

Memoria Anual

2017



La energía que nos une





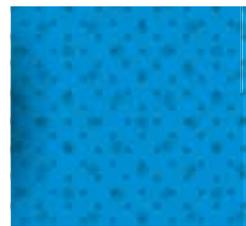
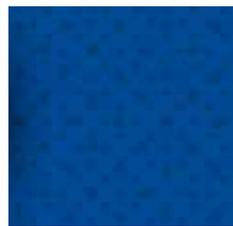
La energía que nos une

Memoria Anual 2017

Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas









Sumario

Mensaje del presidente	6
Resumen ejecutivo	12
Prácticas de buen gobierno corporativo	16
Gestión de instalaciones	20
Comercialización del producto	36
Gestión de los recursos	44
Proyección al exterior	48
Información económica y estados contables	52

Mensaje del Presidente

Desarrollo de infraestructura, oferta de oportunidades comerciales, atención a las necesidades sociales e impulso decidido a la movilidad eléctrica y a la aplicación de la inteligencia en el servicio han sido los grandes ejes de acción de UTE durante el año 2017.



Hagamos un repaso de lo medular de ese esfuerzo.

INFRAESTRUCTURA

El año 2017 consolidó la revolución energética iniciada promediando esta década, posibilitando que al terminar el mismo el país cuente con casi 1.700 MW de potencia instalada de origen renovable no convencional: eólica (1.496,2 MW), fotovoltaica (225 MW) y biomasa (72,3 MW).

Durante este ejercicio se conectaron 147 MW de energía fotovoltaica y 406 MW de energía eólica (120.4 MW por parte de inversores privados y 281.6 MW de UTE y accionistas). Estos números no consideran la potencia que pueden aportar UPM (161 MW) ni Montes del Plata (180 MW).

Se produjo este año la salida al mercado de valores de la Sociedad Anónima del Parque Eólico Valentines,

lo que no tiene precedentes en Uruguay por su calidad de sociedad abierta y por contar con más de 10.000 accionistas, al tiempo que se inició la producción comercial de los Fideicomisos del Parque Eólico Pampa y Parque Eólico Arias y del Leasing de UTE del Parque Eólico Palomas.

Otro hito destacado del año fue el inicio de la comercialización de energía eléctrica con Brasil a través de la Convertidora de Melo, lo que significó un importante esfuerzo en la construcción de infraestructura de transmisión, que se extendió a varios puntos del país. Líneas, nuevas estaciones o adecuación de otras ya existentes, demandaron un importante caudal de inversión por parte de UTE.

La Central de Ciclo Combinado de Punta del Tigre dio su paso inicial al ponerse en servicio la primera de las dos turbinas de gas y habilitarse la segunda. El Ciclo Combinado será el respaldo térmico con que contará el país en los próximos 25 años.

APOYO A LA PRODUCCIÓN Y A LAS FAMILIAS

Desde el lado de la demanda, UTE instrumentó una serie de beneficios y productos comerciales destinados a apoyar al sector productivo y estimular el consumo eficiente de los hogares.

Cumpliendo directivas del Poder Ejecutivo se instrumentaron subsidios al sector lácteo (3.660 establecimientos) y al sector industrial electrointensivo. A la vez, las familias pudieron usufructuar planes comerciales como el Recambio de Termotanques, el Más por Menos, el Plan Inteligente o el Plan 230, entre otros destinados a bonificar el consumo eficiente.

En la red de Distribución se realizaron 5.819 obras para nuevos servicios y se ejecutaron 680 obras de mejora de la red. Sin contar las relacionadas con los temporales, se realizaron 51.415 acciones de mantenimiento en la red de distribución y 700.000 acciones de campo del Servicio Comercial. Se repusieron 259 km de red de electrificación urbana y rural y 1.947 postes de electrificación rural afectados a causa de temporales.

ATENCIÓN A LAS NECESIDADES SOCIALES

Paralelamente se intensificó el trabajo en Inclusión Social, logrando la regularización del servicio a 5.291 familias que estaban conectadas irregularmente al servicio eléctrico o carecían de él. También se desarrolló una política de atención a emergencias: entre octubre de 2016 y setiembre de 2017 se bonificó por falta de energía a causa de sucesos climáticos importantes a 5.619 clientes.

La llegada de la energía eléctrica al medio rural fue otra de las prioridades abordadas durante el año. Se tendieron 710 km de red de Electrificación Rural, que llevaron la electricidad a más de 500 familias y cuatro escuelas de parajes apartados del interior del país, con aportes complementarios de vecinos, OPP, ANTEL y MEVIR.

La educación de los más pequeños en el uso eficiente y cuidado de la energía eléctrica siguió siendo otro de los ejes de actuación, a través del programa Túnicas en Red. La edición 2017 registró un record de participación: 158 escuelas y más de 5.000 estudiantes. Se entregaron a CEIP-ANEP 40.000 lámparas fluorescentes compactas.

LA INTELIGENCIA APLICADA

El año 2017 será señalado como el que marcó el inicio de la transformación de la relación de UTE con sus clientes hacia la tecnología inteligente. Este año finalizamos el Sistema de Gestión de los Medidores Inteligentes, desarrollado con capacidades propias y con herramientas de software libre, que darán soporte a los actuales y futuros productos de Gestión de la Demanda y Ofertas de Oportunidad.

El futuro es eléctrico, por eso UTE en conjunto con otros organismos públicos iniciaron este año el proceso que va a dotar al país de la infraestructura necesaria para promover el desarrollo de la movilidad eléctrica.

En febrero se inauguró en una estación de ANCAP en Maldonado el primer centro de recarga de lo que será la primera Ruta Eléctrica de América Latina y se instalaron centros de recarga de autos eléctricos en el LATU y para taxis eléctricos en Joanico y Br. Battle y Ordóñez, en Montevideo.

RECONOCIMIENTOS

Este año recibimos además tres certificaciones por la calidad de la labor que UTE desarrolla:

- Premio a la Excelencia Ciudadana otorgado por CELADE por nuestro Programa de Inclusión Social.
- Certificación de INMUJERES del Sistema de Calidad con Equidad nivel IV a la unidad de Tecnologías de la Información.
- Certificación del LATU a Obras de Trasmisión, Tecnologías de la Información y Comunicaciones y Seguridad e Higiene por diversos procesos de aseguramiento de calidad.

“Estas son algunas de las principales líneas de acción que desarrolló UTE durante el 2017, así como algunos de sus resultados.

Resta agregar que durante este ejercicio se continuó con una política dictada por el Poder Ejecutivo que promueve la reducción en el costo de la tarifa, y que permite que hoy podamos decir que en los últimos ocho años las tarifas eléctricas bajaron 16% respecto al IPC y 30% en relación a los salarios.

Sabemos que no es suficiente. Trabajamos denodadamente para buscar la forma en que los clientes tengan opciones que se adapten a sus necesidades y conveniencia, y es por eso que procuramos generar productos y ofertas de oportunidad permanentes o promocionales.

Seguimos en la ruta trazada, invirtiendo en infraestructura, innovando permanentemente, mejorando la gestión y volcando a la sociedad el producto del esfuerzo de las trabajadoras y los trabajadores -de todos los escalafones y de todo el país- que componen esta gran Empresa pública uruguaya”.

Dr. Ing. Gonzalo Casaravilla
Presidente del Directorio de UTE

Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas

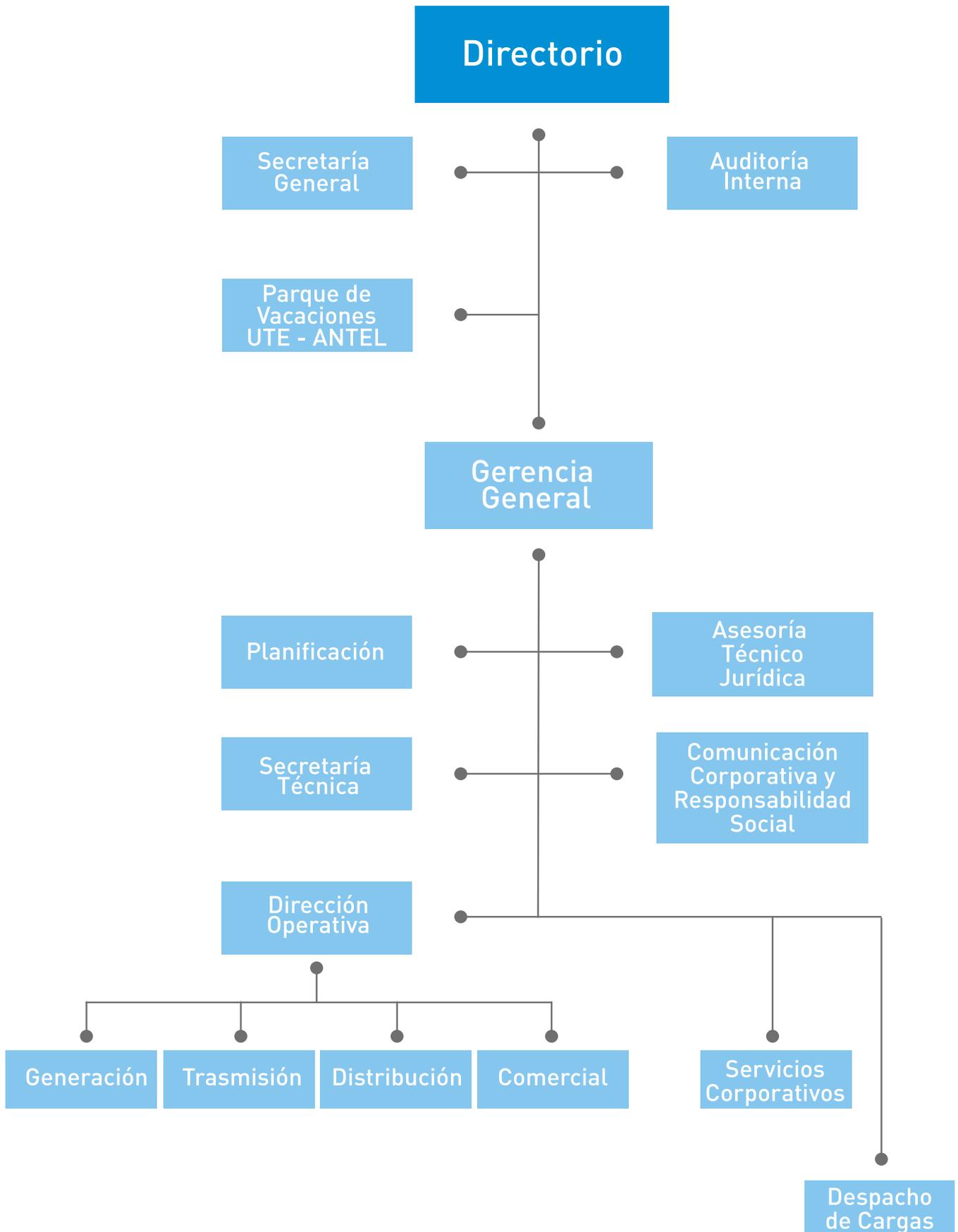
Directorio

Presidente	Dr. Ing. Gonzalo Casaravilla
Vicepresidente	Ing. César Briozzo
Vocal	Ec. María Cristina Arca Aicardi
Vocal	A/C Walter Walberto Sosa Dos Santos
Vocal	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⁾	2015	2016	2017
Potencia Instalada Efectiva (MW)	1.774	1.494	1.887
Carga máxima anual (MW)	1.883	1.964	1.916
Extensión de la Red de Trasmisión (km)	4.963	5.138	5.561
Extensión de la Red de Distribución (km)	82.688	83.277	84.245
Energía generada por UTE (GWh)	4.148	3.737	3.000
Energía comprada (GWh) (2)	7.378	8.123	9.245
Energía exportada (GWh) (3)	1.012	681	1.462
Energía para uso interno (GWh) (4)	10.514	11.179	10.783
Energía facturada, mercado regulado (GWh) (5)	8.499	8.842	8.534
Cantidad de servicios activos (10 ³)	1.415	1.438	1.460
Energía promedio por cliente (kWh)	6.006	6.149	5.844
Extensión de la red por cliente (metros)	62	61	62
Cantidad de funcionarios	6.619	6.402	6.667
Cantidad de servicios por funcionario	214	225	219
Energía promedio por funcionario (kWh)	1:284.031	1:381.131	1:280.036
Ventas Mercado Interno (U\$S 10 ³)	1:462.789	1:513.545	1:651.309

NOTAS

- 1) Los datos corresponden al 31 de diciembre de cada ejercicio, siendo los valores acumulados correspondientes a los últimos 12 meses.
Serie de los últimos tres años.
- 2) Corresponde a 4.751 GWh de compras a Salto Grande, 3.634 GWh a agentes productores, 857 GWh a parques eólicos co-propiedad de UTE, 3 GWh a Brasil y 0 GWh a Argentina para el año 2017.
- 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) A efectos del cálculo dentro de mercado interno se incluyen 71 GWh por autoconsumos y consumo de poblaciones de Centrales Hidroeléctricas para el año 2017.



