

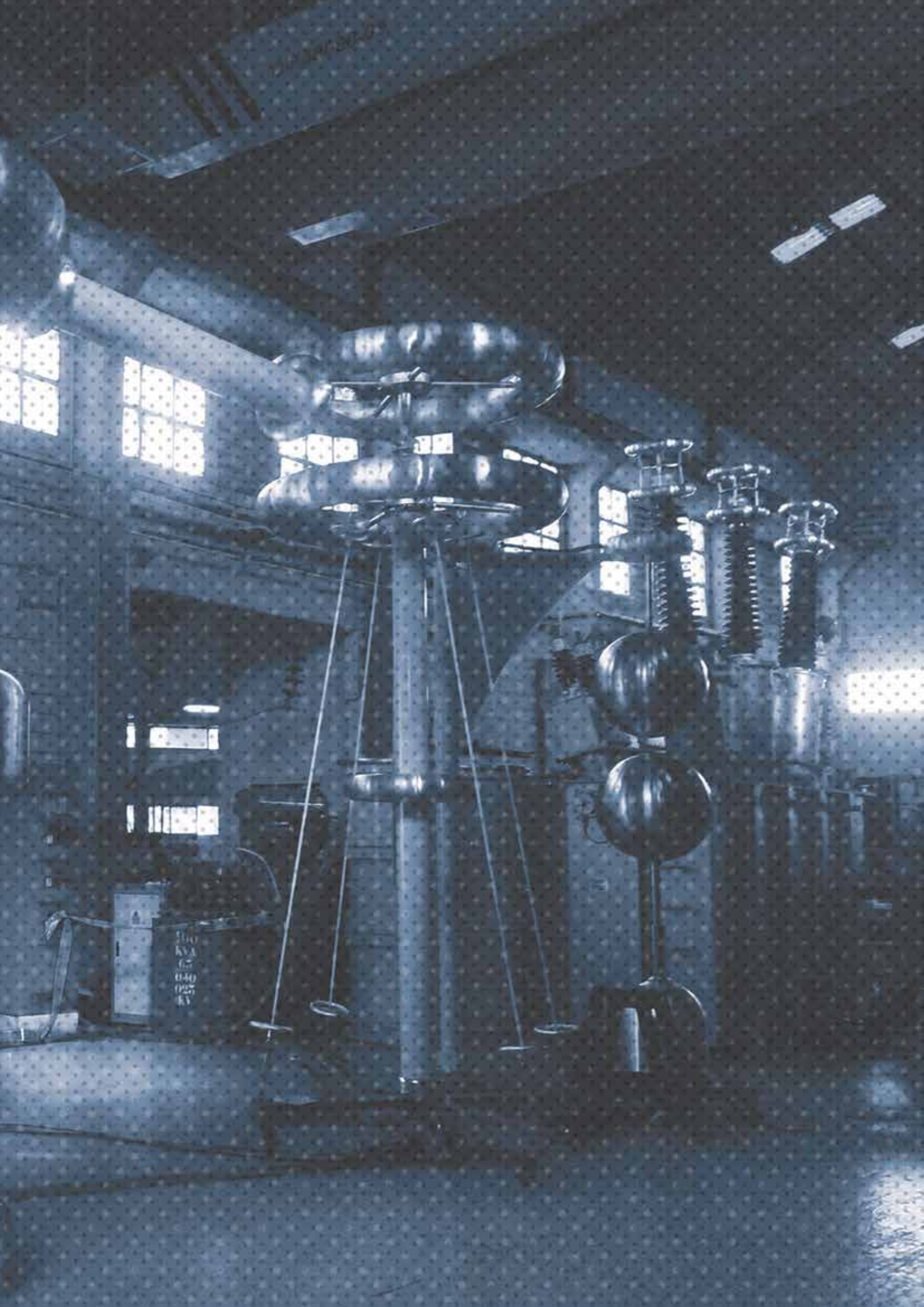


La energía que nos une

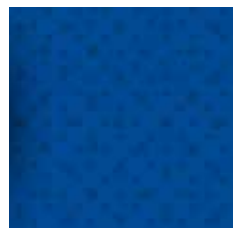
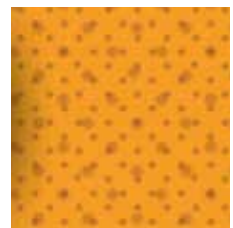
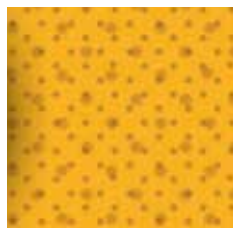
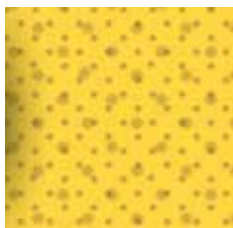
Memoria Anual 2015

Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas





110
KVA
65
0.40
0.25
KV



Sumario

Mensaje del Presidente	06
Resumen Ejecutivo	13
Prácticas de buen gobierno corporativo	17
Gestión de Instalaciones	21
Comercialización del Producto	37
Gestión de los Recursos	43
Proyección al Exterior	47
Información Económica y Estados Contables	51

Mensaje del Presidente



Hace cinco años y poco que estoy en la Presidencia del Directorio de la Empresa y, como digo muchas veces, solo soy el Presidente. La impronta de quien ejerce dicho cargo puede ayudar a que las cosas sucedan o no, pero nadie puede dudar, menos yo, de que UTE funciona porque la gente, nuestra gente, hace que funcione.

El país está atravesando por un desafiante aterrizaje de su economía en el contexto regional y mundial, por todos conocido. Uruguay arranca un nuevo período de gobierno y el primer año es donde se definen las pautas presupuestales. A esto se suma la situación coyuntural que atraviesan nuestros vecinos.

En ese contexto, UTE está sin lugar a dudas avanzando, capeando el temporal, y tiene señales externas de ayuda a la gestión y logros que mostrar. La decisión del Poder Ejecutivo de darle continuidad a gran parte de su Directorio es un ejemplo claro.

En lo que respecta al presupuesto, se dio una discusión muy profunda pero que a la postre otorgó un apoyo, por pleno derecho, a aspectos que sólo se lograron en UTE, como son los temas de ingreso de personal y el mantenimiento de un importante espacio de inversión estatal. Además, a fin de reducir el riesgo financiero que implica para una empresa como UTE tener obligaciones contraídas en moneda extranjera pero ingresos en pesos uruguayos, se realizó un swap de moneda con el Banco Central que permite estabilizar la compra de entre el 40 al 50% de las divisas previstas hasta el mes de abril 2017.

También UTE ha sido reconocida por todos los actores como comercializador único de los excedentes exportables. En dicho contexto, en estos días y luego de muchas gestiones de UTE y Eletrobras, se logró el inédito hecho de que Brasil finalmente tenga condiciones legales para importar y comercializar energía de Uruguay. Este hecho además está fortalecido por la puesta en funcionamiento de la Interconexión de 500 MW con Brasil a través de la Conversora Melo.

En este año recibimos el premio CIER que destaca a las empresas eléctricas de América del Sur y el Caribe que por tres años han venido mejorando los indicadores de calidad percibida por parte de sus clientes. También hemos recibido el premio Nacional de Eficiencia Energética en el Sector Estatal por el programa de TAXIS ELÉCTRICOS, que estamos llevando adelante junto al Gobierno Departamental de Montevideo e incorporamos el segundo grupo de 30 camionetas eléctricas en la flota de la empresa. Asimismo, lanzamos el programa "Junta Lámparas" de disposición final de lámparas compactas, reafirmando una vez más nuestro compromiso con el medioambiente.

MATRIZ ENERGÉTICA

La incorporación de generación de energía eléctrica de fuente eólica, más que duplicó a lo ya instalado hasta el año anterior. En el 2015, a los 420 MW ya instalados se sumaron 490 MW adicionales de energía eólica, logrando que el 18% de la energía eléctrica generada durante el año fuera de origen eólico. Este hecho seguramente lleve a destacar nuevamente al Uruguay por la velocidad de crecimiento en la cobertura de la demanda por fuente eólica a nivel mundial.

En cuanto a los emprendimientos eólicos propios o en asociación con particulares, a principios del año fue inaugurado oficialmente el Parque Artilleros (65 MW) ubicado en el Departamento de Colonia, producto de la Asociación UTE-Eletrabras a través de la empresa ROUAR S.A.. En el departamento de Artigas se inauguró el Parque Juan Pablo Terra (70 MW), proyecto desarrollado por UTE en terrenos del Instituto de Colonización con fondos propios y financiación del Banco KfW. Asimismo, se avanzó en lo que será el Parque Pampa (140 MW) en Tacuarembó a través de la constitución de un fideicomiso financiero y de la emisión de certificados de participación, previéndose recepcionar la obra el año próximo. En el mes de setiembre se iniciaron las obras del Parque Valentines (70 MW), ubicado en el límite de los Departamentos de Treinta y Tres y Florida, el cual será desarrollado por Areaflin S.A. que una vez obtenidas las autorizaciones correspondientes, cotizará en bolsa para financiar el proyecto. Finalmente, bajo la modalidad de leasing operativo a 20 años, se firmó el Contrato y se inició la obra del Parque Palomas (70 MW) en Salto, cuya recepción se espera para el 2017.

También se dio un paso adelante en lo relacionado a la instalación de energía de fuente fotovoltaica, llegando a los 58 MW de potencia instalada.

Como corolario, el 91% de la energía suministrada en 2015 provino de fuentes renovables (hidráulica, eólica, biomasa, solar) y al igual que los dos años anteriores no fue necesario recurrir a la importación de energía.

Nuestro sistema, transformado, renovable, igualmente necesita de un respaldo térmico confiable y eficiente que está en marcha y que cada día avanza a paso firme para concretar la Central de Ciclo Combinado en Punta del Tigre. Muestra de ello es la llegada al predio de Punta del Tigre de las 2 turbinas de gas y de la turbina de vapor que junto con las calderas de recuperación de calor, constituyen los principales componentes del ciclo combinado de generación.

Y para mantener la confiabilidad del Sistema en su conjunto se avanzó en la elaboración del proyecto y del pliego asociado para lograr la ampliación de la Red de Trasmisión del Norte con la línea Tacuarembó-Melo, que se realizará bajo la modalidad de leasing operativo.

GESTIÓN E INCLUSIÓN

Mientras que el año 2014 fue el de la implantación de la reestructura elaborada en el marco del Proyecto Bambú, en el año 2015 se trabajó en el ajuste de los puestos que habían quedado pendientes de implantación, creándose el comité de Valoración para analizar los puestos en los cuales se presentaron discrepancias. Ha sido una ardua tarea, donde el compromiso de cada uno de los actores ha propiciado el que las cosas sucedan: se aprobó, en acuerdo con el sindicato, el procedimiento para la implantación de la cobertura de los puestos a través de pruebas de suficiencia así como los lineamientos para cubrir los puestos vacantes y/o acéfalos de la estructura aprobada.

Al igual que el año anterior, UTE destinó un volumen importante de recursos humanos y materiales para regularizar instalaciones precarias y otorgarles la seguridad y calidad en el servicio que todos los hogares uruguayos nos merecemos. Es así que se alcanzó la inclusión de 2.500 familias al sistema formal del consumo eléctrico en el marco de realojos, nuevas viviendas otorgadas a través de diferentes planes y regularización de asentamientos. El aporte de UTE incluye, el cableado y adecuación de la instalación externa, además de la entrega de implementos de seguridad como ser llave térmica, portalámparas y tablero para centralizar las conexiones. Y todo esto acompañado de un seguimiento permanente y presencial en los barrios.

En el ámbito rural se continuó persiguiendo la meta de universalización del servicio eléctrico aportando 1.204 km de Electrificación Rural, atendiendo a 709 suscriptores dentro de los cuales se encuentran 12 escuelas.

Culminamos el primer año de este nuevo período. Aún resta mucho para hacer, y tenemos ganas y condiciones para seguir mejorando y así ser excelentes servidores y lo que es más importante, seguir construyendo valor público y ciudadanía de la mano de la gente.

Dr. Ing. Gonzalo Casaravilla
Presidente del Directorio de UTE



Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas.

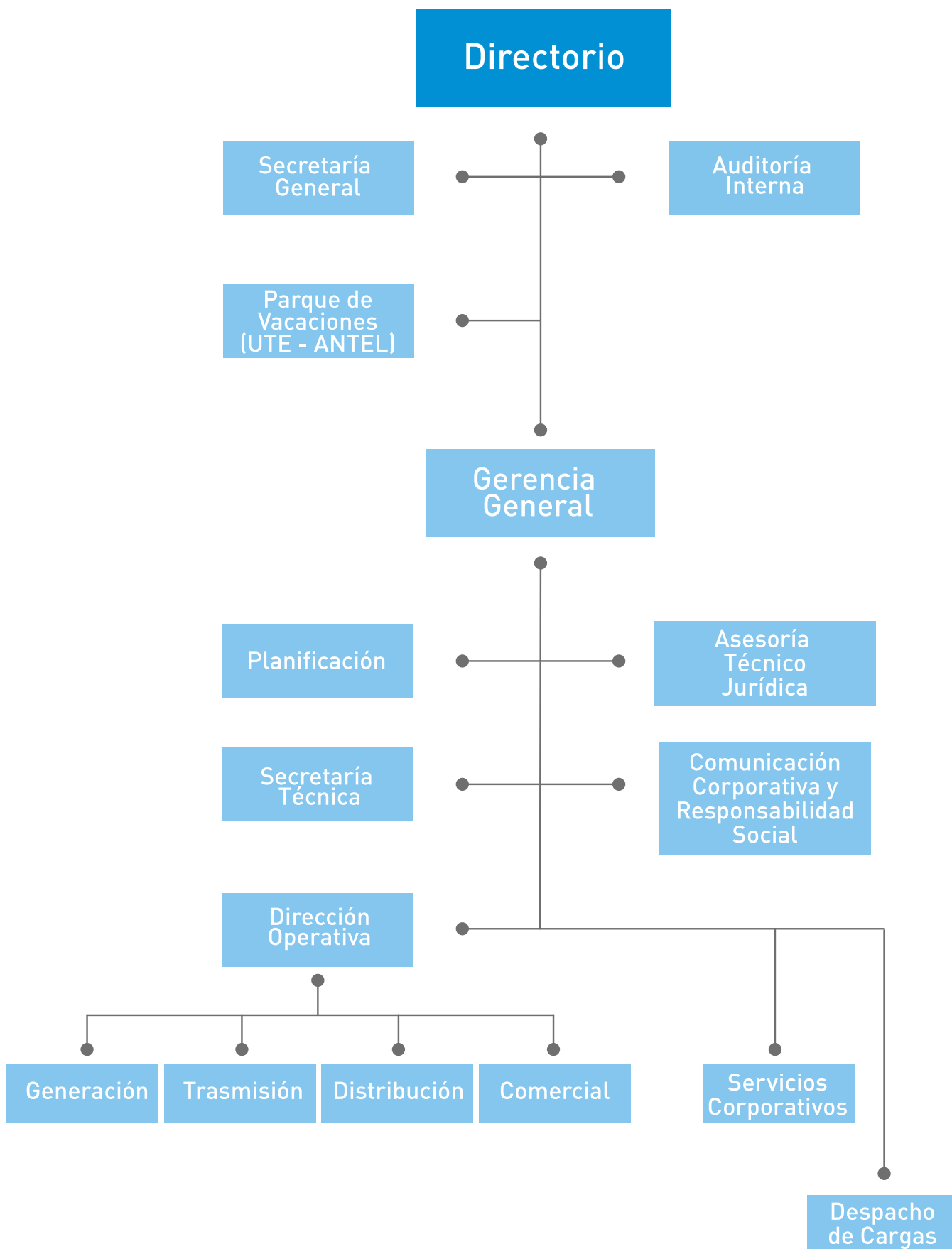
Directorio

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

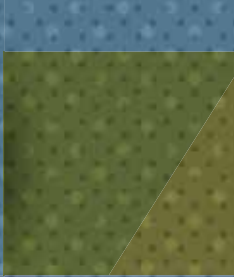
Organigrama general



INFORMACIÓN RELEVANTE ⁽¹⁾	2013	2014	2015
Potencia Instalada Efectiva (MW)	1.791	1.842	1.711
Carga máxima anual (MW)	1.918	1.822	1.883
Extensión de la red de transmisión (km)	4.445	4.553	4.963
Extensión de la red de distribución (km)	78.887	80.561	82.688
Energía generada por UTE (GWh)	4.989	4.966	4.148
Energía comprada (GWh) (2)	5.526	6.545	7.378
Energía exportada (GWh) (3)	196	1.123	1.012
Energía para mercado interno (GWh) (4)	10.319	10.388	10.514
Energía facturada, mercado regulado (GWh) (5)	8.419	8.427	8.501
Cantidad de servicios activos (10 ³)	1.378	1.398	1.415
Energía promedio por cliente (kWh) (5)	6.110	6.028	6.008
Extensión de la red por cliente (metros)	60	61	62
Cantidad de funcionarios	6.549	6.765	6.619
Cantidad de servicios por funcionario	210	207	214
Energía promedio por funcionario (kWh) (5)	1:285.540	1:245.676	1:284.333
Ventas Mercado Interno (U\$S 10 ³)	1:769.043	1:649.504	1:461.484

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 4.755 GWh de compras a Salto Grande, 2.621 GWh a agentes productores y 2 GWh a Argentina para el año 2015.
- 3) Incluye la energía exportada a Brasil y Argentina y la tomada por ésta 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 2015.





Resumen ejecutivo

Resumen ejecutivo

- La energía anual entregada a las redes de transmisión y distribución de UTE para abastecer la demanda fue de 10.514 GWh, un 1,2 % superior a la de 2014.
- El año se caracterizó por disponer de un alto porcentaje de generación hidráulica (68% de la generación total anual), como consecuencia de una situación hidrológica muy buena en la mayoría de los meses.
- La demanda máxima de potencia se situó en 1.883 MW, resultando 61 MW mayor que el año anterior.
- De la energía anual generada en Uruguay, un 18% corresponde a energía eléctrica aportada por Centrales Eólicas, triplicando su incidencia respecto a la generación del año 2014.
- 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 12,36 horas.
- En el “Proyecto Central Ciclo Combinado – Punta del Tigre”, se destacan: el arribo de la turbina de vapor y equipos asociados, el avance en los edificios principales, el montaje de los equipos auxiliares de la planta y el comienzo de las obras de toma y descarga de agua en el Río de la Plata.
- 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 Conversora de Melo que permitieron la realización de transferencias de energía de Uruguay a Brasil.

Se realizó la energización de la ampliación en San Carlos.

- En el marco de un acuerdo entre UTE y ELECTROBRAS, se desarrolló el Parque Eólico Artilleros (Departamento de Colonia), mediante la sociedad de propósito específico ROUAR S.A.

En 2015 comenzaron a operar los 31 aerogeneradores de 2,1 MWh de potencia cada uno, que integran el parque. El parque fue inaugurado el 28 de febrero con la presencia de los presidentes de Brasil y Uruguay.

- El ingreso por venta de energía al mercado interno se situó en U\$S 1.461 millones (dólares corrientes), menor que en el año anterior.
- El resultado del ejercicio fue de \$ 5.956 millones, que traducidos a tipo de cambio promedio del dólar en el año (\$ 27,327), equivalen a U\$S 218 millones.
- El patrimonio promedio de UTE fue de U\$S 4.133 millones, por lo que el resultado sobre el patrimonio asciende a 5,3% (10,7% en el ejercicio 2014).
- En marzo de 2015 se realizó la colocación de los certificados de participación del fideicomiso Pampa proyecto eólico donde UTE participa como desarrollador, gestor e inversor. La emisión de U\$S 78 millones tuvo una demanda de cinco veces el monto ofrecido.
- En diciembre del presente año se realizó la colocación de los certificados del fideicomiso Arias, por U\$S 42,8 millones, con una demanda que cuadruplicó el monto ofertado.

Ambas colocaciones demuestran la confianza en UTE y la avidez por este tipo de inversión.





The background features a light blue dotted pattern. On the left, a silhouette of a wind turbine is visible. The bottom right corner is decorated with several overlapping geometric shapes in various shades of blue, including triangles and polygons. A horizontal teal band spans the width of the page, containing the title text.

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

El Código de Ética de UTE que fuera aprobado en 2014, fue objeto de acciones que tuvieron como finalidad lograr la participación activa del personal para la construcción de la versión definitiva.

Para fortalecer el ambiente de control, detectar o disuadir conductas reñidas con la ética y probidad requerida para los servidores públicos, se puso foco en la implementación de varios mecanismos de obtención de información.

COMITÉ DE AUDITORÍA

El Comité coordinó acciones de auditoría interna y externa, evaluó políticas contables, revisó el cumplimiento de normativa del Banco Central del Uruguay (BCU), así como aspectos vinculados a regulaciones éticas y de transparencia, son temas importantes todos para velar por el fortalecimiento del proceso de Gobierno Corporativo de UTE.

AUDITORÍA INTERNA

Durante 2015, la constante fue la contribución activa al fortalecimiento del Gobierno Corporativo de UTE como entidad individual, así como también para las sociedades en las que tiene participación.

MEJORA CONTINUA

Continuando con el objetivo permanente de implementar 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.

La unidad Tecnologías de la Información y Comunicaciones (TIC), y el proceso de Llamados Externos a concurso para ingreso de personal, certificaron su Sistema de Gestión de la Calidad, bajo la Norma ISO 9001:2008; en tanto que la Consultoría Externa de UTE, los procesos de liquidación de haberes y Centro de Capacitación Técnica mantuvieron su certificación en la misma Norma.

Fue otorgada la certificación de la Gestión de Seguridad de la Información Norma ISO 27001:2013 a la División Tecnologías de la Información y Comunicaciones, recibiendo además el Sello de Conformidad con el Modelo de Calidad con Equidad de Género, para el cual se recomendó el otorgamiento del nivel IV (máximo), Sostenibilidad.

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.

Vinculado a la mejora de la confiabilidad de los activos de Generación Térmica cuyo alcance es Central Battle, Central Térmica de Respaldo (CTR) y Punta del Tigre, se desarrolló un sistema de gestión alineado con la Norma ISO 55000:2014 (Gestión de activos).

A partir de la certificación y la obtención del sello en Calidad en el Marco Internacional para la Práctica Profesional (MIPP) emitido por el Instituto Global de Auditores Internos, se continuó trabajando en 2015 en la profundización del Programa de Aseguramiento y Mejora de la Calidad de las acciones de Auditoría.

GESTIÓN DE RIESGOS

Se continuó avanzando en la implementación de la gestión de riesgos a nivel corporativo, incorporándose tanto Unidades que no habían participado, como temas estratégicos en los cuales UTE ha decidido se integre esta herramienta.

Se ha desarrollado la consolidación como proceso y metodología a la hora de comparar riesgos, por lo que teniendo en cuenta que la generación eólica es uno de los ejes estratégicos de esta empresa, se iniciaron acciones en tal sentido.

RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL

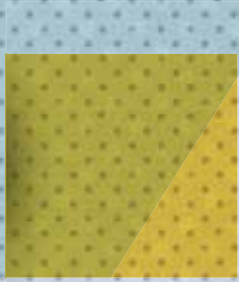
Se comenzó con un Programa de Voluntariado seleccionando una escuela pública a la cual se apoyara con material didáctico, educativo y lúdico.

En el marco del convenio UTE- Ministerio de Desarrollo Social (MIDES) para el desarrollo de cooperativas sociales, se contrataron 6 cooperativas en diferentes rubros, con lo cual se alcanzó un total de 8 cooperativas sociales con contratos vigentes.

En 2015 se celebró la firma de un Convenio entre UTE y el Sistema de Responsabilidad Penal Adolescente (SIRPA) – Instituto del Niño y Adolescente del Uruguay (INAU), a través del cual se gestionará el ingreso de hasta 10 becarios/as, a su vez, el Convenio celebrado con la Junta Nacional de Drogas, permitió la contratación de 4 personas por un período de 1 año. Se continuó trabajando en el marco del Convenio entre UTE e INAU otorgándose anualmente 30 becas de trabajo.

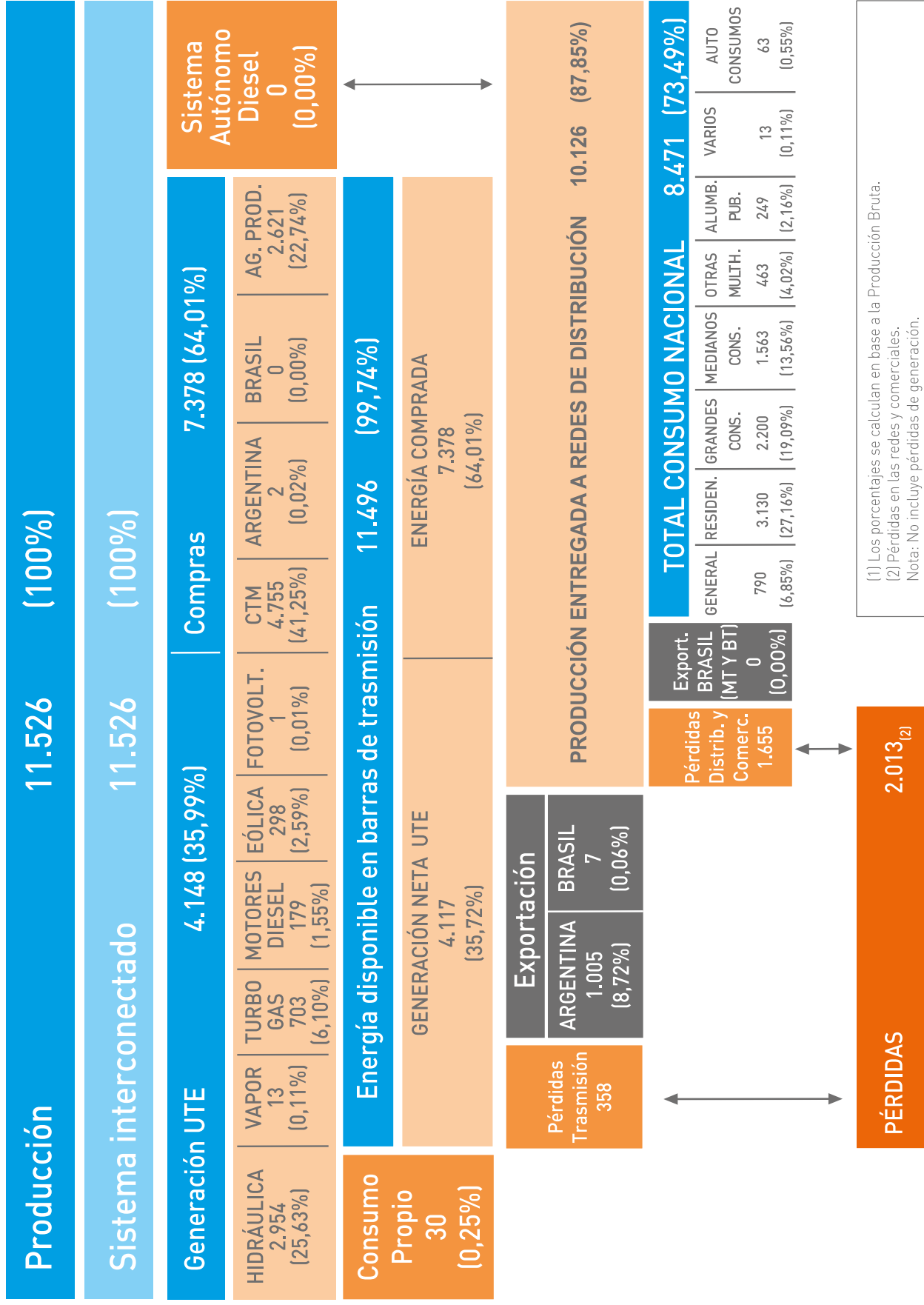
El Acuerdo Complementario de Cooperación celebrado entre UTE y el Consejo de Educación Técnico Profesional (CETP) busca promover la acreditación de saberes y continuidad educativa del personal de UTE, que desee culminar la Educación Media Superior orientándolo a través del Bachillerato Profesional de Operación y Mantenimiento de Instalaciones Eléctricas en Baja y Media Tensión.





Gestión de instalaciones

Balance energético 2015 (GWh)⁽¹⁾



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

(2) Pérdidas en las redes y comerciales.

Nota: No incluye pérdidas de generación.

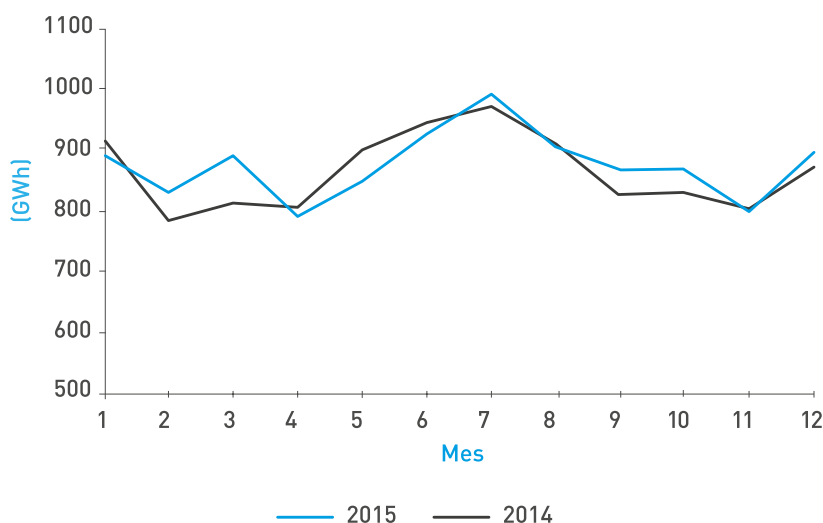
Gestión energética

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

La energía anual entregada a las redes de distribución de UTE para abastecer la demanda fue de 10.126 GWh, un 1,1% superior a la correspondiente al año 2014.



EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA TOTAL MENSUAL (2014 - 2015)



DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA ANUAL

La demanda máxima de potencia ascendió a 1.883 MW, y ocurrió el 21 de julio, resultando 61 MW mayor que el año anterior. La misma se abasteció con 65% de energía de origen hidráulico, 27% de origen térmico, 1% de origen eólico y 7% de energía de otros recursos.

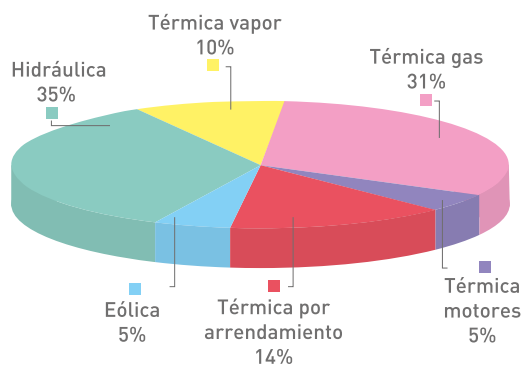
El consumo de energía máximo diario alcanzó el valor de 35.819 MWh, un 1% superior al día de mayor consumo de energía del año anterior.

La demanda máxima de potencia de verano ascendió a 1.774 MW, donde se registró el máximo consumo de energía diaria de verano: 35.238 MWh.

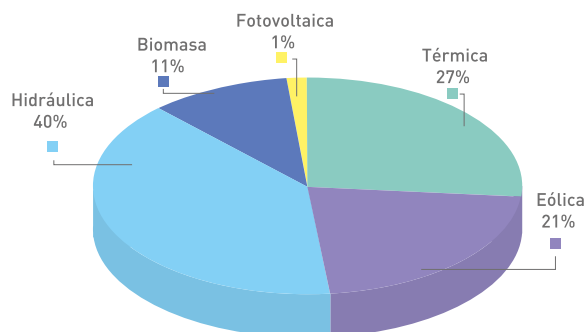
El factor de carga anual entendido como la relación entre el consumo durante un período de tiempo determinado y el consumo que habría resultado de la utilización permanente de la potencia máxima, fue de 63,7%, lo que representó un decremento de 2% en relación al año anterior.

Desde hace varios años por Decreto del Poder Ejecutivo, se disponía el adelanto de la hora oficial todos los años, desde octubre a marzo del año siguiente, como medida que apuntaba a una mejora de la eficiencia energética. Dicha medida no fue dispuesta en el año 2015, por lo cual no se aplicó en los tres últimos meses del mismo.

POTENCIA INSTALADA UTE (MW)



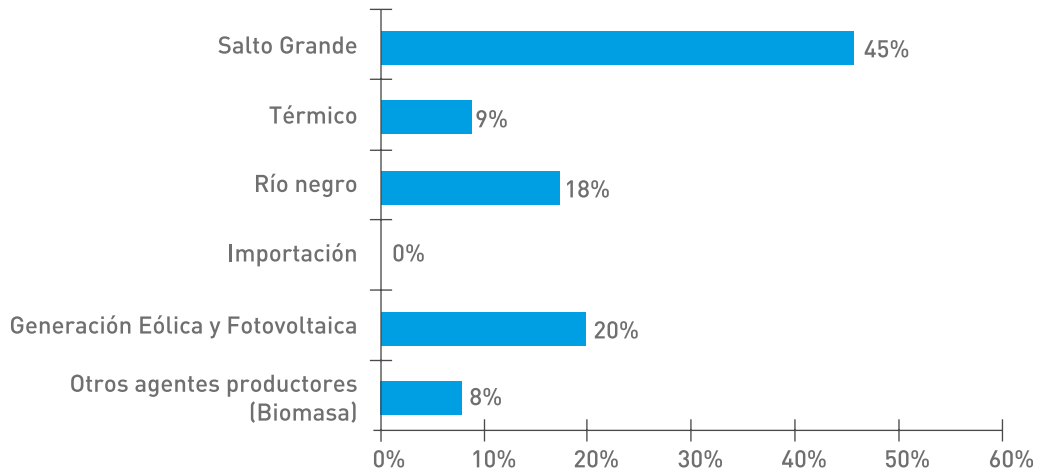
POTENCIA INSTALADA POR FUENTE URUGUAY (MW)



RÉGIMEN VIGENTE

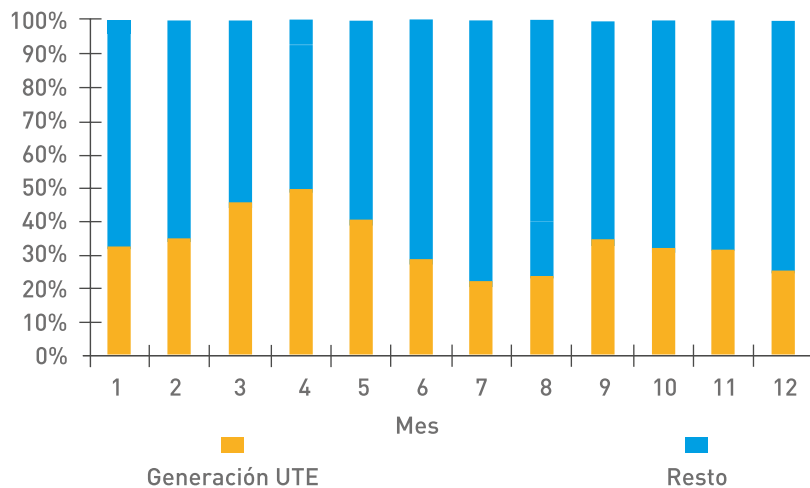
El suministro de energía de Salto Grande a UTE totalizó el 45% de la demanda total anual del sistema, mientras que las centrales ubicadas en el Río Negro llegaron a abastecer el 18%, la generación térmica el 9% y el restante 28% se cubrió con energía de biomasa, eólica y fotovoltaica.

Energía entregada a Redes de UTE para abastecer la demanda del año 2015



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

Participación de UTE en la generación mensual (%).





RECURSOS ENERGÉTICOS

Contratos

Durante 2015 UTE compró energía en el mercado de contratos a término por un total de 2.559.649 MWh, siendo UPM (ex - Botnia) (4%), CEPP (Celulosa y Energía Punta Pereira S.A.) (20%), los generadores de Biomasa más grandes instalados en el país y el resto de la compra (76%) 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 2015 existen 926.3 MW en servicio, de los cuales 705.2 MW provienen de fuente eólica, 163.1 MW de fuente biomasa y 58 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 ADME para el año 2015 fue del orden de 59 U\$S/MWh, el cual tuvo un decremento del 38% con respecto al del año 2014.

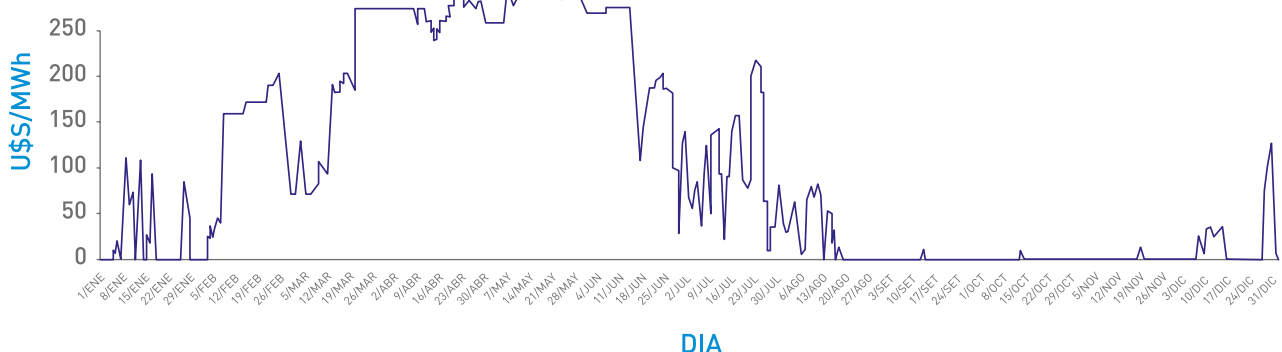
La energía comercializada en el mercado Spot fue 48 GWh, resultando superior a la energía del año 2014 (33 GWh). La misma representó aproximadamente un 0,5% del total de la energía entregada al sistema nacional.

Intercambios Internacionales

La importación de energía desde Argentina y Brasil por las interconexiones de alta y media tensión no fueron significativas.

La exportación de energía entregada por UTE al sistema argentino fue de 1.005 GWh y al sistema brasilero 7 GWh.

Evolución Precio SPOT Promedio Diario.
Año 2015



DIA

Generación

GENERACIÓN TÉRMICA

Explotación del parque generador

Tomando en consideración el ciclo de vida de las unidades turbo-vapor, la estrategia de mantenimiento requerido frente a las horas de servicio y los requerimientos de respaldo de la nueva matriz energética, se resolvió desafectar del sistema eléctrico nacional las unidades 3 y 4 de Central Batlle (Sala B) y la Turbina de Maldonado y declarar preventivamente indisponibles las unidades 5ª y 6ª de Central Batlle.

Dado que no se dispone del ciclo combinado de Punta del Tigre, se continuó con el arrendamiento de centrales de generación (300 MW).

Por otra parte, en octubre de 2015, UTE ejerció la opción de compra respecto a dos de las turbinas arrendadas de 25 MW cada una, las que pasan a su propiedad el 1 de enero de 2016.

Proyecto Central de Generación Térmica de Ciclo Combinado

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.

Se prevé que para 2019 la planta de ciclo combinado se encuentre finalizada.

Durante 2015 se continuó con las obras de montaje de turbinas y construcciones destacándose el arribo de la turbina de vapor y equipos asociados, el avance en los edificios principales, el montaje de los equipos auxiliares de la planta y el comienzo de las obras de toma y descarga de agua en el Río de la Plata.

Otras inversiones en generación térmica

Se realizó la recepción definitiva de los tanques adicionales de combustibles (gas-oil), completando así 125.000 m³ de capacidad adicional de almacenamiento, equivalentes a una generación de 430 GWh, ubicados en La Tablada (ANCAP) y en la Central Punta del Tigre, cuya recepción provisoria se realizó a fines del año anterior.

GENERACIÓN HIDRÁULICA

La producción hidráulica del Río Negro representó el 28% de la energía entregada al Sistema Interconectado Nacional (SIN), inferior al año anterior (40%) y del orden del 15% superior a la media de los últimos 10 años.

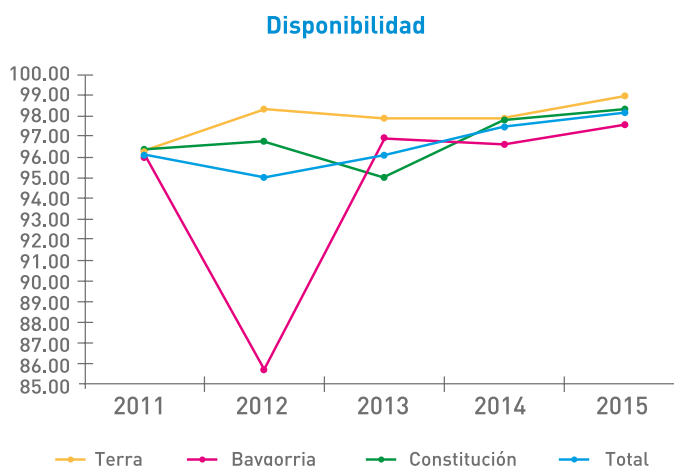
Las tres centrales hidroeléctricas presentaron la disponibilidad y tasa de falla que se detallan a continuación:

Central	Potencia instalada (MW)	Disponibilidad (%)	Tasa de Falla	Generación (GWh)
Gabriel Terra	152	98,99	2,82	806
Baygorria	108	97,48	0,97	540
Constitución	333	98,28	3,02	1.608
Total centrales Río Negro	593	98,32	2,32	2.954

Nota:

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

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



GENERACIÓN EÓLICA

Parques eólicos propios

En 2015 UTE ha explotado los parques:

- Juan Pablo Terra (Departamento de Artigas): Cuenta con 28 aerogeneradores de 2,4 MW de potencia cada uno. La producción del año fue de 232 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 cada uno.

La producción del año fue de 65 GWh.



Parque eólico con participación de UTE

En el marco de un acuerdo entre UTE y ELECTROBRAS, la participación de UTE en el Parque Eólico Artilleros (Departamento de Colonia), se realiza mediante la empresa ROUAR S.A.

En 2015 comenzaron a operar los 31 aerogeneradores de 2,1 MW de potencia cada uno, que integran el parque. La producción del año fue de 148 GWh, la cual es vendida en su totalidad a UTE en las mismas condiciones que otros agentes productores privados. El parque fue inaugurado el 28 de febrero con la presencia de los presidentes de Brasil y Uruguay.

Proyecto de central de generación eólica Palomas

En junio UTE firmó un contrato para el desarrollo del proyecto Central de generación eólica Palomas. El mismo comprende el suministro, mediante la modalidad de leasing operativo a 20 años con opción de compra por parte de UTE sobre el final del período, de una Central de generación eólica de 70 MW, instalada y en condiciones de operar.

Proyectos de generación eólica bajo la modalidad 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 (Power Purchase Agreement) 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).
- Parque eólico Arias (Departamento de Flores): con 70 MW de potencia instalada (Fideicomiso).
- Parque eólico Valentines (Departamentos de Florida y Treinta y Tres), con 70 MW de potencia instalada (Areaflin S.A.)

TRASMISIÓN

Ampliaciones del sistema de Trasmisión

- Interconexión con Brasil: Fue finalizada la línea de interconexión que une la Estación San Carlos con la Conversora Melo y el tramo en territorio uruguayo que vincula a la Conversora con Candiota; las obras del lado brasileño se encuentran finalizadas.

Comenzaron las pruebas de la Conversora de Melo que permitieron la realización de transferencias de energía de Uruguay a Brasil.

Se realizó la energización de la ampliación en San Carlos.

- Estudios, proyectos y obras de Generación con energías renovables: se concretó la incorporación de cinco parques de generación eólica y uno de generación fotovoltaica. Como consecuencia se incorporaron al Sistema Interconectado Nacional las subestaciones de 150 kV de Cerro Colorado, Salto B, Arbolito, Cuchilla Peralta A y Cuchilla Peralta B.

Se ampliaron las subestaciones de 150 kV de Salto y Rocha, se incorporaron las líneas de 150 kV asociadas que vinculan los parques a la red existente de transmisión de Salto-Salto B, Rocha-Carapé, Cuchilla Peralta A – Cuchilla Peralta B.

Se continuó trabajando en la ingeniería y obras asociadas a la conexión a la red de otros proyectos de generación eólica y fotovoltaica de inversión privada, así como en proyectos de generación eólica con participación de UTE.

- Proyectos y obras de Generación Térmica con combustibles fósiles: Se continúa con la

ejecución del 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.

- Plan del Norte – Ampliación de la red de transmisión: La ejecución de las obras de ampliación del sistema eléctrico en la zona Norte del país (Plan del Norte) se continuaron; finalizó la obra civil y el montaje en 12 estaciones existentes de primario 150 kV, a saber: Melo, Treinta y Tres, Valentines, Young, Paysandú, Salto, Arapey, Tomás Gomensoro, Artigas, Rivera, Tacuarembó y Enrique Martínez.

Comenzó la ejecución del proyecto para las obras referidas a la línea Artigas-Rivera 150 kV, de aproximadamente 150 km de longitud.

Comenzaron las gestiones para la construcción de la línea de diseño 500 kV Tacuarembó-Melo, de 210 km de longitud en la modalidad de leasing.

- Obras de ampliación en el Circuito Oeste: Comenzó la ejecución de la ampliación de la estación Salto Grande Uruguay y se finalizaron las obras y entró en servicio la Estación Dolores 150 kV.
- Obras de ampliación de la Red de Montevideo: Comenzaron las gestiones para la ampliación de capacidad de transformación en las estaciones 500 kV Montevideo A y Montevideo B, destacándose en particular la finalización del diseño y fabricación de los transformadores 500/150 kV.

Se realizaron los trabajos de obra civil y montaje de la estación Montevideo M de 150 kV.

- Obras de ampliación en el Circuito Este: Finalizó la obra civil y comenzó el montaje de los equipos de la Subestación de Trasmisión Punta del Este con equipamiento de alta tensión blindado en SF₆ (equipos aislados en hexafluoruro de azufre).

