclusive, o desde el ejercicio que se obtenga renta fiscal, siempre que no hayan transcurrido cuatro ejercicios de la declaratoria promocional. En ese caso el referido plazo máximo se incrementará en cuatro años y se computará desde el ejercicio en que se haya dictado la presente declaratoria. El porcentaje de exoneración se incrementará en un 10% siempre que las inversiones ejecutadas hasta el 31 de octubre de 2017 representen al menos el 75% de la inversión total comprometida del proyecto. Dicho porcentaje solo podrá aplicarse a las inversiones ejecutadas hasta el 31 de diciembre de 2017. El monto exonerable en cada ejercicio no podrá superar la menor de las siguientes cifras:

a) La inversión efectivamente realizada entre el inicio del ejercicio y el plazo establecido para la presentación de la correspondiente declaración jurada, y en ejercicios anteriores si dichas inversiones estuvieran comprendidas en la declaratoria promocional y no hubieran sido utilizadas a efectos de la exoneración en los ejercicios que fueron realizadas.

b) El monto total exonerable deducidos los montos exonerados en ejercicios anteriores.

- 4° Los bienes que se incorporan con destino a la obra civil, se podrán computar como activos exentos a los efectos de la liquidación del Impuesto al Patrimonio por el término de 10 años a partir de su incorporación y los bienes muebles por el término de su vida útil.

El beneficio fiscal obtenido requiere el compromiso de cumplimiento de un indicador relativo a la utilización de tecnologías limpias y a la utilización de componentes de alta tecnología.

Al 31 de diciembre de 2016, el Fideicomiso no ha utilizado los beneficios fiscales ya que no ha generado impuesto a la renta a pagar.

#### **4.17 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.

##### **4.17.1 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.

##### **4.17.2 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 2016, se efectuó una estimación de los mismos. Para ello se consideró la facturación real de diciembre de 2016 (la cual incluye consumos de parte de noviembre y diciembre) y en función de su composición por tarifas, se extrapolaron los montos que se facturarán en enero de 2017 (los cuales incluirán servicios brindados en diciembre).

##### **4.17.3 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.

##### **4.17.4 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.

##### **4.17.5 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.

##### **4.17.6 Transferencia de activos desde clientes**

Dentro de la operativa normal (en general en programas de electrificación rural), el Grupo acuerda con los clientes que para efectuar la conexión a la red eléctrica y proporcionar acceso continuo al suministro de electricidad, el cliente debe llevar a cabo inversiones que luego transfiere al Grupo. De acuerdo con la NIC 18, la entidad determina que los servicios pueden ser identificados de forma separada (dado que la entrega del servicio de conexión al cliente representa un valor por sí mismo, que el valor del servicio de conexión puede ser medido de forma fiable y además que la tarifa aplicada con posterioridad por el suministro de energía no se realiza a un valor diferente del resto de los clientes en la misma situación).

En base a estos elementos, en aplicación de la CINIIF 18, el Grupo reconoce el ingreso por los activos que transfieren los clientes (para posteriormente suministrarle energía) en el momento en que se reciben los mismos.

##### **4.17.7 Transferencia de activos desde Generadores**

El Grupo ha acordado con otros generadores de energía eléctrica que los mismos deben hacerse cargo de los costos necesarios para conectar su central generadora a la red de UTE, así como del costo de ampliación de dicha red.

Posteriormente, dichas inversiones deben ser transferidas al Grupo.

En aplicación de la NIC 18 y de la CINIIF 18, el Grupo evalúa que existe un derecho a un servicio continuo y en tal sentido reconoce un ingreso diferido por los activos transferidos por los generadores (para posteriormente comprarle energía), reconociéndolo en resultados durante la vida útil de dichos activos.

#### 4.18 Costos por préstamos

Los costos relacionados con préstamos atribuibles a la adquisición o construcción de activos aptos (aquellos que requieren de un período sustancial antes de estar listo para el uso al que están destinados o para la venta) se capitalizan formando parte del costo de dichos activos, mientras que los restantes costos de préstamos devengados se reconocen como un gasto en Resultados financieros.

#### 4.19 Subvenciones del gobierno

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

En particular, el Grupo recibió subvenciones para la construcción de activos, por parte del Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR. Los detalles de dichas subvenciones se revelan en la Nota 5.14.

#### 4.20 Política de seguros

En materia de recursos materiales, los seguros contratados cubren los riesgos a que están expuestos los siguientes bienes: centrales hidroeléctricas Gabriel Terra, Rincón de Baygorria y Constitución, Motores Wärtsila ubicados en Central Battle, Central La Tablada, Central Punta del Tigre, Estación Conversora de Frecuencia de Rivera, Parque de Aerogeneradores de Sierra de los Caracoles, Parque Eólico Juan Pablo Terra, Instalaciones Electrónicas de Procesamiento de Datos, Planta Fotovoltaica de Salto, contenido de los Centros Logísticos y depósitos de Montevideo e Interior, flota automotriz, maquinaria pesada, mercadería adquirida en el exterior del país, montes forestales, edificio y ascensores del Palacio de la Luz, planta de preservación de madera de Rincón del Bonete, turbina Solar de Río Branco, centros de capacitación Rondeau, Leguizamón y Paso de los Toros, mástiles de comunicación, Laboratorio, instalaciones del local comercial en Ciudad de la Costa.

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

#### 4.21 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:

	2016	2015
Disponibilidades	12.819.801.045	12.159.864.158
Inversiones en otros activos financieros	600.145.787	-
	13.419.946.832	12.159.864.158

En el ejercicio 2016 se realizaron altas de propiedad, planta y equipo (netas de capitalizaciones de obras en curso) por \$ 21.491.546.840 (\$ 19.171.364.901 en 2015). En el estado se expone una aplicación de \$ 13.917.959.605 (\$ 8.609.455.436 en 2015), debido a que se dedujeron por no implicar movimiento de fondos del ejercicio, los siguientes conceptos:

- anticipos declarados anteriormente como aplicación de fondos y que corresponden a altas del presente ejercicio por \$ 1.349.187.498 (\$ 427.555.753 en 2015),
- altas pendientes de pago por \$ 3.754.091.725 (\$ 5.898.460.918 en 2015),
- aportes de clientes para obras por \$ 271.165.479 (\$ 346.972.370 en 2015),
- capitalización de costos de préstamos por \$ 820.209.203 (\$ 1.484.533.202 en 2015),
- capitalización del aporte de OPP indicado en la Nota 5.17 por \$ 81.250.652 (\$ 103.328.895 en 2015),
- aportes de generadores indicados en Nota 5.14 por \$ 267.805.169 (\$ 992.955.766 en 2015),
- financiamiento realizado por KFW por \$ 1.473.736.525 (\$ 1.160.623.933 en 2015),
- reducción por diferencia de conversión en altas de propiedad, planta y equipo por \$ 443.859.016 (incremento en dicha diferencia por \$ 147.478.628 en 2015).

Pagos de arrendamientos financieros:

- Se efectuaron pagos a ELETROBRAS por \$ 296.341.253 (equivalentes a R\$ 33.627.570), correspondiente al canon indicado en la Nota 15.
- En 2015 se habían realizado pagos por arrendamiento financiero de dos turbinas para generación a la empresa APR Energy Uruguay S.A. por \$ 316.017.161 (equivalentes a U\$S 10.750.100).

#### 4.22 Acuerdos de concesión de servicios

UTE ha celebrado contratos de compraventa de energía eléctrica con generadores privados en los que, a juicio de la Gerencia, se cumplen las condiciones estipuladas en la Interpretación CINIIF 12 "Acuerdos de Concesión de Servicios", en calidad de entidad concedente. La norma citada no aborda la contabilización a realizar por la concedente, generándose así un vacío normativo. En aplicación de la NIC 8 "Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores", la Gerencia ha considerado que debe aplicar la Norma Internacional del Sector Público - NICSP 32 "Acuerdos de Concesión de Servicios: La Concedente", ya que si bien las normas del sector público no son aplicables a UTE por tratarse de una empresa pública, en el párrafo 1 de la Guía de aplicación de dicha norma se establece que "Esta Norma pretende ser "espejo" de la Interpretación 12 del Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales de Información Financiera, Acuerdos de Concesión de Servicios (CINIIF 12)".

En aplicación de la NICSP 32 el Grupo reconoce activos de concesión de servicios proporcionados por el operador, en particular parques de generación de energía eléctrica, midiéndolos inicialmente a su valor razonable. Posteriormente se miden de acuerdo a la NIC 16. En contrapartida, se refleja un pasivo, en particular un ingreso diferido, reconociéndose en resultados durante la vida útil de los activos recibidos en concesión.

#### 4.23 Arrendamientos

Los arrendamientos son clasificados como financieros cuando los términos del contrato transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios asociados a la tenencia del activo. El resto de los arrendamientos son clasificados como operativos.

##### El Grupo como arrendatario

Los activos mantenidos bajo la modalidad de arrendamientos financieros son inicialmente reconocidos como activos del Grupo al valor razonable a la fecha de la firma del contrato o, si es menor, al valor presente de los pagos mínimos asegurados. El correspondiente pasivo con el arrendador es incluido en los estados financieros como deudas financieras.

Cada una de las cuotas del arrendamiento se divide en dos partes que representan, respectivamente, los intereses y la reducción del capital adeudado. El total de intereses se distribuye entre los períodos que constituyen el plazo del arrendamiento, de manera que se obtenga una tasa de interés constante en cada período, sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. Los pagos contingentes se cargan como gastos en los períodos en los que sean incurridos.

Los pagos por arrendamientos operativos son reconocidos como gastos en base lineal durante el período de duración del contrato de arrendamiento.

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

### 5.1 Disponibilidades

	Dic. 2016	Dic. 2015
Bancos	12.808.444.604	12.145.769.787
Fondos en tránsito	707.695	706.652
Caja y fondo fijo	10.648.746	13.387.719
	<b>12.819.801.045</b>	<b>12.159.864.158</b>

### 5.2 Créditos por ventas

	Corriente		No corriente	
	Dic. 2016	Dic. 2015	Dic. 2016	Dic. 2015
Deudores simples energía eléctrica	4.502.005.666	4.156.175.513	-	-
Deudores morosos energía eléctrica	1.187.892.029	1.169.979.037	-	-
Recuperación IVA Deudores oficiales y municipales	(2.553.030)	(3.077.970)	-	-
Deudores en gestión judicial	53.921.544	46.279.962	-	-
Deudores documentados energía eléctrica	786.400.371	700.202.291	-	-
Fideicomiso por deuda intendencias	-	-	67.773.072	62.651.014
Previsión por deudores incobrables	(458.717.594)	(454.176.400)	-	-
Intereses a devengar	(37.136.041)	(35.227.548)	-	-
Deudores simples por servicio de consultoría	42.153.748	34.693.128	-	-
Previsión por deudores incobrables consultoría	(15.366.121)	(15.672.199)	-	-
	<b>6.058.600.573</b>	<b>5.599.175.813</b>	<b>67.773.072</b>	<b>62.651.014</b>

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

El plazo promedio de cobro de los créditos por ventas es de 38 días (41 días en el ejercicio 2015). No se cargan 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 30 días hábiles siguientes se realiza el trámite de baja del acuerdo eléctrico.

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 representa más del 1% del total de créditos por ventas.

En diciembre de 2013 se firmaron acuerdos con las intendencias departamentales de Artigas, Canelones, Cerro Largo, Colonia, Flores, Florida, Paysandú, Río Negro, Rivera, Rocha, Salto, Tacuarembó y Treinta y Tres, por los cuales se reestructuró la deuda documentada a dicha fecha, otorgándose una quita del 60% de la referida deuda, y convirtiendo la deuda remanente a unidades indexadas, fijando nuevos plazos y tasas de interés.

Con fecha 11 de junio de 2014, UTE en calidad de fideicomitente y RAFISA en calidad de fiduciario, firmaron un contrato de fideicomiso financiero de oferta pública, denominado "Fideicomiso financiero UTE – Reestructuración deudas de Intendencias por Alumbrado Público". La finalidad del mismo consiste en servir de mecanismo de pago a UTE de los créditos reestructurados en diciembre/2013, indicados anteriormente. En virtud de dicho contrato, UTE cedió y transfirió al fiduciario sin recurso, los créditos indicados por un total de UI 480.040.556, reconociendo gastos derivados de dicho contrato por UI 4.090.628.

El Fiduciario ha emitido títulos de deuda de oferta pública y ha transferido a UTE un total equivalente a UI 456.628.700. Al cierre del ejercicio finalizado el 31/12/16 queda un saldo remanente pendiente de cobro de UI 19.321.228, que se expone como un crédito de largo plazo, cuyo cobro será gestionado por el fideicomiso y posteriormente remitido a UTE.

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

	Dic. 2016	Dic. 2015
0 a 60 días	5.169.418	4.843.278
60 a 90 días	51.772	46.139
90 a 360 días	333.470	311.402
> 360 días*	1.043.333	934.470
<b>Total</b>	<b>6.597.993</b>	<b>6.135.288</b>

\* Se incluye la deuda con el Fideicomiso detallado anteriormente.

El Grupo mantiene como política la formación de una provisión 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, según los días de atraso en el pago de la deuda.

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

	Dic. 2016	Dic. 2015
Saldo inicial	(454.176.400)	<b>(399.237.705)</b>
Constituciones	(202.887.994)	(257.175.212)
Usos	198.346.800	202.236.517
<b>Saldo final</b>	<b>(458.717.594)</b>	<b>(454.176.400)</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

	Corriente		No corriente	
	Dic. 2016	Dic. 2015	Dic. 2016	Dic. 2015
Adelantos de impuestos netos de provisiones	189.764.204	76.096.130	-	-
Anticipos a partes vinculadas	652.598.244	1.677.756.393	-	-
Anticipos Central ciclo combinado-Punta del Tigre	-	-	308.325.954	990.059.139
Otros pagos anticipados	111.943.033	135.578.153	45.606.592	509.713.303
Garantía por cambio comprado a futuro (*)	977.315.400	718.752.000	-	312.357.640
Garantía por arrendamiento financiero	-	-	151.544.873	-
Montos consignados en bancos	-	-	106.558.581	108.919.732
Diversos	251.787.407	431.965.198	50.420.367	58.164.439
Crédito fiscal	524.594.562	59.628.018	-	73.683.784
Previsión otros créditos incobrables	(8.332.571)	(8.369.864)	-	-
Intereses financieros a devengar	(1.091.179)	(2.164.924)	(5.773.118)	(8.230.916)
	<b>2.698.579.100</b>	<b>3.089.241.104</b>	<b>656.683.251</b>	<b>2.044.667.121</b>

(\*) Corresponde a la garantía por el contrato de compraventa de divisas a futuro indicado en Nota 8.2.1, la cual se encuentra depositada en el Banco Central del Uruguay y se irá liberando en cada fecha de intercambio de monedas. La garantía equivale al 5% del monto nominal en U\$S remanente, el cual se actualiza de acuerdo a los cambios en el valor razonable del instrumento financiero.

### 5.4 Inventarios

	Corriente		No corriente	
	Dic. 2016	Dic. 2015	Dic. 2016	Dic. 2015
Materiales en depósito	988.404.359	862.315.524	3.150.025.825	2.800.439.627
Materiales energéticos	1.214.037.667	1.477.089.978	-	-
Otros materiales para trabajos DYC	615.975.688	655.095.445	-	-
Materiales en tránsito	18.720.012	12.495.972	55.362.618	72.952.148
Bienes desafectados de su uso	-	-	35.703.325	35.703.325
Previsión por obsolescencia	-	-	(679.861.304)	(672.568.371)
	<b>2.837.137.727</b>	<b>3.006.996.920</b>	<b>2.561.230.464</b>	<b>2.236.526.728</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 posibilidad de su utilización futura.