The image shows an industrial complex with several tall, cylindrical chimneys or towers. One tower on the left is supported by a metal lattice structure. Another tower on the right has a dark top section. In the background, there is a large body of water with several ships. The foreground shows a complex network of pipes, walkways, and structural elements of the facility. The overall scene is industrial and somewhat desaturated.

Resumen ejecutivo

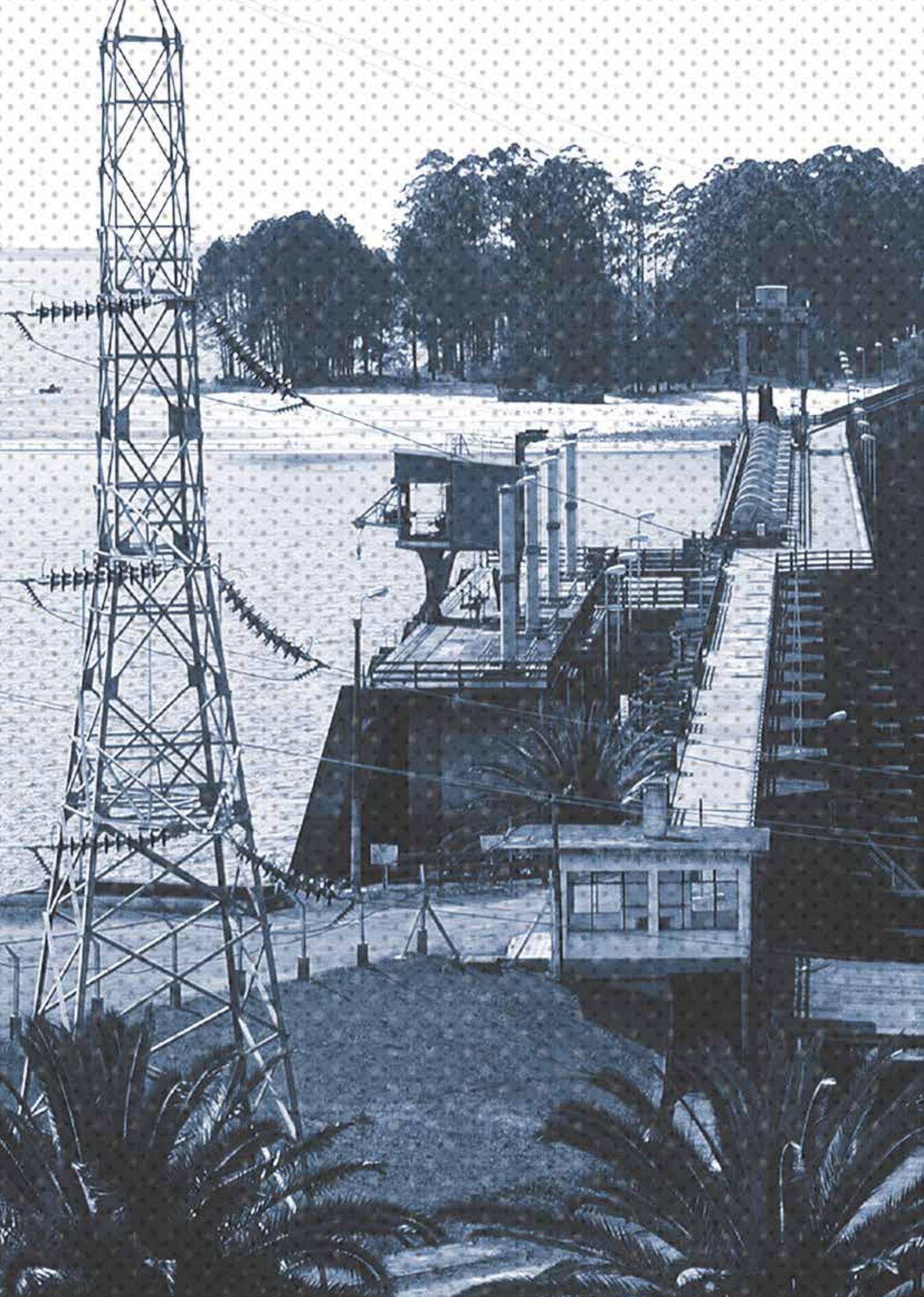
Resumen ejecutivo

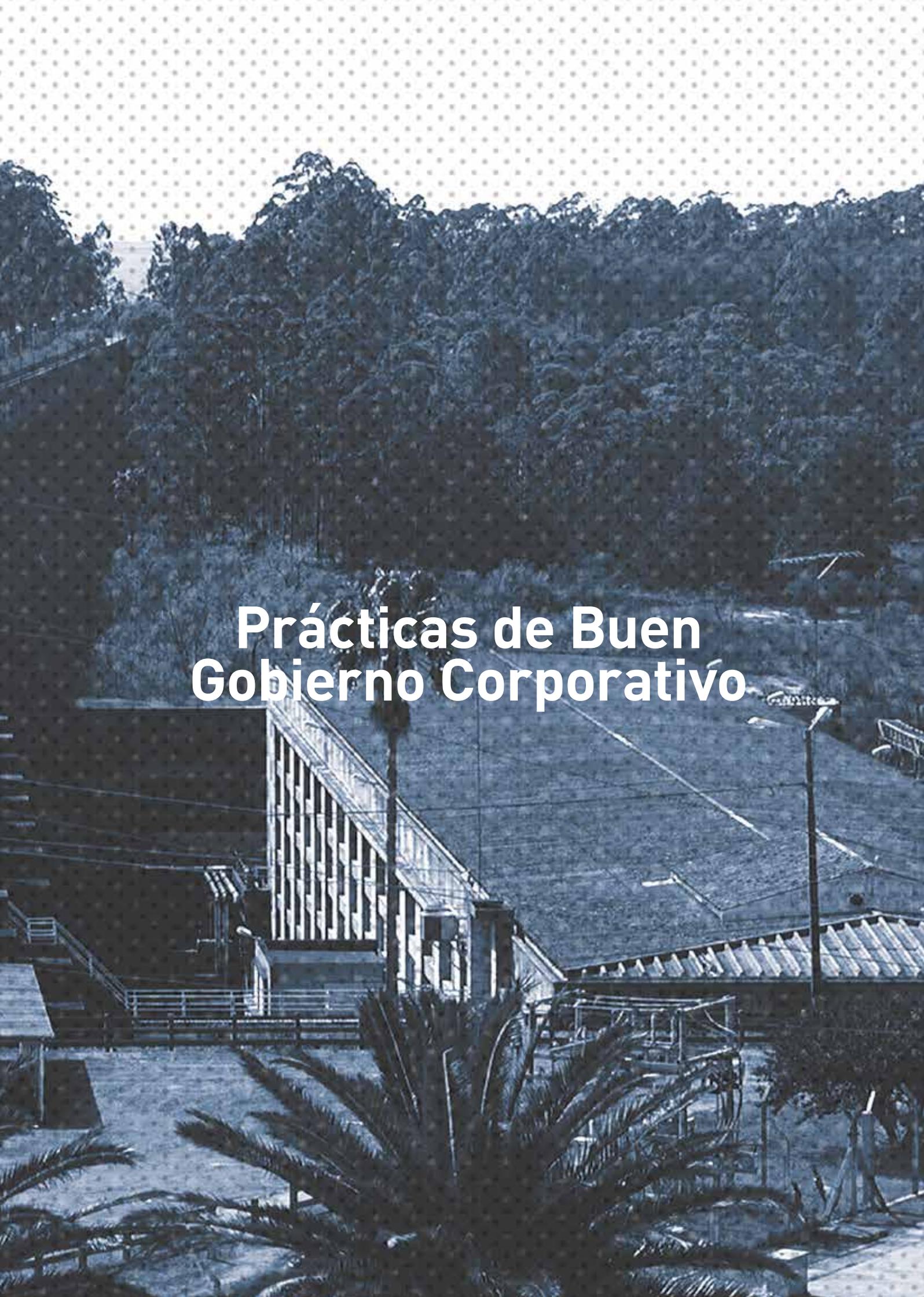
- La energía anual generada en Uruguay y entregada a las Redes de Trasmisión y Distribución de UTE fue de 10.783 GWh, un 3,5% inferior a la correspondiente a 2016.
- El año se caracterizó por disponer de un alto porcentaje de Generación Hidráulica (58% de la Generación total anual en Uruguay entregada a las Redes de Trasmisión y Distribución de UTE), como consecuencia de una situación hidrológica muy buena en la mayoría de los meses.
- La carga máxima de potencia ascendió a 1.916 MW, resultando 48 MW menor que el año anterior.
- De la energía anual generada en Uruguay y entregada a las Redes de Trasmisión y distribución de UTE, un 31% corresponde a energía eléctrica aportada por Centrales Eólicas, aumentando su incidencia respecto a la Generación del año 2016.
- El valor global del índice Tc: tiempo total de interrupción por cliente, indicador del tiempo que en promedio un cliente queda privado de suministro, fue de 14,77 horas anuales.
- En cuanto al desarrollo de las energías renovables en nuestro país, se destaca:
 - Se incorporaron en el correr del año 406 MW de Potencia Nominal Instalada de fuente primaria eólica. Al 31 de diciembre de 2017 la Potencia Total Nominal Instalada de fuente primaria eólica fue de 1.456,2 MW de los cuales 1.426,2 MW están autorizados a inyectarse a la red de UTE. Cabe destacar que a igual fecha se encontraba realizando ensayos de sus unidades generadoras una Central Eólica por una Potencia Nominal de 50 MW.
 - Se incorporaron en el correr del año 147 MW de Potencia Nominal Instalada de fuente solar fotovoltaica, totalizando 225,5 MW a fin de ejercicio.
 - Se llevó a cabo en el correr del año el desarrollo en instalaciones de Microgeneración para el hogar o la industria, totalizando 12,2 MW instalados al final del período (99% en instalaciones solares fotovoltaicas y 1% en instalaciones eólicas o de biomasa).
 - Asimismo, aumentó el interés de los clientes de UTE en instalar generación de origen renovable exclusivamente para consumo propio. Al finalizar el año se encuentran en servicio bajo esta modalidad 0,5 MW de Potencia Instalada solar fotovoltaica y se están realizando ensayos para entrar en servicio 0,6 MW de Potencia Nominal Instalada solar fotovoltaica y 5,1 MW de Potencia Nominal Instalada de fuente primaria eólica.
- En relación a los intercambios internacionales, se destacan las exportaciones de energía eléctrica realizadas a Brasil, a través de las interconexiones de Rivera – Livramento y la recientemente incorporada interconexión de Melo, totalizando en el correr del año 988 GWh exportados.
- El Proyecto Central Ciclo Combinado – Punta del Tigre, comprende la construcción de una Central Térmica de ciclo combinado de 532 MW de potencia instalada, compuesta por dos turbinas de gas con quemadores duales de bajo régimen térmico y una turbina de vapor con dos calderas de recuperación de calor, capaz de operar con gas natural como combustible principal y gasoil como combustible alternativo.

De las actividades desarrolladas durante el año 2017 se destaca el otorgamiento de la Recepción Provisoria de la Turbina de Gas N°1 y sus auxiliares, habilitando con ello la operación comercial de la unidad. La Recepción Provisoria de la Turbina de Gas N°2 está prevista para el primer trimestre del año 2018. En materia ambiental, el proyecto presentado por Hyundai obtuvo todas las habilitaciones requeridas.