El transformador 500/150 kV en la subestación Melo 500 kV fue instalado y energizado, conectando por primera vez la línea de 500 kV San Carlos-Melo con el sistema de 150 kV en Melo. De esta forma se cuenta con un respaldo energético en la zona este-norte del país.

Se continuó con la definición de recorrido y especificaciones técnicas para la instalación de un cable subterráneo 150 kV entre las subestaciones Maldonado-Punta del Este, que sustituirá a la conexión en cable subterráneo y línea aérea existente.

- Conexión de Grandes Clientes: Se encuentra en ejecución la ingeniería de diseño y contralor de las obras de Trasmisión necesarias para conectar en 150 kV a la planta de celulosa Montes del Plata en la zona de Conchillas.

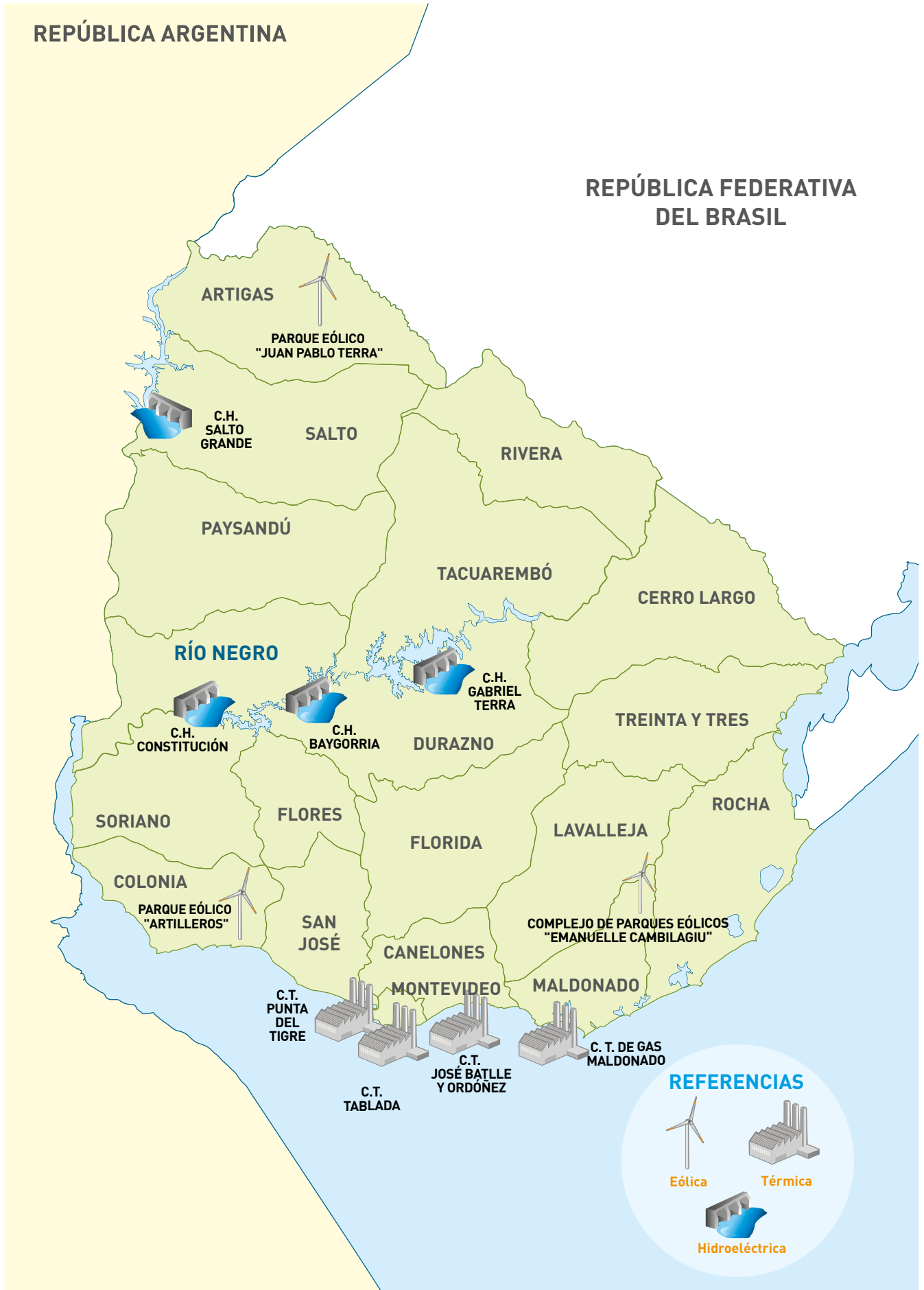
Renovación y mejora de instalaciones

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

- Renovación e instalación de equipamientos de alta tensión: Instalación de nuevas playas de 60 kV y un nuevo Sistema de Desconexión Automática de Cargas.
- Renovación de los Sistemas de Protección de los generadores de Baygorria y Bonete.



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 para el año 2015, fue de 12,36 horas.

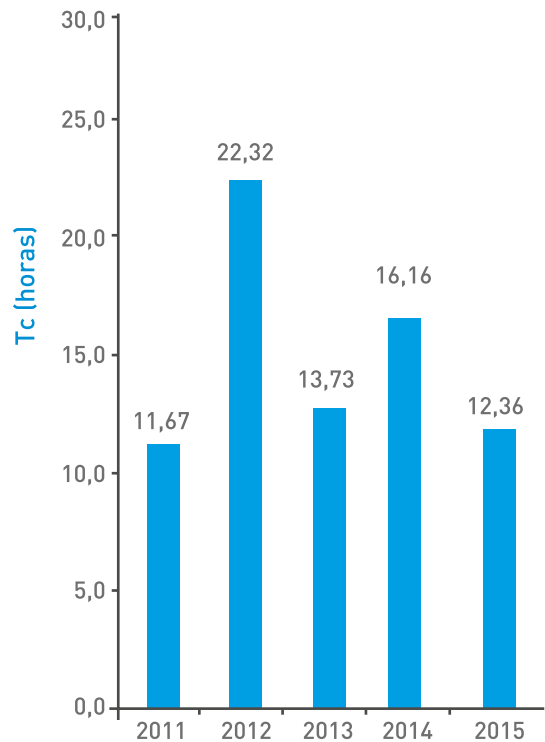
Se muestra en el gráfico la evolución del valor anual del índice Tc para todo el país.

El crecimiento de las Redes durante 2015 fue el siguiente:

Redes de ST/MT	1.386 km
Redes de BT	739 km
Estaciones ST/MT	2
Subestaciones MT/BT	910

Con respecto a la herramienta informática Sistema Integrado de Operaciones (SIO), se implementó la posibilidad de encontrar elementos de la red sin alimentar y de evaluar las pérdidas técnicas y no técnicas de las instalaciones de BT.

Tc total empresa





Generación conectada a distribución

En el transcurso del presente año, se conectaron a la red de Distribución de UTE (niveles de tensión de 31,5 y 63kV) tres nuevas centrales generadoras.

- En Rosario, Departamento de Colonia: Parque Eólico Rosario: potencia instalada de 9 MW y Parque Eólico Ventus I: potencia comprometida de 9 MW.
- En Paraje Casablanca, Paysandú: Raditon: genera a partir de energía solar fotovoltaica, con una potencia instalada de 8 MW.

Al cierre del año, la potencia total instalada en generación conectada a la red de distribución en media tensión totaliza 211,5 MW, de los cuales:

- 52,8 MW corresponden a centrales que producen a partir de biomasa.
- 127 MW a partir de energía eólica.
- 3,2 MW a partir de energía fósil (gas natural o gasoil).
- 28,5 MW a partir de energía solar fotovoltaica.

Vehículos eléctricos

Comenzaron a circular en Montevideo los primeros taxis eléctricos de un total de dieciséis unidades ingresadas al País. Cuentan con una autonomía de hasta 350 km.

Se sumaron 30 vehículos eléctricos de contaminación cero a la flota de UTE, totalizando 60 unidades. La flota es la mayor en América Latina con cero emisiones de gases contaminantes: 60 vehículos 100% eléctricos. Cuentan con una autonomía de hasta 170 km con una carga completa de baterías, alcanzan una velocidad de 130 km/h, y la posibilidad de trasladar una carga de hasta 650 kg.

UTE inauguró el primer Centro de Recarga Público propio ubicado en el Departamento de Montevideo, próximo al Palacio de la Luz.

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.

Con el objetivo de mejorar los tiempos de detección de faltas se incorporaron 22 nuevos Detectores de Paso de Falta telecontrolados. Cuentan con panel solar como fuente de alimentación del control, lo que facilita la instalación y puesta en servicio.

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 afincarse a las personas 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

UTE posee una de las más altas tasas de Electrificación de América, del orden del 99,7% de las viviendas electrificadas a la fecha, con más de 40.000 km de líneas de media tensión, de los cuales 90% son rurales, donde se encuentran el 10% de los clientes. En los últimos 10 años se construyeron más de 11.000 km de Electrificación Rural.

A diciembre de 2015, se ejecutaron 1.204 km de red de media y baja tensión en el medio rural, 565 km de red se encuentran en ejecución.

Existen diversas modalidades para acceder a la Electrificación Rural:

• Obras mixtas de Electrificación Rural

Las Obras son llevadas adelante por los interesados, quienes 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 3 km o la densidad de carga es mayor a 10 kW por km de extensión de red. Cuando participa una escuela en el Proyecto, UTE y la Administración Nacional de Enseñanza Pública (ANEP), participan con 3 materiales complementarios más.

A través de un Convenio Interinstitucional en el cual participan entidades públicas: Intendencias Municipales y UTE, se lograron ejecutar proyectos que no eran viables a cuenta de los propios vecinos.

A diciembre de 2015 se han ejecutado 890 km. de red y hay en ejecución 387 km. mediante esta modalidad.

• Conexión a Escuelas Rurales

De acuerdo al Convenio UTE – ANEP del año 2009 para todas las escuelas que estén a menos de 5 km de las redes, UTE se compromete a ejecutar las obras necesarias para su electrificación.

A diciembre de 2015 se encuentran 146 escuelas conectadas, 13 en ejecución y otras 3 en Proyectos a nivel país. Por el Convenio Organización de Estados Iberoamericanos (OEI) – UTE – ELEC NOR, se instalaron paneles solares en aquellas escuelas que están a más de 5 km de las redes de UTE, totalizando 84 escuelas.

• Obras por convenios

UTE – ANTEL: Con el objetivo común de que la Población Rural acceda a las telecomunicaciones y a la energía, UTE ejecuta las obras a las radio bases que ANTEL solicita. Se ejecutaron 20,5 km.

UTE – OPP – Asociación de cultivadores de arroz (ACA): Este Convenio tiene por objeto sustituir los bombeos para riego de arroz en base a gas-oil por energía eléctrica.

• Obras realizadas por UTE:

- Por este concepto se han ejecutado 160 km de red y se encuentran en ejecución otros 13 km.

- Electrificación de Centros Poblados: Cerro Arbolito y Paso Ceferino (Tacuarembó).

- Se concretó en el poblado rural Cerros de Vera en el Departamento de Salto, una experiencia piloto en la cual se sustituyó durante el día la generación autónoma a base de diésel por energía solar fotovoltaica, instalando 180 paneles de 290 W cada uno, un banco de baterías para el almacenamiento de la energía y un controlador que minimiza la utilización de los generadores diésel en función de la energía solar disponible.



Medio ambiente

ESTUDIOS AMBIENTALES EN NUEVOS PROYECTOS

Energías Renovables: Instalación de Parques Eólicos de UTE

Durante el 2015 se obtuvo la Autorización Ambiental Previa (AAP) para la instalación de los parques eólicos Colonia Arias (Flores, 70 MW), Palomas (70 MW) y Valentines (Florida/Treinta y Tres, 70 MW).

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.

En el año 2015 se realizó un estudio de línea de alta tensión para el parque fotovoltaico El Naranjal en el Departamento de Salto, obteniendo los permisos ambientales necesarios para su instalación.

Se obtuvo también la AAP para la línea Rivera – Artigas, y para un tramo de línea que conecta la subestación Melo B con la línea Treinta y Tres – Melo. En ambos casos se trata de líneas en 150 kV. Para la línea Tacuarembó – Melo en 500 kV se confeccionó el Estudio de Impacto ambiental que será presentado a inicios del 2016.

Estudios Interinstitucionales: Guía metodológica para la realización de estudios de línea de base y monitoreo de aves y mamíferos voladores para Parques Eólicos.

Visto el desarrollo del sector eólico en nuestro país, se conformó un grupo de trabajo integrado por la Dirección Nacional de Medio Ambiente (DINAMA), la Dirección Nacional de Energía (DNE) y UTE que acordó una metodología que permite 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).

Esta Guía aplica a 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 formulados como pautas, sin carácter obligatorio.

SEGUIMIENTO Y CONTROL AMBIENTAL

Línea de interconexión con Brasil en alta tensión (500 kV) San Carlos-Melo

Se obtuvo la aprobación por parte de DINAMA de la modificación propuesta de 4.5 km de la traza original, evitándose así la afectación de zonas de humedales al norte del Río Olimar.

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

Se encuentra en las últimas etapas el proceso de obtención de la Solicitud de Autorización de Desagüe Industrial (SADI), lo cual aprobaría el sistema de tratamiento y disposición de todos los efluentes industriales de la central.

La Empresa obtuvo la aprobación del PGAC correspondiente a la obra del sistema de enfriamiento de la central, tanto en sus componentes terrestres como marinos.

Comenzó la implementación del monitoreo de turbiedad y grasas y aceites en el Río de la Plata, establecido como control ambiental de las obras de dragado.

Norma nacional sobre límites de exposición a campos electromagnéticos

Fueron realizados monitoreos de campos electromagnéticos a pedido de organismos, empresas y ciudadanos particulares, registrándose siempre valores muy por debajo de los establecidos en los límites de exposición recomendados por la Comisión Internacional de Protección contra la Radiación no Ionizante (ICNIRP).







Comercialización del producto

La satisfacción del cliente

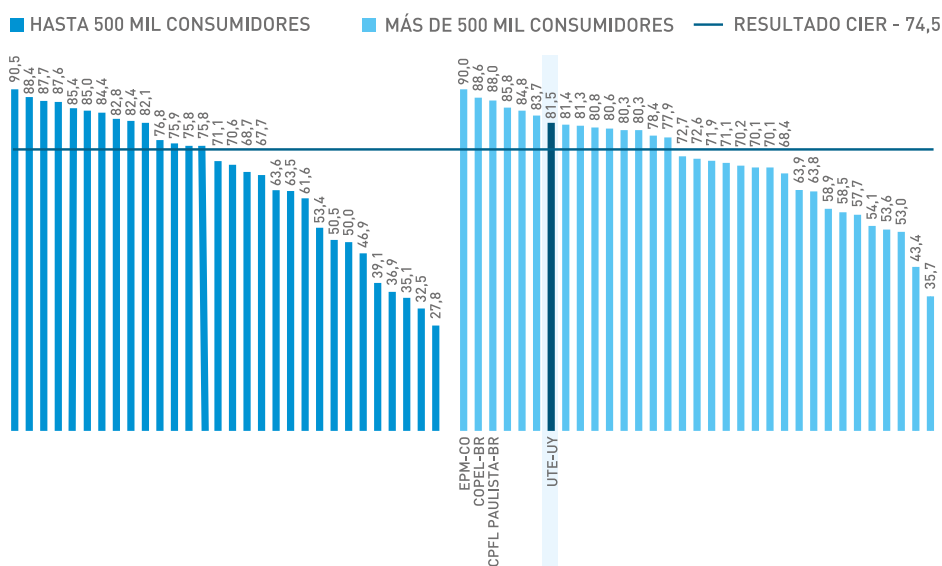


La Encuesta de Satisfacción del Consumidor Residencial Urbano es coordinada por la Comisión de Integración Energética Regional (CIER), cuyo índice principal es el de Satisfacción con la Calidad Percibida (ISCAL). Dicho índice considera cinco áreas de calidad evaluadas por los clientes que son: suministro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

En el año 2015 UTE, en el rango de empresas con más de 500 mil consumidores, se posiciona 7 puntos por encima del promedio CIER con una tasa de satisfacción de 81,5%, en la 13ª edición de esta investigación estadística.

UTE obtuvo la Mención especial a la Mayor evolución del ISCAL, por presentar una mejora en dicho indicador por tres años consecutivos.

El siguiente gráfico presenta los valores 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

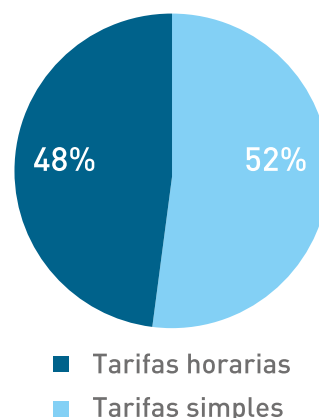
VENTA EN UNIDADES FÍSICAS

La venta de energía eléctrica al mercado interno ascendió a 8.408 GWh, lo que representó un crecimiento del 0,3% respecto al año 2014.

En el sector residencial se verificó un incremento respecto al año anterior del 2%, en tanto el no residencial disminuyó un 1% en igual período.

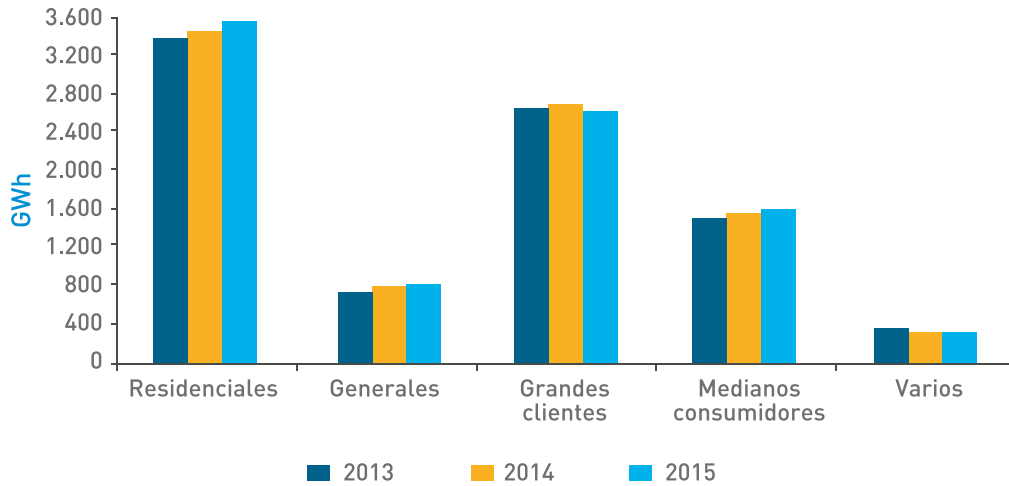
Las categorías tarifarias con modulación horaria, que permiten gestionar la curva de carga del sistema, representaron el 5,5% del total de clientes y el 52% del consumo total de energía.

Consumo del total de clientes



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

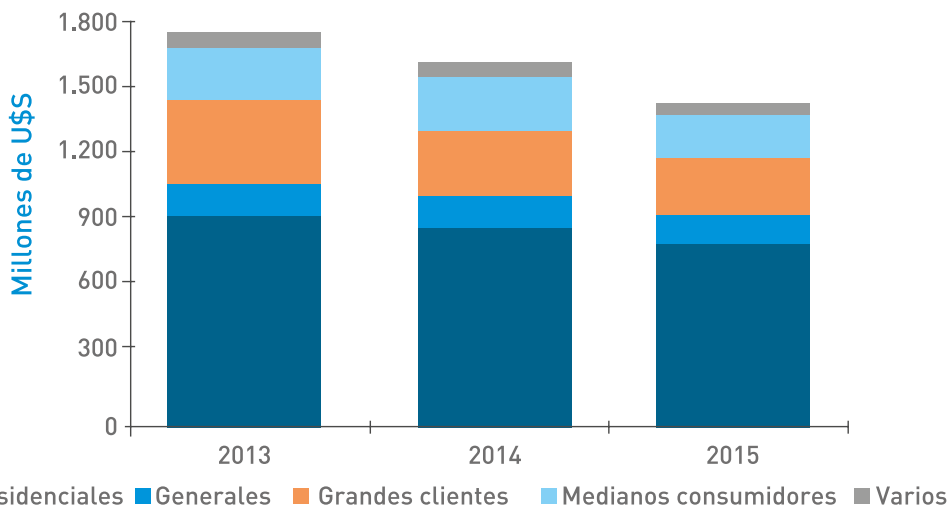
Evolución de la venta de energía (Mercado Interno en unidades físicas)



VENTA EN UNIDADES MONETARIAS

La venta de energía en unidades monetarias, alcanzó a U\$S 1.461.484 (en miles de dólares corrientes). La evolución de esta variable para los años 2013 a 2015 se presenta en el cuadro siguiente:

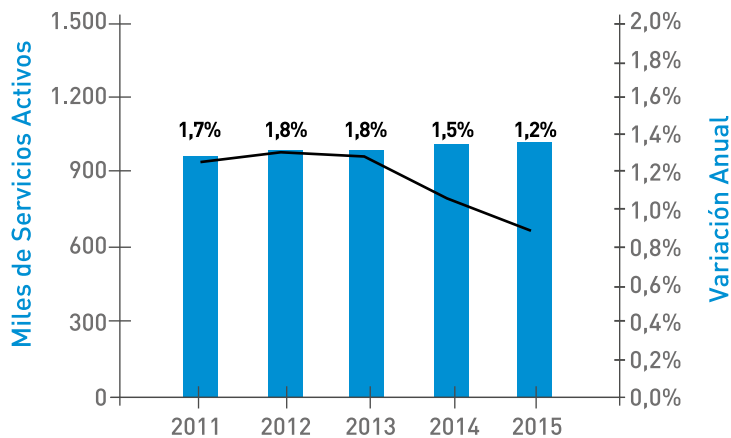
Evolución de la venta de energía (Mercado Interno en unidades monetarias)



SERVICIOS ACTIVOS

La cantidad de servicios activos al 31/12/2015 experimentó un crecimiento del 1,2% respecto a igual período del año 2014.