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

	Dic. 2016	Dic. 2015
Saldo inicial	(672.568.371)	(648.230.521)
Constituciones	(25.704.953)	(24.337.850)
Desafectaciones	-	-
Usos de la previsión	18.412.020	-
<b>Saldo final</b>	<b>(679.861.304)</b>	<b>(672.568.371)</b>

5.5 PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO

5.5.1 Detalle de Propiedad, planta y equipo  
(en miles de pesos uruguayos)

	Producción				Trasmisión				Distribución				Comercial				TOTAL Bienes en servicio	Obras en curso	Importaciones en trámite	TOTAL Propiedad, planta y equipo		
	Hidráulica		Eólica y otras		Estaciones		Total Trasmisión		Líneas y cables		Estaciones		Total Distribución		Líneas y cables						Medidores, limitadores y otros	
	Térmica	Hidráulica	Total Producción	Eólica y otras	Total Producción	Líneas y cables	Estaciones	Total Trasmisión	Líneas y cables	Estaciones	Otros	Total Distribución	Líneas y cables	Medidores, limitadores y otros	Total Comercial	Otras instalaciones eléctricas						
Valor bruto al 31.12.15	21.564.875	16.305.700	22.229.260	4.830.871	43.365.831	23.646.864	25.182.260	48.829.124	63.172.570	28.374.245	2.643.296	94.190.111	1.463.401	4.774.144	6.237.565	2.990.371	217.177.857	37.471.079	1.330.554	255.979.490		
Altas	914.010	505.173	22.393	11.719.666	12.247.232	2.708.342	4.508.922	7.217.264	2.021.054	811.798	47.630	2.880.482	18.951	518.860	537.811	54.119	23.850.918	22.220.343	(1.209.136)	44.862.125		
Capitaliz. obras en curso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(23.370.579)	-	(23.370.579)		
Bajas	(700.066)	-	-	(3.781)	(3.781)	-	(13.470)	(13.470)	-	(214.864)	-	(214.864)	-	-	-	-	(932.181)	-	-	(932.181)		
Reclasificaciones	53.651	(60.702)	-	-	(60.702)	-	(59.295)	(59.295)	(18.658)	18.658	-	-	-	-	-	5.644	(60.702)	-	-	(60.702)		
Ajustes	-	(2.556.998)	-	-	(2.556.998)	(33.329)	(2.260)	(35.589)	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.592.587)	(734)	-	(2.593.321)		
<b>Valor bruto al 31.12.16</b>	<b>21.832.470</b>	<b>14.193.173</b>	<b>22.251.653</b>	<b>16.546.756</b>	<b>52.991.582</b>	<b>26.321.877</b>	<b>29.616.157</b>	<b>55.938.034</b>	<b>65.174.966</b>	<b>28.989.837</b>	<b>2.690.926</b>	<b>96.855.729</b>	<b>1.482.352</b>	<b>5.293.004</b>	<b>6.775.356</b>	<b>3.050.134</b>	<b>237.443.305</b>	<b>36.320.109</b>	<b>121.418</b>	<b>273.884.834</b>		
Amortiz. acum. al 31.12.15	15.301.753	6.907.170	8.285.689	1.042.165	16.235.024	17.236.454	15.725.950	32.962.404	39.457.718	20.655.657	1.767.137	61.880.512	1.122.553	2.692.541	3.815.094	2.253.903	132.448.690	-	-	132.448.690		
Amortizaciones	555.006	532.127	691.320	303.174	1.526.621	583.571	656.810	1.240.381	1.236.335	745.948	36.035	2.018.318	23.519	246.977	270.496	146.846	5.757.668	-	-	5.757.668		
Bajas	(671.902)	-	-	(3.781)	(3.781)	-	(13.442)	(13.442)	-	(188.251)	-	(188.251)	-	-	-	-	(877.376)	-	-	(877.376)		
Ajustes	-	(2.048.780)	-	-	(2.048.780)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.048.780)	-	-	(2.048.780)		
Reclasificaciones	1.004	(60.702)	-	-	(60.702)	-	(1.109)	(1.109)	-	-	-	-	-	-	-	106	(60.701)	-	-	(60.701)		
<b>Amortiz. acum. al 31.12.16</b>	<b>15.185.861</b>	<b>5.329.815</b>	<b>8.977.009</b>	<b>1.341.558</b>	<b>15.648.382</b>	<b>17.820.025</b>	<b>16.368.209</b>	<b>34.188.234</b>	<b>40.694.053</b>	<b>21.213.354</b>	<b>1.803.172</b>	<b>63.710.579</b>	<b>1.146.072</b>	<b>2.939.518</b>	<b>4.085.590</b>	<b>2.400.855</b>	<b>135.219.501</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>135.219.501</b>		
<b>Valores netos al 31.12.16</b>	<b>6.646.609</b>	<b>8.863.358</b>	<b>13.274.644</b>	<b>15.205.198</b>	<b>37.343.200</b>	<b>8.501.852</b>	<b>13.247.948</b>	<b>21.749.800</b>	<b>24.480.913</b>	<b>7.776.483</b>	<b>887.754</b>	<b>33.145.150</b>	<b>336.280</b>	<b>2.353.486</b>	<b>2.689.766</b>	<b>649.279</b>	<b>102.223.804</b>	<b>36.320.109</b>	<b>121.418</b>	<b>138.645.333</b>		

	Producción				Trasmisión				Distribución				Comercial				TOTAL Bienes en servicio	Obras en curso	Importaciones en trámite	TOTAL Propiedad, planta y equipo		
	Hidráulica		Eólica y otras		Estaciones		Total Trasmisión		Líneas y cables		Estaciones		Total Distribución		Líneas y cables						Medidores, limitadores y otros	
	Térmica	Hidráulica	Total Producción	Eólica y otras	Total Producción	Líneas y cables	Estaciones	Total Trasmisión	Líneas y cables	Estaciones	Otros	Total Distribución	Líneas y cables	Medidores, limitadores y otros	Total Comercial	Otras instalaciones eléctricas						
Valor bruto al 31.12.14	20.622.419	15.574.251	22.223.405	4.260.977	42.058.633	23.499.610	24.241.170	47.740.780	61.686.550	27.724.496	2.593.362	92.004.408	1.463.401	4.626.633	6.090.034	2.860.022	211.376.296	25.570.160	-	236.946.456		
Altas	1.057.665	482.084	5.855	594.361	1.082.300	147.254	904.747	1.052.001	1.623.143	751.650	63.386	2.438.179	-	147.511	147.511	144.730	5.922.386	16.495.651	1.330.554	23.748.591		
Capitaliz. obras en curso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.569.740)	-	(4.569.740)		
Bajas	(98.750)	-	-	(24.467)	(24.467)	-	(403)	(403)	(137.123)	(101.901)	(13.452)	(252.476)	-	-	-	(14.381)	(390.477)	-	-	(390.477)		
Reclasificaciones	(16.459)	249.365	-	-	249.365	-	16.460	16.460	-	-	-	-	-	-	-	-	249.366	-	-	249.366		
Ajustes	-	-	-	-	-	-	20.286	20.286	-	-	-	-	-	-	-	-	20.286	(24.992)	-	(4.706)		
<b>Valor bruto al 31.12.15</b>	<b>21.564.875</b>	<b>16.305.700</b>	<b>22.229.260</b>	<b>4.830.871</b>	<b>43.365.831</b>	<b>23.646.864</b>	<b>25.182.260</b>	<b>48.829.124</b>	<b>63.172.570</b>	<b>28.374.245</b>	<b>2.643.296</b>	<b>94.190.111</b>	<b>1.463.401</b>	<b>4.774.144</b>	<b>6.237.565</b>	<b>2.990.371</b>	<b>217.177.857</b>	<b>37.471.079</b>	<b>1.330.554</b>	<b>255.979.490</b>		
Amortiz. acum. al 31.12.14	14.771.526	6.200.453	7.305.923	816.054	14.322.430	16.691.393	15.145.221	31.836.614	38.331.703	19.886.359	1.744.270	59.962.332	1.099.139	2.492.915	3.592.054	2.005.472	126.490.428	-	-	126.490.428		
Amortizaciones	621.729	757.641	979.766	249.842	1.987.249	545.061	580.737	1.125.798	1.194.882	837.704	36.319	2.068.905	23.414	199.626	223.040	261.342	6.288.063	-	-	6.288.063		
Bajas	(91.502)	-	-	(23.731)	(23.731)	-	(8)	(8)	(68.867)	(68.406)	(13.452)	(150.725)	-	-	-	(12.911)	(278.877)	-	-	(278.877)		
Reclasificaciones	-	(50.924)	-	-	(50.924)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(50.924)	-	-	(50.924)		
<b>Amortiz. acum. al 31.12.15</b>	<b>15.301.753</b>	<b>6.907.170</b>	<b>8.285.689</b>	<b>1.042.165</b>	<b>16.235.024</b>	<b>17.236.454</b>	<b>15.725.950</b>	<b>32.962.404</b>	<b>39.457.718</b>	<b>20.655.657</b>	<b>1.767.137</b>	<b>61.880.512</b>	<b>1.122.553</b>	<b>2.692.541</b>	<b>3.815.094</b>	<b>2.253.903</b>	<b>132.448.690</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>132.448.690</b>		
<b>Valores netos al 31.12.15</b>	<b>6.243.122</b>	<b>9.398.530</b>	<b>13.943.571</b>	<b>3.788.706</b>	<b>27.130.807</b>	<b>6.410.410</b>	<b>9.456.310</b>	<b>15.866.720</b>	<b>23.714.852</b>	<b>7.718.588</b>	<b>876.159</b>	<b>32.309.599</b>	<b>340.848</b>	<b>2.081.603</b>	<b>2.422.451</b>	<b>736.468</b>	<b>84.729.167</b>	<b>37.471.079</b>	<b>1.330.554</b>	<b>123.530.800</b>		

## 5.5.2 Capitalización de costos por préstamos

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 se capitalizaron costos por préstamos por un total de \$ 862.680.992 (\$ 1.483.363.897 en 2015), de los cuales \$ 498.218.358 (\$ 690.902.219 en 2015) corresponden a préstamos específicos para la construcción de la Central de Ciclo combinado de Punta del Tigre y \$ 130.697.518 para la construcción de parques eólicos.

Por su parte, \$ 233.765.116 (\$ 792.461.678 en 2015) corresponden a préstamos genéricos obtenidos para financiar activos aptos. La tasa de capitalización aplicada a los desembolsos en dichos activos asciende a 3,52% (12,72% en 2015).

## 5.6 Bienes en arrendamiento financiero

A continuación se expone el detalle de los bienes adquiridos en arrendamiento financiero, de acuerdo a lo indicado en Nota 15:

Concepto	Instalaciones de Transmisión en Brasil (ELETROBRAS)	TOTAL
Valor bruto al 31.12.15	-	-
Altas	2.874.075.023	2.874.075.023
<b>Valor bruto al 31.12.16</b>	<b>2.874.075.023</b>	<b>2.874.075.023</b>
Amortización acumulada al 31.12.15	-	-
Amortizaciones	55.884.792	55.884.792
<b>Amortización acumulada al 31.12.16</b>	<b>55.884.792</b>	<b>55.884.792</b>
<b>Valores netos al 31.12.16</b>	<b>2.818.190.231</b>	<b>2.818.190.231</b>

## 5.7 Impuesto a la renta

### 5.7.1 Saldos por impuesto diferido

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

Saldos al 31/12/16:							
Concepto	Activo neto por Impuesto Diferido					Pasivo neto por Impuesto Diferido	Total Impuesto Diferido
	UTE	ISUR S.A.	AREAFLIN S.A.	Fid.Fin. PAMPA	Subtotal	Fid.Fin. ARIAS	
Activo por impuesto diferido	13.214.740.408	807.049.620	44.714.342	69.878.432	14.136.382.802	5.798.577	14.142.181.379
Pasivo por impuesto diferido	(245.559.968)	-	-	-	(245.559.968)	(8.805.705)	(254.365.673)
	<b>12.969.180.440</b>	<b>807.049.620</b>	<b>44.714.342</b>	<b>69.878.432</b>	<b>13.890.822.834</b>	<b>(3.007.128)</b>	<b>13.887.815.706</b>
Saldos al 31/12/15:							
Concepto	Activo neto por Impuesto Diferido			Pasivo neto por Impuesto Diferido			Total Impuesto Diferido
	UTE	ISUR S.A.	Subtotal	AREAFLIN S.A.	Fid.Fin.PAMPA	Subtotal	
Activo por impuesto diferido	11.306.731.755	655.757.937	11.962.489.692	-	-	-	11.962.489.692
Pasivo por impuesto diferido	(302.710.359)	-	(302.710.359)	(279.675)	(26.794.638)	(27.074.313)	(329.784.672)
	<b>11.004.021.396</b>	<b>655.757.937</b>	<b>11.659.779.333</b>	<b>(279.675)</b>	<b>(26.794.638)</b>	<b>(27.074.313)</b>	<b>11.632.705.020</b>

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

	Saldos al 31.12.15	Reconocido en resultados	Saldos al 31.12.16
Propiedad, planta y equipo (*1)	10.087.910.663	1.946.530.507	12.034.441.170
Previsión incobrables	107.980.094	8.568.096	116.548.190
Anticipos a proveedores	(71.437.379)	49.072.575	(22.364.804)
Anticipos de clientes	24.840.864	(2.268.887)	22.571.977
Previsiones	144.761.642	143.853.800	288.615.442
Bienes desafectados del uso	(1.294.000)	-	(1.294.000)
Provisión retiro incentivado	44.868.252	(29.298.756)	15.569.496
Previsión 200 kWh	105.579.156	(12.338.770)	93.240.386
Previsión por obsolescencia	168.142.092	1.823.233	169.965.325
Pérdidas fiscales (*2)	242.750.563	(83.447.671)	159.302.892
Inventarios	98.995.361	6.969.175	105.964.536
Ingresos diferidos aporte obras de clientes	679.607.713	200.443.327	880.051.040
Costos financieros por obtención de financiamiento	-	(6.193.172)	(6.193.172)
Arrendamientos financieros	-	31.397.230	31.397.230
<b>Total</b>	<b>11.632.705.020</b>	<b>2.255.110.686</b>	<b>13.887.815.706</b>
	Saldos al 31.12.14	Reconocido en resultados	Saldos al 31.12.15
Propiedad, planta y equipo (*1)	8.834.855.793	1.253.054.870	10.087.910.663
Previsión incobrables	98.023.901	9.956.193	107.980.094
Anticipos a proveedores	(92.104.756)	20.667.377	(71.437.379)
Anticipos de clientes	(2.227.609)	27.068.473	24.840.864
Previsiones	127.917.758	16.843.884	144.761.642
Bienes desafectados del uso	(1.294.000)	-	(1.294.000)
Provisión retiro incentivado	75.071.609	(30.203.357)	44.868.252
Previsión 200 kWh	113.766.041	(8.186.885)	105.579.156
Previsión por obsolescencia	162.057.629	6.084.463	168.142.092
Pérdidas fiscales (*2)	91.153.055	151.597.508	242.750.563
Inventarios	(127.190.789)	226.186.150	98.995.361
Ingresos diferidos aporte obras de clientes	440.836.535	238.771.178	679.607.713
<b>Total</b>	<b>9.720.865.167</b>	<b>1.911.839.853</b>	<b>11.632.705.020</b>

(\*1) El activo por impuesto diferido asociado a Propiedad, planta y equipo, corresponde sustancialmente a diferencias entre valores fiscales y contables de dichos bienes, debido a que desde el punto de vista fiscal éstos se ajustan por la variación del IPC, permitiendo una deducción incrementada por gasto de amortización en futuros ejercicios económicos, no ajustándose contablemente.