- Proyectos Eólicos.
 - Parque Pampa (Tacuarembó) – 140 MW. Implementado a través del Fideicomiso Financiero Pampa, siendo UTE el gestor del fiduciario (República AFISA). La obra comenzó en junio de 2015. El 31 de marzo de 2017 se otorgó la recepción provisoria del parque.
 - Parque Valentines (Florida y Treinta y Tres) – 70 MW. Desarrollado a través de AREAFLIN S.A., siendo UTE el gestor de dicha sociedad. El 27 de enero de 2017 se otorgó la recepción provisoria del parque.
 - Parque Colonia Arias (Flores) – 70 MW. Implementado a través del Fideicomiso Financiero Arias, siendo UTE el gestor del fiduciario (República AFISA). La construcción comenzó en junio de 2016. Al cierre del presente año, se encuentran comisionados los 35 aerogeneradores que componen el parque.
 - Parque Palomas (Salto) – 70 MW. Parque eólico en modalidad de leasing operativo a 20 años. La recepción del parque se produjo el 20 de mayo de 2017.
- La venta de energía eléctrica al mercado interno ascendió a 8.488 GWh, lo que representó una variación de -3,6% respecto al año anterior. A su vez, la venta de energía en unidades monetarias, alcanzó la cifra de U\$S 1:651.309 (en miles de dólares corrientes), superior a la del año 2016.
- El resultado del ejercicio fue de \$ 14.020 millones de ganancia, que traducidos al tipo de cambio promedio del ejercicio de \$ 28,676 por dólar equivalen a U\$S 489 millones.
- El patrimonio promedio de la Empresa fue de U\$S 4.231,8 millones, por lo que el resultado sobre patrimonio asciende al 11,4%, (10,08% en el ejercicio 2016).
- Las inversiones ejecutadas en el ejercicio alcanzaron la suma de U\$S 208 millones (262 inversiones físicas), de acuerdo con el Estado de Flujo de Efectivo, estimándose para los próximos 3 años un plan de inversiones en el orden de los U\$S 700 millones.
- UTE ha introducido cambios en su matriz energética que posibilitan su independencia en base a generación de origen renovable no convencional. La naturaleza aleatoria de este tipo de generación exige la introducción de soluciones que permitan enfrentar la gestión dinámica de la red eléctrica, lo que derivó en la creación del proyecto Redes Inteligentes.
- Con la finalidad de generar las condiciones de acceso y sustentabilidad al servicio eléctrico de los hogares en condiciones de vulnerabilidad socioeconómica, se creó el proyecto Inclusión Social, para asegurar la continuidad del proceso en forma sostenible e incremental. Durante el año se realizaron obras eléctricas de infraestructura y conexiones, las que alcanzaron la cifra de 5.291.





An aerial photograph of a village nestled at the base of a densely forested hillside. The scene is dominated by a large, modern building with a distinctive facade of vertical wooden slats. To the right, a traditional building with a corrugated metal roof is visible. In the foreground, there are several palm trees and a dirt area. The overall atmosphere is one of a developing community integrated with nature.

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

Durante el año se realizaron acciones para implementar en Intranet corporativa y difundir un buzón de denuncias anónimas sobre eventual mal uso de información privilegiada, conforme a la reglamentación del Mercado de Valores al respecto. La Comisión de Implicancias recibió y gestionó diversas declaraciones juradas de funcionarios elevando a Gerencia General y Directorio su dictamen no vinculante para posterior decisión, en cumplimiento de la normativa vigente por Decreto 30/003 del 23 de enero de 2003 que rige a UTE como Empresa Pública.

COMITÉ DE AUDITORÍA

El Comité coordinó y dio seguimiento a acciones de auditoría interna, revisión de cumplimiento de normativa de UTE, seguimiento de acciones vinculadas a buenas prácticas de Gobierno Corporativo, seguridad de la información, gestión de riesgos, ética y transparencia.

AUDITORÍA INTERNA

Se trabajó en los planes de auditoría interna en tareas de aseguramiento y consultoría aprobados por el Comité de Auditoría y Directorio en su conjunto. Se realizaron planes basados en riesgos que se alinean con las metas de la organización. Auditoría interna realizó apoyo a la Gestión Integral de Riesgos asesorando sobre normas y mejores prácticas, de acuerdo a la reglamentación vigente.

MEJORA CONTINUA

El Sello de Calidad con Equidad de Género que otorga el Instituto Nacional de las Mujeres (Inmujeres), opera como una norma de carácter certificable, que reconoce a las organizaciones que trabajan por la Equidad de Género. Es una herramienta diseñada para lograr la reducción de brechas de género en el ámbito laboral. Es certificado en cuatro niveles mediante auditorías anuales realizadas por Instituciones competentes.

La División Tecnologías de la Información y Comunicaciones (TIC), obtuvo el Nivel 4, Sostenibilidad del Sello, nivel máximo al cual puede acceder una Empresa. Continuaron las acciones tendientes a profundizar la sensibilización en equidad de género y acoso laboral, con la particularidad de que se alcanzó a gran parte del funcionariado distribuido en el territorio nacional.

Auditoría Interna continuó trabajando en la implementación de acciones de mejora de sus procesos, que surgieron de la certificación y obtención del sello en calidad, en el marco internacional para la práctica profesional de la auditoría interna.

Consultoría Externa (CONEX) mantuvo la certificación en UNIT-ISO 9001:2008.

TIC certificó su Sistema de Gestión Integrado en la nueva versión 2015 de la norma UNIT-ISO 9001, manteniendo además la certificación UNIT-ISO/IEC 27001:2013, cumpliendo con los requisitos de la auditoría externa realizada por LATU Sistemas-Quality Austria (LSQA).

Gestión Humana certificó los procesos: Planificación y Control de Gestión e Ingresos de Personal, bajo la norma UNIT-ISO 9001:2015. A su vez, mantuvo la certificación del proceso de Liquidación de Haberes.

Continuó el trabajo del Equipo Coordinador del Plan Director para la implantación de la actual norma UNIT-OHSAS 18001:2007 Sistema de Gestión de Salud y Seguridad Ocupacional (SYSO). En este marco, se mantuvo la certificación de los procesos: Obras - Montaje de Transformadores de Trasmisión y Planta de Impregnación de Forestal Rincón del Bonete. Asimismo, en ese año se obtuvo la certificación del Proceso de Trabajos con Tensión en Media Tensión de Distribución (DIS).

GESTIÓN DE RIESGOS

De acuerdo con la Política y Marco Metodológico Corporativo se continúa trabajando en la Implementación de un Sistema de Gestión Integral de Riesgos, contribuyendo al logro de los objetivos estratégicos de la Empresa.

RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL

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

La Empresa participó del Programa “Yo Estudio y Trabajo”, con el objetivo de fomentar el empleo juvenil a través del otorgamiento de becas de trabajo de un año de duración. En el año fueron designados 100 jóvenes (67 mujeres y 33 hombres) para ingresar como becarios/as. El 83% fue asignado a localidades del interior del país y el restante 17% a Montevideo.

En el marco del Convenio UTE - AUTE - Centro Hospitalario del Norte Gustavo Saint Bois, firmado en el año 2016 y de la pesquisa realizada en noviembre de ese año, fueron derivados a línea pre-operatoria 76 personas, de las cuales 35 fueron operadas, lo que implicó un total de 59 cirugías de cataratas, refractivas, entre otras. Representaron un 83% de las cirugías previstas para los dos años del convenio.

UTE contribuyó con la compra de equipamiento de tecnología específica para la labor que lleva a cabo el Hospital de Ojos.

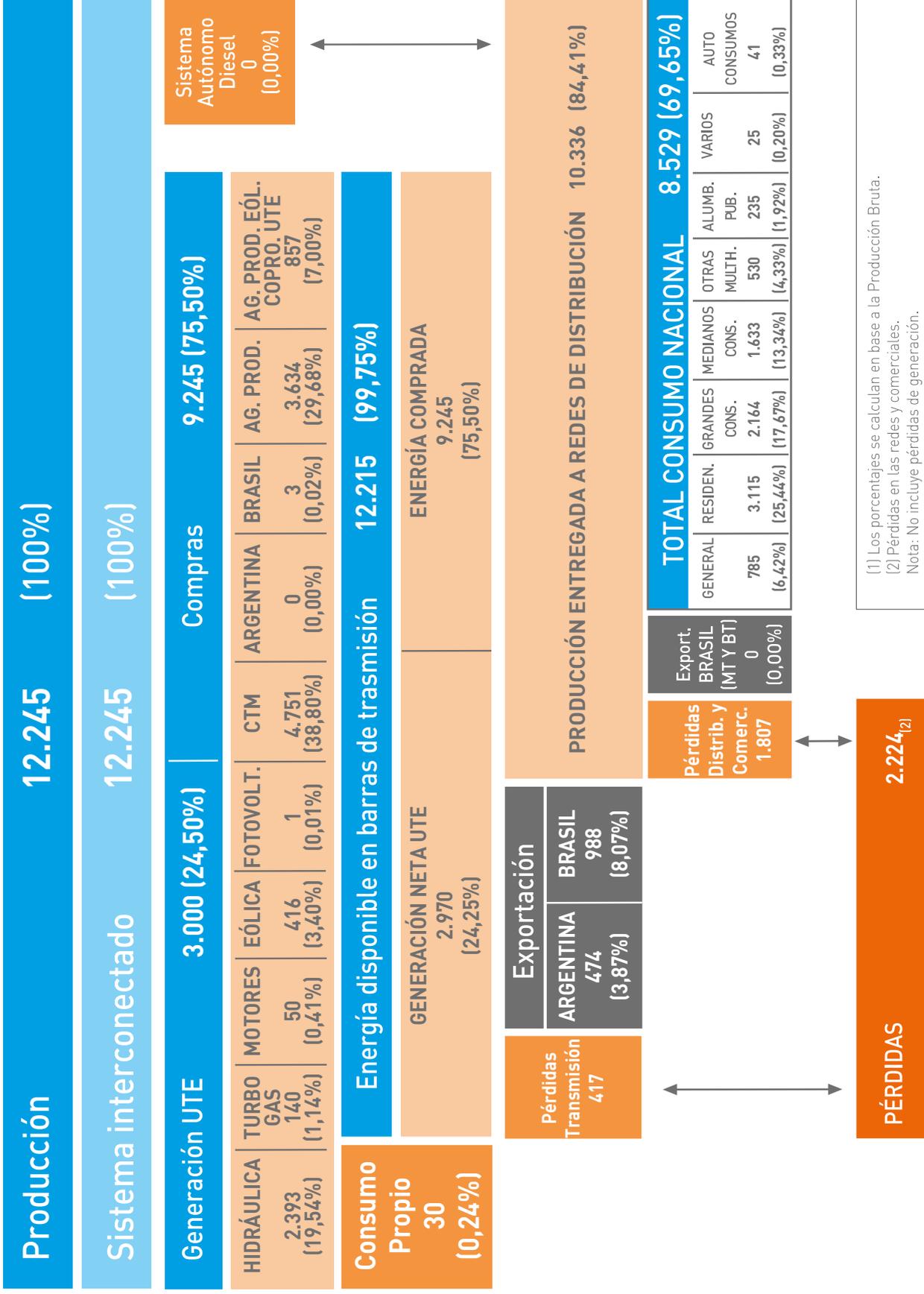




The image shows a large industrial complex, possibly a power plant or refinery, with various structures, pipes, and a tall chimney. The scene is captured in a blue-tinted, low-key style. A semi-transparent white dot pattern is overlaid on the entire image. The text 'Gestión de instalaciones' is centered in the middle of the image.

Gestión de instalaciones

Balance energético 2017 (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 Transmisión y Distribución de UTE para abastecer la demanda (incluida la importación de energía proveniente de Argentina y Brasil) fue de 10:783 GWh, un 3,5% inferior a la correspondiente al año 2016.