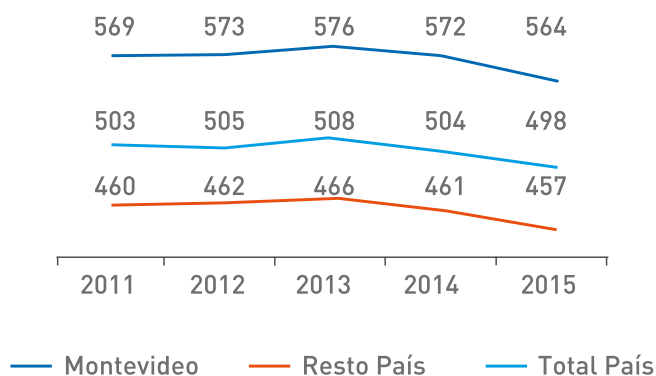
Servicios activos Total del país



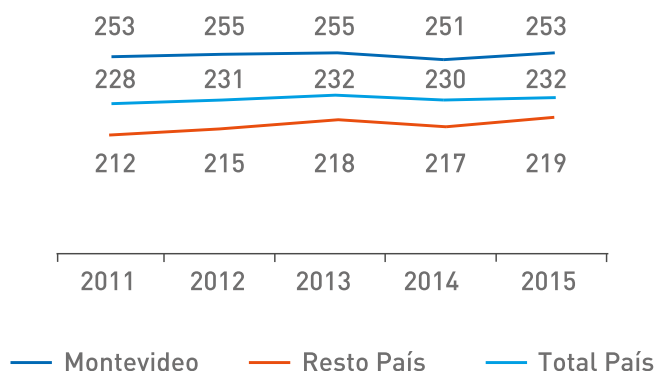
VENTA PROMEDIO POR CLIENTE Y POR AÑO

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



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



Gestión de la demanda

PLAN INTELIGENTE



Este año UTE realizó nuevamente la campaña de promoción de la Tarifa Doble Horario Residencial (DHR), denominada "Plan Inteligente", al que adhirieron 5.863 clientes.

A nivel energético, la carga desplazada fuera del horario de punta fue de 3,11 MW, generando un impacto en la eficiencia del sistema eléctrico que evita futuras inversiones.

La promoción asociada a la campaña otorgó los siguientes beneficios: la exoneración del cobro de la tasa de conexión, se obsequió un pack con dos lámparas de bajo consumo y un timer a cada cliente que contratara el plan.

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.

Dicho plan fue un beneficio que se le brindó a los clientes que deseaban adquirir un termotanque eléctrico Clase A de 60 litros o más, consistente 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.

Los clientes residenciales que se adhirieron al Plan y contrataron la tarifa DHR, obtuvieron una bonificación extra de \$ 500 teniendo un descuento total de \$1.500 (IVA incluido) por única vez en su factura.

PLAN JUNTA LÁMPARAS

A mediados de diciembre se lanzó este plan, que consistió en la creación de un sistema de tratamiento de Lámparas Fluorescentes Compactas, atendiendo la problemática generada por los residuos que dejan las mismas cuando se agotan.

Acciones en el ámbito educativo y la comunidad

DIVULGACIÓN ESCOLAR



Divulgación escolar

El objetivo del programa es concientizar a los niños sobre la relevancia que posee la eficiencia energética y el uso seguro de la energía, preservando el medio ambiente y el desarrollo sustentable.

Se realizó la renovación del Cuaderno de la Energía, uno de los materiales educativos que se les obsequia a los niños.

Se incorporó una nueva aplicación: la Realidad Aumentada, que toma elementos reales para mostrar una imagen virtual e interactiva en tiempo real, a través del uso de Smartphones y Tablets.

El programa alcanzó a 31.896 alumnos que aprendieron con las 1.382 charlas dictadas, a través de 93 divulgadores escolares de todo el país.

TÚNICAS EN RED



En 2015 se lanzó Túnicas en Red, un 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 el que participaron más de 500 estudiantes de 31 escuelas urbanas y rurales. En cada escuela se conforma 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.

Tarifas

Se realizó un ajuste de tarifas de 6,90% en promedio que entró en vigencia a partir del 16/01/2015. Se aplicaron aumentos diferenciales para las distintas categorías tarifarias, manteniendo la política establecida de adecuar gradualmente los precios a la estructura de costos de mediano plazo.

Los ajustes realizados en los cargos (fijo, por potencia y por energía) de las diferentes Categorías Tarifarias, se correspondieron con el porcentaje promedio de la categoría respectiva.

A la mayoría de las medianas y pequeñas empresas se le aplica la Tarifa General Simple. Dando continuidad y efectividad a la política que ha permitido reducir considerablemente la brecha existente entre esta tarifa y su costo relativo, es que se ha ajustado en promedio menos que el valor medio tarifario.

La Empresa continuó promoviendo con mucho énfasis las denominadas "Tarifas Inteligentes", que en consonancia con el resto de las categorías tarifarias, se adecuaron hacia la convergencia con los costos relativos.

En cuanto a las Tarifas Triple Horario, su tratamiento fue diferencial de acuerdo al nivel de tensión al cual estaban asociadas. Los mayores ajustes se dieron para los Grandes Consumidores en los niveles de tensión 63 kV y 150 kV. Para los Medianos y Grandes Consumidores, y Zafrales, en nivel de tensión 31,5 kV, el ajuste promedio fue igual a la media. En Baja y Media Tensión hasta 22 kV, los Medianos, Grandes Consumidores y Zafrales tuvieron un ajuste promedio menor que la media.

EVOLUCIÓN DE LA TARIFA MEDIA EN EL MEDIANO PLAZO

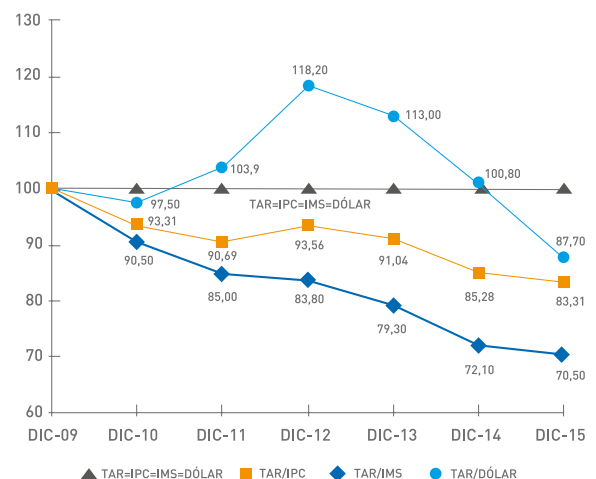
Si se considera la evolución de la Tarifa Media en los últimos 6 años (diciembre 2009 a diciembre 2015), se observa un comportamiento diferente según se mida en términos reales, respecto a la evolución del Dólar Americano o respecto al Índice Medio de Salarios.

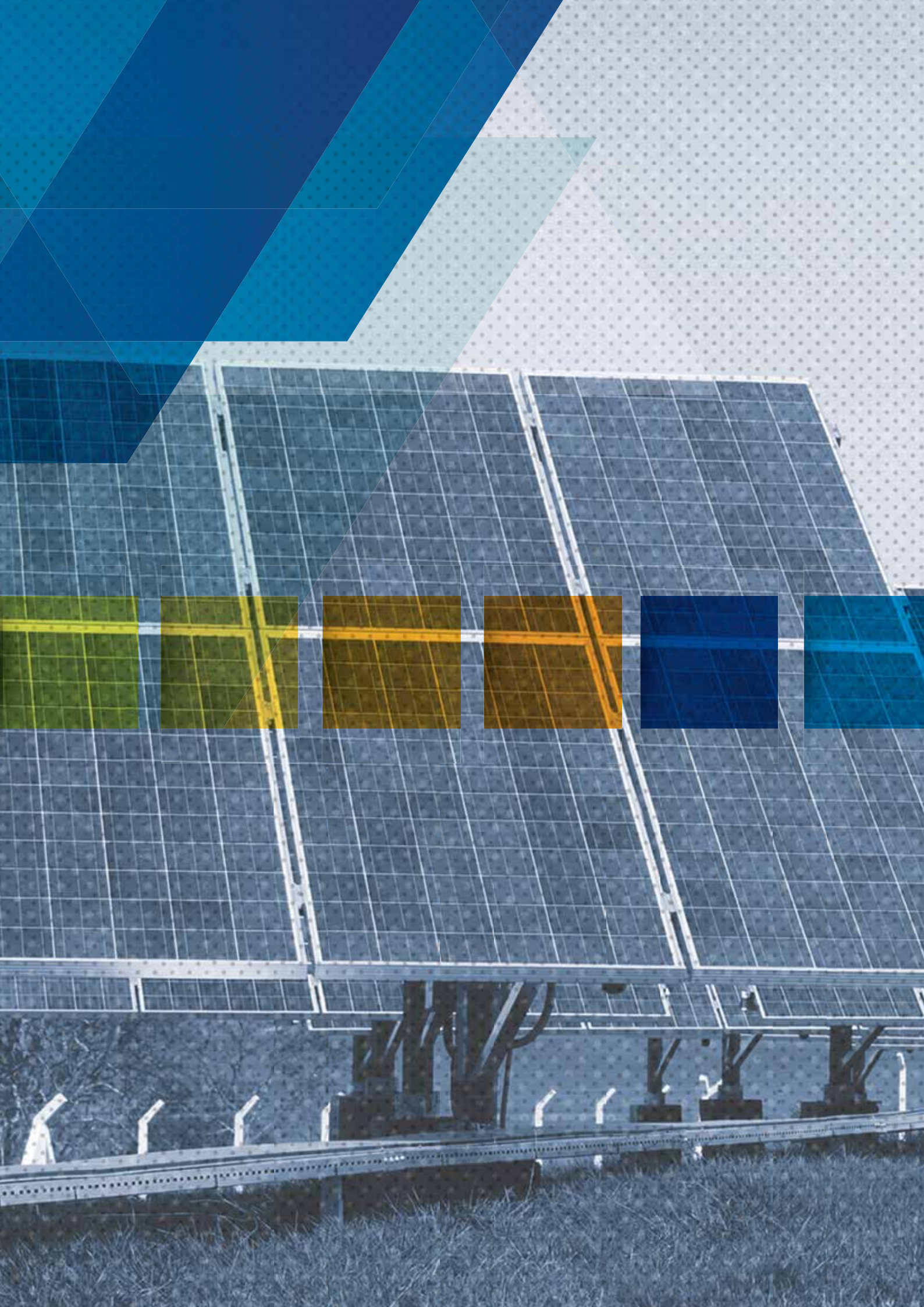
Los ajustes tarifarios acumulados se han mantenido por debajo de la inflación. La Tarifa Media en términos reales, tuvo una baja en relación al nivel registrado al inicio del período, algo superior al 16%.

Mientras que la Tarifa Media medida en dólares también concluye el período a la baja, su evolución responde básicamente a la mayor volatilidad de la moneda extranjera. En el período diciembre 2009 a diciembre 2015, la moneda local tuvo una depreciación acumulada de casi un 13% respecto al dólar estadounidense.

Finalmente, medida en términos de la evolución de los salarios medios, la Tarifa Media ha disminuido sistemáticamente en todo el período, alcanzando al final del 2015 una caída de casi el 30%.

Evolución de la Tarifa Media 2010-2015







Gestión de los recursos

Tecnologías de la información y comunicaciones

La Empresa potenció el intercambio de información con los clientes mediante diferentes canales, optimizando con nuevas funcionalidades, como la implantación de la Agenda Web y envío de factura a correos electrónicos.

Actualmente se cuenta con una cifra superior al millar de servicios de conectividad de telecontrol de redes de Distribución, mientras que en lo referente a redes de Trasmisión fueron validadas e instaladas las telecomunicaciones necesarias para la entrada en explotación de la Conversora de Frecuencia Melo.

UTE se integró al Registro Único de Proveedores del Estado (RUPE), a través de la plataforma de interoperabilidad de gobierno electrónico, lo cual permitió que el proceso de pago a proveedores disponga de la información al respecto a nivel Estado, cumpliendo con los criterios definidos según el Decreto N° 155/013. Se incluyó además en el mencionado proceso la opción de pago interbancario de acuerdo a lo establecido por la Ley N° 19.210 de Inclusión Financiera del 29 de abril de 2014.

Gestión humana

Como resultado de los llamados a concurso efectuados ingresaron a UTE 187 personas: 110 mujeres y 77 hombres.

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, fueron designados 120 jóvenes (76 mujeres y 44 hombres) para ingresar como becarios/as.

Durante el 2015 se coordinaron 1.111 acciones formativas que incluyeron 4.619 funcionarios/as con una inversión de 156.494 horas de capacitación. Se impartieron 222 cursos de formación en Seguridad e Higiene en el trabajo.

Los datos de accidentabilidad mostraron una mejora: se registraron 198 accidentes de trabajo, siendo este el valor más bajo en la historia de la Empresa.

Económico - financiera

El resultado del ejercicio fue de \$ 5.956,97 millones de ganancia, que traducidos al tipo de cambio promedio del ejercicio de \$ 27,327 por dólar equivalen a U\$S 218 millones.

Teniendo en consideración los Estados de Resultados de los Ejercicios 2014 (U\$S 451 millones) y 2015, el menor resultado se explica fundamentalmente por: el aumento del costo de abastecimiento de la demanda, el aumento en el costo salarial devengado en el 2015 y por el incremento en el valor de amortizaciones del ejercicio.

En cuanto a los ingresos por ventas y su relación con la recaudación, continuó en niveles altos, siendo el valor alcanzado en 2015 de 98,6%. 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 2015 fue de U\$S 4.133 millones, siendo la rentabilidad sobre el patrimonio del 5,3 %, (en el ejercicio 2014 se registró un valor de 10,3 % sobre dicho concepto).

Los costos de abastecimiento de la demanda reflejados en el Estado de Resultados, convertido a dólares estadounidenses fueron de U\$S 460 millones.

La deuda financiera en términos nominales, tuvo un aumento de U\$S 19 millones, alcanzando al 31 de diciembre de 2015 los U\$S 986 millones.

El apalancamiento, medido como Deuda Financiera Total sobre Activos Totales (sin incluir los Activos en concesión), se ubica en el entorno del 18%.



A partir de junio de 2015 el valor patrimonial proporcional del Fondo de Estabilización Energética se incorporó a los activos de UTE (U\$S 297 millones), dentro del rubro inversiones en otras empresas.

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.

Dichos organismos están 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.

UTE continuó recurriendo al mercado de valores mediante la emisión de un instrumento de deuda nominado en unidades indexadas, a 20 años de plazo por el equivalente a 100 millones de dólares, con total éxito.

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 4,53%. Asimismo, la duración de la deuda al 31 de diciembre de 2015 es de 77,4 meses, superior a la del año 2014.

Las inversiones ejecutadas alcanzaron la suma de U\$S 351 millones de acuerdo con el Estado de Flujo de Efectivo, estimándose para los próximos 5 años un plan de inversiones en el orden de los U\$S 1.200 millones.

Teniendo en cuenta el descalce entre los ingresos en moneda local y que una buena parte de los pasivos se contraían en moneda extranjera, se viene aplicando una estrategia en forma consistente de endeudamiento en moneda local fundamentalmente a través del mercado de valores mediante la emisión en moneda local indexada.

Se firmó un contrato de compraventa de divisas a futuro con el Banco Central del Uruguay (BCU), por el cual el mismo se comprometió a vender mensualmente durante 18 meses, dólares americanos a UTE por un total de U\$S 720 millones 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.

Por lo expuesto, 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 particular, en el ejercicio 2015, la fluctuación del tipo de cambio del dólar estadounidense respecto del peso uruguayo alcanzó una apreciación del 18% en promedio anual.



The image features a close-up of a hand typing on a laptop keyboard. A prominent blue horizontal band is overlaid across the middle of the image, containing the text 'Proyección al exterior'. The background is a blurred office setting with a perforated metal surface. In the bottom right corner, there are several overlapping, semi-transparent blue geometric shapes, including triangles and polygons. On the left side, there are faint white lines and dots, suggesting a network or data visualization.

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 tuvo 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 – IBM del Uruguay S.A.

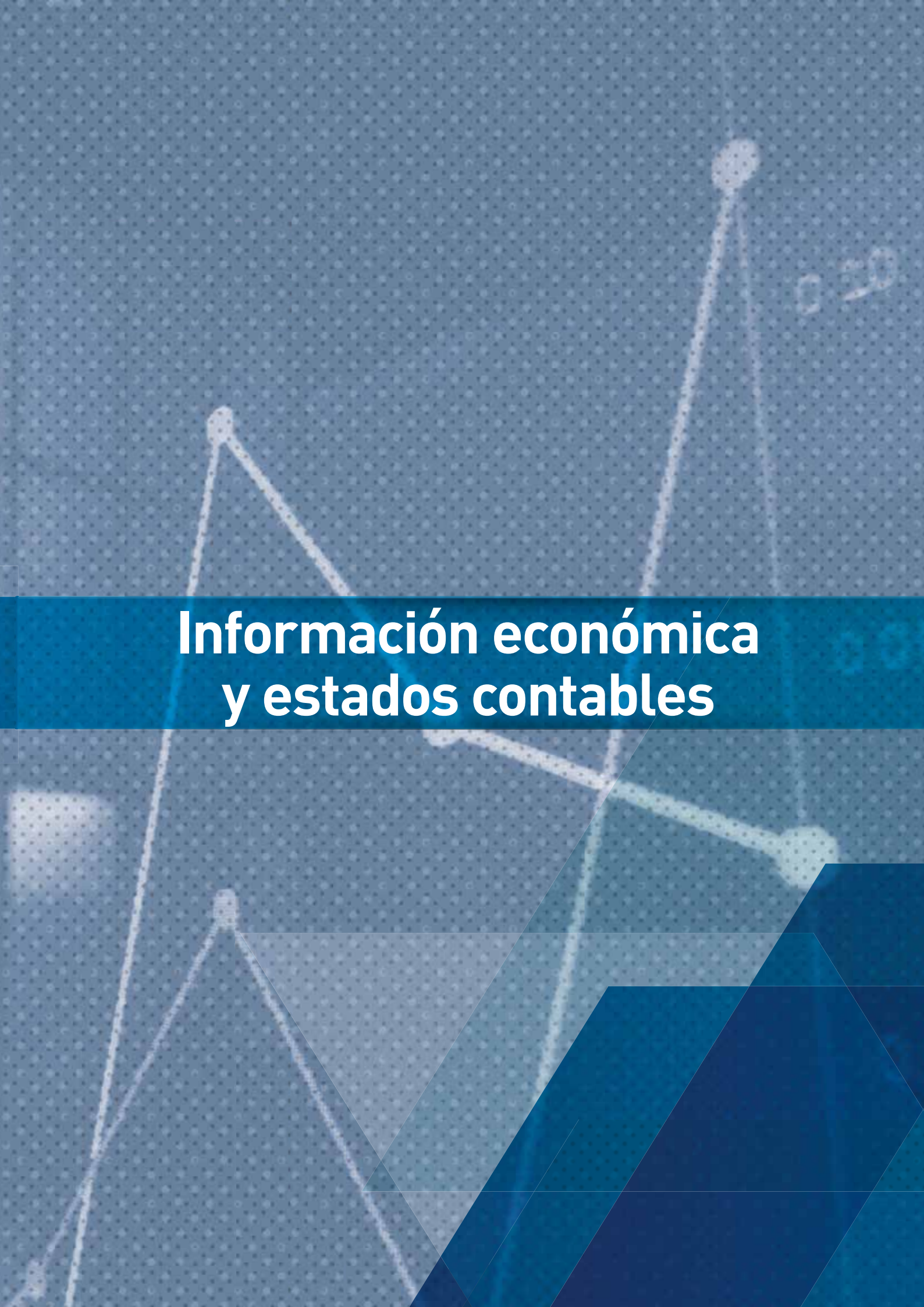
Se firmó un acuerdo marco de colaboración mutua donde las partes se comprometen, dentro de sus respectivas competencias, a prestar asistencia y colaboración para la promoción de proyectos de implantación de soluciones de gestión de activos con el software IBM Máximo.

Contratos

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).



The background features a light blue grid pattern overlaid on a darker blue background. Several white lines connect circular nodes, forming a network or graph structure. In the bottom right corner, there are overlapping geometric shapes in various shades of blue, including a large dark blue triangle and a lighter blue trapezoid.

Información económica y estados contables

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015.

(En pesos uruguayos)

	Notas	31/12/15	31/12/14	01/01/14
ACTIVO				
Activo corriente				
Disponibilidades	5.1	12.159.864.158	6.467.514.111	5.324.092.515
Inversiones en otros activos financieros	5.9	30.651.778	720.344.234	29.853.365
Créditos por ventas	5.2	5.599.175.813	4.913.079.020	5.029.251.500
Otros créditos	5.3	3.089.241.104	3.822.831.344	2.258.001.359
Inventarios	5.4	3.006.996.920	3.794.921.650	2.916.893.748
Total Activo corriente		23.885.929.774	19.718.690.359	15.558.092.488
Activo no corriente				
Propiedad, planta y equipo	5.5	123.523.312.579	110.456.027.964	99.341.178.982
Activos en concesión de servicio	5.10.1	34.093.321.348	16.230.741.456	-
Créditos a largo plazo:				
- Activo por impuesto diferido	5.6	11.659.779.333	9.720.865.167	7.812.854.595
- Otros créditos a largo plazo	5.3	2.044.667.121	986.417.764	3.106.501.010
Total créditos a largo plazo		13.704.446.454	10.707.282.931	10.919.355.605
Inversiones a largo plazo:				
- Inversiones en otras entidades	5.7	11.065.148.051	1.642.741.781	402.394.375
- Bienes en comodato	5.8	336.286.655	350.094.104	364.162.844
- Inversiones en otros activos financieros	5.9	4.763.828	3.303.535	5.585.237
Total inversiones a largo plazo		11.406.198.533	1.996.139.420	772.142.456
Inventarios	5.4	2.236.526.728	2.745.490.594	2.943.613.459
Activos biológicos		120.045.178	113.195.210	131.550.842
Créditos por ventas	5.2	62.651.014	57.252.663	1.289.040.658
Total Activo no corriente		185.146.501.835	142.306.130.237	115.396.882.002
TOTAL ACTIVO		209.032.431.609	162.024.820.597	130.954.974.489
PASIVO Y PATRIMONIO				
Pasivo corriente				
Deudas comerciales	5.11	10.517.119.432	6.429.056.542	3.987.997.876
Deudas financieras	5.12	2.768.168.821	3.272.356.009	4.010.320.734
Deudas diversas	5.13 y 5.15.1	3.766.467.559	3.621.804.134	2.649.988.065
Pasivo por concesión de servicios	5.10.2	1.720.570.079	826.863.246	-
Previsiones	5.14 y 5.15.2	780.751.576	408.726.736	436.667.137
Total Pasivo corriente		19.553.077.467	14.558.806.666	11.084.973.812
Pasivo no corriente				
Deudas financieras	5.12	30.620.516.396	22.798.026.409	18.577.786.535
Pasivo por impuesto diferido	5.6	27.074.313	-	-
Deudas diversas	5.13 y 5.15.1	4.708.275.442	3.705.880.330	1.987.658.892
Pasivo por concesión de servicios	5.10.2	32.372.751.269	15.403.878.210	-
Previsiones	5.14 y 5.15.2	1.055.633.853	519.030.669	491.598.025
Total Pasivo no corriente		68.784.251.273	42.426.815.618	21.057.043.453
Total Pasivo		88.337.328.740	56.985.622.284	32.142.017.264
Patrimonio				
Capital y aportes a capitalizar	5.16	3.461.163.824	3.357.834.929	3.206.575.892
Reserva por reexpresión	5.16	80.737.855.374	80.737.855.374	80.737.855.374
Transferencia neta Fondo Estabilización Energética	5.16	647.440.459	(6.847.365.123)	(3.191.612.731)
Reservas	5.16	18.143.594.683	16.292.625.014	16.255.868.977
Resultados acumulados		15.445.786.233	11.496.921.122	1.797.195.320
Patrimonio atribuible a controladora		118.435.840.573	105.037.871.316	98.805.882.833
Patrimonio atribuible a participaciones no controladoras		2.259.262.296	1.326.996	7.074.392
Total Patrimonio		120.695.102.869	105.039.198.313	98.812.957.225
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO		209.032.431.609	162.024.820.597	130.954.974.489