(\*2) El Grupo ha evaluado la recuperabilidad del crédito fiscal concluyendo que el mismo sería íntegramente utilizado en forma previa a la prescripción legal del mismo.

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

Año en que prescribirán	2016	2015
2018	-	147.280.207
2019	-	75.422.150
2020	637.211.566	748.299.896
<b>Total</b>	<b>637.211.566</b>	<b>971.002.253</b>
Tasa de impuesto	25%	25%
<b>Activo por impuesto diferido asociado a pérdidas fiscales acumuladas</b>	<b>159.302.892</b>	<b>242.750.563</b>

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

Concepto	2016	2015
IRAE	2.341.377.488	1.339.142.073
IRAE diferido	(2.255.110.686)	(1.911.839.853)
IRAE - Ajuste por liquidación con provisión del ejercicio anterior	77.876.416	(46.953.510)
<b>Total (ganancia) pérdida</b>	<b>164.143.217</b>	<b>(619.651.290)</b>

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

Concepto	2016	2015
Resultado del ejercicio	12.242.502.121	5.921.324.825
Impuesto a la renta neto del período	164.143.217	(619.651.290)
Resultado antes de IRAE	12.406.645.338	5.301.673.535
<b>IRAE (25%)</b>	<b>3.101.661.335</b>	<b>1.325.418.384</b>
Ajustes:		
Impuestos y sanciones	284.048.332	359.552.852
Ajuste valuación inversiones en otras empresas	61.101.795	4.001.864
Rentas no gravadas y gastos asociados a las mismas	23.868.323	(182.971.697)
Ajustes posteriores a provisión	(66.321.249)	1.815.847
Gastos pequeñas empresas	5.495.001	4.217.942
Gastos no deducibles (costos financieros externos-retención IRNR)	27.528.065	6.240.403
Diferencia de valor gasoducto	(3.624.294)	33.256.470
Ajuste pérdida fiscal ejercicio anterior	-	(3.450.670)
Ajuste por inflación fiscal de propiedad, planta y equipo	(3.153.105.622)	(2.373.492.051)
Pérdidas fiscales no recuperables	-	38.928.135
Extorno pérdidas fiscales no recuperables	(63.472.897)	
Previsión deudores incobrables (permanente)	(7.518.641)	4.444.693
Exoneración por inversiones	-	-
Contribuciones a favor del personal y capacitación	(280.280)	(243.328)
Ajuste FOCEM	(6.704.447)	29.466.763
Multa por incumplimiento de proveedores		67.839.957
Exoneración proyecto promovido	(47.867.719)	
Otros	9.335.517	65.323.147
<b>Impuesto a la renta (ganancia) pérdida</b>	<b>164.143.217</b>	<b>(619.651.290)</b>

### 5.8 Inversiones en otras entidades

Nombre	Lugar en el que opera	Participación en el patrimonio	Valor contable		Actividad principal
			2016	2015	
Central Puerto S.A.(*1)	Argentina	0,94%	599.151.349	121.970.907	Generador termoeléctrico
Hidroneuquén S.A.(*1)	Argentina	-	-	95.935.811	Accionista de Central Puerto S.A.
Gas Sayago S.A.	Uruguay	79,35% (*2)	346.246.236	758.722.281	Construcción, operación y mantenimiento de una planta de regasificación de gas natural licuado
ROUAR S.A.	Uruguay	50%	874.666.119	865.892.528	Gestión de plantas de generación de energía eléctrica
ARIAS Fideicomiso financiero	Uruguay - Flores	25,16%	- (*3)	318.586.525	Llevar adelante el proyecto de construcción, operación y mantenimiento de un parque eólico.
Fideicomiso de administración del Fondo de Estabilización Energética	Uruguay-Montevideo	UTE es la única beneficiaria del Fideicomiso	8.742.900.114	8.904.039.999	Administrar bienes para reducir el impacto negativo de los déficits hídricos sobre la situación financiera de UTE y las finanzas públicas.
			<b>10.562.963.818</b>	<b>11.065.148.051</b>	

(\*1) Durante el transcurso del ejercicio 2016 la empresa Central Puerto S.A. concretó la fusión por absorción con Hidroneuquén S.A. y otras. Como consecuencia de dicha fusión se incrementó el capital y se emitieron las acciones correspondientes, por lo que la participación de UTE pasó de 0,28% a 0,94%.

(\*2) Si bien la participación de UTE en el patrimonio de Gas Sayago S.A. es superior a la de ANCAP, el poder de voto continúa ascendiendo al 50%, por lo cual el control de la sociedad se mantiene ejerciendo en forma conjunta entre ambas empresas públicas.

(\*3) Tal como se indica en la Nota 1.6 el Fideicomiso Financiero ARIAS se considera como una subsidiaria a partir del presente ejercicio.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 se generó una ganancia por las inversiones en las entidades detalladas por un total de \$ 14.284.023 (pérdida de \$ 56.922.888 en 2015).

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

	2016	2015
Total de activos	5.350.577.512	6.901.169.022
Total de pasivos	4.914.217.141	5.944.981.483
Activos netos	436.360.371	956.187.539
Participación de UTE sobre los activos netos	346.246.236	758.722.281
	2016	2015
Resultado operativo	(264.019.086)	(112.838.145)
Resultado antes de impuesto a la renta	(404.656.440)	(139.238.256)
Resultado del ejercicio	(513.160.521)	(70.668.507)
Participación de UTE en el resultado	(407.186.148)	(56.074.534)

Tal como se indica en Nota 14, a la fecha de cierre del presente ejercicio, Gas Sayago S.A. se encuentra en una etapa de redefinición del proyecto, por lo cual existe una incertidumbre inherente a las decisiones futuras que podrían impactar en dicha sociedad y en consecuencia en el valor de la inversión de UTE en Gas Sayago S.A.

En relación a ROUAR S.A. se presenta la siguiente información resumida:

	2016	2015
Total de activos	3.395.751.678	3.635.462.279
Total de pasivos	1.646.419.441	1.903.677.222
Activos netos	1.749.332.237	1.731.785.057
Participación de UTE sobre los activos netos	874.666.119	865.892.528
	2016	2015
Resultado operativo	92.616.717	76.730.221
Resultado antes de impuesto a la renta	9.516.602	180.851.234
Resultado del ejercicio	50.544.183	109.084.151
Participación de UTE en el resultado	25.272.092	54.542.075

En relación al Fideicomiso de Administración del Fondo de Estabilización Energética se presenta la siguiente información resumida:

	2016	2015
Total de activos	8.750.464.528	8.980.390.457
Total de pasivos	7.564.414	76.350.458
Activos netos	8.742.900.114	8.904.039.999
Participación de UTE sobre los activos netos	8.742.900.114	8.904.039.999
	2016	2015
Resultado operativo	(1.227.122)	(3.062.360)
Resultado antes de impuesto a la renta	20.243.345	(26.065.867)
Resultado del período	20.243.345	(94.833.028)
Participación de UTE en el resultado	20.243.345	(94.833.028)

## 5.9 Bienes en comodato

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

Concepto	Generación	Parque de Vacaciones	Otros	Total
Valor bruto al 31.12.15	349.256	154.832	2.404	506.492
Altas	-	720	-	720
Bajas	-	-	-	-
Valor bruto al 31.12.16	349.256	155.552	2.404	507.212
Amortización acumulada al 31.12.15	109.177	58.624	2.404	170.205
Amortizaciones	10.926	3.495	-	14.421
Bajas	-	-	-	-
Amortización acumulada al 31.12.16	120.103	62.119	2.404	184.626
Valores netos al 31.12.16	229.153	93.433	-	322.585
Concepto	Generación	Parque de Vacaciones	Otros	Total
Valor bruto al 31.12.14	349.256	154.832	2.404	506.492
Altas	-	-	-	-
Bajas	-	-	-	-
Valor bruto al 31.12.15	349.256	154.832	2.404	506.492
Amortización acumulada al 31.12.14	98.251	55.743	2.404	156.398
Amortizaciones	10.926	2.881	-	13.807
Bajas	-	-	-	-
Amortización acumulada al 31.12.15	109.177	58.624	2.404	170.205
Valores netos al 31.12.15	240.079	96.208	-	336.287

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.

## 5.10 Instrumentos financieros

### 5.10.1 Inversiones en otros activos financieros

Los instrumentos financieros distintos a los créditos y participaciones en otras empresas son los siguientes:

2016							
	Vencimiento	Moneda	Saldos en moneda de origen	Tasa promedio	Corriente	No corriente	Total equivalente en pesos
Activos financieros mantenidos hasta el vencimiento							
Certificados de depósito transferibles	Enero 2017	\$	600.145.787	3,00%	600.145.787	-	600.145.787
Depósito a plazo fijo	Enero 2017	U\$S	30.027.868	0,35%	881.017.657	-	881.017.657
Swaps de tasa de interés (*)		U\$S	4.766.076		139.836.670	-	139.836.670
					<b>1.621.000.114</b>	<b>-</b>	<b>1.621.000.114</b>
2015							
	Vencimiento	Moneda	Saldos en moneda de origen	Tasa promedio	Corriente	No corriente	Total equivalente en pesos
Activos financieros al valor razonable con cargo a resultados							
Obligaciones negociables	Julio 2017 (**)	U\$S	138.269	9,00%	2.144.576	1.996.304	4.140.880
Cambio comprado a futuro	Abril 2017				28.507.202	2.767.525	31.274.726
					<b>30.651.778</b>	<b>4.763.828</b>	<b>35.415.606</b>

(\*) Corresponde al valor razonable de los swaps de tasa de interés contratados con Bank of America N.A. y Citibank N.A. London Branch, cuyo detalle se encuentra en la Nota 8.2.2.

(\*\*) En julio/2016 el emisor de las obligaciones canceló la totalidad de las mismas, efectuándose el cobro correspondiente.

### 5.10.2 Mediciones a valor razonable en el estado de situación financiera

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
	2016	2015	
Obligaciones negociables	-	4.140.880	1
Acciones en Central Puerto S.A.	599.151.349	121.970.907	1
Swap de tasa de interés - Activo	139.836.670	-	2
Swap de tasa de interés - Pasivo	(17.125.836)	(44.213.453)	2
Cambio comprado a futuro	(595.173.079)	31.274.726	2

### 5.11 Acuerdos de concesión de servicios

UTE ha celebrado acuerdos con generadores privados en virtud de los cuales, entre otros aspectos, dichos generadores se obligan a instalar y poner en servicio una central generadora de energía eléctrica, con determinada potencia y en cierto plazo, a operar y mantener dicha central y a vender a UTE en régimen de exclusividad la energía contratada, a un precio fijo por MWh generado previamente acordado, más el ajuste paramétrico correspondiente también acordado. Por su parte, UTE se obliga a comprar al generador la energía contratada.

En particular, UTE ha celebrado acuerdos con generadores que han instalado parques eólicos y solares fotovoltaicos, en las condiciones anteriormente detalladas, quienes venderán energía eléctrica a UTE por un plazo de veinte y treinta años, respectivamente, plazos que se estima coinciden con la vida útil de los parques.

Al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, existen parques eólicos y solares fotovoltaicos que están en servicio y que han sido reconocidos como activos de concesión de servicios, ya que UTE en calidad de concedente controla los servicios que debe proporcionar el generador (operador) con el parque durante toda su vida útil, controlando a su vez, a quién debe proporcionarlos (a UTE) y a qué precio. Corresponde precisar que en los acuerdos realizados no se establece ningún derecho por parte de UTE a recibir alguna participación residual en el activo al final del plazo del acuerdo, aunque tal como se señaló anteriormente el plazo del acuerdo cubre la totalidad de la vida útil estimada de los parques.

#### 5.11.1 Activos en concesión de servicios

En aplicación de la NICSP 32, se procedió a reconocer activos de concesión de servicios en base a sus valores razonables, valuándolos posteriormente de acuerdo a la NIC 16. A continuación se expone la composición de dichos activos:

Concepto	Parques generadores de fuente eólica	Parques generadores de fuente fotovoltaica	Total
Valor bruto al 31.12.15	31.915.022.576	3.065.797.767	34.980.820.343
Altas	5.348.017.383	1.184.298.263	6.532.315.646
Bajas	-	-	-
<b>Valor bruto al 31.12.16</b>	<b>37.263.039.959</b>	<b>4.250.096.030</b>	<b>41.513.135.989</b>
Amortización acumulada al 31.12.15	887.498.994	-	887.498.994
Amortizaciones	1.680.249.666	130.640.961	1.810.890.627
Bajas	-	-	-
<b>Amortización acumulada al 31.12.16</b>	<b>2.567.748.660</b>	<b>130.640.961</b>	<b>2.698.389.621</b>
<b>Valores netos al 31.12.16</b>	<b>34.695.291.299</b>	<b>4.119.455.070</b>	<b>38.814.746.368</b>
Concepto	Parques generadores de fuente eólica	Parques generadores de fuente fotovoltaica	Total
Valor bruto al 31.12.14	16.230.741.456	-	16.230.741.456
Altas	15.684.281.120	3.065.797.767	18.750.078.887
Bajas	-	-	-
<b>Valor bruto al 31.12.15</b>	<b>31.915.022.576</b>	<b>3.065.797.767</b>	<b>34.980.820.343</b>
Amortización acumulada al 31.12.14	-	-	-
Amortizaciones	887.498.994	-	887.498.994
Bajas	-	-	-
<b>Amortización acumulada al 31.12.15</b>	<b>887.498.994</b>	<b>-</b>	<b>887.498.994</b>
<b>Valores netos al 31.12.15</b>	<b>31.027.523.582</b>	<b>3.065.797.767</b>	<b>34.093.321.348</b>

## 5.11.2 Pasivo por concesión de servicios

En virtud de los acuerdos descriptos precedentemente, UTE no tiene una obligación incondicional de pagar efectivo u otro activo financiero al operador por la construcción de tales parques, por lo cual en aplicación de la NICSP 32, el Grupo al reconocer los activos señalados anteriormente también reconoce un pasivo, el cual se refleja en resultados durante la vida útil de los parques. En tal sentido, en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 se reconoció un ingreso por \$ 1.810.890.627. El pasivo por dicho concepto se detalla a continuación:

	Dic.2016	Dic.2015
Ingreso diferido por acuerdos de concesión C/P	2.030.267.315	1.720.570.079
Ingreso diferido por acuerdos de concesión L/P	36.784.479.053	32.372.751.269
Saldo final	38.814.746.368	34.093.321.348

## 5.12 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. El Grupo mantiene políticas de gerenciamiento del riesgo financiero de liquidez, para asegurar que todas las cuentas por pagar sean pagadas dentro de los plazos preestablecidos.