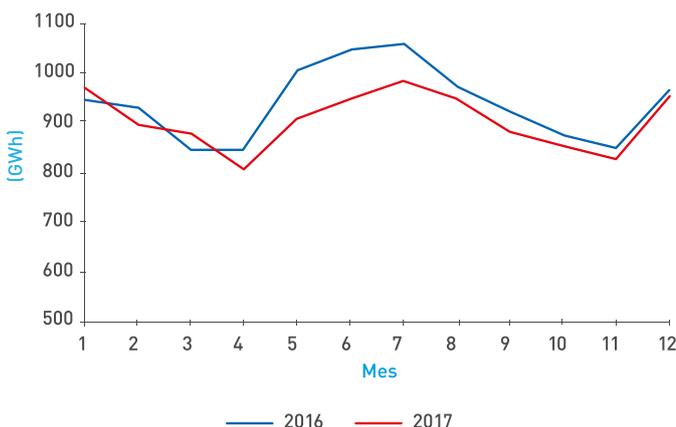
DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA ANUAL

La demanda máxima de potencia ascendió a 1.916 MW y ocurrió el día lunes 17 de julio, resultando 48 MW menor que el año anterior. La misma se abasteció con 36% de energía de origen hidráulico, 4% de origen eólico de UTE y 60% de energía de otros recursos, no requiriéndose energía de origen térmico.

El consumo de energía máximo diario de invierno alcanzó el valor de 36.318 MWh, un 3,6% menor que el del año anterior. En tanto el máximo consumo de energía diaria de verano fue de 36.647 MWh, similar al año anterior.

El factor de carga anual entendido como la relación entre el consumo durante un período de tiempo determinado y el consumo que habría resultado de la utilización permanente de la potencia máxima, fue de 64,3%, lo que representó un decremento de 0,77% en relación al año anterior.

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA TOTAL MENSUAL (2016 - 2017)

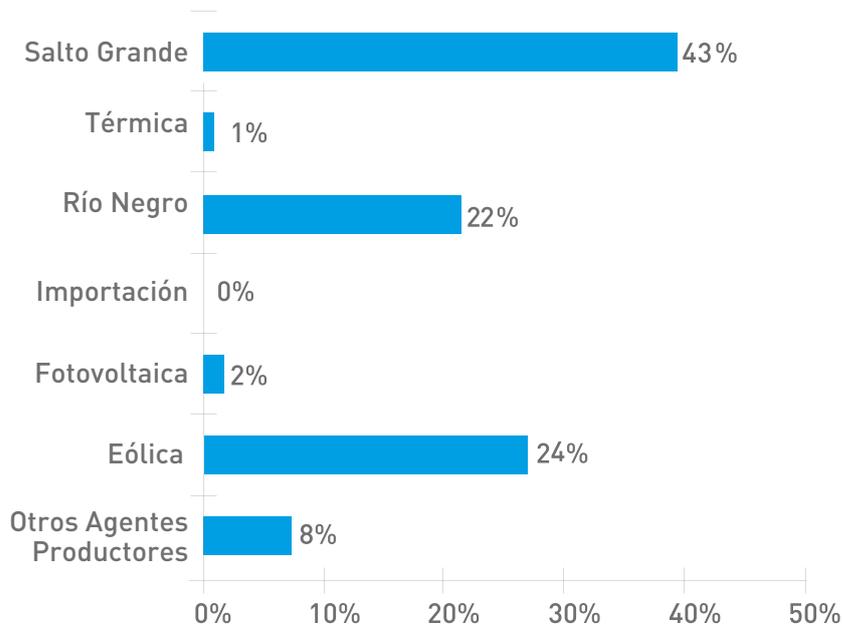


RÉGIMEN VIGENTE

El suministro de energía para abastecer la demanda del Sistema se compuso de la siguiente forma: de Salto Grande a UTE totalizó el 43%, mientras que las centrales ubicadas en el Río Negro llegaron a abastecer el 22%, la Generación térmica el 1% y el restante 34% se cubrió con energía de biomasa, eólica y fotovoltaica.

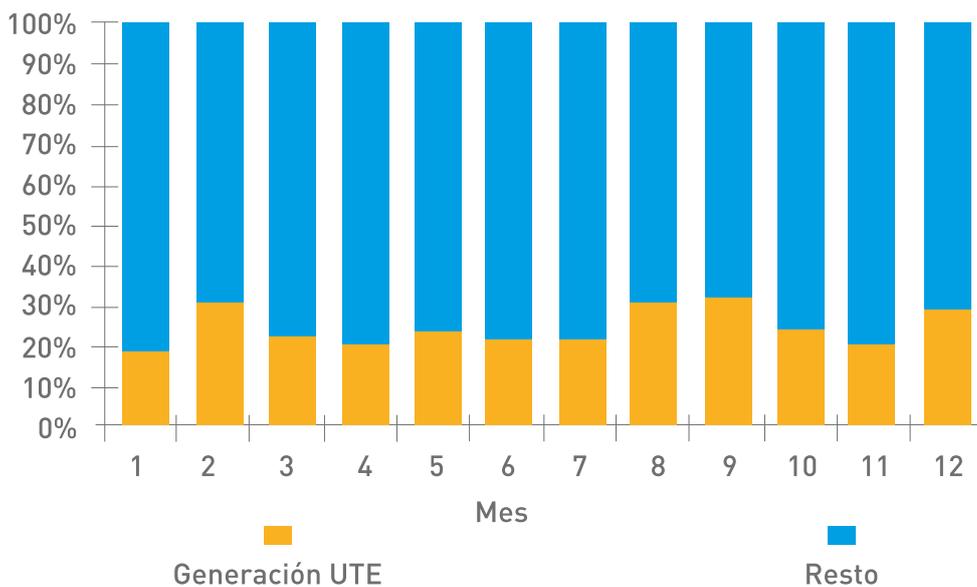
Con respecto a la Generación de energías, la eólica se incrementó un 26% con respecto al año anterior, la fotovoltaica creció un 78% y la Generación con biomasa creció un 5%.

Energía entregada al SIN para abastecer la demanda del año 2017



En el siguiente gráfico 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

En el año no hubo ningún contrato vigente de importación.

UTE compró energía en el mercado de contratos a término por un total de 4:295.971 MWh, siendo UPM (ex - Botnia) (2%) y CEPP (Celulosa y Energía Punta Pereira S.A.) (14%), los generadores de biomasa más grandes instalados en el País y el resto de la compra (84%), se realizó a generadores de energía de origen: biomasa, eólica y fotovoltaica.

Mercado Spot

El precio Spot es el costo de abastecer un MWh de demanda adicional en una hora determinada, es el precio que pagará el mercado a los agentes que participan del Mercado Spot. El precio Spot horario promedio sancionado por la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) para el año 2017 fue del orden de 16 U\$S/MWh, el cual tuvo un decremento del 40,7% respecto al año anterior.

La energía comercializada en el Mercado Spot fue de 167 GWh, resultando superior a la energía del año 2016 en 39 GWh. La misma representó aproximadamente un 1,5% del total de la energía entregada al sistema nacional.

Intercambios Internacionales

La importación de energía desde Brasil asociada a las pruebas de la Convertora Melo fue de 3 GWh.

La exportación de energía entregada por UTE al sistema argentino fue de 474 GWh.

Durante el 2017 se habilitó la exportación de energía a Brasil en fase comercial totalizando 988 GWh.



Generación

GENERACIÓN TÉRMICA

Las Centrales Térmicas presentaron durante el ejercicio el siguiente desempeño:

Central	Potencia instalada (MW)	Disponibilidad (%)	Generación (GWh)
Motores Batlle	80	85,56	50,4
Punta del Tigre A	324	93,11	71,2
Punta del Tigre B	180	70,46	91,0
La Tablada	200	90,91	14,7

Central Punta del Tigre

Por resolución del Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (MVOTMA), se renueva la autorización ambiental de operación de Central "Punta del Tigre A" (CPTA) y se otorga autorización ambiental de operación de "Punta del Tigre B" (CPTB).

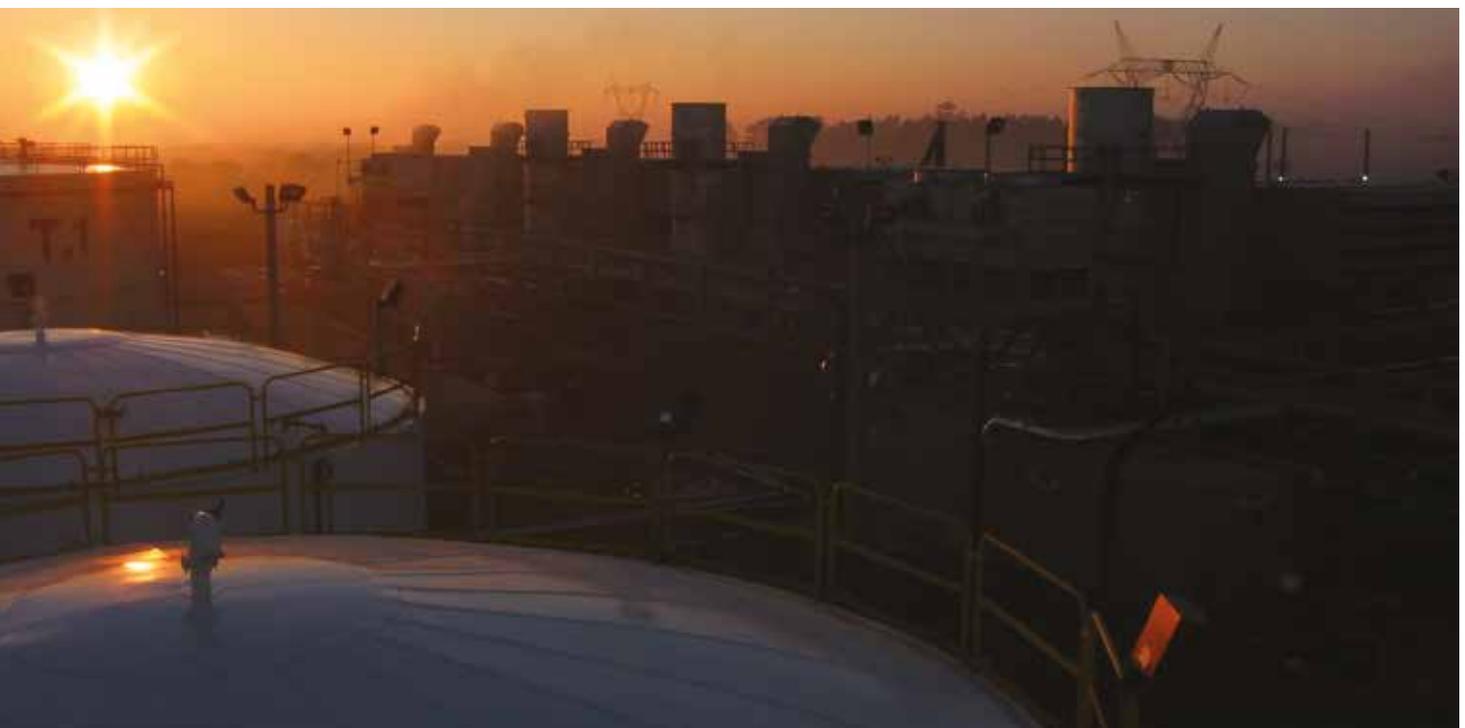
Proyecto Central de Generación Térmica de Ciclo Combinado

El proyecto del Ciclo Combinado "Punta del Tigre B", de 530 MW está siendo desarrollado por el consorcio HDEC-KPS-HDC (Hyundai Engineering & Construction – KEPCO – Hyundai Corporation). Se localiza en el predio de la central Punta del Tigre de UTE, en el departamento de San José.

Se realizó la Recepción Provisoria de la Turbina de Gas N° 1, a la vez que se obtuvieron los permisos de operación con gas natural por parte de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA). Las obras de construcción tienen un grado de avance físico cercano al 98%.

Logística de combustibles

El año se caracterizó por una muy alta hidraulicidad y aumento de la producción de energía eólica requiriendo menos Generación térmica que el año anterior.



GENERACIÓN HIDRÁULICA

La producción hidráulica del Río Negro fue de 2.393 GWh, un 22% de la energía entregada al Sistema Interconectado Nacional (SIN) para abastecer la demanda.