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 2015.
(En pesos uruguayos)

	Notas	2015	2014
Ingresos operativos	6.1		
Venta de energía eléctrica local		40.280.579.187	38.092.530.539
Venta de energía eléctrica al exterior		242.111.771	981.397.118
		40.522.690.959	39.073.927.657
Bonificaciones	6.1	(788.978.324)	(564.123.384)
Ingresos operativos netos		39.733.712.635	38.509.804.273
Otros ingresos de explotación	6.1	608.795.952	551.328.476
Total de ingresos de explotación		40.342.508.587	39.061.132.750
Costos de explotación	6.2	(24.204.235.005)	(20.548.495.216)
Resultado de explotación		16.138.273.581	18.512.637.534
Gastos de administración y ventas	6.2	(8.582.690.741)	(7.136.008.312)
Resultados diversos			
Ingresos varios	6.1	2.234.588.472	929.577.561
Gastos varios	6.2	(2.864.255.555)	(1.148.294.177)
		(629.667.083)	(218.716.616)
Resultados financieros	6.3	(1.624.242.222)	(1.195.773.833)
Resultado del ejercicio antes de impuesto a la renta		5.301.673.535	9.962.138.773
Impuesto a la renta	5.6	619.651.290	1.086.699.633
Resultado del ejercicio		5.921.324.825	11.048.838.406
Otros resultados integrales			
- Partidas que se reclasificarán posteriormente al resultado del ejercicio -			
Reserva por conversión	5.16	1.980.590.190	36.756.037
Resultado integral del ejercicio		7.901.915.015	11.085.594.443
Resultado del ejercicio atribuible a:			
Controladora		5.956.975.111	11.054.585.802
Participaciones no controladoras		(35.650.286)	(5.747.396)
		5.921.324.825	11.048.838.406
Resultado integral del ejercicio atribuible a:			
Controladora		7.811.617.499	11.091.341.839
Participaciones no controladoras		90.297.516	(5.747.396)
		7.901.915.015	11.085.594.443

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 2015.
(En pesos uruguayos)

	Notas	2015	2014
1) Flujo de efectivo por actividades operativas			
Resultado del ejercicio atribuible a controladora		5.956.975.111	11.054.585.802
Resultado del ejercicio atribuible a participaciones no controladoras		(35.650.286)	(5.747.396)
Ajustes:			
Amortización propiedad, planta y equipo y bienes en comodato		6.301.871.391	5.370.452.856
Resultado asociado a la tenencia de efectivo y equivalentes		(1.826.445.918)	(468.478.143)
Diferencia de cambio rubros no operativos		3.082.811.401	1.661.791.220
Impuesto a la renta diferido		(1.911.839.853)	(1.908.010.572)
Provisión impuesto a la renta		1.292.188.563	821.310.939
Provisión impuesto al patrimonio		1.441.381.574	1.235.468.828
Resultado por inversiones a largo plazo		51.060.786	(17.698.123)
Resultado por instrumentos financieros derivados		41.012.208	56.744.204
Resultado por activos biológicos		(6.849.968)	18.355.631
Resultado por venta de propiedad, planta y equipo y bienes desafectados		22.165	(6.946.739)
Ajuste previsión juicios		364.380.781	(23.300.624)
Ajuste previsión 200 kWh		(32.747.541)	31.910.584
Ajuste previsión por obsolescencia de inventarios		25.514.164	(72.204.949)
Provisión de incentivo por retiro		53.981.904	26.949.904
Provisión arrendamiento de equipos de generación		-	180.996.133
Provisión penalizaciones URSEA		553.435	(23.834.478)
Comisiones de compromiso devengadas		36.080.752	31.813.007
Intereses y otros gastos de préstamos devengados		666.204.298	634.603.271
Pérdida (Reversión de la previsión) para deudores incobrables		228.446.357	(130.937.157)
Pérdida por deterioro centrales térmicas		7.691.366	35.134.219
Intereses letras de regulación monetaria		-	(12.076.512)
Intereses de préstamos a empresas relacionadas		-	(4.298.695)
Aportes de clientes para obras		(346.972.370)	(166.236.869)
Ingreso por aportes de generadores privados		(34.570.186)	-
Bajas de propiedad, planta y equipo		111.576.931	96.770.378
Otros gastos devengados no pagados		1.577.883	2.800.340
Resultado de operaciones antes de cambios en rubros operativos		15.468.254.949	18.419.917.060
Cambios en activos y pasivos:			
Créditos por ventas		(894.526.430)	1.277.352.240
Otros créditos		(1.333.932.913)	(2.560.475.239)
Inventarios		1.271.374.432	(607.700.088)
Deudas comerciales		(680.695.543)	1.027.961.209
Deudas diversas		70.814.061	(84.170.398)
Efectivo proveniente de actividades operativas antes de impuesto a la renta		13.901.288.557	17.472.884.785
Impuesto a la renta pagado		(1.129.350.757)	(187.480)
Efectivo proveniente de actividades operativas		12.771.937.800	17.472.697.305
2) Flujo de efectivo por actividades de inversión			
Altas de propiedad, planta y equipo	4.21	(8.609.455.436)	(10.233.217.262)
Anticipos para compras de propiedad, planta y equipo		(903.699.317)	(71.421.143)

	Notas	2015	2014
Pago de compras de propiedad, planta y equipo del ejercicio anterior		(635.409.664)	(1.416.672)
Cobro por venta de propiedad, planta y equipo y bienes desafectados		-	8.884.747
Cobro intereses obligaciones negociables Piedra del Águila		461.663	528.945
Cobro capital obligaciones negociables Piedra del Águila		1.804.242	1.511.268
Compra letras de regulación monetaria		-	(258.123.488)
Cobro al vencimiento de letras de regulación monetaria		-	270.200.000
Cobro dividendos Hidroneuquén S.A.		5.529.887	-
Aporte de capital en inversiones a largo plazo	4.21	(319.498.880)	(1.191.236.810)
Préstamos a empresas relacionadas		-	(103.230.500)
Cobro préstamos a empresas relacionadas		-	253.006.000
Cobro intereses préstamos a empresas relacionadas		-	5.675.492
Cobro Fideicomiso Fondo de estabilización energética		102.269.773	-
Efectivo aplicado a actividades de inversión		(10.357.997.733)	(11.318.839.424)
3) Flujo de efectivo por actividades de financiamiento			
Integración de certificados de participación		2.172.988.487	-
Costos asociados a emisión de certificados de participación		(6.887.766)	-
Aporte al fondo de estabilización energética	5.16	-	(3.655.752.392)
Anticipo FOCEM Interconexión Uruguay-Brasil		-	69.644.346
Versión a cuenta del resultado del ejercicio	5.16	(2.008.110.000)	(1.354.860.000)
Pagos deudas financieras		(3.294.439.808)	(6.325.987.923)
Nuevas deudas financieras		5.268.404.663	7.291.587.974
Pagos de intereses de préstamos y obligaciones negociables		(917.705.862)	(672.712.645)
Pagos de comisiones de compromiso		(37.768.490)	(32.525.265)
Pagos de otros gastos de préstamos		(153.129.112)	(62.533.760)
Pagos de instrumentos financieros derivados		(67.265.252)	(46.856.938)
Pagos de arrendamiento financiero	4.21	(316.017.161)	-
Efectivo proveniente (aplicado) a actividades de financiamiento		640.069.699	(4.789.996.602)
4) Variación neta del efectivo y equivalentes de efectivo		3.054.009.766	1.363.861.279
5) Saldo inicial del efectivo y equivalentes de efectivo		7.186.044.926	5.353.705.503
6) Efecto asociado al mantenimiento y conversión de efectivo y equivalentes		1.919.809.467	468.478.143
7) Saldo final del efectivo y equivalentes de efectivo	4.21	12.159.864.158	7.186.044.926

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 2015

(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 controladas	Patrimonio total
Saldos iniciales al 01.01.14		83.944.431.266	(3.191.612.731)	(1.014.101)	-	16.256.883.078	1.797.195.320	98.805.882.833	7.074.392	98.812.957.225
Movimientos del ejercicio										
Aportes OPP a capitalizar	5.16	151.259.037						151.259.037		151.259.037
Aporte al fondo de estabilización energética	5.16		(3.655.752.392)					(3.655.752.392)		(3.655.752.392)
Versión de resultados	5.16						(1.354.860.000)	(1.354.860.000)		(1.354.860.000)
Resultado integral del ejercicio				36.756.037			11.054.585.802	11.091.341.839	(5.747.396)	11.085.594.443
Total movimientos del ejercicio		151.259.037	(3.655.752.392)	36.756.037	-	-	9.699.725.802	6.231.988.484	(5.747.396)	6.226.241.088
Saldos finales al 31.12.14		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	105.039.198.313
Movimientos del ejercicio										
Aportes OPP a capitalizar	5.16	103.328.895						103.328.895		103.328.895
Aporte de capital									2.172.988.487	2.172.988.487
Creación Fideicomiso Fondo estabilización energética	5.16		7.494.805.582					7.494.805.582		7.494.805.582
Costos asociados a la emisión	5.16				(3.672.719)			(3.672.719)	(5.350.702)	(9.023.422)
Versión de resultados	5.16						(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
Total movimientos del ejercicio		103.328.895	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
Saldos finales al 31.12.15		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

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 2015

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 1.706 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 70 MW de capacidad de interconexión con Brasil en Rivera. Existen además en el país otros agentes productores térmicos y eólicos. La carga máxima requerida al sistema en el ejercicio 2015 fue de 1.883 MW, ocurrida el 21 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. (sociedad en fase preoperativa)

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

La participación actual de UTE en la sociedad corresponde a un 98,61% del total de los títulos accionarios emitidos al cierre.

Al cierre del ejercicio las obras en la conversora se encontraban sustancialmente culminadas, restando la finalización de los ensayos técnicos necesarios para que la misma quede en funcionamiento.

1.3 AREAFLIN S.A. (sociedad en fase preoperativa)

En el primer semestre del ejercicio 2013 UTE adquirió la totalidad de acciones de AREAFLIN S.A., para llevar a cabo proyectos eólicos.

Durante el presente ejercicio 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, habiéndose comenzado la ejecución del mismo. A su vez, en el presente ejercicio se firmó un contrato de garantía, operación y mantenimiento del referido parque.

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 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.

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 para 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 18 de marzo de 2016.

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, siendo éste el primer ejercicio en el cual se aplica el referido cuerpo normativo. 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., AREAFLIN S.A., SOLFIRAL S.A. y el Fideicomiso Financiero PAMPA (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%, mientras que en AREAFLIN S.A. y 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 entre las entidades controladas.
 - Activos y pasivos entre dichas entidades.
- Se ha ajustado el valor de los bienes comercializados entre dichas entidades.
- Se han expuesto las participaciones 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 2015 son las siguientes:

- Modificaciones a la NIC 19 – Planes de contribución definidos a empleados.
- Modificaciones a las NIIFs – Plan de mejoras anuales NIIFs 2012-2014.

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 de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes.
- NIIF 16 – Arrendamientos.
- Modificaciones a la NIIF 11– Contabilización de adquisiciones de participación en negocios conjuntos.
- Modificaciones a las NIC 16 y NIC 38 – Aclaración de los métodos aceptables de depreciación y amortización.
- Modificaciones a la NIC 16 y NIC 41– Agricultura, activos biológicos para producir frutos.

El Grupo no espera que la aplicación de estas modificaciones genere un impacto significativo en los estados financieros.

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. y el Fideicomiso Financiero PAMPA 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 acumuladas en el Estado de cambios en el patrimonio consolidado bajo el título de “Reserva por conversión”.

Tal como se indica en la Nota 3, es éste el primer ejercicio en el cual se aplica la totalidad de las Normas Internacionales de Información Financiera. Por tal motivo, de acuerdo a lo previsto por la NIIF 1 y NIC 1, se presentan tres estados de situación financiera, uno al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015, un estado comparativo al 31 de diciembre de 2014 y un estado al inicio del primer período comparativo (1º de enero de 2014).

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 \$ 29,948 por dólar al 31/12/15 y \$ 24,369 por dólar al 31/12/14).

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 propiedades, planta y equipo se contabilizan a su valor de costo menos cualquier pérdida por deterioro.

Las adquisiciones del período 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 Municipal 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 periodos 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 Financiero ARIAS y 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 como en las sociedades Hidroneuquén S.A. y Central Puerto S.A.

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

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 (valor patrimonial proporcional).

En particular, la inversión en Hidroneuquén S.A. se registra al costo ajustado por posibles deterioros que afecten el importe recuperable, la de Central Puerto S.A. al valor razonable, mientras que las inversiones en Gas Sayago S.A., ROUAR S.A., Fideicomiso Financiero ARIAS 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 5.6 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, UTE 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 5.6. 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/ooo (uno con cincuenta por diez mil) sobre los ingresos brutos de las empresas industriales y comerciales del Estado, por la intervención que le compete en los estados 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 20/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° 377/015, se estableció el monto de la tasa en \$ 4,380 por MWh para el año 2015.
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 (FUDAAEE) 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 FUDAAEE 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 (IAS).
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 el Fideicomiso Financiero PAMPA 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. Por su parte, AREAFLIN S.A. y el Fideicomiso PAMPA no han generado obligaciones asociadas al IVA.

(*) 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.

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.

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.

Al 31 de diciembre de 2015, el Fideicomiso Financiero Pampa 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 2015, se efectuó una estimación de los mismos. Para ello se consideró la facturación real de diciembre de 2015 (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 2016 (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 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 5.13.

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, Central Batlle, Motores Wärtsila ubicados en Central Batlle, Central La Tablada, Central Punta del Tigre, Estación Conversora de Frecuencia de Rivera, Parque de Aerogeneradores de Sierra de los Caracoles I y II, Parque Eólico Juan Pablo Terra, Instalaciones Electrónicas de Procesamiento de Datos, Planta Fotovoltaica de Salto, contenido de los Centros Logísticos 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 Rivera, turboalternador Alsthom, 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.

En el ejercicio 2013 se contrató un seguro climático basado en el nivel de lluvias y su impacto en la energía hidráulica, a efectos de estabilizar el costo de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica, cuya cobertura finalizó el 30/06/15.

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:

	2015	2014
Disponibilidades	12.159.864.158	6.467.514.111
Inversiones en otros activos financieros	-	718.530.815
	12.159.864.158	7.186.044.926

En el ejercicio 2015 se realizaron altas de propiedad, planta y equipo (netas de capitalizaciones de obras en curso) por \$ 19.171.364.901 (\$ 16.611.975.437 en 2014). En el estado se expone una aplicación de \$ 8.609.455.436 (\$ 10.233.217.262 en 2014), 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 \$ 427.555.753 (\$ 2.119.693.323 en 2014),
- capitalización del aporte de OPP indicado en la Nota 5.16 por \$ 103.328.895 (\$ 151.259.037 en 2014),
- aportes de generadores indicados en Nota 5.13 por \$ 992.955.766 (\$ 1.726.675.808 en 2014),
- altas de bienes pendientes de pago por \$ 5.898.460.918 (\$ 1.294.656.431 en 2014),
- aportes de clientes para obras por \$ 346.972.370 (\$ 166.236.869 en 2014),
- capitalización de costos de préstamos por \$ 1.484.533.202 (\$ 718.691.314 en 2014),
- financiamiento realizado por KFW por \$ 1.160.623.933,
- diferencia de conversión en altas de propiedad, planta y equipo por \$ 147.478.628,
- bienes recibidos en forma de pago de un crédito por ventas de energía eléctrica, por un total equivalente a \$ 201.545.392 en 2014.

En el presente ejercicio se realizaron aportes al Fideicomiso Financiero Arias por \$ 319.498.880.

En 2014 se efectuaron aportes de capital en ROUAR S.A. por un total de \$ 354.236.810 y en Gas Sayago S.A. por \$ 837.000.000.

En el presente ejercicio se contrató con la empresa APR Energy Uruguay S.A. un arrendamiento financiero de dos turbinas para generación. Al 31 de diciembre el contrato finalizó, efectuándose pagos por un total de \$ 316.017.161 (equivalente 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 Primer año de adopción de Normas Internacionales de Información Financiera

Los estados financieros por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 constituyen los primeros estados financieros del Grupo elaborados de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera, tal como se establece en la Nota 3.1.

La fecha de transición del Grupo a Normas Internacionales de Información Financiera es el 1º de enero de 2014, siendo sus últimos estados financieros elaborados de acuerdo con normas contables adecuadas en Uruguay según el Decreto 266/07 los que correspondieron al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014.

4.23.1 Excepciones aplicadas

La NIIF 1 “Adopción por primera vez de Normas Internacionales de Información Financiera” permite a las entidades que adopten dicho cuerpo normativo por primera vez, aplicar excepciones en la aplicación retroactiva de ciertas NIIF. En tal sentido, el Grupo ha aplicado las siguientes excepciones:

- Los elementos de propiedad, planta y equipo y los bienes en comodato se presentan en el estado de situación financiera tal como se valuaban de acuerdo a normas contables adecuadas en el Uruguay, en base al costo histórico ajustado por inflación hasta el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2011. El Grupo ha optado por tomar dichos valores como costo atribuido a la fecha de transición dado que a esa fecha el valor es comparable al costo depreciado según las NIIF.
- El Grupo ha adoptado la excepción prevista en la NIIF 1 respecto a la capitalización de los costos por préstamos, aplicando los requerimientos de la NIC 23 “Costos por préstamos” a partir de la fecha de transición.

4.23.2 Estimaciones contables

Las estimaciones efectuadas al 1º de enero de 2014 (fecha de transición a NIIF) y al 31 de diciembre de 2014 (primer ejercicio en el que se presenta información comparativa) son consistentes con aquellas realizadas para las mismas fechas, de acuerdo con normas contables adecuadas en el Uruguay, por lo cual no debieron realizarse ajustes para reflejar diferencias en la aplicación de políticas contables.

4.23.3 Efecto en el cambio de políticas contables

Los criterios aplicados en la valuación de activos y pasivos, así como también en la determinación del resultado integral del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015, son similares a los criterios aplicados en el ejercicio anterior, con excepción de:

- capitalización de costos por préstamos asociados a activos aptos, tal como se indica en la Nota 4.18, tanto en lo que refiere a los activos aptos del Grupo como a las inversiones en otras empresas,
- presentación del estado de resultados integral de acuerdo a NIC 1.

A continuación se presenta la conciliación del patrimonio y resultado integral del Grupo, según los principios contables aplicados de acuerdo a las normas contables adecuadas previas (NCA previas) y las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), tal como se exige en la NIIF 1. A la fecha de transición (1º de enero de 2014) no existían diferencias entre las normas mencionadas, por lo cual sólo se presenta la conciliación correspondiente al patrimonio al 31 de diciembre de 2014.

Conciliación del patrimonio al 31 de diciembre de 2014:

	31/12/2014 NCA previas	Ajustes		31/12/2014 NIIF
ACTIVO				
Activo corriente				
Disponibilidades	6.467.514.111	-		6.467.514.111
Inversiones en otros activos financieros	720.344.234	-		720.344.234
Créditos por ventas	4.913.079.020	-		4.913.079.020
Otros créditos	3.822.831.344	-		3.822.831.344
Inventarios	3.794.921.650	-		3.794.921.650
Total Activo corriente	19.718.690.359	-		19.718.690.359
Activo no corriente				
Propiedad, planta y equipo	109.737.336.649	718.691.314	(*1)	110.456.027.964
Bienes en concesión de servicio	16.230.741.456	-		16.230.741.456
Créditos a largo plazo:				
- Activo por impuesto diferido	9.900.537.996	(179.672.829)	(*1)	9.720.865.167
- Otros créditos a largo plazo	986.417.764	-		986.417.764
Total créditos a largo plazo	10.886.955.760	(179.672.829)		10.707.282.931
Inversiones a largo plazo:				
- Inversiones en otras entidades	1.617.824.379	24.917.402	(*2)	1.642.741.781
- Bienes en comodato	350.094.104	-		350.094.104
- Inversiones en otros activos financieros	3.303.535	-		3.303.535
Total inversiones a largo plazo	1.971.222.017	24.917.402		1.996.139.420
Inventarios	2.745.490.594			2.745.490.594
Activos biológicos	113.195.210	-		113.195.210
Créditos por ventas	57.252.663	-		57.252.663
Total Activo no corriente	141.742.194.350	563.935.888		142.306.130.237
TOTAL ACTIVO	161.460.884.709	563.935.888		162.024.820.597
PASIVO Y PATRIMONIO				
Pasivo corriente				
Deudas comerciales	6.429.056.542	-		6.429.056.542
Deudas financieras	3.272.356.009	-		3.272.356.009
Deudas diversas	3.621.804.134	-		3.621.804.134
Pasivo por concesión de servicios	826.863.246	-		826.863.246
Previsiones	408.726.736	-		408.726.736
Total Pasivo corriente	14.558.806.666	-		14.558.806.666
Pasivo no corriente				
Deudas financieras	22.798.026.409	-		22.798.026.409
Deudas diversas	3.705.880.330	-		3.705.880.330
Pasivo por concesión de servicios	15.403.878.210	-		15.403.878.210
Previsiones	519.030.669	-		519.030.669
Total Pasivo no corriente	42.426.815.618	-		42.426.815.618
Total Pasivo	56.985.622.284	-		56.985.622.284
Patrimonio				
Capital	3.357.834.929	-		3.357.834.929
Reserva por reexpresión	80.737.855.374	-		80.737.855.374
Transf. neta Fdo.Estabilizac.Energética	(6.847.365.123)	-		(6.847.365.123)
Reservas	16.292.625.014	-		16.292.625.014
Resultados acumulados	10.932.985.234	563.935.888	(*1 y *2)	11.496.921.122
Patrimonio atribuible a controladora	104.473.935.429	563.935.888		105.037.871.316
Patrimonio atribuible a participaciones no controladoras	1.326.996	-		1.326.996
Total Patrimonio	104.475.262.425	563.935.888		105.039.198.313
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	161.460.884.709	563.935.888		162.024.820.597

Conciliación del resultado integral por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014:

	Ejercicio 2014 NCA previas	Ajustes		Ejercicio 2014 NIIF
Ingresos operativos				
Venta de energía eléctrica local	38.092.530.539	-		38.092.530.539
Venta de energía eléctrica al exterior	981.397.118	-		981.397.118
	39.073.927.657	-		39.073.927.657
Bonificaciones	(564.123.384)	-		(564.123.384)
Ingresos operativos netos	38.509.804.273	-		38.509.804.273
Otros ingresos de explotación	551.328.476	-		551.328.476
Total de ingresos de explotación	39.061.132.750	-		39.061.132.750
Costos de explotación	(20.548.495.216)	-		(20.548.495.216)
Resultado de explotación	18.512.637.534	-		18.512.637.534
Gastos de administración y ventas	(7.136.008.312)	-		(7.136.008.312)
Resultados diversos				
Ingresos varios	904.660.158	24.917.402	(*2)	929.577.561
Gastos varios	(1.148.294.177)	-		(1.148.294.177)
	(243.634.019)	24.917.402		(218.716.616)
Resultados financieros	(1.914.465.148)	718.691.314	(*1)	(1.195.773.833)
Resultado del ejercicio antes de impuesto a la renta	9.218.530.056	743.608.717		9.962.138.773
Impuesto a la renta	1.266.372.462	(179.672.829)	(*1)	1.086.699.633
Resultado neto del ejercicio	10.484.902.518	563.935.888		11.048.838.406
Otros resultados integrales -Partidas que se reclasificarán posteriormente al resultado del ejercicio-				
Reserva por conversión	-	36.756.037	(*3)	36.756.037
Resultado integral del ejercicio	10.484.902.518	600.691.925		11.085.594.443
Resultado del ejercicio atribuible a:				
Controladora	10.490.649.914	563.935.888		11.054.585.802
Participaciones no controladoras	(5.747.396)	-		(5.747.396)
	10.484.902.518	563.935.888		11.048.838.406
Resultado integral del ejercicio atribuible a:				
Controladora	10.490.649.914	600.691.925		11.091.341.839
Participaciones no controladoras	(5.747.396)	-		(5.747.396)
	10.484.902.518	600.691.925		11.085.594.443

(*1) De acuerdo con normas contables adecuadas en el Uruguay vigentes al 31 de diciembre de 2014, establecidas por Decreto 266/07, el Grupo reconocía como gasto (Resultado financiero) el costo del financiamiento relacionado con la construcción de activos aptos. A los efectos de la adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera, en aplicación de la NIC 23, el Grupo procedió a capitalizar dichos costos por préstamos a partir de la fecha de transición, resultando en un incremento en el valor de los bienes de propiedad, planta y equipo, una reducción en el activo por impuesto diferido y en contrapartida un incremento en los Resultados acumulados (Resultados financieros).