A continuación se presenta el detalle de las deudas comerciales:

	Corriente		No Corriente	
	Dic. 2016	Dic. 2015	Dic. 2016	Dic. 2015
Proveedores por compra de energía	334.683.408	375.854.669	-	-
Acreedores comerciales	6.687.235.857	7.488.449.422	-	-
Adelantos derecho uso Estación Conversora	505.885.512	519.709.542	-	-
Depósitos recibidos en garantía	340.509.321	431.385.213	-	-
Provisión por compra de energía	654.401.208	423.926.481	-	-
Otras provisiones comerciales	784.376.734	758.572.717	-	-
Anticipos de clientes	245.709.177	201.681.547	-	-
Retenciones a terceros	199.715.911	176.457.878	-	-
Deuda documentada acreedores	834.467.502	141.081.962	1.704.696.887	-
	<b>10.586.984.629</b>	<b>10.517.119.432</b>	<b>1.704.696.887</b>	-

## 5.13 Deudas financieras

	Corriente		No corriente	
	Diciembre 2016	Diciembre 2015	Diciembre 2016	Diciembre 2015
Endeudamiento con el exterior				
Finan. de inversiones-Organismos multilaterales (i)	377.273.094	400.084.002	13.202.077.261	10.887.553.174
Finan. de inversiones-Inst. financieras varias (ii)	1.146.901.467	844.844.133	7.950.760.433	6.538.808.695
Finan. capital de trabajo-Inst. financieras varias (iii)	-	59.896.000	-	-
Comisión de compromiso	5.340.894	3.153.832	-	-
Intereses a pagar	750.302.258	673.152.811	4.677.618.216	5.181.014.277
Intereses a vencer	(602.096.947)	(556.128.727)	(4.677.618.216)	(5.181.014.277)
Costos financieros a devengar (*)	(96.356.345)	-	(697.943.251)	(735.284.328)
Total del endeudamiento con el exterior	1.581.364.421	1.425.002.051	20.454.894.443	16.691.077.541
Endeudamiento local				
Financiamiento de inversiones (iv)	3.034.218.675	331.629.526	901.968.072	926.444.890
Financiamiento de capital de trabajo (v)	-	269.532.000	-	-
Adecuación de la estructura financiera (vi)	-	239.584.000	-	-
Obligaciones negociables en UI (vii)	369.443.788	341.399.745	9.792.211.032	9.393.671.602
Obligaciones negociables en U\$S (vii)	1.528.042	1.331.773	867.891.653	895.567.441
Obligaciones negociables en UR (vii)	2.533.914	2.236.138	2.989.272.336	2.713.754.922
Intereses a pagar	628.450.858	567.331.844	6.718.322.724	6.747.681.482
Intereses a vencer	(471.097.087)	(454.091.709)	(6.718.322.488)	(6.747.681.482)
Total del endeudamiento local	3.565.078.191	1.298.953.317	14.551.343.329	13.929.438.855
Arrendamientos financieros				
Deuda	363.707.696	-	4.910.053.896	-
Intereses a vencer	(261.202.690)	-	(2.068.779.755)	-
	102.505.006	-	2.841.274.142	-
Instrumentos financieros derivados	612.298.914	44.213.453	-	-
Total de las deudas financieras	5.861.246.532	2.768.168.821	37.847.511.914	30.620.516.396

(\*) Los costos financieros a devengar corresponden a costos incurridos para la obtención de financiamiento de largo plazo por parte de los Fideicomisos Financieros PAMPA y ARIAS, mencionados en la Nota 5.13.2. En ambas entidades,

los mismos se devengarán como costos por intereses en base a la metodología de la tasa efectiva establecida por la NIC 39, y serán imputados al costo del activo apto (parque eólico) durante el período de construcción y luego como gastos por intereses.

### 5.13.1 Resumen de las condiciones de los préstamos

- (ii) 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 25 años de plazo. Los saldos adeudados al 31/12/16 corresponden a un total equivalente a U\$S 85.498.504 pactados a tasa de interés fija y U\$S 377.328.706 a tasa de interés variable en función de la LIBOR más un spread.

En julio de 2015 el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) aprobó la solicitud realizada por UTE, de convertir parte del saldo adeudado del contrato de préstamo 2894 OC/UR de dólares estadounidenses a pesos uruguayos, de acuerdo a la cláusula 1.09 de las Estipulaciones Especiales del contrato mencionado. Las condiciones de la conversión son las siguientes:

- Monto de la conversión: U\$S 40.000.000
- Monto convertido: \$ 1.104.000.000 (tipo de cambio 27,60)
- Plazo: 10 años (vencimiento 15/03/25)

En noviembre de 2015 el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) aprobó la segunda solicitud realizada por UTE, de convertir el total del saldo adeudado a esa fecha del contrato de préstamo 2894 OC/UR de dólares estadounidenses a pesos uruguayos. Las condiciones de la conversión son las siguientes:

- Monto de la conversión: U\$S 47.370.190
- Monto convertido: \$ 1.404.526.129 (tipo de cambio 29,65)
- Plazo: 10 años (vencimiento 15/03/26)

- (iii) Conciernen a préstamos obtenidos de diversas instituciones financieras del exterior para financiamiento de inversiones, contratados a mediano y largo plazo. Los mismos se amortizan semestralmente en períodos de 5 a 25 años. Los saldos adeudados por dicho concepto al 31/12/16 arbitrados a dólares estadounidenses, corresponden a U\$S 248.780.671 pactado a tasa de interés fija y U\$S 61.296.422 a tasa de interés variable en función de LIBOR más un spread fijo.
- (iiii) Corresponde a obligaciones por endeudamiento con el exterior contratadas con instituciones financieras varias para financiamiento de capital de trabajo a mediano y largo plazo. Al 31/12/16 se cancelaron la totalidad de las deudas.
- (iv) Se trata de endeudamiento local contratado para financiamiento de inversiones a corto, mediano y largo plazo. El saldo de la deuda al 31/12/2016, que devenga intereses a tasa fija, asciende a un total equivalente de U\$S 134.157.694.
- (v) Contiene saldos de endeudamiento local contratado para financiamiento de capital de trabajo a corto plazo con tasa de interés fija. Al 31/12/16 las deudas han sido canceladas.
- (vi) Corresponde a deudas contraídas con instituciones de plaza con el objetivo de adecuar la estructura financiera de la empresa. Las mismas se contrataron a corto, mediano y largo plazo con tasa de interés fija. Al 31/12/16, dichas deudas han sido canceladas en su totalidad.
- (vii) Se incluye la deuda generada por la emisión de Obligaciones negociables, de acuerdo al siguiente detalle:
- Obligaciones negociables series I y III en unidades indexadas (emitidas en diciembre de 2009 y 2010, respectivamente). Dicha deuda fue contraída a largo plazo, genera intereses pagaderos semestralmente a tasa de interés fija (serie I 5,25%, serie III 3,375%) y se amortiza semestralmente conjuntamente con el pago de intereses, comenzando luego del período de gracia de dos años estipulado para dicho concepto.
  - Obligaciones negociables en unidades indexadas emitidas en diciembre de 2012 por UI 763.160.000. Dicha deuda fue contraída a largo plazo, genera intereses pagaderos semestralmente a tasa de interés fija (3,375%) y se amortizará en los últimos 3 años de vencimiento (2040, 2041 y 2042).
  - Obligaciones negociables en dólares estadounidenses emitidas en agosto de 2013 por U\$S 30.000.000. Es una deuda contraída a largo plazo, genera intereses pagaderos semestralmente a tasa de interés del 2,75% desde la fecha de emisión hasta el final del primer año, 3,50% por el segundo año, 4,25% por el tercer año, 5% por el cuarto año y de 5,75% por el quinto año, hasta la fecha de su vencimiento y se amortizará la totalidad vigente al vencimiento (modalidad "bullet") el 1º de agosto de 2018.
  - Obligaciones negociables en unidades indexadas emitidas en diciembre de 2013 por UI 929.830.000 Dicha deuda fue contraída a largo plazo y genera un interés pagadero semestralmente a una tasa de interés fija (4,5%) y se amortizará en los últimos 3 años de vencimiento (2026, 2027 y 2028).
  - Obligaciones negociables en unidades reajustables emitidas en agosto de 2014 por UR 3.190.000. Dicha deuda fue contraída a largo plazo y genera un interés pagadero semestralmente a una tasa de interés fija (2.875%) y se amortizará en los últimos tres años (2024, 2025 y 2026).

- Obligaciones negociables en unidades indexadas emitidas en febrero de 2015 por UI 825.770.000. Dicha deuda fue contraída a largo plazo y genera un interés pagadero semestralmente a una tasa de interés fija (4,75%) y se amortizará en los últimos tres años (2033, 2034 y 2035). El 31% de dicha emisión se concretó mediante el canje de obligaciones negociables, serie I y III, emitidas en diciembre 2009 y 2010, respectivamente; el 69 % se concretó en efectivo.

La deuda al 31/12/2016 por la totalidad de obligaciones negociables emitidas es de UI 2.896.956.630, U\$S 29.632.573 y UR 3.217.446 de acuerdo al siguiente detalle:

Emisión	Moneda	Monto	Tasa	Próx. vto. amortización	Obs.
I	UI	222.706.500	5,25%	30/06/2017	
III	UI	120.141.667	3,38%	30/03/2017	
Dic. 2012	UI	788.679.528	3,18%	26/12/2040	(1)
Agosto 2013	USD	29.632.573	4,02%	01/08/2018	(1)
Dic. 2013	UI	929.741.410	4,50%	02/12/2026	(1)
Agosto 2014	UR	3.217.446	2,77%	06/08/2024	(1)
Feb.2015	UI	835.687.523	4,65%	25/02/2033	(1)

(1) En cumplimiento a lo establecido en la NIC 39 – “Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición”, las obligaciones emitidas en los ejercicios 2012, 2013, 2014 y 2015 se registraron a su valor razonable (valor emitido más/ menos las primas por emisión obtenidas), devengando el interés a la tasa efectiva correspondiente.

### 5.13.2 Líneas de crédito aprobadas pendientes de utilización

Al 31/12/16 existen tres contratos de préstamo firmados para el financiamiento de la Central de ciclo combinado de Punta del Tigre. El primero de ellos firmado el 26/12/12 con la Corporación Andina de Fomento (CAF) por U\$S 180.000.000, cuyo saldo pendiente al 31/12/16 es por U\$S 100.685.342, el segundo firmado el 07/02/13 con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) por U\$S 200.000.000, cuyo saldo pendiente al 31/12/16 es de U\$S 112.476.340, y el último, firmado el 14/03/13 con el Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) por U\$S 70.000.000, cuyo saldo pendiente al 31/12/16 es de U\$S 39.460.177.

A su vez, existe otro contrato de préstamo con la Corporación Andina de Fomento (CAF), firmado el 22/12/08 por U\$S 150.000.000, para el financiamiento de líneas de transmisión y aportes para la interconexión Uruguay – Brasil. Con fecha 21/12/16 se efectuó un último desembolso por U\$S 2.287.738, por lo cual al 31/12/16 no hay saldo pendiente para utilizar.

Con fecha 09/12/13 se firmó un contrato de préstamo con la Corporación Andina de Fomento (CAF) por U\$S 200.000.000 para el financiamiento de obras de distribución en el marco del programa de fortalecimiento del sector energético del Uruguay. Al 31/12/16 el saldo pendiente de utilización es U\$S 60.730.585.

Con fecha 15/12/15, el Fideicomiso Financiero ARIAS firmó un contrato para la obtención de una línea de crédito con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) por hasta U\$S 124.038.670, para la financiación del proyecto de instalación de un parque eólico. Dicho contrato se dividirá en tres tramos y la tasa de interés aplicable será fija o variable más un spread dependiendo de cada tramo. Dicha línea incluye una comisión por compromiso del 0,75% anual sobre el monto sin desembolsar. Al 31/12/16 el saldo pendiente de utilización asciende a U\$S 55.458.129.

### 5.14 Deudas diversas

A continuación se presenta el detalle de las deudas diversas:

	Corriente		No corriente	
	Dic. 2016	Dic. 2015	Dic. 2016	Dic. 2015
Deudas con el personal	703.760.966	665.056.452	-	-
Prov. aguinaldo, licencia, hs. extras, etc.	1.144.255.335	1.068.277.790	127.273	2.642.369
Prov. incentivo productividad	627.944.208	597.765.295	-	-
Provisión por retiros incentivados	59.605.260	123.983.258	2.545.452	52.847.380
IVA a pagar	-	59.286.848	-	-
Anticipo FOCEM-Interconexión Uruguay-Brasil	-	-	-	632.708.806
Ingreso diferido por subvenciones	50.112.992	25.676.176	1.925.174.102	1.343.719.902
Ingreso diferido por aportes de generadores	68.652.873	42.073.862	2.825.151.742	2.676.356.987
Acreedores fiscales	183.721.166	200.519.131	-	-
Tasa alumbrado público Intendencias	141.832.714	123.392.062	-	-
Deudas varias	119.078.927	49.843.084	-	-
Deuda por versión de resultados (Nota 5.17)	4.467.400.000	-	-	-
Provisión Impuesto a la Renta	953.831.580	728.245.769	-	-
Provisiones varias	80.657.701	82.347.832	-	-
	<b>8.600.853.721</b>	<b>3.766.467.559</b>	<b>4.752.998.569</b>	<b>4.708.275.442</b>

(\*) El Fondo para la Convergencia Estructural del MERCOSUR (FOCEM) fue creado por el Consejo del Mercado Común y está destinado a financiar programas para promover la convergencia estructural, desarrollar la competitividad, promover la cohesión social y apoyar el funcionamiento de la estructura institucional y el fortalecimiento del proceso de integración. En tal sentido, a partir del ejercicio 2011 UTE ha recibido aportes del FOCEM para el proyecto de interconexión eléctrica de 500 MW entre la República Federativa del Brasil y la República Oriental del Uruguay, concretamente para

la construcción de la línea aérea de 500 kV para conectar la convertidora de frecuencia de 50/60 Hz a las redes de transmisión uruguaya y brasileña existentes (San Carlos – Melo – Frontera). Al 31/12/16 se han recibido los siguientes aportes por un total de U\$S 83.028.000:

Ejercicio	Importe en U\$S
2011	10.874.000
2012	47.613.883
2013	21.681.975
2014	2.858.142
Total	83.028.000

Según se establece en la cláusula segunda del convenio de financiamiento, los recursos del FOCEM, asignados al proyecto, tendrán carácter de contribuciones no reembolsables, siempre que se cumplan las condiciones estipuladas en dicho convenio. Dando cumplimiento a tales exigencias, UTE ha efectuado rendiciones de cuentas que fueron aprobadas por parte del FOCEM, reconociéndose en aplicación de la NIC 20 "Contabilizaciones de las Subvenciones del Gobierno e Información a Revelar sobre Ayudas Gubernamentales" un ingreso diferido por subvenciones por un total de U\$S 82.575.010, equivalente a \$ 2.004.519.673.

En el mes de julio del presente ejercicio UTE efectuó la devolución al FOCEM del saldo sin utilizar, por un total de U\$S 452.990.

El activo relacionado a la subvención está operativo desde junio/2016, reconociéndose en tal sentido, un ingreso por \$ 29.232.579 y la correspondiente reducción del ingreso diferido.

[\*\*] Tal como se indica en la Nota 4.17.7, las obras efectuadas por generadores privados necesarias para conectar su central generadora de energía eléctrica a la red de UTE, así como las obras de ampliación de dicha red, son transferidas a propiedad de UTE. Al cierre del ejercicio el saldo de ingreso diferido por los activos transferidos asciende a un total de \$ 2.893.804.615. Durante el presente ejercicio los generadores transfirieron a propiedad de UTE activos por un total de \$ 267.805.169, reconociéndose a su vez, una reducción de activos transferidos anteriormente por \$ 35.588.528.

#### 5.15 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 177 juicios en curso por un monto pretendido total de U\$S 183.241.060 equivalente a \$ 5.376.292.715 al 31/12/16. 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, servidumbres, juicios ejecutivos, reparación patrimonial y aquellos en los que se dilucidan reclamaciones de índole laboral, tales como diferencia de haberes o salarios.

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

Los saldos de la previsión son los siguientes:

	Corriente		No corriente	
	2016	2015	2016	2015
Previsión por juicios	904.009.484	752.087.848	1.082.271.341	661.980.957
Conciliación entre saldo inicial y final:				
			2016	2015
Saldo Inicial			1.414.068.805	472.693.240
Dotaciones e incrementos			680.552.238	976.209.257
Importes objeto de reversión			(76.880.936)	(23.972.557)
Importes utilizados contra la previsión			(31.459.282)	(10.861.135)
<b>Saldo final</b>			<b>1.986.280.825</b>	<b>1.414.068.805</b>

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

Al cierre del ejercicio están pendientes 11.896 acciones promovidas por el Grupo por un monto reclamado total, actualizado al 31/12/16, de U\$S 23.040.095 equivalente a \$ 675.996.391, dentro de los cuales se incluyen fundamentalmente los conceptos de juicios ejecutivos e irregularidades tarifarias.