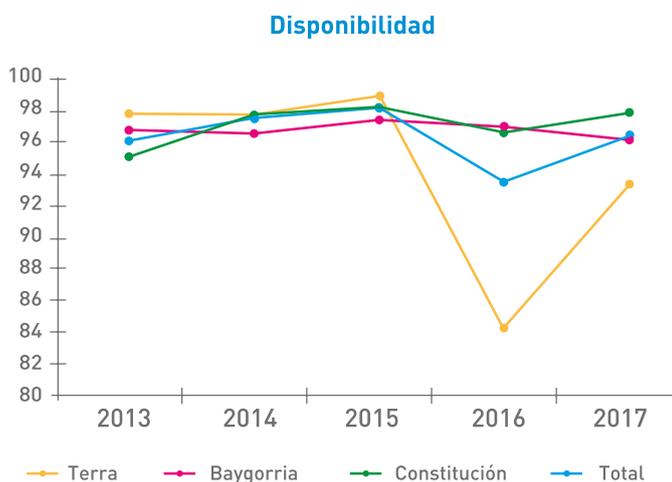
Las tres centrales hidroeléctricas presentaron la disponibilidad y tasa de falla que se detallan a continuación:

Central	Potencia instalada (MW)	Disponibilidad (%)	Tasa de Falla	Generación (GWh)
Gabriel Terra	152	93,34	2,54	690
Baygorria	108	96,25	2,69	421
Constitución	333	98,01	1,66	1.283
Total centrales Río Negro	593	96,50	2,34	2.394

Nota:

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

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



Expropiación hasta la cota 81 para ampliación del embalse de Rincón del Bonete

El proyecto refiere a la adquisición, por vía de expropiación, a efectos de mejorar la operatividad del embalse, de los predios circundantes al embalse de la represa Dr. Gabriel Terra - Rincón del Bonete que se ubiquen por debajo de la cota + 81, que resulten necesarios para el cumplimiento de los cometidos de UTE.

GENERACIÓN EÓLICA

Parques eólicos propios

Finalizado el 2017, la situación de los parques eólicos de UTE es la siguiente:

- Juan Pablo Terra (Departamento de Artigas): Cuenta con 28 aerogeneradores NORDEX N117 de 2,4 MW de potencia. La producción del año fue 188 GWh.
- Complejo Ing. Emanuel Cambilargiu (Departamento de Maldonado): Está formado por los parques Caracoles I y Caracoles II. Cada

parque cuenta con 5 aerogeneradores de 2 MW de potencia. La producción del año fue 57 GWh.

Parque eólico con participación de UTE

- Artilleros (Departamento de Colonia): es de propiedad de la Empresa ROUAR S.A., siendo UTE y ELETROBRAS accionistas con el 50% cada una. Cuenta con 31 aerogeneradores de 2,1 MW de potencia. La producción del año fue 137 GWh.

Parque eólico bajo la modalidad de Leasing Operativo

- Palomas (Departamento de Salto): Contrato con la Empresa NICEFIELD S.A. con usufructo de UTE por 20 años. Cuenta con 35 aerogeneradores de 2.0 MW de potencia. Durante el ejercicio se produjo la recepción del parque y la producción del año fue 171,7 GWh.

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

UTE participa como desarrollador, gestor e inversor en 3 proyectos eólicos, los vehículos de propósito

especial (fideicomisos y sociedad anónima) para los mismos, tienen firmados un PPA a 20 años, mediante el cual UTE se compromete a comprar el 100% de la energía que estos parques produzcan.

- Parque eólico Pampa (Departamento de Tacuarembó): Es propiedad del Fideicomiso Financiero Pampa, teniendo UTE certificados de participación por el 20%. Cuenta con 59 aerogeneradores de 2.4 MW de potencia. La producción del año fue 373,4 GWh. Se otorgó la recepción provisoria del parque.
- Parque eólico Arias (Departamento de Flores): Es propiedad del Fideicomiso Financiero Arias, teniendo UTE certificados de participación por el 20%. Cuenta con 35 aerogeneradores de 2.0 MW de potencia. La producción del año fue 128,2 GWh.
- Parque eólico Valentines (Departamentos de Florida y Treinta y Tres): Es propiedad de AREAFILIN S.A., teniendo UTE acciones que representan el 20% del capital social. Cuenta con 35 aerogeneradores de 2.0 MW de potencia. La producción del año fue de 219,4 GWh. Se otorgó la recepción provisoria del parque.

TRASMISIÓN

Ampliación del sistema de Trasmisión

- Estudios, proyectos y obras para conexión al sistema de transmisión de Generación con energías renovables: durante el año finalizaron los proyectos que se encontraban en ejecución:
 - Parque generador eólico Nuevo Pastoral I
 - Parque generador eólico Palomas
 - Parque generador eólico Colonia Arias
 - Parque generador fotovoltaico El Naranjal
 - Parque generador eólico Cerro Grande
- Proyectos y obras de Generación térmica con combustibles fósiles:

Continúa en ejecución el contrato de la Central de Ciclo Combinado en Punta del Tigre. Las obras de Trasmisión incluyen la ampliación de la subestación de 500 kV y una nueva subestación de 150 kV de tecnología GIS (Gas Insulated Switchgear, estación aislada en gas hexafluoruro de azufre SF₆). Además requiere las obras necesarias para la interconexión en 150 kV entre cada una de las máquinas generadoras de la planta de Ciclo Combinado, la subestación existente Punta del Tigre 150 kV, la subestación nueva GIS y las conexiones de los cuatro transformadores ubicados en la Estación de 500 kV.
- Plan del Norte – Ampliación de la red de trasmisión: se continuó con el contrato Leasing para la construcción de la línea de 500 kV Tacuarembó – Melo, de 210 km de longitud. Durante 2017 comenzó la elaboración del proyecto de la línea Tacuarembó – Melo. Se firmó el contrato correspondiente a las obras asociadas a la estación Tacuarembó B de 150 kV, esta nueva estación está destinada en primera etapa a conectar la línea Tacuarembó – Melo a la Red de Trasmisión existente.
- Obras de ampliación en el Circuito Oeste: durante 2017 culminó la ejecución de la ampliación de la estación Salto Grande Uruguay y se energizó el segundo transformador de 500 kV. Finalizaron también las obras correspondientes a la línea Bonete – Young – Paysandú. Continuaron las tareas de ingeniería vinculadas a la construcción de nuevas líneas de conexión de 150 kV, entre las Estaciones Salto Grande y Salto B y entre las estaciones Parque del Lago y Colonia Flores.
- Obras de ampliación en el Circuito Centro: continuaron las actividades de ingeniería para la ampliación de las Estaciones Aguas Corrientes, Colonia Sánchez y Nueva Palmira, a fin de poder alimentar desde ellas nuevas redes de Distribución de 60 kV.
- Obras de ampliación de la Red de Montevideo: comenzaron las obras de ampliación de capacidad de transformación en las estaciones de 500 kV Montevideo A y Montevideo B y comenzó el montaje de los transformadores de 500/150 kV.
- Obras de ampliación en el Circuito Este: continuaron las obras de construcción de la Subestación de Trasmisión Punta del Este con equipamiento de alta tensión blindado en SF₆ (tecnología GIS - equipos aislados en hexafluoruro de azufre). Se continuaron las actividades de ingeniería vinculadas a la construcción de la línea aérea que conectará esta subestación a la red de Trasmisión, en la derivación del vínculo entre las subestaciones de San Carlos y Rocha.



Ubicación Geográfica de las Centrales de Generación



Red de UTE hasta 60 kV



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.

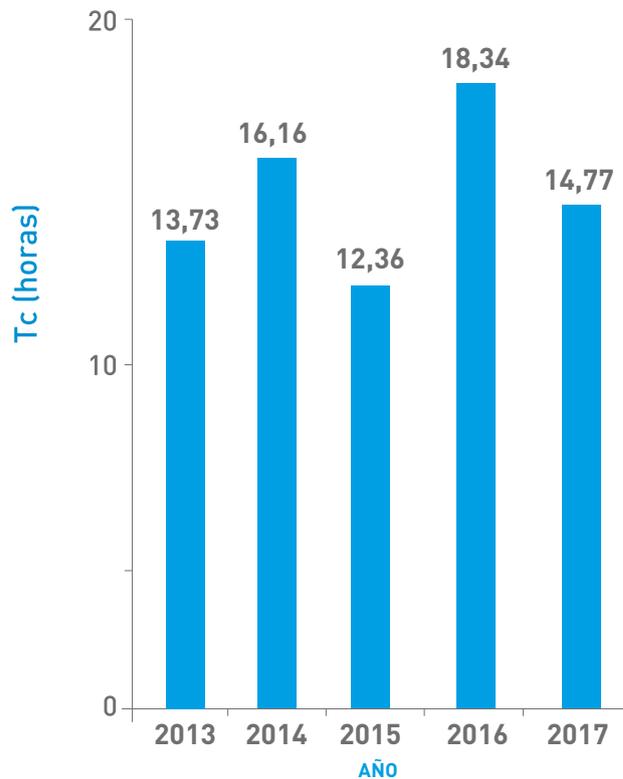
El valor del Tc global de UTE (para el cálculo se incluye el aporte de Trasmisión así como los efectos climáticos como los temporales) para el año 2017, fue de 14,77 horas anuales.

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

El crecimiento de las Redes durante 2017 fue el siguiente:

Redes de ST/MT	756 km
Redes de BT	212 km
Subestaciones MT/BT	912

Tc global UTE





GENERACIÓN CONECTADA A DISTRIBUCIÓN

Se conectaron a la Red de Distribución de UTE (niveles de tensión de 31,5 kV y 63kV) las siguientes centrales generadoras:

Nombre	Depto.	Potencia compromet. (MW)	Tensión (kV)	Tipo de gener.
18 de Julio	Rocha	10	63	Eólica
V. Rodríguez	San José	10	31,5	Eólica
Marystay	San José	2,5	31,5	Eólica
Bola de Oro	Paysandú	30,25	31,5	Fotovoltaica
Natelu	Soriano	9,5	31,5	Fotovoltaica
Yarnel	Río Negro	9,5	31,5	Fotovoltaica
Menaфра	Río Negro	20	31,5	Fotovoltaica
Arapey	Artigas	10	31,5	Fotovoltaica
Del Litoral	Salto	16	31,5	Fotovoltaica

Al cierre del año, la potencia total instalada en Generación conectada a la Red de Distribución en media tensión totaliza 371,78 MW, registrando un aumento de 119 MW respecto a la potencia instalada en 2016, de los cuales:

- 72,3 MW corresponden a centrales que producen a partir de biomasa.

- 170,25 MW a partir de energía eólica.
- 3,72 MW a partir de energía fósil (gas natural o gas oíl).
- 125,51 MW a partir de energía solar fotovoltaica.

DESARROLLO DEL TELECONTROL E INCORPORACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS

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

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

- 20 Estaciones AT/MT o Puestos de Conexión y Medida (PCYM) en AT. Estas implementaciones se realizaron tanto en instalaciones existentes como en nuevas altas en la Red de Distribución.
- 44 puntos de maniobra intermedios de las redes urbanas y rurales de MT en todo el País. Al final del año las instalaciones de Distribución telecontroladas totalizaron: 399 EST/PCYM y 978 puntos de maniobra intermedios en redes de media tensión.

UNIVERSALIZACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL MEDIO RURAL

La Empresa realiza Electrificación Rural en el marco de sus principios fundacionales:

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

En el transcurso del año, se tendieron 710 km de líneas de electrificación en el medio rural y 448 km de red están actualmente en ejecución.

UTE posee una de las más altas tasas de Electrificación de América, del orden del 99,8% de las viviendas electrificadas a la fecha. En los últimos 10 años se construyeron más de 11.000 km de Electrificación Rural, donde UTE ha aportado más de U\$S 40 millones.

Las líneas de media tensión alcanzan a más de 45.000 km, de los cuales 90% son rurales, donde se ubica el 10% de los clientes.

Existen diversas modalidades para acceder a la Electrificación Rural:

• Obras mixtas de Electrificación Rural

Son realizadas 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 4 km o la densidad de carga es mayor a 10 kW por km de extensión de red. Cuando participa una escuela en el Proyecto, UTE y Administración Nacional de Educación Pública (ANEP) aportan 3 materiales complementarios más. A través del Convenio Interinstitucional en el cual participan Entidades públicas: Intendencias, otros Organismos y UTE, se logró ejecutar proyectos que no eran viables a cuenta de los vecinos. A fin de ejercicio se ejecutaron 480 km y 322 km se encuentran en desarrollo 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, la Administración ejecuta las obras. A diciembre de 2017 se cuenta con 160 escuelas conectadas, 6 en ejecución y otras 6 en proyectos a nivel País. A su vez por el Convenio Organización de Estados Iberoamericanos (OEI) – UTE – ELEC NOR se colocó panelería solar en aquellas escuelas que están a más de 5 km de las redes.