(*2) Las empresas Gas Sayago S.A. y ROUAR S.A., al igual que el Grupo, procedieron a capitalizar los costos por préstamos relacionados con activos aptos, y por lo tanto se produjo un incremento en sus respectivos patrimonios. En tal sentido, el Grupo procedió a reconocer al 31 de diciembre de 2014 el mayor valor de sus inversiones en dichas empresas (\$ 17.897.558 correspondientes a Gas Sayago S.A. y \$ 7.019.844 correspondientes a ROUAR S.A.) con el consiguiente incremento en los Resultados acumulados (Resultados Diversos - Gastos varios).

(*3) La preparación de estados financieros conforme a las NIIF exige la elaboración del Estado de Resultados Integral. En consecuencia el Grupo procedió a reconocer como Otros resultados integrales, el mayor valor generado en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014 de la porción que corresponde al Grupo sobre la diferencia resultante de la conversión a pesos uruguayos de los estados financieros de ROUAR S.A., medidos originalmente en dólares estadounidenses.

NOTA 5 INFORMACIÓN REFERENTE A PARTIDAS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

5.1 Disponibilidades

	31/12/15	31/12/14	01/01/14
Bancos	12.145.769.787	6.452.010.594	5.303.823.205
Fondos en tránsito	706.652	1.743.565	4.634.410
Caja y fondo fijo	13.387.719	13.759.952	15.634.900
	12.159.864.158	6.467.514.111	5.324.092.515

5.2 Créditos por ventas

	Corriente			No corriente		
	31/12/15	31/12/14	01/01/14	31/12/15	31/12/14	01/01/14
Deudores simples energía eléctrica	4.156.175.513	3.341.867.391	3.638.486.078	-	-	-
Deudores morosos energía eléctrica	1.169.979.037	1.271.045.400	1.496.823.527	-	-	6.456.303
Recuperación IVA Ds.oficiales y municipales	(3.077.970)	(2.891.157)	(23.004.739)	-	-	-
Deudores en gestión judicial	46.279.962	24.569.574	50.530.099	-	-	-
Deudores documentados energía eléctrica	700.202.291	689.116.428	588.399.879	-	-	1.231.994.860
Fideicomiso por deuda intendencias	-	29.632.000	-	62.651.014	57.252.663	-
Previsión por deudores incobrables	(454.176.400)	(399.237.705)	(705.818.678)	-	-	(5.292.051)
Intereses a devengar	(35.227.548)	(53.424.262)	(30.531.478)	-	-	-
Deudores simples por servicio de consultoría	34.693.128	25.750.902	28.071.026	-	-	-
Deudores documentados por servicio de consultoría	-	-	-	-	-	55.881.547
Previsión por deudores incobrables consultoría	(15.672.199)	(13.349.550)	(13.704.214)	-	-	-
	5.599.175.813	4.913.079.020	5.029.251.500	62.651.014	57.252.663	1.289.040.658

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 41 días (38 días en el ejercicio 2014). 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 31/12/15 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:

	31/12/15	31/12/14	01/01/14
0 a 60 días	4.843.278	3.930.703	4.273.030
60 a 90 días	46.139	53.493	169.535
90 a 360 días	311.402	447.511	382.343
> 360 días	934.470	981.776	2.187.783
Total	6.135.288	5.413.483	7.012.691

* En los ejercicios finalizados el 31/12/15 y 31/12/14 se incluye la deuda con el Fideicomiso detallado anteriormente (al 01/01/14 se incluye deuda documentada con intendencias municipales).

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.

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

	31/12/15	31/12/14	01/01/14
Saldo inicial	(399.237.705)	(711.110.730)	(1.891.972.504)
Constituciones	(257.175.212)	128.852.523	(558.571.379)
Usos	202.236.517	183.020.502	1.739.433.153
Saldo final	(454.176.400)	(399.237.705)	(711.110.730)

En los usos de la provisión del ejercicio 2013 se incluye la correspondiente a la quita del 60% de la deuda documentada de las intendencias por un total de \$ 1.476.233.564.

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		
	31/12/15	31/12/14	01/01/14	31/12/15	31/12/14	01/01/14
Adelantos de impuestos netos de provisiones	76.096.130	149.607.226	200.845.549	-	-	-
Anticipos a partes vinculadas (Nota 11)	1.677.756.393	2.658.260.308	509.131.985	-	-	-
Anticipos Central ciclo combinado-Punta del Tigre	-	-	-	990.059.139	808.051.345	2.181.883.248
Seguro climático pagado por adelantado	-	404.931.550	711.990.933	-	-	355.995.467
Otros pagos anticipados	135.578.153	232.688.240	550.002.171	509.713.303	145.359.356	468.893.215
Garantía por cambio comprado a futuro	718.752.000	-	-	312.357.640	-	-
Montos consignados en bancos	-	-	-	108.919.732	656.947	3.275.860
Diversos	491.593.216	385.494.522	312.166.701	131.848.223	34.725.848	101.716.584
Provisión otros créditos incobrables	(8.369.864)	(8.027.667)	(25.988.039)	-	-	-
Intereses financieros a devengar	(2.164.924)	(122.835)	(147.942)	(8.230.916)	(2.375.732)	(5.263.363)
	3.089.241.104	3.822.831.344	2.258.001.359	2.044.667.121	986.417.764	3.106.501.010

5.4 Inventarios

	Corriente			No corriente		
	31/12/15	31/12/14	01/01/14	31/12/15	31/12/14	01/01/14
Materiales en depósito	862.315.524	796.274.183	707.458.426	2.800.439.627	2.724.313.277	2.485.103.664
Materiales energéticos	1.477.089.978	2.133.370.610	1.492.085.956	-	-	-
Otros materiales para trabajos DYC	655.095.445	761.690.655	674.655.398	-	-	-
Materiales en tránsito	12.495.972	103.586.202	42.693.968	72.952.148	633.704.514	1.143.327.936
Bienes desafectados de su uso	-	-	-	35.703.325	35.703.325	35.703.325
Previsión por obsolescencia	-	-	-	(672.568.371)	(648.230.521)	(720.521.467)
	3.006.996.920	3.794.921.650	2.916.893.748	2.236.526.728	2.745.490.594	2.943.613.459

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

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

	31/12/15	31/12/14	01/01/14
Saldo inicial	(648.230.521)	(720.521.467)	(563.054.492)
Constituciones	(24.337.850)	-	(157.466.975)
Desafectaciones	-	72.204.949	-
Usos de la previsión	-	85.996	-
Saldo final	(672.568.371)	(648.230.521)	(720.521.467)

5.5 PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO
5.5.1 Detalle de Propiedad, planta y equipo

	Bienes generales		Producción				Trasmisión				Distribución				Comercial		TOTAL Bienes en servicio	Obras en curso	Importaciones en trámite	TOTAL Propiedad, planta y equipo
		Térmica	Hidráulica	Eólica y otras	Total Producción	Lineas y cables	Estaciones	Total Trasmisión	Lineas y cables	Estaciones	Otros	Total Distribución	Lineas y cables	Medidores, limitadores y otros	Total Comercial					
																20.622.419 al 31.12.14				
Altas		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	16.488.164	1.330.554	23.741.104
Capitaliz. obras en curso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.569.740)	-	(4.569.740)
Bajas	(98.750)	-	(24.467)	(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	16.460	-	-	-	-	-	-	-	-	249.366	-	-	249.366
Ajustes	-	-	-	-	-	20.286	20.286	20.286	-	-	-	-	-	-	-	-	20.286	[24.992]	-	[4.706]
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	6.237.545	2.990.371	217.177.857	37.463.592	1.330.554	255.972.003
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	2.048.905	23.414	199.626	223.040	261.342	6.288.063	-	-	6.288.063
Bajas	(91.502)	-	(23.731)	(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)	-	-	(50.924)
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
Valores netos al 31.12.15	6.263.122	9.398.530	13.943.571	3.788.706	27.130.807	6.410.410	9.456.310	15.866.720	23.714.852	7.718.588	876.159	32.309.599	340.848	2.081.603	2.422.451	7.36.468	84.729.167	37.463.592	1.330.554	123.523.313

	Bienes generales		Producción				Trasmisión				Distribución				Comercial		TOTAL Bienes en servicio	Obras en curso	Importaciones en trámite	TOTAL Propiedad, planta y equipo
		Térmica	Hidráulica	Eólica y otras	Total Producción	Lineas y cables	Estaciones	Total Trasmisión	Lineas y cables	Estaciones	Otros	Total Distribución	Lineas y cables	Medidores, limitadores y otros	Total Comercial					
																19.934.025 al 31.12.13				
Altas																				
Capitaliz. obras en curso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Bajas	(353.447)	-	(301)	(301)	(301)	-	(93.546)	(93.546)	(24.448)	(1.204)	(25.652)	-	-	-	-	(29.839)	(502.785)	-	-	(502.785)
Reclasificaciones	(1.418)	-	-	-	-	-	1.192	1.192	(489)	715	-	226	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes	-	(35.134)	-	(35.134)	-	-	-	-	(20.849)	(3.626)	(24,475)	-	-	-	-	-	(59.609)	(6.900)	-	(66.509)
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
Amortiz. acum. al 31.12.13	14.675.157	5.413.314	6.326.163	749.592	12.489.069	16.324.516	14.805.862	31.130.378	37.293.680	19.032.659	1.710.208	58.036.547	1.082.901	2.318.551	3.401.452	1.829.992	121.562.595	-	-	121.562.595
Amortizaciones	431.913	787.139	979.760	66.462	1.833.361	366.877	410.286	777.163	1.042.838	854.064	34.062	1.930.964	16.238	174.364	190.602	192.381	5.356.384	-	-	5.356.384
Bajas	(335.136)	-	-	-	-	-	(71.335)	(71,335)	(4.808)	(371)	-	(5.179)	-	-	-	(16.901)	(428.551)	-	-	(428.551)
Reclasificaciones	(408)	-	-	-	-	-	408	408	(7)	7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortiz. acum. al 31.12.14	14.771.526	6.200.453	7.305.923	816.054	16.322.430	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
Valores netos al 31.12.14	5.850.893	9.373.798	14.917.482	3.444.923	27.736.203	6.808.217	9.095.949	15.904.166	23.354.847	7.838.137	849.092	32.042.076	364.262	2.133.718	2.497.980	8.54.550	84.885.868	25.570.160	-	110.456.028

5.5.2 Capitalización de costos por préstamos

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 se capitalizaron costos por préstamos por un total de \$ 1.483.363.897 (\$ 718.691.314 en 2014), de los cuales \$ 690.902.219 (\$ 336.912.933 en 2014) corresponden a préstamos específicos para la construcción de la Central de Ciclo combinado de Punta del Tigre.

Por su parte, \$ 792.461.678 (\$ 381.778.381 en 2014) corresponden a préstamos genéricos obtenidos para financiar activos aptos. La tasa de capitalización aplicada a los desembolsos en dichos activos asciende a 12,7234% (12,2917% en 2014).

5.6 Impuesto a la renta

5.6.1 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 31/12/15:							
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)
	11.004.021.396	655.757.937	11.659.779.333	(279.675)	(26.794.638)	(27.074.313)	11.632.705.020
Saldos al 31/12/14:							
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	9.660.460.225	347.943.432	10.008.403.657	-	-	-	10.008.403.657
Pasivo por impuesto diferido	(287.538.490)	-	(287.538.490)	-	-	-	(287.538.490)
	9.372.921.735	347.943.432	9.720.865.167	-	-	-	9.720.865.167
Saldos al 01/01/14:							
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	7.845.940.442	169.297.083	8.015.237.525	-	-	-	8.015.237.525
Pasivo por impuesto diferido	(202.382.930)	-	(202.382.930)	-	-	-	(202.382.930)
	7.643.557.512	169.297.083	7.812.854.595	-	-	-	7.812.854.595

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

	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
Total	9.720.865.167	1.911.839.853	11.632.705.020
	Saldos al 31.12.13	Reconocido en resultados	Saldos al 31.12.14
Propiedad, planta y equipo (*1)	6.632.029.576	2.202.826.216	8.834.855.793
Previsión incobrables	93.879.325	4.144.576	98.023.901
Anticipos a proveedores	(21.981.416)	(70.123.340)	(92.104.756)
Anticipos de clientes	(15.490.725)	13.263.116	(2.227.609)
Previsiones	126.277.895	1.639.863	127.917.758
Bienes desafectados del uso	(1.294.000)	-	(1.294.000)
Provisión retiro incentivado	124.216.240	(49.144.631)	75.071.609
Previsión 200 kWh	105.788.395	7.977.646	113.766.041
Previsión por obsolescencia	180.130.366	(18.072.737)	162.057.629
Pérdidas fiscales (*2)	731.394.058	(640.241.003)	91.153.055
Inventarios	(142.095.119)	14.904.331	(127.190.789)
Ingresos diferidos aporte obras de clientes	-	440.836.535	440.836.535
Total	7.812.854.595	1.908.010.572	9.720.865.167

(*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 IPPN, 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. Por lo expuesto anteriormente, no se han reconocido como activo por impuesto diferido, las pérdidas fiscales correspondientes al Fideicomiso Financiero PAMPA.

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

Año en que prescribirán	2015	2014
2016	-	155.712.539
2018	147.280.207	138.169.998
2019	75.422.150	70.729.680
2020	748.299.896	-
Total	971.002.253	364.612.218
Tasa de impuesto	25%	25%
Activo por impuesto diferido asociado a pérdidas fiscales acumuladas	242.750.563	91.153.055

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

Concepto	2015	2014
IRAE	1.339.142.073	821.220.699
IRAE diferido	(1.911.839.853)	(1.908.010.572)
IRAE - Ajuste por liquidación con provisión del ejercicio anterior	[46.953.510]	90.240
Total (ganancia) pérdida	(619.651.290)	(1.086.699.633)

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

Concepto	2015	2014
Resultado del ejercicio	5.921.324.825	11.048.838.406
Impuesto a la renta neto del período	(619.651.290)	(1.086.699.633)
Resultado antes de IRAE	5.301.673.535	9.962.138.773
IRAE (25%)	1.325.418.384	2.490.534.693
Ajustes:		
Impuestos y sanciones	359.552.852	309.052.836
Ajuste fiscal por inflación	-	131.708.304
Ajuste valuación inversiones en otras empresas	4.001.864	(2.115.462)
Rentas no gravadas y gastos asociados a las mismas	(182.971.697)	(40.202.151)
Ajustes posteriores a provisión	1.815.847	293.816
Gastos pequeñas empresas	4.217.942	4.173.210
Gastos no deducibles (costos financieros externos-retención IRNR)	6.240.403	3.166.028
Diferencia de valor gasoducto	33.256.470	17.555.172
Ajuste pérdida fiscal ejercicio anterior	(3.450.670)	(79.328.776)
Ajuste por inflación fiscal de bienes de uso	(2.373.492.051)	(3.362.947.377)
Pérdidas fiscales no recuperables	38.928.135	
Previsión deudores incobrables (permanente)	4.444.693	(86.691.591)
Exoneración por inversiones	-	(547.480.466)
Contribuciones a favor del personal y capacitación	(243.328)	20.150.609
Ajuste FOCEM	29.466.763	43.511.790
Multa por incumplimiento de proveedores	67.839.957	-
Otros	65.323.147	11.919.734
Impuesto a la renta (ganancia) pérdida	(619.651.290)	(1.086.699.633)

5.7 Inversiones en otras entidades

Nombre	Lugar en el que opera	Participación en el patrimonio	Valor contable			Actividad principal
			31/12/15	31/12/14	01/01/14	
Central Puerto S.A.	Argentina	0,28%	121.970.907	73.714.606	27.717.195	Generador termoeléctrico
Hidroneuquén S.A.	Argentina	3,44%	95.935.811	104.599.187	106.310.746	Accionista de Central Puerto S.A.
Gas Sayago S.A.	Uruguay	79,35%[*1]	758.722.281	814.796.815	99.845.925	Construcción, operación y mantenimiento de una planta de regasificación de gas natural licuado
ROUAR S.A.	Uruguay	50,00%	865.892.528	649.631.173	168.520.509	Gestión de plantas de generación de energía eléctrica
ARIAS Fideicomiso financiero [*2]	Uruguay - Flores	25%	318.586.525	-	-	Llevar adelante el proyecto de construcción, operación y mantenimiento de un parque eólico.
Fideicomiso de administración del Fondo de Estabilización Energética [*3]	Uruguay- Montevideo	UTE es la beneficiaria del Fideicomiso	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.
			11.065.148.051	1.642.741.781	402.394.375	

(*1) Al 01/01/14 la participación en el patrimonio de Gas Sayago S.A. ascendía al 50%. Si bien la participación de UTE en el patrimonio de Gas Sayago S.A. al cierre del ejercicio finalizado el 31/12/15 al igual que al 31/12/14 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.

(*2) El 12 de setiembre de 2014 se constituyó el "Fideicomiso Financiero Arias" con la finalidad de construir un parque eólico, siendo UTE y los suscriptores iniciales de los valores emitidos los fideicomitentes del mismo. En diciembre de 2015 UTE efectuó el aporte de U\$S 10.720.000 equivalente a \$ 319.498.880.

(*3) El 11 de febrero de 2015 se creó el "Fideicomiso de Administración del Fondo de Estabilización Energética", mediante contrato celebrado entre el Ministerio de Economía y Finanzas, UTE (en calidad de beneficiaria del mismo), (la Corporación Nacional para el Desarrollo como fideicomitente) y la Corporación Nacional Financiera de Administración de Fondos de Inversión S.A. (en calidad de fiduciario). Dicho fideicomiso tiene por objeto la administración de los bienes fideicomitados (que integraban el Fondo de estabilización energética) con la finalidad de reducir el impacto negativo de los déficits hídricos sobre la situación financiera de UTE y de las finanzas públicas globales. El monto inicialmente transferido por la fideicomitente y que se reconoce como una inversión de UTE, ascendió a \$ 7.494.805.582.

En el presente ejercicio se generó una pérdida por las inversiones en las entidades detalladas por un total de \$ 56.922.888 (ganancia de \$ 39.592.925 por las inversiones en Argentina y una pérdida de \$ 96.515.812 por las inversiones en Uruguay).

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

	31/12/15	31/12/14	01/01/14
Total de activos	6.901.169.022	2.527.986.607	439.870.911
Total de pasivos	5.944.981.483	1.501.130.561	240.179.062
Activos netos	956.187.539	1.026.856.046	199.691.849
Participación de UTE	758.722.281	814.796.815	99.845.925
		2015	2014
Resultado operativo		(112.838.145)	(97.927.607)
Resultado antes de impuesto a la renta		(139.238.256)	(156.142.730)
Resultado del ejercicio		(70.668.507)	(107.835.803)
Participación de UTE en el resultado		(56.074.534)	(85.566.297)

Tal como se indica en la Nota 14, existe incertidumbre sobre el proyecto de regasificación, por lo cual, dependiendo de decisiones futuras, no tomadas a la fecha de elaboración de los presentes estados financieros, el valor de la inversión en Gas Sayago S.A. podría verse afectado.

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

	31/12/15	31/12/14	01/01/14
Total de activos	3.635.462.279	2.746.992.368	347.462.701
Total de pasivos	1.903.677.222	1.447.730.023	10.421.684
Activos netos	1.731.785.057	1.299.262.346	337.041.017
Participación de UTE en activos netos	865.892.528	649.631.173	168.520.509
		2015	2014
Resultado operativo		76.730.221	(1.817.965)
Resultado antes de impuesto a la renta		180.851.234	182.247.049
Resultado del ejercicio		109.084.151	164.199.707
Participación de UTE en el resultado		54.542.075	82.099.854

En relación al Fideicomiso financiero ARIAS se presenta la siguiente información resumida:

	31/12/15	31/12/14	01/01/14
Total de activos	1.389.882.548	-	-
Total de pasivos	123.857.739	-	-
Activos netos	1.266.024.809	-	-
Participación de UTE en activos netos	318.586.525	-	-
		2015	2014
Resultado operativo		(596.837)	-
Resultado antes de impuesto a la renta		(597.375)	-
Resultado del ejercicio		(597.375)	-
Participación de UTE en el resultado		(150.325)	-

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

	31/12/15	31/12/14	01/01/14
Total de activos	8.980.390.457	-	-
Total de pasivos	76.350.458	-	-
Activos netos	8.904.039.999	-	-
Participación de UTE en activos netos	8.904.039.999	-	-
		2015	2014
Resultado operativo		(3.062.360)	-
Resultado antes de impuesto a la renta		(26.065.867)	-
Resultado del ejercicio		(94.833.028)	-
Participación de UTE en el resultado		(94.833.028)	-

5.8 Bienes en comodato

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

Concepto	Generación	Parque de Vacaciones	Otros	Total
Valor bruto al 31.12.14	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
Concepto	Generación	Parque de Vacaciones	Otros	Total
Valor bruto al 31.12.13	349.256	154.832	2.404	506.492
Altas	-	-	-	-
Bajas	-	-	-	-
Valor bruto al 31.12.14	349.256	154.832	2.404	506.492
Amortización acumulada al 31.12.13	87.324	52.601	2.404	142.329
Amortizaciones	10.927	3.142	-	14.069
Bajas	-	-	-	-
Amortización acumulada al 31.12.14	98.251	55.743	2.404	156.398
Valores netos al 31.12.14	251.005	99.089	-	350.094

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

5.9 Instrumentos financieros

5.9.1 Inversiones en otros activos financieros

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

2015					
	Vencimiento	SalDOS en moneda de origen	Moneda	Tasa promedio	Total equivalente en moneda nacional
Activos financieros al valor razonable con cargo a resultados					
Obligaciones negociables	Julio 2017	138.269	U\$S	9,00%	4.140.880
Cambio comprado a futuro	Abril 2017				31.274.726
					35.415.606
2014					
	Vencimiento	SalDOS en moneda de origen	Moneda	Tasa promedio	Total equivalente en moneda nacional
Activos financieros al valor razonable con cargo a resultados					
Obligaciones negociables	Julio 2017	209.978	U\$S	9,00%	5.116.954
Activos financieros mantenidos hasta el vencimiento					
Letras de regulación monetaria	Enero 2015	218.450.988	\$	13,39%	218.450.988
Certificados de depósito transferibles	Enero 2015	500.079.827	\$	6,00%	500.079.827
					723.647.769
2013					
	Vencimiento	SalDOS en moneda de origen	Moneda	Tasa promedio	Total equivalente en moneda nacional
Activos financieros al valor razonable con cargo a resultados					
Obligaciones negociables	Julio 2017	271.920	U\$S	9,00%	5.825.614
Activos financieros mantenidos hasta el vencimiento					
Letras de regulación monetaria	Enero 2014	29.612.988	\$	12,00%	29.612.988
					35.438.602

5.9.2 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
	31/12/15	31/12/14	01/01/14	
Obligaciones negociables	4.140.880	5.116.954	5.825.614	1
Acciones en Central Puerto S.A.	121.970.907	73.714.606	27.717.195	1
Cambio comprado a futuro	31.274.726	-	-	2
Swap (pasivo)	(44.213.453)	(29.341.092)	(16.689.128)	2

5.10 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 2015, existen parques eólicos 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 eólico 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.