## 5.16 Beneficios post – empleo a los funcionarios

### 5.16.1 Provisión por retiros incentivados

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

- 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 se paga en forma mensual de acuerdo a la siguiente escala:

- Con 60 años de edad al 31/12/12 → 48 cuotas
- Con 61 años de edad al 31/12/12 → 36 cuotas
- Con 62 años de edad al 31/12/12 → 24 cuotas
- Con 63 y hasta 66 años de edad al 31/12/12 → 12 cuotas

El incentivo corresponde al 70% del promedio mensual de la totalidad de las retribuciones nominales sujetas a montepío, efectivamente percibidas durante el año 2011, actualizada en la misma oportunidad y porcentaje que el incremento general de salario dispuesto por el Poder Ejecutivo para funcionarios del organismo.

El plazo para ampararse a este plan venció el 16 de abril de 2012, presentándose un total de 335 renunciaciones. La Resolución R11.-1905 autorizó la prórroga del régimen en caso de no alcanzar el cupo previsto de 500 funcionarios, de forma de amparar personal con causal jubilatoria al 31/12/13. En aplicación de dicha autorización, la Resolución R12.-1426 del 14 de setiembre de 2012, estableció un nuevo período para ampararse al régimen, el cual venció el 31/01/13. Para los funcionarios amparados en este nuevo período, el incentivo se calcula sobre la base de las retribuciones nominales sujetas a montepío percibidas durante el año 2012.

Los funcionarios interesados en adherirse al plan debían completar una solicitud y aguardar que fuera formalmente aprobada por el Directorio de UTE. Finalmente, del cupo previsto de 500 funcionarios, fueron aprobadas 487 renunciaciones. Por tal motivo, por Resolución R13.-1340 del 5 de setiembre de 2013 se estableció un nuevo período para ampararse al régimen, el cual venció el 04/10/13, completándose así el cupo originalmente previsto de 500 funcionarios. Al cierre del ejercicio, del total de renunciaciones aprobadas, el Grupo mantiene obligación de pago con 92 funcionarios.

Para la estimación de las provisiones, se procedió a efectuar un cálculo actuarial considerando el valor presente de los desembolsos futuros esperados, descontado por la tasa promedio del mercado en unidades indexadas para grandes y medianas empresas reportada por el Banco Central del Uruguay y considerando las tasas de mortalidad indicadas por la Superintendencia de Seguros y Reaseguros.

A continuación se detalla el pasivo reconocido por este concepto:

	Corriente		No corriente	
	Dic. 2016	Dic. 2015	Dic. 2016	Dic. 2015
Provisión por retiros incentivados	59.605.260	123.983.258	2.545.452	52.847.380

El cargo neto del ejercicio correspondiente a los planes de retiro, fue un incremento de gastos de \$ 14.394.384 (\$ 53.981.904 en 2015).

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

Corresponde a un beneficio aprobado por el Directorio de UTE mediante las resoluciones R97.-2849 del 17 de diciembre de 1997 y R99.-2085 del 26 de agosto de 1999, las cuales otorgaron a los ex funcionarios (jubilados) que tengan una antigüedad no inferior a 15 años de servicio en la empresa o al cónyuge superviviente, una bonificación en el consumo de energía eléctrica de hasta 200 kWh. Adicionalmente, las resoluciones de Directorio R07.-167 del 9 de febrero de 2007 y R11.-1905 del 16 de diciembre de 2011, extendieron el beneficio a aquellos ex funcionarios que se encuentran en régimen de retiro incentivado.

Para su estimación se procedió a efectuar un cálculo determinando el valor presente de los desembolsos futuros esperados, descontado por la tasa promedio del mercado en unidades indexadas para grandes y medianas empresas reportada por el Banco Central del Uruguay y considerando la esperanza de vida según la edad promedio de los beneficiarios, indicada por la Superintendencia de Seguros y Reaseguros.

A continuación se detalla el pasivo reconocido por este concepto:

	Corriente		No corriente	
	2016	2015	2016	2015
Previsión 200 kWh	25.101.315	28.663.728	347.860.231	393.652.896

El cargo al resultado del ejercicio correspondiente a la prestación de consumo de energía eléctrica corresponde a una reducción de gastos de \$ 9.693.575 (incremento de gastos de \$ 1.987.081 en 2015), el cual se incluye dentro del capítulo Gastos de personal.

## 5.17 Patrimonio neto

### - Capital, Aportes a capitalizar y Reserva por reexpresión

El Capital se muestra a su valor nominal, mientras que su correspondiente reexpresión hasta la fecha de discontinuación del ajuste integral por inflación, practicado hasta el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011, se expone en el capítulo Reserva por reexpresión.

En el ejercicio 2016 se contabilizó el aporte realizado por OPP para la ejecución de obras de electrificación rural, el cual asciende a \$ 81.250.652 (\$ 103.328.895 en el ejercicio 2015). Al cierre del ejercicio dicho aporte aún no fue formalmente autorizado por parte del Directorio de UTE, por lo cual se refleja como un aporte pendiente de capitalización.

### - Reserva por conversión

Se incluye en Reserva por conversión la porción que corresponde al Grupo sobre la diferencia resultante de la conversión a pesos uruguayos de los estados financieros de ROUAR S.A. y del Fideicomiso de Administración del Fondo de Estabilización Energética, medidos originalmente en dólares estadounidenses, al ser esta última su moneda funcional. Asimismo se incluye la diferencia que surge de la conversión a pesos uruguayos de los estados financieros de AREAFLIN S.A., del Fideicomiso Financiero PAMPA y del Fideicomiso Financiero ARIAS, originalmente formulados en dólares estadounidenses.

### - Prima (descuento) de emisión

Se incluyen los costos de emisión de instrumentos de capital por parte del Fideicomiso Financiero PAMPA y del Fideicomiso Financiero ARIAS.

### - Transferencia neta al Fondo de estabilización energética

El art. 773 de la Ley N° 18.719 creó el Fondo de estabilización energética con el objetivo de reducir el impacto negativo de los déficits hídricos sobre la situación financiera de UTE y sobre las finanzas públicas, el cual se constituyó en la Corporación Nacional para el Desarrollo. Dicha ley establece que el fondo "podrá tener una disponibilidad de hasta 4.000.000.000 UI" y se integrará "con recursos provenientes de Rentas Generales recaudados directamente, así como con versiones a Rentas Generales realizadas por UTE con este destino específico".

En el ejercicio 2010, UTE efectuó una transferencia de \$ 2.997.000.000 (\$ 3.255.719.400 expresado en moneda del 31/12/11) para la constitución del referido fondo.

El Decreto N° 442/011, con las modificaciones introducidas por el Decreto N° 305/014, reglamentó la forma en que se realizan los aportes al fondo, así como las condiciones de administración y utilización de los recursos. A su vez, encomendó a la Corporación Nacional para el Desarrollo en carácter de fideicomitente a celebrar un contrato de fideicomiso de administración con la Corporación Nacional Financiera de Fondos de Inversión en carácter de fiduciaria, para la administración de este fondo. Dicho fideicomiso se constituyó el 11 de febrero de 2015, siendo UTE la beneficiaria del mismo.

En aplicación de la modalidad prevista por el Decreto N° 442/011 en los meses de mayo y junio de 2012, UTE recibió del referido fondo un total equivalente a \$ 3.322.403.678, en efectivo y bonos globales uruguayos.

En el segundo semestre del ejercicio 2013 UTE efectuó aportes al referido fondo por un total equivalente a \$ 3.258.297.009 (U\$S 30.979.813 por el aporte anual correspondiente al ejercicio 2012 y U\$S 120.000.000 por concepto de adelanto a cuenta del aporte anual del ejercicio 2013).

En el ejercicio 2014 se efectuaron aportes al fondo por un total equivalente a \$ 3.655.752.392, correspondientes a U\$S 112.628.660 (neto del adelanto efectuado en el ejercicio anterior) y UI 340.000.000, por el aporte anual del ejercicio 2013.

A la fecha de creación del fideicomiso, el monto neto transferido al referido fondo ascendía a \$ 6.847.365.123. Por su parte, la Corporación Nacional para el Desarrollo en su calidad de fideicomitente transfirió al fideicomiso \$ 7.494.805.582, con lo cual la diferencia resultante (\$ 647.440.459) se expone en este capítulo.

### - Versión de resultados

Durante el presente período fue vertida a Rentas Generales la suma de \$ 6.785.864.320, lo que determina una disminución de los resultados acumulados por el referido importe (\$ 2.008.110.000 en 2015). A su vez, de acuerdo a Nota del 14 de diciembre de 2016 de la Oficina de Planeamiento y Presupuesto, se reconoció una reducción de los resultados acumulados y el correspondiente pasivo (Nota 5.14) por \$ 4.467.400.000 por concepto de ajuste de la versión de resultados del presente ejercicio, la cual será abonada en el período marzo – junio de 2017.

## NOTA 6 INFORMACIÓN REFERENTE A PARTIDAS DEL ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL

### 6.1 Detalle de ingresos por su naturaleza

Ingresos operativos netos	2016	2015
Venta de energía eléctrica local:		
Residencial	19.994.877.487	17.607.636.427
Consumo básico residencial	1.682.569.540	1.277.078.755
Bonificación consumo básico residencial	(873.624.730)	(699.285.652)
Medianos consumidores	7.912.356.523	6.844.604.649
Grandes consumidores	7.190.537.072	6.522.012.865
General	4.490.966.013	4.012.861.849
Cargos fijos	3.383.511.228	3.008.413.924
Alumbrado público	1.385.698.866	1.350.982.299
Zafral	305.391.924	238.327.398
Otras tarifas	208.186.694	117.946.673
Venta de energía eléctrica al exterior	1.942.256.022	242.111.771
Bonificaciones	(767.384.983)	(788.978.324)
<b>Total</b>	<b>46.855.341.658</b>	<b>39.733.712.635</b>

Otros ingresos de explotación	2016	2015
Derechos de carga	347.636.101	347.876.834
Ingresos por peajes	152.008.312	140.148.851
Tasas	81.547.656	75.368.092
Ingresos por consultorías	51.871.661	45.217.157
Otros ingresos	29.831.099	16.979.373
Ingresos por derechos de uso estación convertora	21.571.355	20.335.556
Bonificaciones derechos de conexión y tasas	(51.904.271)	(37.129.911)
<b>Total</b>	<b>632.561.913</b>	<b>608.795.952</b>

Ingresos varios	2016	2015
Ingreso por bienes en concesión de servicios (Nota 5.11.2)	1.810.890.627	887.498.994
Ventas varias y de otros servicios	417.648.642	317.537.731
Aportes de clientes y generadores para obras	301.991.366	385.459.988
Ingresos por bienes producidos y reparados	245.140.953	265.348.079
Multas y sanciones	104.705.911	193.330.266
Ingresos varios	79.595.615	150.970.920
Ingreso por subvenciones	29.922.408	891.709
Indemnización accidentes de trabajo	28.801.673	7.558.708
Ganancia por inversiones	13.946.206	-
Ingresos por eficiencia energética	5.281.565	25.992.077
<b>Total</b>	<b>3.037.924.966</b>	<b>2.234.588.472</b>

### 6.2 Detalle de gastos por su naturaleza

Costos de explotación	2016	2015
Compra de energía eléctrica	8.587.190.911	6.679.464.537
Amortizaciones	5.208.586.053	5.609.380.466
Personal	4.353.466.959	4.183.019.601
Materiales energéticos y lubricantes	2.440.207.054	4.048.766.855
Suministros y servicios externos	1.918.666.040	3.491.381.280
Materiales	441.524.824	351.018.628
Transporte	261.742.838	232.166.616
Tributos	26.524.773	33.476.135
Seguro climático	-	354.151.017
Trabajos para obras en curso (*)	(798.410.164)	(778.590.130)
<b>Total</b>	<b>22.439.499.288</b>	<b>24.204.235.005</b>

Gastos de administración y ventas	2016	2015
Personal	4.395.496.484	4.219.056.317
Suministros y servicios externos	1.656.337.229	1.444.054.822
Impuesto al patrimonio	1.134.297.500	1.441.381.574
Amortizaciones	577.932.761	635.363.138
Tributos	310.699.519	296.051.154
Transporte	222.789.882	198.467.565
Pérdida por deudores incobrables (Nota 5.2)	203.394.982	228.446.357
Materiales	139.246.922	183.942.345
Trabajos para obras en curso (*)	(43.502.362)	(64.072.531)
<b>Total</b>	<b>8.596.692.918</b>	<b>8.582.690.741</b>

(\*) Corresponde a la porción de costos activados durante el ejercicio directamente asociados al desarrollo de propiedad, planta y equipo.

<b>Gastos varios</b>	<b>2016</b>	<b>2015</b>
Amortización Parques eólicos en concesión (Nota 5.11.1)	1.810.890.627	887.498.994
Indemnizaciones	884.599.564	453.894.834
Pérdida por deterioro de propiedad, planta y equipo	508.218.753	7.691.366
Subsidios y transferencias	244.579.063	427.373.403
Aportes a asociaciones y fundaciones	83.649.629	82.922.000
Pérdida por baja de activo fijo	43.927.842	104.825.255
Varios	37.026.831	35.385.621
Pérdida por obsolescencia de materiales	30.218.055	27.205.078
Pérdida por inversiones	-	56.929.876
<b>Gastos Servicios Auxiliares:</b>		
Personal	389.511.508	378.967.179
Suministros y servicios externos	171.916.765	163.433.458
Materiales	141.801.905	165.983.386
Amortizaciones	41.086.248	57.127.787
Varios	19.187.924	2.714.771
Tributos	4.471.795	5.043.041
Transporte	5.057.887	7.259.506
<b>Total</b>	<b>4.416.144.400</b>	<b>2.864.255.555</b>

### 6.3 Resultados financieros

	<b>2016</b>	<b>2015</b>
Multas y recargos a clientes (Nota 5.2)	1.074.783.027	922.951.196
Ingresos por intereses	91.743.721	126.403.401
Resultado financiero por inversiones	[20.637]	[74.425]
Multas y recargos (BPS - DGI - Intendencias)	[4.757.311]	[3.220.183]
Otros cargos financieros netos	[4.907.350]	2.244.152
Descuento por pronto pago concedidos	[79.163.761]	[61.381.097]
Gastos de préstamos y otros financiamientos	[111.779.254]	[69.228.905]
Egresos por intereses (*1)	[980.459.041]	[646.299.885]
Diferencia de cambio y cotización (*2)	[1.130.643.162]	[1.854.624.268]
Resultado por instrumentos financieros derivados (*3)	[1.521.642.825]	[41.012.208]
<b>Total</b>	<b>[2.666.846.593]</b>	<b>[1.624.242.222]</b>

(\*1) En el ejercicio 2016 los egresos por intereses ascendieron a un total equivalente a \$ 1.763.002.602 (\$ 2.130.833.087 en el ejercicio 2015), de los cuales \$ 782.543.561 (\$ 1.484.533.202 en el ejercicio 2015) se capitalizaron como parte del costo de obras en curso (Nota 5.5.2).

En los egresos por intereses se incluyen los generados por el arrendamiento financiero con ELETROBRAS (Nota 15) por un total de \$ 154.325.146.

(\*2) En el presente ejercicio la diferencia de cambio y cotización corresponde a una pérdida de \$ 1.210.780.593 (\$ 2.956.083.523 en el ejercicio 2015), de los cuales \$ 80.137.431 (\$ 1.101.459.255 en el ejercicio 2015) se capitalizaron como parte del costo de obras en curso (Nota 5.5.2).