• Obras por Convenios

- Para suministros: En Artigas y Salto se encuentran pendientes 14 km de red de MT. En Zona Este se ejecutaron 53 km en el presente año y en Zona de Tacuarembó – Rivera se ejecutaron 65 km y se encuentran pendientes 39 km.
- De infraestructura: Se encuentran en obra 54 km de línea de 60 kV entre Fraile Muerto y las Toscas de Caraguatá.
- Realizadas por UTE con MEVIR: Se han ejecutado a la fecha 112 km de red y 19 km se encuentran en ejecución.

Redes inteligentes

UTE ha introducido cambios en su matriz energética que hacen posible la independencia energética en base a Generación de origen renovable no convencional. La naturaleza aleatoria de este tipo de generación exige la introducción de soluciones que permitan enfrentar la gestión dinámica de la red eléctrica. Asimismo, se entiende oportuno facilitar la gestión de la demanda que habilite el consumo de esta energía hacia un nuevo paradigma según el cual el consumo sigue a la oferta –sin pérdida de confort–, todo ello en condiciones tales que redunden en mayores beneficios para el conjunto de la sociedad.

Por otra parte, existe un avance en micro generación cuya proliferación introduce un factor de complejidad adicional en la gestión de la red y de su explotación comercial.

Esta nueva realidad se sustenta con cambios tecnológicos importantes en el terreno de la automatización, la posibilidad de acciones a distancia y la disponibilidad de mayor información que permiten un enfoque diferente en la gestión del negocio eléctrico. Los nuevos productos y servicios se apoyan en las nuevas tecnologías que en su pleno desarrollo devienen en modelos de negocio innovadores.

Con la nueva matriz energética, existen por diseño, excedentes ocasionales y por ello una necesidad de concentrar esfuerzos en optimizar los mismos, incentivando el consumo nacional a través de nuevos productos y servicios comerciales que trasladen a los clientes la nueva realidad energética. Satisfaciendo la necesidad de mayor calidad y menores precios y por otro lado consolidando la posibilidad de intercambios energéticos con los países vecinos, que permitan la concreción de acuerdos beneficiosos para las partes.

El Proyecto Redes Inteligentes está integrado por los siguientes subproyectos:

- Proyecto Meta Data Management (MDM): su objetivo es el desarrollo e implantación de un sistema de gestión de las medidas y eventos provenientes del punto de servicio del cliente.
- Proyecto Gestión de Demanda: desarrollo de nuevos productos para la promoción de ventas incrementales en unidades físicas.
- Proyecto de Movilidad Eléctrica: abarca el diseño y desarrollo de la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos y del sistema de gestión de la misma, para todo el País, tanto para

la flota propia como para el público en general.

- Proyecto de Medición Inteligente: incluye el proceso de definición, adquisición, ajustes y despliegue de los medidores básicos inteligentes, su sistema de gestión de comunicación de datos y la instalación de un Centro de Telemedida.

- Proyecto Sistemas Avanzados de Distribución: comprende la unificación de los Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA), el desarrollo de sistemas de automatización de la red y funcionalidades avanzadas de los sistemas de gestión de activos y de operación de las Redes de Distribución.

- Proyecto Relación Multicanal con Clientes: esta iniciativa apunta al desarrollo de nuevas modalidades de comunicación con los clientes a través de la puesta en servicio de canales de acceso basados en el uso de las posibilidades ofrecidas por Internet y una futura central telefónica de nueva generación, de forma coherente para todos los procesos de atención al cliente.

- Proyecto Arquitectura TIC: su finalidad es asegurar la definición y sustentabilidad de una arquitectura tecnológica que garantice la interoperabilidad entre los sistemas a desarrollar y el soporte del entorno técnico a los equipos de desarrollo de aplicaciones.

Medio ambiente

ESTUDIOS AMBIENTALES EN NUEVOS PROYECTOS

Energías Renovables Instalación de Parques Eólicos de UTE

Se obtuvieron las correspondientes Autorizaciones Ambientales de Operación (AAO) ante la Dirección Nacional de Medio Ambiente (DINAMA) como requisito ambiental previo para la entrada en funcionamiento de los parques eólicos, Palomas (Salto, 70 MW), Pampa (Tacuarembó, 140 MW), Valentines (Florida/Treinta y Tres, 70 MW) y Arias (Flores, 70 MW). Así como de la primera turbina de la Central de Ciclo Combinado de Punta del Tigre B (San José, 176 MW).

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

Trabajos en áreas de particular interés ambiental

La línea Artigas – Rivera, para su instalación, exigió consideraciones particulares debido a las características del territorio: cruza zonas de importancia arqueológica y áreas integradas al Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SNAP).

Planes de gestión ambiental de construcción en líneas de Alta Tensión

En el año 2017 se obtuvo la Autorización Ambiental Previa (AAP) y la aprobación del Plan de Gestión Ambiental de Construcción para la línea Tacuarembó – Melo en 500 kV. Para lo cual se realizó un Estudio de Impacto Ambiental de la línea, a través del cual se identifican sus posibles afectaciones al ambiente y se exponen las medidas de mitigación y control ambiental que se van a aplicar.

También se obtuvo la AAP para la línea Melo B – Sierra de los Ríos, la cual conecta al Parque Eólico Cerro Grande en Cerro Largo.

Luego de obtenidas las correspondientes AAP, se realiza un estricto seguimiento de las obras para verificar el cumplimiento del Plan de Gestión Ambiental de Construcción (PGAC) aprobado por DINAMA.

MEJORAMIENTO DE LA GESTIÓN AMBIENTAL EN UTE

Durante el año se avanzó en la actualización del Diagnóstico Ambiental Integral de UTE, incluyendo las instalaciones de Generación (hidroeléctricas, térmicas y eólicas), Transmisión, Distribución y otras instalaciones, a fin de determinar el estado de situación ambiental actual, su desempeño ambiental, la comparación con estándares nacionales e internacionales (benchmarking), el inventario de emisiones (sólidas, líquidas y gaseosas), la evaluación de riesgos, la capacitación requerida y otros aspectos relevantes.

GESTIÓN DE RESIDUOS

Se continuó con las acciones tendientes al cumplimiento del Decreto 182/013 relativo a la Reglamentación de residuos sólidos industriales y asimilados.

La Cámara de Industrias del Uruguay (CIU) cuenta con un Sitio de Disposición Final de Residuos Sólidos Industriales en modalidad relleno, que permite gestionar adecuadamente los residuos sólidos generados por las Empresas, constituyendo una herramienta para que éstas puedan dar cumplimiento a la legislación vigente. En tal sentido, se dispusieron 183 toneladas de residuos industriales peligrosos en el sitio.

MONITOREO DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS (CEM)

En las mediciones realizadas a diferentes instalaciones de UTE, en relación a los campos magnéticos y eléctricos, los valores verificados se encuentran muy por debajo del límite recomendado por la legislación nacional y por la Comisión Internacional de Protección contra la Radiación no Ionizante (ICNIRP) y la Organización Mundial de la Salud (OMS) para la población general.



Comercialización del producto



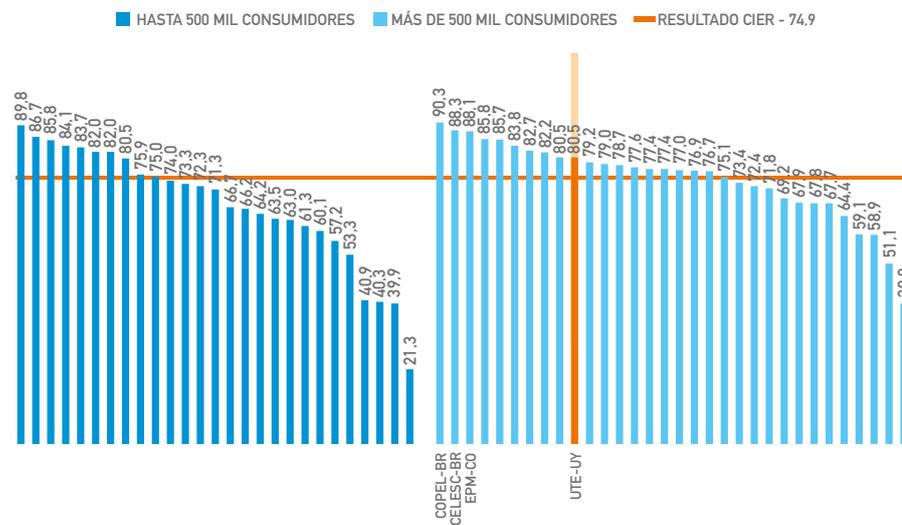
La satisfacción del cliente



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 rango de Empresas con más de 500 mil consumidores, UTE se posicionó 5 puntos por encima del promedio CIER con una tasa de satisfacción de 80,5%, en la 15ª edición de esta investigación estadística.

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



Indicadores de mercado

VENTA EN UNIDADES FÍSICAS

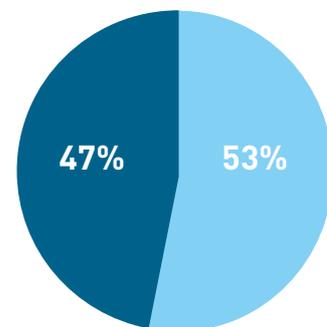
La venta de energía eléctrica al mercado interno ascendió a 8.488 GWh, lo que representó una variación de -3,6% respecto al año anterior.

Importa destacar que el invierno presentó temperaturas por encima de las históricas, considerándose cálido, en tanto el año 2016 fue muy frío y más largo.

En el sector residencial la variación respecto al año anterior fue del -4,4%, en tanto el no residencial fue de -2,3% en igual período.

Las categorías tarifarias con modulación horaria, que permiten gestionar la curva de carga del sistema, representaron el 6% del total de clientes y el 53% del consumo total de energía.

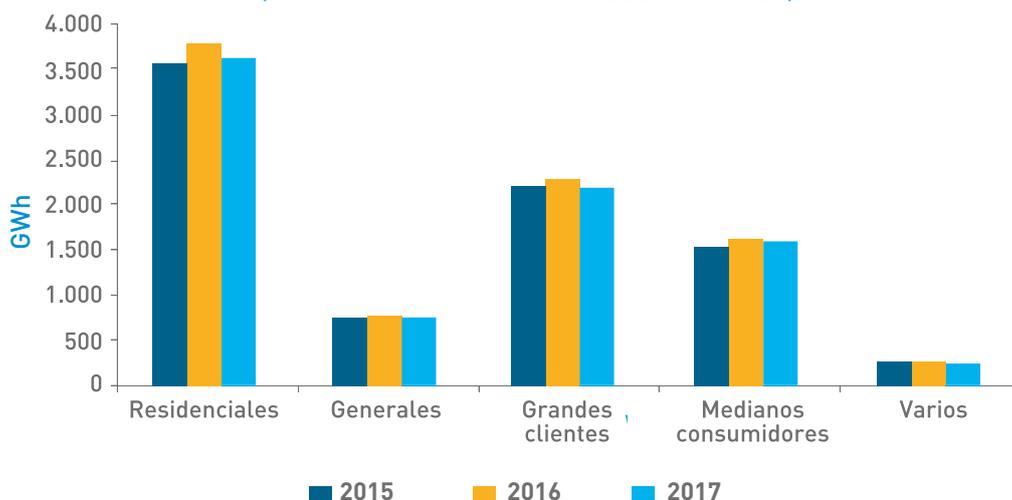
Consumo del total de clientes



- Tarifas simples
- Tarifas horarias

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

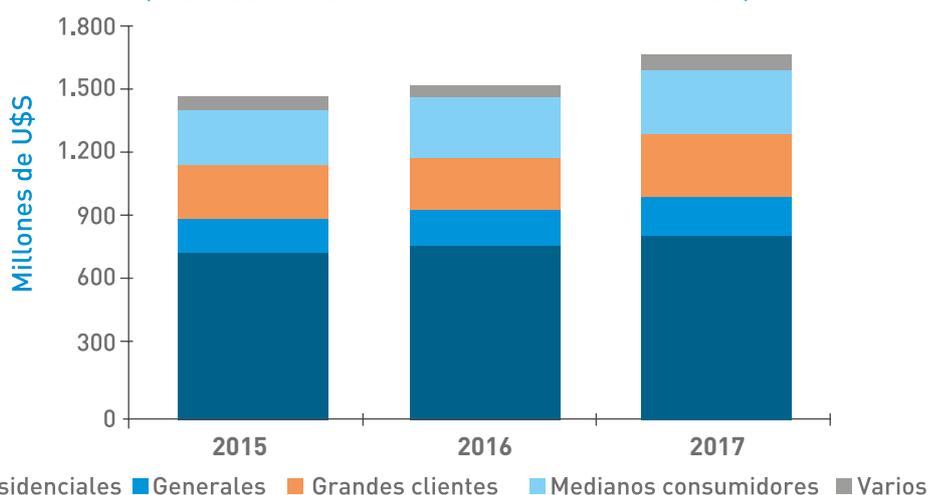
Evolución de la venta de energía (Mercado Interno en unidades físicas)



VENTA EN UNIDADES MONETARIAS

La venta de energía en unidades monetarias, alcanzó a U\$S 1:651.309 (en miles de dólares corrientes). La evolución de esta variable para los años 2015 a 2017 se presenta en el cuadro siguiente.