5.10.1 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 31.12.14	16.230.741.456	-	16.230.741.456
Altas	15.684.281.120	3.065.797.767	18.750.078.887
Bajas	-	-	-
Valor bruto al 31.12.15	31.915.022.576	3.065.797.767	34.980.820.343
Amortización acumulada al 31.12.14	-	-	-
Amortizaciones	887.498.994	-	887.498.994
Bajas	-	-	-
Amortización acumulada al 31.12.15	887.498.994	-	887.498.994
Valores netos al 31.12.15	31.027.523.582	3.065.797.767	34.093.321.348
Concepto	Parques generadores de fuente eólica	Parques generadores de fuente fotovoltaica	Total
Valor bruto al 31.12.13	-	-	-
Altas	16.230.741.456	-	16.230.741.456
Bajas	-	-	-
Valor bruto al 31.12.14	16.230.741.456	-	16.230.741.456
Amortización acumulada al 31.12.13	-	-	-
Amortizaciones	-	-	-
Bajas	-	-	-
Amortización acumulada al 31.12.14	-	-	-
Valores netos al 31.12.14	16.230.741.456	-	16.230.741.456

5.10.2 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 2015 se reconoció un ingreso por \$ 887.498.994. El pasivo por dicho concepto se detalla a continuación:

	31/12/15	31/12/14	01/01/14
Ingreso diferido por acuerdos de concesión C/P	1.720.570.079	826.863.246	-
Ingreso diferido por acuerdos de concesión L/P	32.372.751.269	15.403.878.210	-
Saldo final	34.093.321.348	16.230.741.456	-

5.11 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		
	31/12/15	31/12/14	01/01/14
Proveedores por compra de energía	375.854.669	259.642.066	184.122.351
Acreedores comerciales	7.488.449.422	3.146.563.907	1.597.718.880
Adelantos derecho uso Estación Conversora	519.709.542	410.067.848	348.517.525
Depósitos recibidos en garantía	431.385.213	433.184.513	379.863.175
Provisión por compra de energía	423.926.481	301.832.033	145.080.083
Otras provisiones comerciales	758.572.717	1.467.740.970	1.108.182.711
Anticipos de clientes	201.681.547	259.003.216	115.340.917
Retenciones a terceros	176.457.878	151.021.988	109.172.234
Deuda documentada acreedores	141.081.962	-	-
	10.517.119.432	6.429.056.542	3.987.997.876

5.12 Deudas financieras

	Corriente			No corriente		
	31/12/15	31/12/14	01/01/14	31/12/15	31/12/14	01/01/14
Endeudamiento con el exterior						
Finan. de inversiones-Organismos multilaterales (i)	400.084.002	512.591.245	450.644.459	10.887.553.174	8.909.724.383	4.767.384.372
Finan. de inversiones-Inst. financieras varias (ii)	844.844.133	603.749.533	526.010.320	6.538.808.695	2.260.225.518	2.529.684.965
Finan. capital de trabajo-Inst. financieras varias (iii)	59.896.000	48.738.000	311.451.400	-	48.738.000	85.696.000
Comisión de compromiso	3.153.832	3.393.214	3.535.829	-	-	-
Intereses a pagar	673.152.811	276.328.087	166.913.387	5.181.014.277	1.574.127.856	743.669.386
Intereses a vencer	(556.128.727)	(235.527.758)	(126.376.686)	(5.181.014.277)	(1.574.127.856)	(743.669.386)
Costos financieros a devengar (*)	-	-	-	(735.284.328)	-	-
Total del endeudamiento con el exterior	1.425.002.051	1.209.272.321	1.332.178.710	16.691.077.541	11.218.687.901	7.382.765.337
Endeudamiento local						
Financiamiento de inversiones (iv)	331.629.526	431.260.104	382.035.480	926.444.890	1.125.743.726	512.890.554
Financiamiento de capital de trabajo (v)	269.532.000	-	213.436.600	-	-	-
Adecuación de la estructura financiera (vi)	239.584.000	194.952.000	171.392.000	-	194.952.000	342.784.000
Ministerio de Economía y Finanzas (vii)	-	791.992.500	1.339.000.000	-	-	2.678.000.000
Obligaciones negociables en UI (viii)	341.399.745	443.650.428	410.508.877	9.393.671.602	7.048.174.816	6.932.805.324
Obligaciones negociables en U\$S (viii)	1.331.773	93.787.901	72.087.807	895.567.441	732.120.249	728.541.320
Obligaciones negociables en UR (viii)	2.236.138	1.985.181	-	2.713.754.922	2.478.347.717	-
Intereses a pagar	567.331.844	470.875.779	428.132.242	6.747.681.482	4.610.985.330	3.821.392.144
Intereses a vencer	(454.091.709)	(394.761.297)	(355.140.110)	(6.747.681.482)	(4.610.985.330)	(3.821.392.144)
Total del endeudamiento local	1.298.953.317	2.033.742.597	2.661.452.897	13.929.438.855	11.579.338.508	11.195.021.198
Instrumentos financieros derivados	44.213.453	29.341.092	16.689.128	-	-	-
Total de las deudas financieras	2.768.168.821	3.272.356.009	4.010.320.734	30.620.516.396	22.798.026.409	18.577.786.535

(*) Los costos financieros a devengar corresponden a costos incurridos para la obtención de financiamiento de largo plazo por parte del Fideicomiso Financiero PAMPA, mencionado en la Nota 5.12.2. 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.

5.12.1 Resumen de las condiciones de los préstamos

- (i) Se trata de obligaciones por endeudamiento con el exterior contratadas a mediano y largo plazo con organismos multilaterales de los cuales Uruguay es miembro, destinadas a financiamiento de inversiones. Dicho pasivo se amortiza semestralmente en períodos de 5 a 15 años de plazo. Los saldos adeudados al 31/12/15 corresponden a un total equivalente a U\$S 85.837.999 pactados a tasa de interés fija y U\$S 291.069.880 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 47.370.189,86
- Monto convertido: \$ 1.404.526.129,35 (tipo de cambio 29,65)
- Plazo: 10 años (vencimiento 15/03/26)

- (ii) Conciernen a préstamos obtenidos de diversas instituciones financieras del exterior para financiamiento de inversiones, contratados a mediano y largo plazo. Los mismos se amortizan semestralmente en períodos de 5 a 25 años. Los saldos adeudados por dicho concepto al 31/12/15 arbitrados a dólares estadounidenses, corresponden a U\$S 161.456.269 pactado a tasa de interés fija y U\$S 85.092.844 a tasa de interés variable en función de la LIBOR más un spread fijo.
- (iii) Corresponde a obligaciones por endeudamiento con el exterior contratadas con instituciones financieras varias para financiamiento de capital de trabajo a mediano y largo plazo. Al 31/12/15 las deudas ascienden a U\$S 2.000.000 a tasa de interés fija.
- (iv) Se trata de endeudamiento local contratado para financiamiento de inversiones a mediano y largo plazo. El saldo de la deuda al 31/12/15, que devenga intereses a tasa fija, asciende a un total equivalente a U\$S 42.008.629.
- (v) Contiene saldos de endeudamiento local contratado para financiamiento de capital de trabajo. Al 31/12/15 las deudas ascienden a U\$S 9.000.000 a tasa de interés fija.
- (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 31/12/15 las deudas contratadas a corto y mediano plazo han sido canceladas en su totalidad, mientras que las originalmente contratadas a largo plazo ascienden a U\$S 8.000.000.
- (vii) Comprende el pasivo generado por un contrato de préstamo con el Ministerio de Economía y Finanzas, al 31/12/15 dicha deuda ha sido cancelada en su totalidad.
- (viii) 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) y serie IV en dólares estadounidenses (emitida en 2011). 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 serie IV 3,5%) y se amortiza semestralmente conjuntamente con el pago de intereses (a excepción de la serie IV que se amortiza al vencimiento en setiembre de 2015), 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 31/12/15 por la totalidad de obligaciones negociables emitidas es de UI 3.002.242.432, U\$S 29.948.551 y UR 3.220.097 de acuerdo al siguiente detalle:

Emisión	Moneda	Monto	Tasa	Próx. vto. amortización	Obs.
I	UI	296.942.000	5,25%	30/06/2016	
III	UI	150.177.083	3,375%	30/03/2016	
Dic. 2012	UI	789.339.666	3,18%	26/12/2040	(1)
Agosto 2013	USD	29.948.551	4,02%	01/08/2018	(1)
Dic. 2013	UI	929.735.302	4,50%	02/12/2026	(1)
Agosto 2014	UR	3.220.097	2,77%	06/08/2024	(1)
Feb.2015	UI	836.048.381	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 a 2015 se registraron a su valor razonable (valor emitido más/menos las primas por emisión obtenidas), devengando el interés a la tasa efectiva correspondiente.

5.12.2 Líneas de crédito aprobadas pendientes de utilización

Al 31/12/15 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 31/12/15 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 31/12/15 es de U\$S 112.629.810, y el último, firmado el 14/03/13 con el Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) por U\$S 70.000.000, cuyo saldo pendiente al 31/12/15 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. Al 31/12/15 el saldo pendiente de utilización es de U\$S 26.033.661.

Con fecha 9/12/13 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 31/12/15 el saldo pendiente de utilización asciende a U\$S 78.516.912.

Con fecha 07/08/14 se firmó con Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) un contrato de préstamo para el financiamiento del parque eólico Juan Pablo Terra por Euros 60.000.000. Al 31/12/15 no queda saldo pendiente por desembolsar.

Con fecha 12/3/15 el Fideicomiso Financiero PAMPA firmó un contrato para la obtención de una línea de crédito con KfW IPEX-BAND GMBH por hasta U\$S 223.703.903, para la financiación del proyecto de instalación de un parque eólico. Al 31/12/15 el saldo pendiente de utilización asciende a U\$S 165.553.206.

5.13 Deudas diversas

A continuación se presenta el detalle de las deudas diversas:

	Corriente			No corriente		
	31/12/15	31/12/14	01/01/14	31/12/15	31/12/14	01/01/14
Deudas con el personal	665.056.452	646.026.860	494.956.040	-	-	-
Prov. aguinaldo, licencia, hs. extras, etc.	1.068.277.790	985.233.832	759.986.493	2.642.369	7.086.853	13.770.344
Prov. incentivo productiv. y fdo. reserva	597.765.295	506.122.175	589.226.600	-	-	-
Provisión por retiros incentivados	123.983.258	151.462.529	207.687.728	52.847.380	141.737.054	275.406.888
IVA a pagar	59.286.848	20.130.551	36.819.104	-	-	-
Anticipo FOCEM-Interconexión Uruguay-Brasil (*)	-	-	-	632.708.806	514.841.755	773.469.606
Ingreso diferido por subvenciones (*)	25.676.176	25.676.176	11.709.013	1.343.719.902	1.343.719.902	925.012.054
Ingreso diferido por aportes de generadores (**)	42.073.862	64.851.371	-	2.676.356.987	1.698.494.767	-
Acreeedores fiscales	200.519.131	151.642.793	125.001.962	-	-	-
Tasa alumbrado público Intendencias	123.392.062	155.598.484	185.999.809	-	-	-
Deudas varias	49.843.084	34.201.761	119.017.220	-	-	-
Provisión Impuesto a la Renta	728.245.769	821.130.719	-	-	-	-
Provisiones varias	82.347.832	59.726.882	119.584.096	-	-	-
	3.766.467.559	3.621.804.134	2.649.988.065	4.708.275.442	3.705.880.330	1.987.658.892

(*) 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 31/12/15 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 de más del 75% de los recursos recibidos en el primer y segundo desembolso y más del 80% del tercero, las cuales 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 61.901.087, equivalente a \$ 1.369.396.078. El activo relacionado a la subvención está en proceso de construcción y se espera que esté operativo en abril/2016, por lo cual parte de dicha partida se expone en el corto plazo (\$ 25.676.176).

Al cierre del ejercicio 2015, el monto total recibido de fondos del FOCEM sin rendición de cuentas se expone como anticipos de largo plazo y asciende a U\$S 21.126.914, equivalente a \$ 632.708.806.

(**) 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 \$ 2.718.430.848. Durante el presente ejercicio los generadores transfirieron a propiedad de UTE activos por un total de \$ 992.955.766.

5.14 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 226.062.279 equivalente a \$ 6.770.113.143 al 31/12/15. 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. Se incluyen además, los procesos expropiatorios (4 expropiaciones por un total de \$ 1.095.976), debido a que si bien el Grupo es actora, sus resultados van a aparejar erogaciones tal como ocurre en los procesos en los que el Grupo es demandado.

De estos juicios están provisionados aquellos 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		
	31/12/15	31/12/14	01/01/14	31/12/15	31/12/14	01/01/14
Previsión por juicios	752.087.848	379.310.993	410.045.698	661.980.957	93.382.247	95.065.883
Conciliación entre saldo inicial y final:						
				31/12/15	31/12/14	01/01/14
Saldo Inicial				472.693.240	505.111.581	317.605.776
Dotaciones e incrementos				976.209.257	41.009.288	205.594.598
Importes objeto de reversión				(13.896.829)	(64.812.142)	(17.098.315)
Importes utilizados contra la previsión				(20.936.862)	(8.615.487)	(990.478)
Saldo final				1.414.068.805	472.693.240	505.111.581

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

Al cierre del ejercicio están pendientes 11.080 acciones promovidas por el Grupo por un monto reclamado total, actualizado al 31/12/15, de U\$S 19.957.819 equivalente a \$ 597.696.769, dentro de los cuales se incluyen fundamentalmente los conceptos de juicios ejecutivos e irregularidades tarifarias.

5.15 Beneficios post – empleo a los funcionarios

5.15.1 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:

- 60 años de edad cumplidos al 31/12/12;
- 30 años de servicio efectivo al momento de aceptación de la renuncia por parte del Directorio;
- Configurar causal jubilatoria al 31/12/12.

El incentivo de retiro se paga en forma mensual de acuerdo a la siguiente escala:

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

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

El plazo para ampararse a este plan venció el 16 de abril de 2012, presentándose un total de 335 renunciaciones. La Resolución R11.-1905 autorizó la prórroga del régimen en caso de no alcanzar el cupo previsto de 500 funcionarios, de forma de amparar personal con causal jubilatoria al 31/12/13. En aplicación de dicha autorización, la Resolución R12.-1426 del 14 de 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 208 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		
	31/12/15	31/12/14	01/01/14	31/12/15	31/12/14	01/01/14
Provisión por retiros incentivados	123.983.258	151.462.529	207.687.728	52.847.380	141.737.054	275.406.888

El cargo neto del ejercicio correspondiente a los planes de retiro, fue un incremento de gastos de \$ 53.981.904 (\$ 26.949.904 en 2014).

5.15.2 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 supérstite, 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		
	31/12/15	31/12/14	01/01/14	31/12/15	31/12/14	01/01/14
Previsión 200 kWh	28.663.728	29.415.743	26.621.439	393.652.896	425.648.422	396.532.142

El cargo al resultado del ejercicio correspondiente a la prestación de consumo de energía eléctrica corresponde a un incremento de gastos de \$ 1.987.081 (\$ 64.640.706 en 2014), el cual se incluye dentro del capítulo Gastos de personal.

5.16 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 2015 se contabilizó el aporte realizado por OPP para la ejecución de obras de electrificación rural, el cual asciende a \$ 103.328.895 (\$ 151.259.037 en el ejercicio 2014). 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., del Fideicomiso Financiero ARIAS 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 AREAFILIN S.A. y del Fideicomiso Financiero PAMPA, originalmente formulados en dólares estadounidenses.

- Prima (descuento) de emisión

Se incluye la porción que corresponde al Grupo de los costos de emisión de instrumentos de capital por parte del Fideicomiso Financiero ARIAS. A su vez, se incluyen los costos de emisión de instrumentos de capital por parte del Fideicomiso Financiero PAMPA.

- 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, tal como se indica en la Nota 5.7 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 \$ 2.008.110.000, lo que determina una disminución de los resultados acumulados por el referido importe (\$ 1.354.860.000 en 2014).

NOTA 6 INFORMACIÓN REFERENTE A PARTIDAS DEL ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL

6.1 Detalle de ingresos por su naturaleza

Ingresos operativos netos	2015	2014
Venta de energía eléctrica local:		
Residencial	17.607.636.427	16.529.853.246
Consumo básico residencial	1.277.078.755	1.107.065.646
Bonificación consumo básico residencial	(699.285.652)	(655.610.358)
Medianos consumidores	6.844.604.649	6.535.588.701
Grandes consumidores	6.522.012.865	6.404.387.284
General	4.012.861.849	3.880.629.032
Cargos fijos	3.008.413.924	2.805.459.509
Alumbrado público	1.350.982.299	1.064.260.653
Zafra	238.327.398	245.071.758
Otras tarifas	117.946.673	175.825.068
Venta de energía eléctrica al exterior	242.111.771	981.397.118
Bonificaciones	(788.978.324)	(564.123.384)
Total	39.733.712.635	38.509.804.273

Otros ingresos de explotación	2015	2014
Derechos de carga	347.876.834	290.209.375
Ingresos por peajes	140.148.851	141.182.446
Tasas	75.368.092	59.641.983
Ingresos por consultorías	45.217.157	43.280.572
Ingresos por derechos de uso estación convertora	20.335.556	17.170.754
Otros ingresos	16.979.373	35.037.620
Bonificaciones derechos de conexión y tasas	(37.129.911)	(35.194.273)
Total	608.795.952	551.328.476

Ingresos varios	2015	2014
Ingreso por bienes en concesión de servicios (Nota 5.10.2)	887.498.994	-
Aportes de clientes y generadores para obras	385.459.988	130.032.540
Ventas varias y de otros servicios	317.537.731	195.809.457
Ingresos por bienes producidos y reparados	265.348.079	215.123.631
Multas y sanciones	193.330.266	304.154.554
Ingresos varios	140.014.019	58.686.503
Ingresos por eficiencia energética	25.992.077	17.705.991
Ingresos por gestión cesiones de crédito	12.557.350	9.395.890
Resultado por activos biológicos	6.849.968	(18.355.631)
Resultado por inversiones	-	17.024.627
Total	2.234.588.472	929.577.561

6.2 Detalle de gastos por su naturaleza

Costos de explotación	2015	2014
Compra de energía eléctrica	6.679.464.537	3.923.685.138
Amortizaciones	5.609.380.466	4.860.252.744
Personal	4.183.019.601	3.640.441.409
Materiales energéticos y lubricantes	4.048.766.855	3.272.149.364
Suministros y servicios externos	3.491.381.280	3.990.473.070
Seguro climático	354.151.017	708.302.033
Materiales	351.018.628	452.515.749
Transporte	232.166.616	198.468.879
Tributos	33.476.135	33.422.366
Trabajos para inversiones en curso - gastos (*)	(123.183.142)	(89.482.675)
Trabajos para inversiones en curso - personal (*)	(655.406.988)	(441.732.862)
Total	24.204.235.005	20.548.495.216

Gastos de administración y ventas	2015	2014
Personal	4.219.056.318	3.583.612.498
Suministros y servicios externos	1.444.054.822	1.404.905.167
Impuesto al patrimonio	1.441.381.574	1.230.940.304
Amortizaciones	635.363.138	472.938.690
Tributos	296.051.154	307.956.899
Pérdida (Reversión) por deudores incobrables (Nota 5.2)	228.446.357	(130.937.157)
Transporte	198.467.565	181.123.001
Materiales	183.942.345	138.649.049
Trabajos para inversiones en curso - gastos (*)	(21.669.803)	(18.574.378)
Trabajos para inversiones en curso - personal (*)	(42.402.728)	(34.605.761)
Total	8.582.690.741	7.136.008.312

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

Gastos varios	2015	2014
Amortización Parques eólicos en concesión (Nota 5.10.1)	887.498.994	-
Indemnizaciones	453.894.834	65.921.642
Subsidios y transferencias	427.373.403	264.367.378
Resultado por baja de propiedad, planta y equipo	104.825.255	(86.900)
Aportes a asociaciones y fundaciones	82.922.000	83.120.466
Resultado por inversiones	56.929.876	-
Pérdida (Reversión) por obsolescencia de materiales	27.205.078	(50.120.695)
Varios	24.985.909	55.885.065
Costo de venta de equipos y otros bienes	9.756.406	13.875.286
Donaciones	8.334.671	9.774.373
Gastos Servicios Auxiliares:		
Personal	378.967.178	327.392.675
Materiales	165.983.386	184.393.329
Suministros y servicios externos	163.433.458	138.126.041
Amortizaciones	57.127.787	37.261.422
Transporte	7.259.506	4.011.481
Tributos	5.043.041	8.508.235
Varios	274.771	5.864.380
Total	2.864.255.555	1.148.294.177

6.3 Resultados financieros

	2015	2014
Multas y recargos a clientes (Nota 5.2)	922.951.196	888.502.201
Ingresos por intereses	126.403.401	105.970.681
Otros cargos financieros netos	2.244.152	1.808.960
Resultado financiero por inversiones	(74.425)	182.313
Multas y recargos (BPS - DGI - Intendencias)	(3.220.183)	(2.884.150)
Resultado por instrumentos financieros derivados	(41.012.208)	(56.744.204)
Descuento por pronto pago concedidos	(61.381.097)	(88.392.783)
Gastos de préstamos y otros financiamientos	(69.228.905)	(111.317.986)
Egresos por intereses	(646.299.885)	(570.658.386)
Diferencia de cambio y cotización	(1.854.624.268)	(1.362.240.480)
Total	(1.624.242.222)	(1.195.773.833)