(\*3) Corresponde al resultado generado por los swaps de tasa de interés y cambio comprado a futuro, los cuales se detallan en Notas 8.2.1 y 8.2.2.

## NOTA 7 POSICIÓN EN MONEDA EXTRANJERA

Los activos y pasivos en monedas distintas a la moneda funcional al cierre de los ejercicios 2016 y 2015, expresados en moneda de origen y la posición total expresada en pesos uruguayos, se exponen a continuación:

Posición al 31/12/16

	Posición en miles de U\$S	Posición en miles de Euros	Posición en miles de Reales	Posición en miles de UI	Posición en miles de UR	Otras monedas expr. en miles de U\$S	Posición total expr. en miles de \$
<b>ACTIVO</b>							
<b>Activo corriente</b>							
Disponibilidades	324.883	1.575	0	-	-	674	9.600.471
Activos financieros	34.794	-	-	-	-	-	1.020.854
Créditos por Ventas	16.119	-	-	(2.916)	-	-	462.702
Otros Créditos	62.103	0	-	-	-	16.070	2.293.623
<b>Total activo corriente</b>	<b>437.899</b>	<b>1.575</b>	<b>0</b>	<b>(2.916)</b>	<b>-</b>	<b>16.744</b>	<b>13.377.650</b>
<b>Activo no corriente</b>							
Créditos por Ventas	-	-	-	19.321	-	-	67.773
Otros Créditos	4.132	709	16.814	-	-	3.906	409.272
Inversiones	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total activo no corriente</b>	<b>4.132</b>	<b>709</b>	<b>16.814</b>	<b>19.321</b>	<b>-</b>	<b>3.906</b>	<b>477.045</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>442.031</b>	<b>2.284</b>	<b>16.814</b>	<b>16.405</b>	<b>-</b>	<b>20.650</b>	<b>13.854.695</b>

<b>PASIVO</b>							
<b>Pasivo corriente</b>							
Deudas							
- Comerciales	156.501	24.137	3.660	569	-	2.176	5.436.107
- Financieras	91.553	1.720	40.353	265.080	92	-	4.118.082
- Diversas	3.075	137	-	-	-	362	105.094
Intereses a vencer	(31.996)	(1.348)	(28.980)	(111.930)	(53)	-	(1.683.630)
<b>Total pasivo corriente</b>	<b>219.132</b>	<b>24.647</b>	<b>15.032</b>	<b>153.719</b>	<b>39</b>	<b>2.538</b>	<b>7.975.652</b>
<b>Pasivo no corriente</b>							
Deudas							
- Comerciales	41.272	15.986	-	-	-	-	1.704.697
- Financieras	586.863	71.263	544.767	4.762.193	3.925	-	44.683.510
- Diversas	-	-	-	-	-	102	3.007
Intereses a vencer	(193.354)	(8.994)	(229.529)	(1.713.421)	(710)	-	(14.689.844)
<b>Total pasivo no corriente</b>	<b>434.782</b>	<b>78.255</b>	<b>315.237</b>	<b>3.048.772</b>	<b>3.215</b>	<b>102</b>	<b>31.701.369</b>
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>653.914</b>	<b>102.902</b>	<b>330.269</b>	<b>3.202.491</b>	<b>3.253</b>	<b>2.641</b>	<b>39.677.021</b>
<b>POSICIÓN NETA PASIVA (ACTIVA)</b>	<b>211.883</b>	<b>100.618</b>	<b>313.456</b>	<b>3.186.086</b>	<b>3.253</b>	<b>(18.009)</b>	<b>25.822.326</b>

Posición al 31/12/15

	Posición en miles de U\$S	Posición en miles de Euros	Posición en miles de Reales	Posición en miles de UI	Posición en miles de UR	Otras monedas expr. en miles de U\$S	Posición total expr. en miles de \$
<b>ACTIVO</b>							
<b>Activo corriente</b>							
Disponibilidades	310.751	8.496	-	-	-	433	9.597.042
Activos financieros	1.024	-	-	-	-	-	30.652
Créditos por Ventas	11.756	-	-	(2.916)	-	-	342.599
Otros Créditos	93.490	0	-	-	-	57	2.801.560
<b>Total activo corriente</b>	<b>417.021</b>	<b>8.497</b>	<b>-</b>	<b>(2.916)</b>	<b>-</b>	<b>490</b>	<b>12.771.852</b>
<b>Activo no corriente</b>							
Créditos por Ventas	-	-	-	19.321	-	-	62.651
Otros Créditos	16.173	12	-	-	-	2.460	558.433
Inversiones	159	-	-	-	-	-	4.764
<b>Total activo no corriente</b>	<b>16.332</b>	<b>12</b>	<b>-</b>	<b>19.321</b>	<b>-</b>	<b>2.460</b>	<b>625.848</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>433.352</b>	<b>8.509</b>	<b>-</b>	<b>16.405</b>	<b>-</b>	<b>2.950</b>	<b>13.397.700</b>
<b>PASIVO</b>							
<b>Pasivo corriente</b>							
Deudas:							
- Comerciales	164.888	52.211	-	-	-	205	6.650.657
- Financieras	71.809	1.727	-	271.143	92	-	3.163.556
- Diversas	5.379	93	-	-	-	87	166.737
Intereses a vencer	(9.124)	(1.354)	-	(117.669)	(53)	-	(743.895)
<b>Total pasivo corriente</b>	<b>232.953</b>	<b>52.677</b>	<b>-</b>	<b>153.474</b>	<b>39</b>	<b>292</b>	<b>9.237.055</b>
<b>Pasivo no corriente</b>							
Deudas:							
- Financieras	449.242	72.983	-	5.027.273	4.016	-	35.528.282
- Diversas	5.852	-	-	-	-	904	202.333
Intereses a vencer	(47.716)	(10.352)	-	(1.844.606)	(799)	-	(8.422.505)
<b>Total pasivo no corriente</b>	<b>407.378</b>	<b>62.631</b>	<b>-</b>	<b>3.182.667</b>	<b>3.217</b>	<b>904</b>	<b>27.308.110</b>
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>640.331</b>	<b>115.308</b>	<b>-</b>	<b>3.336.141</b>	<b>3.256</b>	<b>1.196</b>	<b>36.545.165</b>
<b>POSICIÓN NETA PASIVA (ACTIVA)</b>	<b>206.978</b>	<b>106.799</b>	<b>-</b>	<b>3.319.736</b>	<b>3.256</b>	<b>(1.754)</b>	<b>23.147.466</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 5.13, 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:

	2016	2015
Deuda (i)	43.708.758.445	33.388.685.217
Efectivo y equivalentes	(13.419.946.832)	(12.159.864.158)
Deuda neta	30.288.811.614	21.228.821.059
Patrimonio (ii)	123.991.391.653	120.695.102.869
Deuda neta sobre patrimonio	24,4%	17,6%

(i) Deuda es definida como deuda financiera neta de corto y largo plazo. Incluye endeudamiento local, endeudamiento con el exterior, instrumentos financieros derivados y arrendamientos financieros.

(ii) Patrimonio incluye capital, ajustes al patrimonio, reserva por conversión, transferencia neta al fondo de estabilización energética, reservas y resultados acumulados.

## 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, cotizaciones y tasas de interés. El riesgo de mercado es medido mediante un análisis de sensibilidad.

### 8.2.1 Riesgo de tipo de cambio y cotización

El Grupo efectúa transacciones en moneda extranjera y otras unidades de medida y por ello está expuesto ante fluctuaciones del tipo de cambio y cotizaciones de unidades de medida.

#### 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 y euro. La siguiente tabla muestra la sensibilidad de la posición en dólares estadounidenses y euros (arbitrados a dólares) en caso de: escenario 1 devaluación del 12,13% (2015: 24,55%) o escenario 2 devaluación del 2,25% (2015: 17,07%) del tipo de cambio del peso uruguayo frente al dólar. 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 del peso uruguayo frente al dólar, corresponden al tipo de cambio máximo y mínimo esperado, respectivamente.

	Impacto moneda extranjera	
	2016	2015
Escenario 1: Pérdida	1.131.399.970	2.378.618.252
Escenario 2: Pérdida	209.753.927	1.653.903.224

#### Análisis de sensibilidad ante cambios en el valor de la Unidad Indexada y Unidad Reajutable

El Grupo se encuentra expuesto a variaciones en el valor de la Unidad Indexada (UI) y Unidad Reajutable (UR). La UI se reajusta de acuerdo a la inflación, medida por el Índice de Precios al Consumo, mientras que la UR se reajusta en función del Índice Medio de Salarios. La siguiente tabla muestra la sensibilidad de la posición en las unidades mencionadas en caso de: escenario 1 inflación del 9% (2015: 10,40%) o escenario 2 inflación del 8% (2015: 9%). 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 el valor de la UI y UR. En particular, las tasas consideradas corresponden a la inflación mínima y máxima esperada respectivamente.

	Impacto valor de la Unidad Indexada	
	2016	2015
Escenario 1: Pérdida	1.278.087.855	1.405.126.064
Escenario 2: Pérdida	1.136.078.093	1.215.974.479

#### Contrato de compraventa de divisas a futuro

En el ejercicio 2015 se firmó un contrato de compraventa de divisas a futuro con el Banco Central del Uruguay (BCU), por el cual el BCU se comprometió a vender dólares americanos a UTE en las fechas de cierre pactadas, a cambio del pago por parte de UTE de unidades indexadas (UI) de acuerdo al tipo de cambio convenido.

El detalle de las futuras fechas en las que se realizará cada intercambio de monedas, el tipo de cambio convenido y los montos a pagar y recibir se exponen a continuación:

Fecha de vencimiento	T/C a plazo	Montos a pagar	
		BCU (USD)	UTE (UI)
24/01/2017	9,48048	40.000.000	379.219.200
24/02/2017	9,49572	40.000.000	379.828.800
24/03/2017	9,51008	40.000.000	380.403.200
25/04/2017	9,52400	40.000.000	380.960.000

Al 31 de diciembre de 2016 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un pasivo de U\$S 20.285.381 (equivalentes a \$ 595.173.078), generando una pérdida en el ejercicio de U\$S 51.877.890 (equivalentes a \$ 1.474.204.758).

## 8.2.2 Riesgo de tasa de interés

El Grupo se encuentra expuesto al riesgo de tasa de interés dado que ha contraído préstamos a tasa fija y variable. El riesgo es administrado manteniendo una combinación de préstamos a tasa fija y variable, asimismo se han contratado Swaps de tasas de interés a efectos de mitigar parte de este tipo de riesgo.

### Análisis de sensibilidad ante cambios en la tasa de interés

El análisis de sensibilidad que se realiza a continuación ha sido determinado, basado en la exposición que tienen los préstamos, ante cambios en las tasas de interés. Se ha efectuado este análisis considerando los saldos y condiciones vigentes de la deuda financiera contratada al 31/12/2016. 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	-	33.051.834
Escenario reducción de tasas	8.262.959	-

### Swaps de tasas de interés

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.

El 12 de agosto de 2015, se contrató un instrumento financiero derivado con Citibank N.A. London Branch, con el objetivo de cubrirse del riesgo de tipo de interés originado por el préstamo de la CAF de U\$S 200.000.000 de diciembre de 2013. Dicho instrumento es para cubrir un monto de hasta U\$S 79.714.338.

El 14 de agosto de 2015, se contrató un instrumento financiero derivado con Bank of América N.A., con el objetivo de cubrirse del riesgo de tipo de interés originado por el préstamo de la CAF de U\$S 180.000.000 de diciembre de 2012. Dicho instrumento es para cubrir un monto de hasta U\$S 54.758.193.

El 20 de noviembre de 2015, se contrató un instrumento derivado por Citibank N.A. London con el objeto de cubrirse del riesgo de interés.

Las operaciones de cobertura contratadas consisten en swaps de tipo de interés variable contra interés fijo.

Los detalles de las transacciones son los siguientes:

#### Swap Santander Madrid

- Notional amount (monto imponible)

Fecha de inicio	Fecha de vencimiento	Notional amount (en dólares)
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 S.A.: USD-LIBOR-BBA a 6 meses vigente al primer día de cada período de cálculo de intereses.
  - b) El Grupo paga una tasa fija.

El 31 de agosto de 2015 se efectuó una novación del referido swap a favor del Banco Santander S.A. de Madrid.

Al 31 de diciembre de 2016 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un pasivo de U\$S 274.466 (equivalentes a \$ 8.052.822), generando una pérdida en el ejercicio de U\$S 278.185 (equivalente a \$ 13.976.087). Al 31/12/15, el pasivo ascendía a U\$S 938.321 (equivalentes a \$ 28.100.830).

#### Swap Bank of América

- Notional amount (monto imponible)

Fecha de inicio	Fecha de vencimiento	Notional amount (en dólares)
14/08/2015	30/12/2015	54.758.193
30/12/2015	30/06/2016	54.758.193
30/06/2016	30/12/2016	54.758.193
30/12/2016	30/06/2017	54.758.193
30/06/2017	30/12/2017	54.758.193
30/12/2017	30/06/2018	54.758.193
30/06/2018	30/12/2018	52.020.283
30/12/2018	30/06/2019	49.282.374
30/06/2019	30/12/2019	46.544.464
30/12/2019	30/06/2020	43.806.554
30/06/2020	30/12/2020	41.068.645
30/12/2020	30/06/2021	38.330.735
30/06/2021	30/12/2021	35.592.825
30/12/2021	30/06/2022	32.854.916
30/06/2022	30/12/2022	30.117.006
30/12/2022	30/06/2023	27.379.097
30/06/2023	30/12/2023	24.641.187
30/12/2023	30/06/2024	21.903.277
30/06/2024	30/12/2024	19.165.368
30/12/2024	30/06/2025	16.427.458
30/06/2025	30/12/2025	13.689.548
30/12/2025	30/06/2026	10.951.639
30/06/2026	30/12/2026	8.213.729
30/12/2026	30/06/2027	5.475.819
30/06/2027	30/12/2027	2.737.910

- Tasa de interés

- Bank of América, N.A.: USD-LIBOR-BBA a 6 meses vigente al primer día de cada período de cálculo de intereses.
- El Grupo paga una tasa fija.

Al 31 de diciembre de 2016 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un activo de U\$S 2.089.795 (equivalentes a \$ 61.314.585), generando una pérdida en el ejercicio de U\$S 287.232 (equivalente a \$ 15.613.348). Al 31/12/15 el pasivo ascendía a U\$S 181.843 (equivalentes a \$ 5.445.834).

#### Swap Citibank N.A., LondonBranch

- Notional amount (monto imponible)

Fecha de inicio	Fecha de vencimiento	Notional amount (en dólares)
12/08/2015	09/12/2015	79.714.338
09/12/2015	09/06/2016	79.714.338
09/06/2016	09/12/2016	79.714.338
09/12/2016	09/06/2017	79.714.338
09/06/2017	09/12/2017	79.714.338
09/12/2017	09/06/2018	79.714.338
09/06/2018	09/12/2018	74.732.192
09/12/2018	09/06/2019	69.750.046
09/06/2019	09/12/2019	64.767.900
09/12/2019	09/06/2020	59.785.754
09/06/2020	09/12/2020	54.803.608
09/12/2020	09/06/2021	49.821.461
09/06/2021	09/12/2021	44.839.315
09/12/2021	09/06/2022	39.857.169
09/06/2022	09/12/2022	34.875.023
09/12/2022	09/06/2023	29.892.877
09/06/2023	09/12/2023	24.910.731
09/12/2023	09/06/2024	19.928.585
09/06/2024	09/12/2024	14.946.438
09/12/2024	09/06/2025	9.964.292
09/06/2025	09/12/2025	4.982.146

- Tasa de interés
  - a) Citibank N.A., London Branch: 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 2016 el valor de mercado de este instrumento arrojó un activo de U\$S 2.676.281 (equivalentes a \$ 78.522.085), generando una pérdida en el ejercicio de \$ 2.998.283. Al 31/12/15 el pasivo ascendía a U\$S 234.380 (equivalentes a \$ 7.019.212).