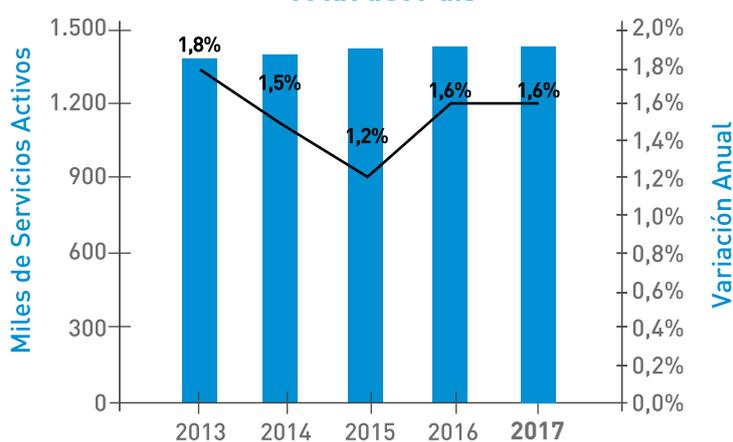
Evolución de la venta de energía (Mercado Interno en unidades monetarias)



SERVICIOS ACTIVOS

La cantidad de servicios activos al 31 de diciembre de 2017 experimentó un crecimiento del 1,6% respecto a igual período del año anterior.

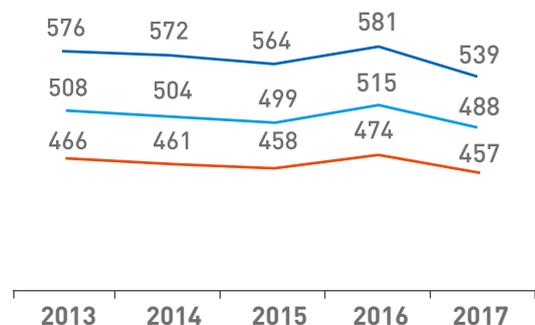
Servicios activos Total del País



VENTA PROMEDIO POR CLIENTE Y POR AÑO

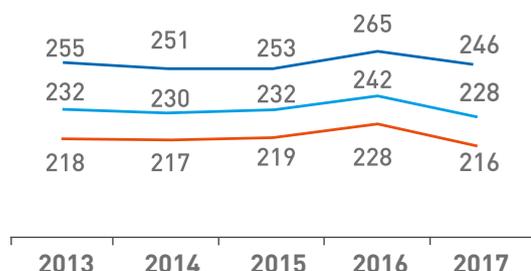
En los gráficos siguientes se muestra la energía vendida promedio mensual por cliente en los últimos cinco años, discriminado en Montevideo, resto del País y total del País, para el total de clientes y clientes residenciales.

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



— Montevideo — Resto País — Total País

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



— Montevideo — Resto País — Total País

Gestión de la demanda

PLAN INTELIGENTE



Se realizó nuevamente la campaña de adhesión al "Plan Inteligente" de la Tarifa Doble Horario Residencial (DHR), al que se adhirieron 7.541 clientes.

PLAN 230



Es un Plan pensado para hogares que consumen 230 kWh, o menos, por mes. Se realizó la campaña de adhesión a la Tarifa de Consumo Básico Residencial, siendo el resultado de 27.073 nuevos clientes.

PLAN RECAMBIO DE TERMOTANQUES



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

Este Plan es una acción de UTE para fomentar la eficiencia energética. El beneficio que

se le brindó a los clientes que deseaban adquirir un termotanque eléctrico Clase A de 60 litros o más, consistió en una bonificación en la factura de UTE de \$1.000 (IVA incluido) hasta \$1.500. Se aplicó independientemente de la tarifa o sector de actividad al que pertenecieran

PLAN PILOTO DE TERMOTANQUES ELÉCTRICOS INTELIGENTES



Se comenzó a trabajar en la realización de una prueba piloto que tendrá como objetivo medir el consumo eléctrico de los termotanques y ver cómo incide en el consumo total del hogar, con el fin de ofrecerle al cliente

un asesoramiento energético específico a su caso. El termotanque inteligente es el termotanque eléctrico del hogar conectado a un dispositivo con la capacidad de medir su consumo a distancia.

Durante el segundo semestre del año se tele-midieron 141 termotanques. Con los datos obtenidos se pudo verificar que en promedio la participación de dicho electrodoméstico representa el 33% del consumo eléctrico total del hogar.

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

PLAN MÁS POR MENOS



Este Plan tiene como objetivo promover el aumento de consumo en clientes multihorario fuera del horario de Punta.

Los clientes alcanzados en la campaña que registren incrementos de energía mensual respecto al mismo

mes del año 2016, tendrán en el consumo incremental un descuento del 50% en el precio de la energía. Esta medida se aplica en todos los horarios de la tarifa excepto en el horario de Punta. El Plan comenzó en julio de 2017 y finaliza en setiembre de 2018.

PLAN MÁS CONFORT



En octubre comenzó el Plan Más Confort. Es un beneficio que otorga UTE a todos los clientes con Tarifa Residencial Simple y Tarifa General Simple, que adquieran ciertos electrodomésticos. En una primera etapa, los equipos definidos son los aires

acondicionados y termotanques clase A de 60 litros o más.

Los clientes alcanzados en la campaña que registren incrementos de energía mensual respecto al mismo mes del año 2016, tendrán en el consumo incremental un descuento del 50% en el precio de la energía.

TAXI ELÉCTRICO Y VEHÍCULO ELÉCTRICO

El vehículo eléctrico posee características de funcionamiento que favorecen la expansión y diversificación de la matriz energética.

Teniendo en cuenta que el Taxi Eléctrico se visualiza como un primer eslabón de desarrollo del vehículo eléctrico, dadas sus características de consumo y considerando que es un nuevo uso para el sector eléctrico, se consideró conveniente estimular su desarrollo. En este sentido se realizaron inversiones y bonificaciones para incentivar la incorporación de Taxis Eléctricos.

Durante este año se concretó la aprobación de un tratamiento económico para el servicio de carga de Taxi Eléctrico en puestos ubicados en instalaciones de UTE.

SECTOR LÁCTEO

Por Decreto del Poder Ejecutivo N° 138/017 del 26 de mayo de 2017, se exhortó a UTE a instrumentar un programa de beneficios comerciales para productores lecheros y Empresas o unidades productivas de la cadena productiva láctea.

Las medidas aplicadas fueron:

- Descuento del 80% en el cargo de energía para los primeros 500 kWh de consumo a los productores con Potencia Contratada igual o menor a 15 kW.

- Descuento del 15% en el cargo de energía sin IVA a aquellos productores cuya Potencia Contratada sea mayor a 15 kW.

- Reducción a los productores de dos horas en la punta de las tarifas horarias, durante los meses de junio a diciembre de este año.

- Descuento del 15% sobre los cargos de energía sin IVA sobre las actividades vinculadas a la industria láctea.

En promedio se benefició a 3.660 servicios eléctricos.

REGANTES

En concordancia con el Decreto del Poder Ejecutivo N° 332/017 del 27 de noviembre de 2017, en el mes de diciembre de 2017 se aprobó un beneficio comercial para aquellos suministros identificados con usos eléctricos de riego con fines productivos. El beneficio consta de un descuento del 15% del gasto total por conceptos energéticos, en el período noviembre 2017 – marzo 2018.



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. Desde 1994 se viene realizando esta tarea.

En el presente año el programa alcanzó a 35.000 alumnos que aprendieron en las 1.500 charlas dictadas por los divulgadores a escolares de todo el País.

TÚNICAS EN RED



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

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

Este programa fue dirigido a estudiantes de escuelas públicas y privadas. En cada escuela se 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.

La participación fue de 158 centros educativos públicos y privados.

Es de destacar que seis de las escuelas que participan obtuvieron reconocimientos en el Premio Nacional de Eficiencia en la categoría Educación, premio que otorga el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) a las mejores prácticas y referencias en eficiencia energética.

Tarifas

Se realizó un único ajuste de tarifas de 7,5% en promedio que entró en vigencia a partir del 1 de enero de 2017. Con el objetivo de adecuar gradualmente los precios a la estructura de costos relativos de mediano plazo, este ajuste se distribuyó en algunas categorías tarifarias en forma diferencial.

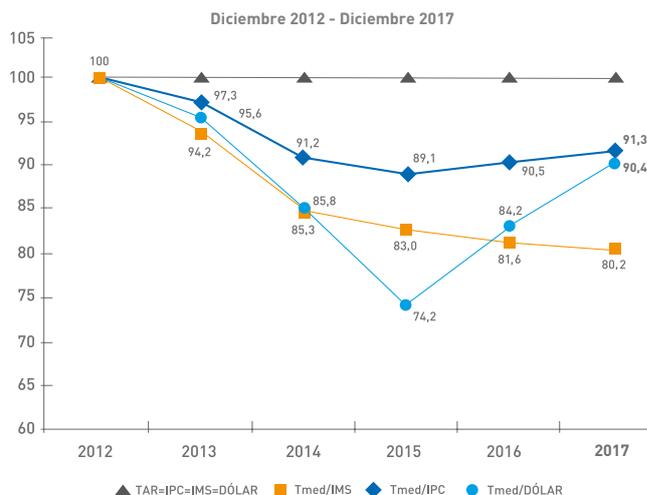
Las tarifas residenciales, tanto en los cargos por energía, como por potencia, ajustaron según la media.

La tarifa general simple tuvo un ajuste levemente inferior a la media, 7,35%. En lo referente a las tarifas de Medianos Consumidores, se inició un proceso de desenergización que ha dado como resultado un ajuste promedio en los cargos por potencia, en el orden del 9,2% compensando con un menor ajuste en los cargos por energía.

En relación a las tarifas de Grandes Consumidores se ajustó en un promedio de 8%.

EVOLUCIÓN DE LA TARIFA MEDIA EN EL MEDIANO PLAZO

Evolución de la Tarifa Media en relación a: IPC - IMS - DÓLAR



Al observar el quinquenio diciembre 2012 – diciembre 2017, en lo que refiere a la evolución de la Tarifa Media en relación al Índice de Precios al Consumo (IPC), la misma se encontró con una tendencia estable y menor que proporcional a la inflación acumulada del período, ubicándose al final del mismo, 8,7 puntos porcentuales por debajo del valor en la base.

La Tarifa Media en relación al Índice Medio de Salarios, continúa claramente con una trayectoria a la baja, situándose un 19,8% por debajo del valor al inicio del período en comparación.

PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Las pérdidas globales de energía eléctrica en las Redes de Distribución - técnicas y no técnicas – registraron hacia fines del año una leve tendencia creciente.