NOTA 7 POSICIÓN EN MONEDA EXTRANJERA

Los activos y pasivos en moneda extranjera al cierre de los ejercicios 2015 y 2014, así como los correspondientes al inicio del ejercicio 2014, arbitrados a dólares estadounidenses y su equivalente en pesos uruguayos, son los siguientes:

	31/12/15		31/12/14		01/01/14	
	Miles de U\$S	Miles de \$	Miles de U\$S	Miles de \$	Miles de U\$S	Miles de \$
ACTIVO						
Activo corriente						
Disponibilidades	320.457	9.597.042	230.416	5.615.014	173.179	3.710.184
Activos financieros	72	2.145	74	1.813	-	-
Créditos por ventas	11.756	352.054	10.081	245.667	7.706	165.099
Otros créditos	94.499	2.830.067	120.992	2.948.464	89.062	1.908.069
Total activo corriente	426.783	12.781.308	361.564	8.810.958	269.947	5.783.352
Activo no corriente						
Otros créditos a largo plazo	18.739	561.200	5.970	145.491	95.445	2.044.809
Inversiones	67	1.996	136	3.304	261	5.585
Total activo no corriente	18.806	563.197	6.106	148.794	95.705	2.050.394
TOTAL ACTIVO	445.589	13.344.505	367.670	8.959.752	365.653	7.833.746
PASIVO						
Pasivo corriente						
Deudas:						
- Comerciales	222.074	6.650.657	102.573	2.499.590	106.581	2.283.388
- Financieras	73.694	2.206.993	123.507	3.009.744	176.767	3.787.065
- Diversas	5.398	161.671	5.979	145.698	7.647	163.837
Intereses a vencer	(10.601)	(317.484)	(11.358)	(276.780)	(9.709)	(208.002)
Total pasivo corriente	290.565	8.701.838	220.701	5.378.252	281.287	6.026.288
Pasivo no corriente						
Deudas:						
- Financieras	528.892	15.839.272	575.658	14.028.207	588.073	12.598.880
- Diversas	5.852	175.259	21.127	514.842	36.103	773.470
Intereses a vencer	(59.015)	(1.767.366)	(69.268)	(1.687.982)	(44.525)	(953.899)
Total pasivo no corriente	475.730	14.247.165	527.517	12.855.067	579.651	12.418.451
TOTAL PASIVO	766.295	22.949.003	748.218	18.233.319	860.938	18.444.739
POSICIÓN NETA PASIVA	320.706	9.604.498	380.548	9.273.567	495.285	10.610.993

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 5.12, capital aportado por el Estado, reservas y resultados acumulados sin distribuir, revelados en el Estado de cambios en el 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:

	31/12/15	31/12/14	01/01/14
Deuda (i)	33.388.685.217	26.070.382.417	22.588.107.269
Efectivo y equivalentes	(12.159.864.158)	(7.186.044.926)	(5.353.705.503)
Deuda neta	21.228.821.059	18.884.337.492	17.234.401.766
Patrimonio (ii)	120.695.102.869	105.039.198.313	98.812.957.225
Deuda neta sobre patrimonio	17,6%	18,0%	17,4%

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

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

8.2 Riesgo de mercado

Las actividades del Grupo se encuentran expuestas principalmente a los riesgos financieros vinculados a la variabilidad del tipo de cambio y las tasas de interés. El riesgo de mercado es medido mediante un análisis de sensibilidad.

8.2.1 Riesgo de tipo de cambio

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

Análisis de sensibilidad ante cambios en la cotización de la moneda extranjera.

El Grupo se encuentra principalmente expuesto a variaciones en la cotización del dólar estadounidense. La siguiente tabla muestra la sensibilidad de la posición en moneda extranjera del Grupo en caso de: escenario 1 devaluación del 24,55% (2014: 11,62%) o escenario 2 devaluación del 17,07% (2014: 8,21%) 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	
	2015	2014
Escenario 1: Pérdida	2.357.829.189	1.077.330.566
Escenario 2: Pérdida	1.639.448.152	761.475.967

Contrato de compraventa de divisas a futuro

En el presente ejercicio 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 por un total de U\$S 720.000.000 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 fechas en las que se realiza 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)	Grupo (UI)
24/11/2015	9,17946	40.000.000	367.178.400
23/12/2015	9,19796	40.000.000	367.918.400
26/01/2016	9,22456	40.000.000	368.982.400
23/02/2016	9,24639	40.000.000	369.855.600
29/03/2016	9,27556	40.000.000	371.022.400
26/04/2016	9,29751	40.000.000	371.900.400
24/05/2016	9,31916	40.000.000	372.766.400
23/06/2016	9,34111	40.000.000	373.644.400
26/07/2016	9,36569	40.000.000	374.627.600
24/08/2016	9,38618	40.000.000	375.447.200
23/09/2016	9,40707	40.000.000	376.282.800
25/10/2016	9,42973	40.000.000	377.189.200
24/11/2016	9,44739	40.000.000	377.895.600
22/12/2016	9,46325	40.000.000	378.530.000
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 2015 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un activo de U\$S 1.044.301 (equivalentes a \$ 31.274.726), generando una ganancia en el ejercicio de U\$S 1.020.136 (equivalentes a \$ 30.563.793).

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 31/12/15. 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	-	19.002.017
Escenario reducción de tasas	4.750.504	-

Swaps de tasas de interés

El 5 de octubre de 2007, se contrató un instrumento financiero derivado con Citibank N.A. New York con el objetivo de cubrirse del riesgo de tipo de interés originado por el préstamo para financiar la ampliación de la construcción de la Central Punta del Tigre.

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 America 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 financiero derivado con Citibank N.A. London, con el objetivo de cubrirse del riesgo de tipo de interés originado por los préstamos de LAIB de U\$S 54.000.000 y de HSBC Chile de U\$S 13.500.000.

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 Citibank N.A. New York

- Notional amount (monto imponible)

Fecha de inicio	Fecha de vencimiento	Notional amount (en dólares)
01/04/2014	01/10/2014	8.400.000
01/10/2014	02/04/2015	5.600.000
02/04/2015	02/10/2015	2.800.000

- Tasa de interés
 - a) Citibank N.A. New York: USD-LIBOR-BBA a 6 meses vigente al primer día de cada período de cálculo de intereses.
 - b) El Grupo paga una tasa fija.
Esta operación fue cancelada en octubre de 2015, generando una pérdida en el ejercicio de \$ 200.625. Al 31/12/14 el pasivo ascendía U\$S 142.982 (equivalentes a \$ 3.484.328).

Swap Santander Madrid

- Notional amount (monto imponible)

Fecha de inicio	Fecha de vencimiento	Notional amount (en dólares)
22/06/2014	22/12/2014	86.363.635
22/12/2014	22/06/2015	81.818.180
22/06/2015	22/12/2015	77.272.725
22/12/2015	22/06/2016	72.727.270
22/06/2016	22/12/2016	68.181.815
22/12/2016	22/06/2017	63.636.360
22/06/2017	22/12/2017	59.090.905
22/12/2017	22/06/2018	54.545.450
22/06/2018	22/12/2018	49.999.995
22/12/2018	22/06/2019	45.454.540
22/06/2019	22/12/2019	40.909.085
22/12/2019	22/06/2020	36.363.630
22/06/2020	22/12/2020	31.818.175
22/12/2020	22/06/2021	27.272.720
22/06/2021	22/12/2021	22.727.265
22/12/2021	22/06/2022	18.181.810
22/06/2022	22/12/2022	13.636.355
22/12/2022	22/06/2023	9.090.900
22/06/2023	22/12/2023	4.545.445

- Tasa de interés
 - a) Santander 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 el Banco Santander New York efectuó una novación del swap a favor del Banco Santander S.A. de Madrid.

Al 31 de diciembre de 2015 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un pasivo de U\$S 938.321 (equivalentes a \$ 28.100.830), generando una pérdida en el ejercicio de U\$S 1.320.626 (equivalentes a \$ 34.550.896). Al 31/12/14 el pasivo ascendía a U\$S 1.061.051 (equivalentes a \$ 25.856.763).

Swap Bank of America

- 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
 - a) Bank of America, N.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.

Al 31 de diciembre de 2015 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un pasivo de U\$S 181.843 (equivalentes a \$ 5.445.834), generando una pérdida en el ejercicio de U\$S 543.323 (equivalentes a \$ 15.181.499).

Swap Citibank N.A., London Branch

- 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 2015 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un pasivo de U\$S 234.380 (equivalentes a \$ 7.019.212), generando una pérdida en el ejercicio de U\$S 634.004 (equivalentes a \$ 17.995.404).

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
06/09/2016	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
05/09/2019	05/03/2020	7.500.000

- Tasa de interés
 - a) Citibank N.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.

Al 31 de diciembre de 2015 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un pasivo de U\$S 121.797 (equivalentes a \$ 3.647.577), generando una pérdida en el ejercicio por igual monto (por tratarse de la primera estimación del contrato).

8.2.3 Otros riesgos ante el cambio de precios

El Grupo se encuentra expuesto ante el cambio en el valor de las Obligaciones negociables en dólares, emitidas por la empresa argentina Hidroeléctrica Piedra del Águila S.A. que mantiene en cartera al cierre del ejercicio.

El análisis de sensibilidad que se detalla a continuación se ha determinado en base a la exposición que tiene el valor del activo financiero, en un escenario de un incremento de 0,5% o una reducción de 1%.

	Ganancia	Pérdida
Escenario incremento de valor	19.865	-
Escenario reducción de valor	-	39.729

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. Para los casos de concentración de riesgos crediticios con entidades municipales, se realizaron en el ejercicio 2013, acuerdos de refinanciación y quitas, y a su vez en junio de 2014 firmó un contrato de fideicomiso financiero, cobrándose la mayor parte de dicha deuda, tal como se describe en la Nota 5.2.

8.4 Riesgo de liquidez

El Grupo administra su riesgo de liquidez manteniendo adecuadas disponibilidades, líneas de crédito, monitoreando constantemente las proyecciones sobre el flujo de fondos y calzando los plazos de ingreso y egresos de fondos.

Cuadros de vencimientos de activos y pasivos financieros

El cuadro que se presenta a continuación detalla los flujos de fondos necesarios para atender el servicio financiero generado por el stock de deuda al 31/12/15, considerando capital e intereses:
(Cifras expresadas en pesos uruguayos)

	Menos de 1 mes	1 – 3 meses	3 meses a 1 año	1 – 5 años	+ 5 años	Total
Deudas financieras a tasa fija	93.002.017	459.767.736	2.364.230.251	11.735.922.266	26.894.165.469	41.547.087.739
Deudas financieras a tasa variable	-	5.177.718	874.869.109	2.913.012.240	1.848.909.983	5.641.969.050
	93.002.017	464.945.454	3.239.099.360	14.648.934.506	28.743.075.452	47.189.056.789

El cuadro que se presenta a continuación detalla los flujos de fondos que se espera recibir por la realización del stock de inversiones financieras al 31/12/15, considerando capital e intereses:
(Cifras expresadas en pesos uruguayos)

	Menos de 1 mes	1 – 3 meses	3 meses a 1 año	1 – 5 años	+ 5 años	Total
Activos financieros a tasa fija	177.891	-	2.154.459	2.154.459	-	4.486.809
	177.891	-	2.154.459	2.154.459	-	4.486.809

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 2015 el monto total de estos contratos asciende aproximadamente a U\$S 6.926 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	1.606.911.301	48.123.779.652
Eólica (*)	4.548.854.852	136.229.105.096
Fotovoltaica (*)	770.145.875	23.064.328.653
	6.925.912.028	207.417.213.402

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							Total
	2016	2017-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2041-2045	
Biomasa	116.115.433	452.909.751	522.817.257	362.705.518	152.363.343	-	-	1.606.911.301
Eólica(*)	227.648.754	910.569.861	1.138.212.326	1.138.212.326	1.134.211.585	-	-	4.548.854.852
Fotovoltaica	25.732.959	102.931.835	128.664.793	128.664.793	128.664.793	128.664.793	126.821.908	770.145.875
	369.497.146	1.466.411.446	1.789.694.376	1.629.582.637	1.415.239.721	128.664.793	126.821.908	6.925.912.028

(*) 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 5.10.

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.

El monto original de dichas obligaciones, por el suministro en la modalidad “llave en mano” de una estación convertidora de frecuencia de 500 MW de potencia nominal, asciende a:

- Libras esterlinas 63.952.812,06
- Reales brasileños 46.232.433,16
- Pesos uruguayos 804.807.862,23

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 2015, en concepto de capital, asciende a U\$S 17.592.844.

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 05 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 2015, por concepto de capital, asciende a U\$S 67.500.000.

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 a instalarse 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 presente ejercicio 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 1º de octubre de 2013, Gas Sayago S.A. y RIKLUR COMPANY S.A., actualmente denominada GNLS S.A. (subsidiaria uruguaya de GDF SUEZ) firmaron el contrato para la prestación de servicios de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado. En dicha oportunidad UTE y ANCAP suscribieron un contrato de fianza solidaria, por el cual se constituyeron en fiadores solidarios ilimitados, lisos y llanos pagadores de todas las obligaciones asumidas por Gas Sayago S.A. referentes a este contrato, así como las obligaciones asumidas por Gas Sayago S.A. en el Time Charterparty (una vez que venciera el plazo de vigencia del contrato garantizado). Tal como se indica en Nota 14, con fecha 30 de setiembre de 2015 se suscribió con GNLS S.A. un acuerdo de terminación del contrato de prestación de servicios señalado anteriormente, con lo cual la garantía indicada quedó sin efecto a partir de ese momento.

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 31/12/15 Gas Sayago S.A. obtuvo desembolsos correspondientes a dicho contrato por un total de U\$S 63.037.414 (netos de gastos de evaluación y comisión de financiamiento por un total de U\$S 586.900). Con posterioridad al cierre del ejercicio se efectuaron nuevos desembolsos por un total de U\$S 622.000. 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.

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 presente ejercicio 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 presente ejercicio 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.2015	Dic.2014	Dic.2015	Dic.2014	Dic.2015	Dic.2014
Títulos de deuda	-	-	-	718.530.815	-	-
Créditos	-	-	461.000.397	364.597.194	26.833	25.703
Anticipos	-	-	1.679.674.429	2.658.260.308	-	-
Créditos CONEX	2.035.629	734.867	18.610.112	13.797.461	-	-
Otros créditos	41.959.094	-	54.558.970	25.908.039	-	-
Créditos con bancos	-	-	10.856.997.216	6.403.119.026	-	-
Deudas financieras	-	-	1.210.943.124	2.087.392.587	-	-
Deudas comerciales	24.395.624	359.187	131.173.864	406.370.512	-	149.809.590

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.2015	Dic.2014	Dic.2015	Dic.2014	Dic.2015	Dic.2014
Venta de energía	421.541	289.087	4.129.269.099	3.943.007.689	286.022	317.115
Ingresos ajenos a la explotación	41.861.839	295.595	206.797.893	185.995.603	-	-
Ingresos por servicios de CONEX	11.516.808	9.380.938	33.484.986	38.048.593	-	-
Compra de energía	290.307.143	359.187	-	-	834.883.570	894.212.242
Compra de bienes y contratación de servicios	-	-	5.118.772.895	10.478.629.010	-	-
Intereses y otros resultados financieros	-	-	49.537.532	89.976.640	-	-
Intereses ganados	-	5.244.408	67.006.820	25.084.699	-	-
Aportes de capital	319.498.880	1.191.236.810	-	-	-	-
Transferencia neta al Fondo Estabilización Energética / Fideicomiso	-	-	(102.269.773)	3.655.752.392	-	-
Versión de resultados	-	-	2.008.110.000	1.354.860.000	-	-

Las retribuciones al Directorio de UTE ascendieron a \$ 7.080.314 en el ejercicio 2015 (\$ 7.515.440 en 2014). Los Directorios de ISUR S.A. y AREAFLIN 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., ROUAR S.A. y Fideicomiso Financiero ARIAS (Nota 9.2).

El aporte de capital en asociadas y negocios conjuntos corresponde al efectuado en el Fideicomiso Financiero ARIAS (en el ejercicio 2014 corresponde al aporte en ROUAR S.A. por \$ 354.236.810 y en Gas Sayago S.A. por \$ 837.000.000).

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)

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
2014							
	Generación (1)	Trasmisión (2)	Distribución (3)	Comercial (4)	Servicios de consultoría	Otros (5)	Total
Ingresos				38.509.804	43.281	1.437.625	39.990.710
Costos de explotación	(13.648.284)	(1.774.598)	(4.670.241)		(43.608)	(411.764)	(20.548.495)
Gastos de adm. y ventas				(2.620.417)		(4.515.591)	(7.136.008)
Resultados financieros							(1.195.774)
Gastos ajenos a la explotación							(1.148.294)
Impuesto a la renta							1.086.700
							11.048.839
Total de activo	50.763.910	25.493.949	39.505.392	3.270.725	12.401	42.978.443	162.024.821
Total de pasivo							56.985.622
Incorporaciones de propiedad, planta y equipo en servicio	2.848.121	1.975.289	1.516.885	182.917		1.246.557	7.769.769

- (1) Los gastos de generación incluyen miles de \$ 6.679.465 (miles de \$ 3.923.685 en 2014) por concepto de compra de energía. Adicionalmente, incluyen miles de \$ 1.987.249 (miles de \$ 1.833.361 en 2014) por concepto de depreciaciones de propiedad, planta y equipo directamente atribuibles al segmento.
- (2) Los gastos de trasmisión eléctrica incluyen miles de \$ 1.125.798 (miles de \$ 777.163 en 2014) por concepto de depreciaciones de propiedad, planta y equipo directamente atribuibles al segmento.
- (3) Los gastos de distribución eléctrica incluyen miles de \$ 2.068.905 (miles de \$ 1.930.964 en 2014) por concepto de depreciaciones de propiedad, planta y equipo directamente atribuibles al segmento.
- (4) Los gastos de comercial incluyen miles de \$ 223.040 (miles de \$ 190.602 en 2014) 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 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
2011	6.332	64	-
2012	6.270	184	-
2013	6.549	221	-
2014	6.761	193	-
2015	6.616	199	9

Literal B Ingresos desagregados según actividad de la empresa para el ejercicio 2015 en pesos uruguayos

Ingresos de explotación		40.342.508.587
Venta de energía eléctrica	40.522.690.959	
Bonificaciones	(788.978.324)	
Servicios de consultoría	45.217.156	
Otros ingresos de explotación	563.578.795	
Ingresos ajenos a la explotación		2.234.588.472
Total de ingresos		42.577.097.058

Literal C Gastos de actividad y resultado de la empresa para el ejercicio 2015 en pesos uruguayos.

Costos de explotación		24.204.235.005
Generación	7.729.550.241	
Trasmisión	1.263.905.863	
Distribución	3.555.817.093	
Despacho de Cargas	93.841.293	
Consultoría externa	50.865.643	
Compra de energía	6.679.464.537	
Amortización	5.609.380.466	
Trabajos para inversiones en curso	(778.590.131)	
Gastos de administración y ventas		8.582.690.741
Comerciales	3.479.263.775	
Administración de operación y mantenimiento	960.659.704	
Servicios administrativos de apoyo	4.195.124.193	
Trabajos para inversiones en curso	(52.356.931)	
Gastos ajenos a la explotación		2.864.255.555
Resultados financieros		1.624.242.222
Impuesto a la renta		(619.651.290)
Total de gastos		36.655.772.233
Resultado del ejercicio atribuible a la controladora		5.956.975.111
Resultado atribuible a participaciones no controladoras		(35.650.286)
Resultado del ejercicio		5.921.324.825

Literal D Impuestos pagados por la empresa en el ejercicio 2015 en pesos uruguayos

IVA		2.992.177.805
IMPUESTO A LA RENTA		
- Saldo 2014		518.517.466
- Anticipos		610.826.231
- Anticipos a la renta en la importación		2.025.742
IMPUESTO AL PATRIMONIO		
- Anticipos		1.622.455.753
- Crédito impuesto al patrimonio 2014		(255.651.594)
ICOSA		37.651
RETENCIONES		1.547.545.499
- Impuesto al patrimonio	702.601	
- IVA e IRNR empresas del exterior	75.595.668	
- IVA Dec. 528/003	1.399.778.291	
- IRPF trabajadores independientes	1.708.266	
- IRPF arrendamientos	1.321.554	
- IRPF microgeneradores	94.057	
- IRPF obligaciones negociables	755.606	
- IRNR obligaciones negociables	4.948	
- 90% IVA servicios de salud	52.923	
- IASS	179.564	
- IVA e IRAE empresas de Seguridad y Vigilancia y Limpieza	67.352.021	
Tasa Tribunal de Cuentas		9.231.023
Aporte al Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética (FUDAE)		50.705.143
Tasa control marco regulatorio de energía y agua (URSEA)		60.451.925
Tasa despacho de cargas (ADME)		84.080.315
Crédito fiscal aplicación Ley 19.210 - Inclusión financiera		(67.689.814)
Total		7.174.713.145

Literal E Transferencias a Rentas Generales

El adelanto de versión de resultados realizado en el presente ejercicio ascendió a \$ 2.008.110.000.

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.

A la fecha de cierre del presente ejercicio, las obras correspondientes al contrato indicado anteriormente estaban paralizadas, encontrándose Gas Sayago S.A. en una etapa de redefinición del proyecto. 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**

Con fecha 16 de marzo del 2010 se suscribió el contrato con la empresa Centrais Eletricas Brasileiras (ELETROBRAS), mediante el cual dicha firma se compromete a la implantación de las obras en Brasil necesarias para la interconexión con la República Oriental del Uruguay. El compromiso que asumió UTE fue del pago de un canon para remunerar inversiones y otro para la operación y mantenimiento, mediante los que adquirirá los derechos de uso exclusivo de las instalaciones de transmisión que se construyan en el vecino país en el marco de este contrato.

El plazo del mismo es de 30 años prorrogables, abonándose el canon de inversión en cuotas mensuales de R\$ 2.244.124 durante 15 años y el de operación y mantenimiento en cuotas mensuales de R\$ 198.031 durante 30 años, a partir de la operación comercial de las instalaciones, que se estima será en el mes de abril del próximo ejercicio.

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

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

	31/12/15	31/12/14	01/01/14
Valores recibidos en garantía	15.159.469.880	12.067.789.262	10.387.445.455
Cartas de crédito abiertas en M/E	1.325.897.811	1.121.476.607	1.441.870.497
Conformes clientes fideicomiso electrificación rural	84.810.552	34.817.556	27.623.893
Derechos de uso a cobrar aún no devengado - Estación convertora	18.428.531	45.568.944	67.695.183
	16.588.606.775	13.269.652.368	11.924.635.027

NOTA 17 **HECHOS POSTERIORES**

Con posterioridad al 31 de diciembre de 2015 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 2015

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

Diseño gráfico: DDB Uruguay

Impresión: raul.montoro@gmail.com
N° Depósito Legal: 376421