#### Swap Citibank N.A. London

- Notional amount (monto imponible)

Fecha de inicio	Fecha de vencimiento	Notional amount (en dólares)
19/11/2015	07/03/2016	67.500.000
07/03/2016	06/09/2016	60.000.000
06/03/2016	06/03/2017	52.500.000
06/03/2017	05/09/2017	45.000.000
05/09/2017	05/03/2018	37.500.000
06/03/2018	05/09/2018	30.000.000
05/09/2018	05/03/2019	22.500.000
06/03/2019	05/09/2019	15.000.000
05/09/2020	05/03/2020	7.500.000

- Tasa de interés
  - a) Citibank N.A. paga 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 2016 el valor de mercado de este instrumento arrojó un pasivo de U\$S 309.237 (equivalentes a \$ 9.073.014), generando una pérdida en el ejercicio de \$ 14.850.346. Al 31/12/15 el pasivo ascendía a U\$S 121.797 (equivalentes a \$ 3.647.577).

### 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.

#### Cuadro de vencimientos de 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 31/12/16, considerando capital e intereses:  
(Cifras expresadas en pesos uruguayos)

	Menos de 1 mes	1-3 meses	3 meses - 1 año	1 - 5 años	Más de 5 años	Total
Deudas financieras a tasa fija	-	3.362.942.503	1.707.250.801	10.922.079.942	26.280.905.896	42.273.179.142
Deudas financieras a tasa variable	-	257.425.805	588.416.077	2.632.850.875	3.287.281.129	6.765.973.886
	-	<b>3.620.368.308</b>	<b>2.295.666.878</b>	<b>13.554.930.817</b>	<b>29.568.187.025</b>	<b>49.039.153.028</b>

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

## NOTA 9 COMPROMISOS ASUMIDOS Y GARANTÍAS OTORGADAS

### 9.1 Compromisos asumidos

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, fotovoltaica o pequeñas centrales hidráulicas. Son contratos que varían entre 4 y 30 años, en los que UTE se compromete a adquirir en exclusividad la energía generada por dichas centrales. Los precios están expresados en dólares estadounidenses, ajustables mediante una fórmula paramétrica. Los costos de conexión de las centrales generadoras a la red de UTE serán de cargo de las mismas, así como las obras de ampliación de dicha red. Al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016 el monto total de estos contratos asciende aproximadamente a U\$S 7.010 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.

A continuación se detallan los importes de los compromisos asumidos por fuente de generación:

	Importe en U\$S	Importe en \$
Biomasa	1.486.534.848	43.614.932.445
Eólica (*)	4.766.097.969	139.837.314.408
Fotovoltaica (*)	756.888.063	22.207.095.754
	<b>7.009.520.880</b>	<b>205.659.342.607</b>

De acuerdo con los contratos firmados, se realizó una estimación de los pagos a efectuar, a partir del próximo ejercicio, y por un plazo de 30 años, determinándose los siguientes períodos y montos:

	Importe en U\$S							
	2017	2018-2021	2022-2026	2027-2031	2032-2036	2037-2041	2042-2046	Total
Biomasa	101.056.753	574.259.592	441.197.121	183.928.628	186.092.754	-	-	1.486.534.848
Eólica(*)	236.998.024	1.128.218.061	1.402.518.209	1.377.024.634	621.339.042	-	-	4.766.097.969
Fotovoltaica(*)	27.745.857	101.388.620	126.735.775	126.735.775	126.735.775	126.735.775	120.810.484	756.888.063
	<b>365.800.634</b>	<b>1.803.866.273</b>	<b>1.970.451.105</b>	<b>1.687.689.037</b>	<b>934.167.571</b>	<b>126.735.775</b>	<b>120.810.484</b>	<b>7.009.520.880</b>

(\*) Entre los pagos a efectuar por compra de energía de fuente eólica y fotovoltaica también se incluyen los correspondientes a los contratos de compraventa de energía eléctrica que han sido reconocidos como acuerdos de concesión de servicios, tal como se detalla en la Nota 5.11.

### 9.2 Garantías otorgadas

#### 9.2.1 Garantías en relación a ISUR S.A.

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 el Ente se constituye en fiador solidario de obligaciones asumidas en ese documento por ISUR S.A. En el artículo 36° 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. En tal sentido, al haberse efectuado la recepción provisoria durante el presente ejercicio, dicha garantía ha quedado sin efecto.

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. El saldo adeudado por ISUR al 31 de diciembre de 2016, en concepto de capital, asciende a U\$S 8.796.422.

Adicionalmente, ISUR tomó un préstamo, avalado por UTE, con Latin American Investment Bank Bahamas Limited por U\$S 75.000.000 a una tasa del 3,6% + LIBOR 180 días, con amortización y pago de interés semestral. La amortización de capital tiene un período de gracia de dos años, y se realizará en 10 cuotas, siendo el vencimiento de la primera en setiembre de 2015. Dicho vale fue canjeado el 5 de setiembre de 2013, por tres vales de U\$S 60.000.000, U\$S 10.000.000 y U\$S 5.000.000, respectivamente, en las mismas condiciones que el vale original. En setiembre de 2013 se cedió el 20% de este contrato de préstamo al HSBC Chile (U\$S 15.000.000). El saldo adeudado por ISUR al 31 de diciembre de 2016, por concepto de capital, asciende a U\$S 52.500.000.

### 9.2.2 Garantías en relación a ROUAR S.A.

Con fecha 25 de abril de 2013, ROUAR S.A. firmó el contrato con Suzlon Wind Energy España SLU y Suzlon Wind Energy Uruguay S.A. (Suzlon) para la construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento de un Parque Eólico en la Colonia Rosendo Mendoza, en el departamento de Colonia. En contrapartida, ROUAR S.A. asumió una obligación de pago por un total de U\$S 97.426.704. El 13 de setiembre de 2013, UTE firmó un contrato de fianza por el cual se constituye en fiador, liso y llano pagador de dichas obligaciones. Dicho contrato fue sustituido el 4 de diciembre de 2013 por otro, en el cual UTE garantiza el 50% de las obligaciones indicadas anteriormente, garantizando Eletrobras el 50% restante, hasta la total extinción de las obligaciones asumidas por ROUAR S.A. como consecuencia del contrato referido.

En el ejercicio 2015 ROUAR S.A. obtuvo financiamiento de la Corporación Andina de Fomento. En virtud del mismo UTE asumió la contingencia de pago de sobrecostos asociados al parque eólico hasta un total de U\$S 9.767.477.

### 9.2.3 Garantías en relación a Gas Sayago S.A.

El 30/04/14 Gas Sayago S.A. firmó un contrato de préstamo con la Corporación Andina de Fomento (CAF) para la financiación de obras de dragado y construcción del gasoducto, por un monto de hasta U\$S 82,6 millones. El plazo para el pago es de hasta 10 años, en 16 cuotas semestrales consecutivas, la primera de las cuales se hará efectiva a los 30 meses de la firma del contrato. La tasa de interés pactada es LIBOR a 6 meses más un margen de 3,05%, con pago semestral de intereses. Al 31/12/16 Gas Sayago S.A. obtuvo desembolsos correspondientes a dicho contrato por un total de U\$S 67.944.435 (netos de gastos de evaluación y comisión de financiamiento por un total de U\$S 586.900). Con fecha 25/03/14 UTE y ANCAP suscribieron un contrato de fianza por el cual se constituyeron en fiadores solidarios ilimitados, lisos y llanos pagadores de todas las obligaciones asumidas por Gas Sayago S.A. bajo este contrato de préstamo.

### 9.2.4 Garantías en relación a AREAFLIN S.A.

Con fecha 10 de setiembre de 2014 AREAFLIN S.A. firmó un contrato con GAMESA EÓLICA SL (España) y GAMESA URUGUAY SRL (Uruguay) para la construcción llave en mano de un parque eólico de 70 MW de potencia, en la localidad de Valentines (en el límite de los departamentos de Florida y Treinta y Tres), asumiendo una obligación de pago por un total de U\$S 153.147.154 y \$ 88.798.163. En mayo de 2015 UTE suscribió un contrato de fianza por el cual se constituyó en fiador, liso y llano pagador de las obligaciones asumidas por AREAFLIN S.A. referentes a dicho contrato.

UTE es garante de los vales bancarios firmados con el Banco Itaú Uruguay S.A., Banco Bilbao Vizcaya Argentaria Uruguay S.A. y Banco Santander S.A., por un total de U\$S 100.000.000.

A su vez, UTE es garante subsidiario por las obligaciones de arrendamiento que incumpla AREAFLIN S.A. En tal sentido, el costo anual de arrendamiento asciende aproximadamente a UI 1.555.000, generándose un compromiso por UI 46.650.000, de acuerdo al plazo de los contratos.

### 9.2.5 Garantías en relación al Fideicomiso Financiero PAMPA

Con fecha 20 de febrero de 2014 República AFISA en su calidad de Fiduciario del Fideicomiso Financiero PAMPA contrató con NORDEX la construcción llave en mano de un parque eólico en el Departamento de Tacuarembó, obligándose a pagar la suma de U\$S 270.940.000 y \$ 31.500.000. En marzo de 2015 UTE firmó un contrato de fianza por el cual se constituyó en fiador, liso y llano pagador de las obligaciones asumidas por la Fiduciaria, hasta la total extinción de las mismas.

En el ejercicio 2015 el fideicomiso firmó un contrato de financiamiento con KFW IPEX-BANK GMBH, en virtud del cual UTE asumió la contingencia de pago de sobrecostos asociados al parque eólico hasta un total de U\$S 15.000.000.

Adicionalmente UTE ha otorgado a favor de los titulares de los Certificados de participación serie A, la opción irrevocable de vender dichos certificados al Ente por un precio tal que, al considerar el precio de la suscripción inicial, las distribuciones efectuadas por el fideicomiso hasta la fecha de ejercicio que aplique, resulten en un tasa de retorno lineal del 4 % anual.

### 9.2.6 - Garantías en relación al Fideicomiso Financiero ARIAS

Con fecha 24 de setiembre de 2014 República AFISA en su calidad de Fiduciario del Fideicomiso Financiero ARIAS contrató con GAMESA EÓLICA SL y GAMESA URUGUAY SRL la construcción llave en mano de un parque eólico en el Departamento de Flores, obligándose a pagar la suma de U\$S 154.226.600 y \$ 91.225.729. En diciembre de 2015 UTE firmó un contrato de fianza por el cual se constituyó en fiador, liso y llano pagador de las obligaciones asumidas por la Fiduciaria, hasta la total extinción de las mismas.

En el ejercicio 2015 el fideicomiso firmó un contrato de financiamiento con Inter-American Development Bank, en virtud del cual UTE asumió la contingencia de pago de sobrecostos asociados al parque eólico hasta un total de U\$S 8.000.000.

## NOTA 10 CONTRATOS PARA SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS

A efectos de viabilizar la licitación para la construcción, operación y mantenimiento del Gasoducto Cruz del Sur, en ejercicios anteriores UTE había acordado, entre otras cosas, un compromiso en firme bajo la modalidad de "take or pay" para la adquisición de gas natural proveniente de la República Argentina.

En octubre de 2008, se firmó un nuevo contrato con Pan American Energy LLC Sucursal Argentina y Wintershall Energía S.A., que fue aprobado por Resolución de Directorio R08.-1295 del 9 de octubre de 2008, el cual, al tiempo de viabilizar el acceso de UTE a gas natural para la producción de energía eléctrica en nuestro país, facilitaría una solución para que ANCAP pueda continuar con el suministro de gas.

El nuevo acuerdo permite conservar la vigencia de los permisos de exportación de gas hacia nuestro país, consolidando el acceso al gas natural y preservando los derechos adquiridos por UTE en el contrato original respecto del gasoducto "LINK".

El suministro será de carácter interrumpible, obteniéndose en contrapartida la reducción a cero de las cantidades "take or pay" y "ship or pay" del contrato original.

El plazo del acuerdo fue de 3 años a partir de la fecha de la primera entrega, fijándose los precios del gas en el acuerdo, teniendo en cuenta el nuevo contexto del mercado regional.

Colateralmente se firmó un acuerdo con ANCAP que establece las condiciones en las que ambos organismos se comprometen en forma recíproca a poner a disposición de cada parte una porción del volumen de gas puesto a disposición bajo el acuerdo referido en párrafos anteriores, al amparo del permiso de exportación cedido.

Este contrato se renovó a fines de 2011, encontrándose vigente en el presente ejercicio.

## NOTA 11 PARTES VINCULADAS

### 11.1 Saldos

Los saldos con partes vinculadas son los siguientes:

Concepto	Asociadas y Negocios conjuntos		Entidades controladas por el estado (gobierno central y entes)		Entidades vinculadas al estado (Comisión Técnica Mixta de Salto Grande)	
	Dic.2016	Dic.2015	Dic.2016	Dic.2015	Dic.2016	Dic.2015
Títulos de deuda	-	-	1.481.163.444	-	-	-
Créditos	-	-	428.872.657	461.000.397	82.961	26.833
Anticipos	-	-	652.598.244	1.679.674.429	-	-
Créditos con ISUR S.A.	-	-	-	-	-	-
Anticipos a ISUR S.A.	-	-	-	-	-	-
Créditos con AREAFLIN S.A.	-	-	-	-	-	-
Créditos CONEX	2.077.290	2.035.629	26.068.942	18.610.112	-	-
Otros créditos	-	41.959.094	44.422.690	54.558.970	-	-
Créditos con bancos	-	-	10.384.781.896	10.856.997.216	-	-
Cambio comprado a futuro - (Pasivo)/Activo	-	-	(595.173.079)	31.274.726	-	-
Deudas financieras	-	-	1.005.276.189	1.210.943.124	-	-
Deudas comerciales	26.494.212	24.395.624	362.887.023	131.173.864	30.348.390	-

### 11.2 Transacciones

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

Concepto	Asociadas y Negocios conjuntos		Entidades controladas por el estado (gobierno central y entes)		Entidades vinculadas al estado (Comisión Técnica Mixta de Salto Grande)	
	Dic.2016	Dic.2015	Dic.2016	Dic.2015	Dic.2016	Dic.2015
Venta de energía	1.924.143	421.541	4.795.503.567	4.129.269.099	385.267	286.022
Ingresos ajenos a la explotación	-	41.861.839	224.165.396	206.797.893	-	-
Ingresos por servicios de CONEX	12.914.860	11.516.808	41.406.344	33.484.986	-	-
Compra de energía	338.687.881	290.307.143	-	-	544.179.439	834.883.570
Compra de bienes y contratación de servicios	-	-	3.170.542.820	5.118.772.895	-	-
Intereses y otros resultados financieros	-	-	43.112.899	49.537.532	-	-
Intereses ganados	-	-	30.440.425	67.006.820	-	-
Aportes de capital	-	319.498.880	-	-	-	-
Transf. Neta al Fdo. Estabiliz.	-	-	-	-	-	-
Energética / Fideicomiso	-	-	-	(102.269.773)	-	-
Versión de resultados	-	-	11.253.264.320	2.008.110.000	-	-

Las retribuciones al Directorio de UTE ascendieron a \$ 7.640.679 en el ejercicio 2016 (\$ 7.080.314 en 2015). Los Directorios de ISUR S.A. y AREAFILIN S.A. no perciben remuneraciones.

UTE ha otorgado garantías a favor de entidades que brindan asistencia financiera y/o a favor de empresas con las que han efectuado sus principales contratos Gas Sayago S.A. y ROUAR S.A. (Nota 9.2).

## NOTA 12 INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE OPERACIÓN

Según la Norma Internacional de Información Financiera N° 8, un segmento de operación es un componente de una entidad:

- que desarrolla actividades de negocios de las que puede obtener ingresos e incurrir en gastos (incluidos los ingresos y los gastos por transacciones con otros componentes de la misma entidad)
- cuyos resultados de operación son revisados de forma regular por la máxima autoridad en la toma de decisiones de operación de la entidad, para decidir sobre los recursos que deben asignarse al segmento y evaluar su rendimiento y
- en relación con el cual se dispone de información financiera diferenciada.

En particular, el Grupo mantiene una actividad integrada verticalmente desde la generación hasta la comercialización de energía eléctrica, no encontrándose disponible información financiera diferenciada de los ingresos atribuibles a cada segmento, tal como lo requiere la norma, motivo por el cual, todo el ingreso por venta de energía eléctrica se expone dentro del segmento "Comercial".

Los activos, pasivos y resultados de los segmentos incluyen los saldos y transacciones directamente atribuibles a éstos, así como aquéllos que pueden ser distribuidos sobre una base razonable. Los saldos y transacciones no distribuidos comprenden principalmente los activos distintos a los activos fijos (de los cuales sí se dispone de información financiera diferenciada), todos los pasivos y los resultados asociados, que no pueden ser directamente atribuibles a los segmentos.

(Cifras expresadas en miles de pesos uruguayos)

2016							
	Generación (1)	Trasmisión (2)	Distribución (3)	Comercial (4)	Servicios de consultoría	Otros (5)	Total
Ingresos				46.855.342	51.872	3.618.615	50.525.829
Costos de explotación	(14.251.233)	(2.257.538)	(5.234.588)		(57.290)	(638.850)	(22.439.499)
Gastos de adm. y ventas				(3.504.805)		(5.091.888)	(8.596.693)
Resultados financieros							(2.666.847)
Gastos ajenos a la explotación							(4.416.144)
Impuesto a la renta							(164.143)
							12.242.502
Total de activo	93.835.176	32.108.362	42.344.501	3.330.475	44.387	62.859.779	234.522.680
Total de pasivo							110.531.288
Incorporaciones de propiedad, planta y equipo en servicio	12.247.232	7.217.264	2.880.482	537.811		968.129	23.850.918
2015							
	Generación (1)	Trasmisión (2)	Distribución (3)	Comercial (4)	Servicios de consultoría	Otros (5)	Total
Ingresos				39.733.713	45.217	2.798.167	42.577.097
Costos de explotación	(16.396.264)	(2.271.827)	(4.964.009)		(50.866)	(521.270)	(24.204.235)
Gastos de adm. y ventas				(3.266.057)		(5.316.633)	(8.582.691)
Resultados financieros							(1.624.242)
Gastos ajenos a la explotación							(2.864.256)
Impuesto a la renta							619.651
							5.921.325
Total de activo	76.797.074	28.269.554	41.149.107	3.156.910	23.588	59.636.198	209.032.432
Total de pasivo							88.337.329
Incorporaciones de propiedad, planta y equipo en servicio	1.082.300	1.052.001	2.438.179	147.511		1.202.395	5.922.386

- (1) Los gastos de generación incluyen miles de \$ 8.587.191 (miles de \$ 6.679.465 en 2015) por concepto de compra de energía. Adicionalmente, incluyen miles de \$ 1.526.621 (miles de \$ 1.987.249 en 2015) por concepto de depreciaciones de propiedad, planta y equipo directamente atribuibles al segmento.
- (2) Los gastos de transmisión eléctrica incluyen miles de \$ 1.240.381 (miles de \$ 1.125.798 en 2015) por concepto de depreciaciones de propiedad, planta y equipo directamente atribuibles al segmento.
- (3) Los gastos de distribución eléctrica incluyen miles de \$ 2.018.318 (miles de \$ 2.068.905 en 2015) por concepto de depreciaciones de propiedad, planta y equipo directamente atribuibles al segmento.
- (4) Los gastos de comercial incluyen miles de \$ 270.496 (miles de \$ 223.040 en 2015) por concepto de depreciaciones de propiedad, planta y equipo directamente atribuibles al segmento.
- (5) Ingresos, gastos y activos sin una asignación diferenciada dentro de los sistemas de información disponibles. Dentro de los costos de explotación se incluyen los correspondientes al Despacho Nacional de Cargas.

## NOTA 13 INFORMACIÓN EXIGIDA POR LEY N° 17.040 ART. 2

### Literal A Número de funcionarios, becarios y situaciones similares, en los últimos cinco ejercicios

Ejercicio	Funcionarios	Becarios	Pasantes
2012	6.270	184	-
2013	6.549	221	-
2014	6.761	193	-
2015	6.616	199	9
2016	6.397	70	10

### Literal B Ingresos desagregados según actividad de la empresa para el ejercicio 2016 en pesos uruguayos

<b>Ingresos de explotación</b>		47.487.903.571
Venta de energía eléctrica	47.622.726.640	
Bonificaciones	(767.384.983)	
Servicios de consultoría	51.871.661	
Otros ingresos de explotación	580.690.252	
<b>Ingresos ajenos a la explotación</b>		3.037.924.966
<b>Total de ingresos</b>		<b>50.525.828.536</b>

### Literal C Gastos por actividad y resultado de la empresa para el ejercicio 2016 en pesos uruguayos

Costos de explotación		22.439.499.288
Generación	4.193.246.154	
Trasmisión	1.306.657.480	
Distribución	3.788.810.019	
Despacho Nacional de Cargas	96.128.541	
Consultoría externa	57.290.295	
Compra de energía	8.587.190.911	
Amortización	5.208.586.053	
Trabajos para inversiones en curso	(798.410.164)	
<b>Gastos de administración y ventas</b>		8.596.692.918
Comerciales	3.622.123.729	
Administración de operación y mantenimiento	1.033.868.950	
Servicios administrativos de apoyo	3.976.758.238	
Trabajos para inversiones en curso	(36.057.998)	
<b>Gastos ajenos a la explotación</b>		4.416.144.400
<b>Resultados financieros</b>		2.666.846.593
Impuesto a la renta		164.143.217
<b>Total de gastos</b>		<b>38.283.326.415</b>
<b>Resultado del ejercicio atribuible a la controladora</b>		<b>12.189.879.271</b>
<b>Resultado atribuible a participaciones no controladoras</b>		<b>52.622.850</b>
<b>Resultado del ejercicio</b>		<b>12.242.502.121</b>

**Literal D** Impuestos pagados por la empresa en el ejercicio 2016 en pesos uruguayos

IVA		4.032.048.081
IMPUESTO A LA RENTA		
- Saldo 2015		739.507.447
- Anticipos		677.189.882
- Anticipos a la renta en la importación		3.482.591
IMPUESTO AL PATRIMONIO		
- Anticipos		1.633.525.965
- Crédito impuesto al patrimonio 2015		(319.570.965)
ICOSA		55.090
RETENCIONES		1.629.457.869
- Impuesto al patrimonio	2.195.164	
- IVA e IRNR empresas del exterior	103.316.797	
- IVA Dec. 528/003	1.440.032.755	
- IRPF trabajadores independientes	2.143.952	
- IRPF arrendamientos	1.490.985	
- IRPF microgeneradores	630.432	
- IRPF obligaciones negociables	461.752	
- 90% IVA servicios de salud	46.994	
- IASS	198.825	
- IVA e IRAE empresas de Seguridad y Vigilancia y Limpieza	78.864.300	
- Otras	75.913	
Tasa Tribunal de Cuentas		9.221.607
Aporte al Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética (FUDAEE)		23.191.688
Tasa control marco regulatorio de energía y agua (URSEA)		65.137.870
Tasa despacho de cargas (ADME)		96.607.839
Crédito fiscal aplicación Ley 19.210 - Inclusión financiera		(88.491.533)
<b>Total</b>		<b>8.501.363.431</b>

**Literal E** Transferencias a Rentas Generales

El adelanto de versión de resultados realizado en el presente ejercicio ascendió a \$ 6.785.864.320 (ver Nota 5.17).

**NOTA 14** PROYECTO DE REGASIFICACIÓN DE GNL

El proyecto responde a la estrategia de complementación de fuentes de abastecimiento dirigidas a atender el crecimiento de la demanda de electricidad, en condiciones competitivas y sustentables, contribuyendo a disminuir riesgos y mejorar el perfil de suministro, vinculándose directamente a los lineamientos de la Política Energética Nacional.

El proyecto tuvo una fase inicial preparatoria hasta 2010, incluyendo allí una posible alternativa conjunta con entidades argentinas. Cumplida una importante etapa de desarrollo de capacidades técnicas, se dio impulso al desarrollo del proyecto focalizado en los sectores energéticos uruguayos, manteniendo las posibilidades futuras de intercambios regionales.

La introducción del Gas Natural Licuado (GNL) como forma de alimentación de gas natural, permite ampliar las posibilidades comerciales de acceso a este energético, dado el importante número y distribución geográfica de proveedores. El proyecto también aprovecha infraestructura de transporte de gas ya existente y un creciente desarrollo del acceso al GNL a nivel mundial, mercado influido positivamente también por otras formas de producción de hidrocarburos, como la extracción de gas denominada no-convencional.

El proyecto en Uruguay comprende dos principales rubros: 1) la contratación para implantación y funcionamiento de instalaciones físicas de recepción del GNL, su almacenamiento y la regasificación del mismo para inyectar gas natural a las redes existentes; y 2) la contratación del GNL para abastecer consumos tanto en sectores residencial, comercial, industrial como para generación en el sistema eléctrico.

Respecto al desarrollo de las instalaciones y servicios físicos del proyecto, en Octubre/2013 se firmó el contrato entre Gas Sayago S.A.- empresa de propósito específico formada por UTE y ANCAP- y RIKLUR COMPANY S.A., actualmente denominada GNLS S.A., para "diseñar, construir, operar y mantener una terminal para recibir, almacenar y regasificar GNL, entregar GN y eventualmente entregar GNL". Sin embargo, con fecha 30 de setiembre de 2015 Gas Sayago y GNLS S.A. suscribieron un acuerdo de terminación de dicho contrato. Como compensación por la rescisión, GNLS aceptó la ejecución por parte de Gas Sayago de la garantía que había presentado por U\$S 100.000.000. A su vez, GNLS transfirió a Gas Sayago el derecho sobre las obras ejecutadas a la fecha de la rescisión.

Luego del acuerdo de cancelación indicado anteriormente Gas Sayago llevó adelante varios procesos durante el año 2016, con el objetivo de reestructurar el proyecto de construir, financiar y operar una Terminal Regasificadora para proporcionar servicios de almacenamiento y regasificación de gas natural licuado y así llevar adelante el cometido para el cual fue creada.

Dichos procesos, que se encuentran aún en desarrollo, permitirán a la Sociedad contar con la información necesaria para tomar la decisión final de la inversión.

Los mencionados procesos son:

- Licitación para la construcción de las obras de la Terminal
- Contratación del buque FSRU con la empresa MQL
- Temporada Abierta para contratación de la prestación de los servicios de la Terminal
- Selección de un socio estratégico
- Financiamiento del proyecto

En relación al proceso de Temporada Abierta, en el mes de diciembre de 2016, el Directorio de la Sociedad aprobó la selección de la oferta de la empresa Shell International Trading Middle East (SITME), dando comienzo a un período de negociación exclusivo de seis meses con la empresa, durante el cual se espera negociar las características de los servicios a prestar por la Terminal y las condiciones del contrato respectivo. Los resultados de esta negociación podrán requerir la revisión de las condiciones de los demás procesos o inclusive condicionar la continuidad de los mismos.

Por lo expuesto precedentemente, existe una incertidumbre inherente a las decisiones futuras que podrían impactar en dicha sociedad y en consecuencia en el valor de la inversión de UTE en Gas Sayago S.A.

## NOTA 15 PROYECTO DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA ENTRE URUGUAY Y BRASIL

UTE en su calidad de arrendatario, al comienzo del plazo del arrendamiento, tal como se indica en Nota 4.23, contabiliza un activo (Nota 5.6) y un pasivo (Nota 5.13) por el mismo importe.

Con posterioridad al reconocimiento inicial, los arrendamientos financieros generan un cargo por depreciación en los activos adquiridos (Nota 5.6) así como un gasto financiero (Nota 6.3) en cada período. El cargo por depreciación del ejercicio asciende a \$ 55.884.792, mientras que el cargo financiero asciende a \$ 154.325.146.

El detalle de los pagos mínimos futuros por arrendamientos financieros y su correspondiente valor presente, es el siguiente:

Plazo	Valor nominal en \$	Valor presente en \$
Hasta un año	363.707.696	346.378.696
Entre uno y cinco años	1.454.830.784	1.109.963.992
Más de cinco años	3.455.223.112	1.465.257.035
	<b>5.273.761.593</b>	<b>2.921.599.723</b>

A continuación se presenta una descripción de los acuerdos de arrendamiento y sus correspondientes valores:

### Instalaciones de Trasmisión en Brasil

Con fecha 16 de marzo del 2010 se suscribió el contrato con la empresa Centrais Eletricas Brasileiras (ELETROBRAS), para la implantación de las obras en Brasil necesarias para la interconexión con la República Oriental del Uruguay. De acuerdo a dicho contrato, UTE adquiere los derechos de uso exclusivo de las instalaciones de trasmisión construidas a tales efectos, mediante el pago de un canon de inversión, a partir del momento en que las instalaciones se encuentren en condiciones de ser energizadas para la operación comercial. Dicha condición fue cumplida el 03/06/16.

El plazo del contrato es de 30 años prorrogables, abonándose durante 15 años el canon de inversión en cuotas mensuales de R\$ 2.244.124 reajustados anualmente, desde la firma del contrato, de acuerdo con el Índice Nacional de Precios a los Grandes Consumidores, calculado por el Instituto Brasileño de Geografía y Estadística. El valor del canon ajustado al 03/06/16 asciende a R\$ 3.362.757.

Al cierre del presente ejercicio, el importe de los pagos mínimos futuros por el arrendamiento asciende a un total de R\$ 585.119.715, equivalente a \$ 5.273.761.593.

A continuación se presenta el detalle de los pagos mínimos futuros por el arrendamiento y su correspondiente valor presente:

Plazo	Valor nominal		Valor presente	
	Importe en Reales	Equivalente en \$	Importe en Reales	Equivalente en \$
Hasta un año	40.353.084	363.707.696	38.430.445	346.378.696
Entre uno y cinco años	161.412.335	1.454.830.784	123.149.635	1.109.963.992
Más de cinco años	383.354.296	3.455.223.112	162.569.119	1.465.257.035
	<b>585.119.715</b>	<b>5.273.761.593</b>	<b>324.149.199</b>	<b>2.921.599.723</b>

## NOTA 16 VALORES RECIBIDOS EN GARANTÍA Y OTRAS CUENTAS DE ORDEN

	2016	2015
Valores recibidos en garantía	14.886.245.803	15.159.469.880
Cartas de crédito abiertas en M/E	500.544.881	1.325.897.811
Conformes clientes fideicomiso electrificación rural	96.370.392	84.810.552
Derechos de uso a cobrar aún no devengado - Estación convertora	-	18.428.531
	<b>15.483.161.076</b>	<b>16.588.606.775</b>

## NOTA 17 HECHOS POSTERIORES

Con posterioridad al 31 de diciembre de 2016 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.

## MEMORIA ANUAL 2016

Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas

Coordinación y Redacción: Diseño Organizacional y Gestión del SGI  
Coordinación de la Edición: Comunicación Corporativa y Responsabilidad Social  
Palacio de la Luz - Paraguay 2431  
Montevideo - Uruguay

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

Diseño gráfico: DDB Uruguay

Impresión: [raul.montoro@gmail.com](mailto:raul.montoro@gmail.com)  
N° Depósito Legal: 376421