Se considera que la caída de la demanda y las temperaturas medias por encima del promedio histórico para el invierno 2017, explican el descenso anual de las pérdidas acumuladas de Distribución y Comercial (DYC).

Las pérdidas de energía en zonas de vulnerabilidad socio económica, se mantuvieron estables en el valor de 6,4% en todo el país a diciembre de 2017.

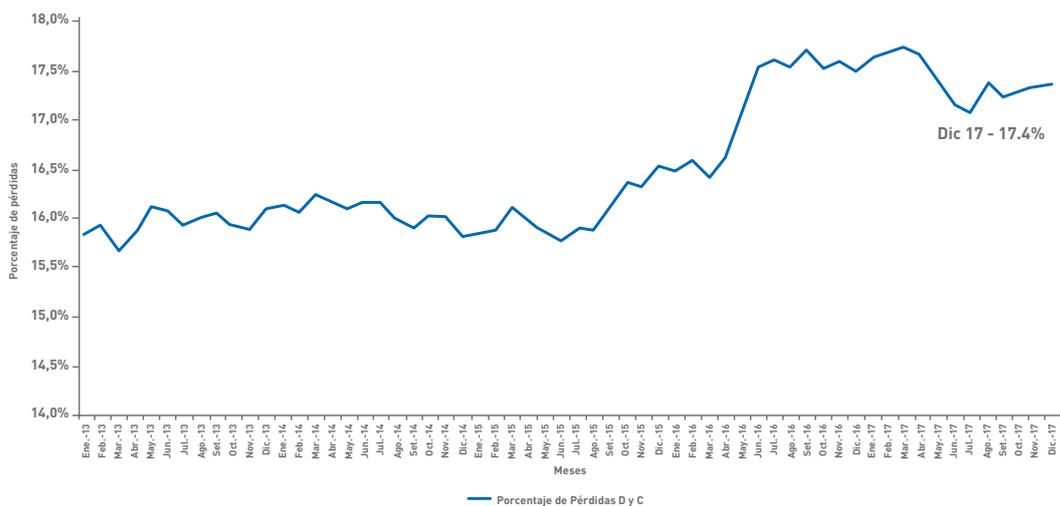
A nivel Empresa los valores porcentuales de pérdidas de energía, a diciembre de 2017 fueron:

- Distribución y Comercial 17,4%
- Zonas de vulnerabilidad socioeconómica 6,4%
- Total Empresa (incluye Generación y Transmisión) 18,5%

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



Pérdidas de Energía en las Redes de Distribución - Técnicas y no Técnicas



INCLUSIÓN SOCIAL

Se realizaron obras eléctricas de infraestructura y conexiones, las que alcanzaron a 5.291 conexiones durante el año. El objetivo es crear o revisar los instrumentos existentes con la finalidad de generar las

condiciones, a nivel de UTE de acceso y sustentabilidad al servicio eléctrico de los hogares en condiciones de vulnerabilidad socioeconómica, asegurando la continuidad del proceso en forma sostenible e incremental.





Gestión de los recursos

Tecnologías de la información y comunicaciones

En el marco del proyecto global UTE - Redes Inteligentes, se incluyen a continuación los hitos más destacados:

- En el año 2017 se implantó una solución informática para la gestión integral de la medida (Ingrid MDM), la que entre otros beneficios permitió realizar estimaciones con un importante grado de certeza y la incorporación de funcionalidades avanzadas (micro balance de energía, previsión de curva de carga, demanda energética futura y simulación de facturación).
- Durante el año se avanzó en la instalación del proyecto de Medición Inteligente que permitió definir la arquitectura necesaria para soportar los 600.000 medidores inteligentes que se prevén incorporar en los próximos años.
- Se obtuvo la homologación de la Administración Nacional de Telecomunicaciones (ANTEL) para los módems de los medidores que se desplegarán a partir del año siguiente.
- Durante el período se trabajó en la incorporación de tecnología que permita influir en los usos de la energía eléctrica de los clientes, optimizando el consumo, aumentando el confort, maximizando la eficiencia de la red eléctrica y aprovechando la nueva matriz energética.
El primer producto es el termotanque inteligente, que consiste en instalar dispositivos timers remotos con tecnología Wifi.
- Se desarrolló una herramienta Sistema Integrado de Despacho (SID) que entre sus funcionales permitió obtener el Precio Variable de la Energía (PVE), que es uno de los componentes clave para la determinación de las tarifas dinámicas.
- Respecto al proyecto de Movilidad Eléctrica se conectaron diferentes puntos de carga; lo que permitió la inauguración de la primera Ruta Eléctrica de América Latina en conjunto con la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP).
Se implementó el sitio WEB de Movilidad Eléctrica (movilidad.ute.com.uy) para anunciar las inauguraciones del centro de recarga para Taxis y la Ruta Eléctrica.

Gestión humana

Como resultado de los llamados a concurso efectuados ingresaron a la Empresa 33 funcionarias y 423 funcionarios así como 107 becarias y 74 becarios.

Se coordinaron 1.614 acciones formativas que incluyeron 4.602 personas con una inversión de 219.004 horas de capacitación.

Se suscribió un Convenio con el Consejo de Educación Técnico Profesional (CETP), cuyo objetivo es nivelar los conocimientos de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones Eléctricas en Baja y Media Tensión, así como en la Operación y Mantenimiento de Instalaciones de Transmisión (en Bachilleratos específicos), del funcionariado de UTE y de los alumnos de CETP-UTU de Paso de los Toros.

Durante este ejercicio la formación en Liderazgo Transformacional alcanzó a la totalidad del personal gerencial, homogenizando el rol del líder en la Empresa.

Los datos de accidentabilidad fueron los siguientes: se registraron 182 accidentes de trabajo, siendo este el valor más bajo en términos absolutos por segundo año consecutivo. Los indicadores asociados a accidentabilidad han sido: Frecuencia 15,5, Gravedad 208,73 y Pérdida 3,24.

Frecuencia: Número de accidentes * 10^6 /horas personas trabajadas.
Gravedad: Número de días perdidos * 10^6 /horas personas trabajadas.
Pérdida: Frecuencia * Gravedad/1000.



Económico - financiera

El resultado del ejercicio 2017 fue de \$ 14.020 millones de ganancia, que traducidos a Dólares promedio (28,676) equivalen a U\$S 489 millones.

Las inversiones ejecutadas en el ejercicio alcanzaron la suma de U\$S 208 millones (262 inversiones físicas), de acuerdo con el Estado de Flujo de Efectivo, estimándose para los próximos 3 años un plan de inversiones en el orden de los U\$S 700 millones.

Teniendo en consideración los Estados de Resultados de los Ejercicios 2016 (U\$S 404 millones) y 2017, la mejora en el resultado se explica fundamentalmente por el impacto del incremento de las ventas internas y externas en unidades monetarias de tal magnitud, que absorbieron los incrementos de gastos en rubros tales como compra de energía, depreciaciones, gastos de personal, Impuestos y otros de menor cuantía.

En cuanto a los ingresos por ventas y su relación con la recaudación, ésta sigue estando en niveles altos, siendo el valor alcanzado en 2017 de 99,2% (superior a la meta propuesta, 98,4%). Esto aunado a que existe una base muy atomizada de la cartera hace que el riesgo crediticio sea limitado.

El patrimonio promedio de la Empresa en 2017 fue de U\$S 4.231,8 millones, por lo que el resultado sobre patrimonio asciende al 11,4% (10,08% en el ejercicio 2016).

Se concretaron acciones para la mejora del abastecimiento energético, mediante la efectivización de varios proyectos de generación con energías renovables, así como la necesaria complementación con el desarrollo de Redes de transporte y Distribución.

En esta línea han ingresado en operación Comercial varios parques eólicos y fotovoltaicos privados, entre los cuales se encuentra el parque eólico ARIAS.

Los costos de abastecimiento de la demanda reflejados en el Estado de Resultados, convertidos a dólares estadounidenses del ejercicio fueron de U\$S 457 millones.

La deuda financiera excluyendo lo correspondiente a arrendamientos financieros, en términos nominales, tuvo una variación de U\$S 172 millones, alcanzando al 31 de diciembre de 2017 la cifra de U\$S 1.204 millones.

El apalancamiento medido como Deuda Financiera Total sobre Activos Totales (sin incluir los Activos en concesión ni arrendamientos financieros), se ubica en el entorno del 19%.

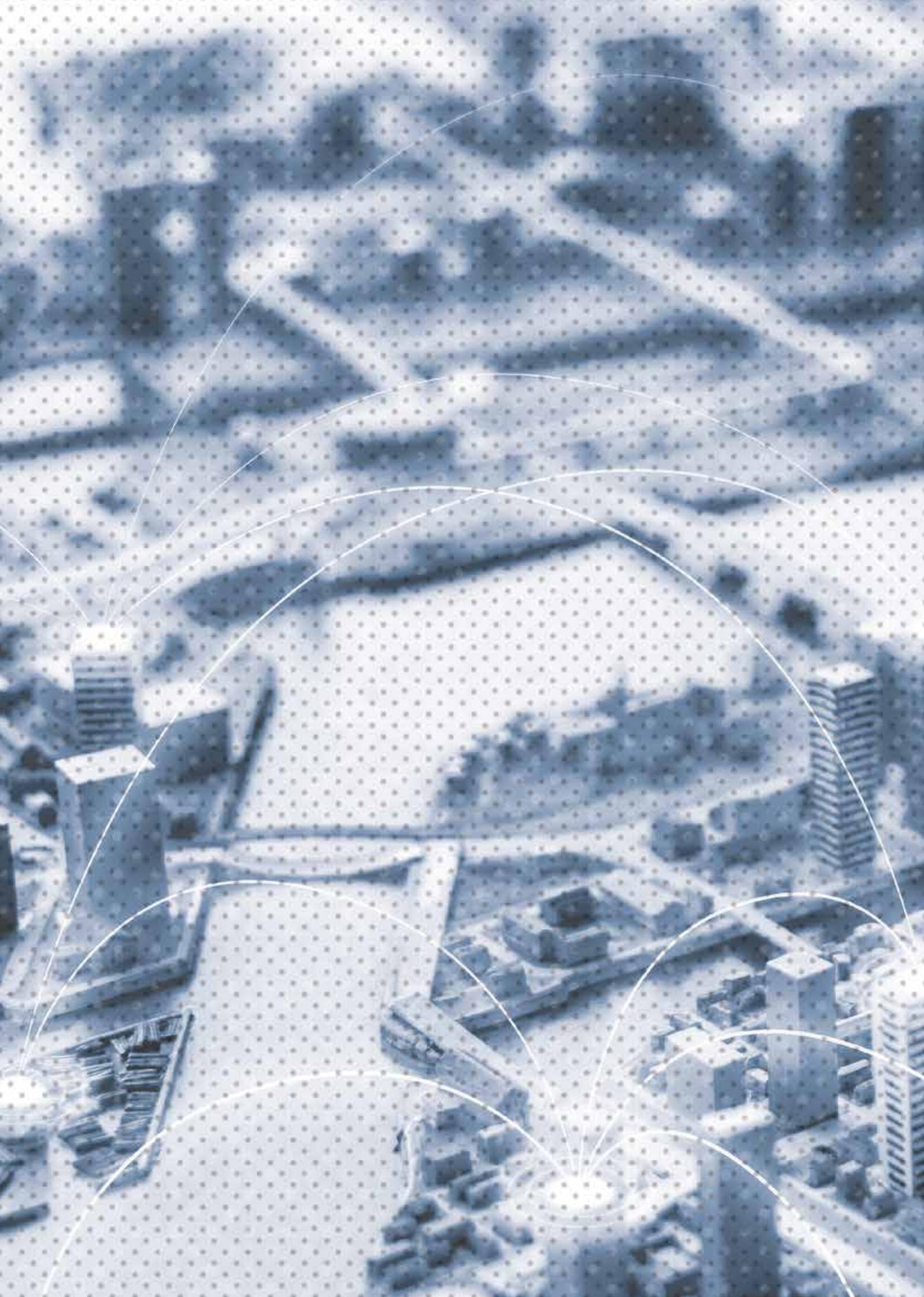
En cuanto a la financiación del crecimiento, aspecto fundamental a efectos de avanzar en el objetivo estratégico de obtener un abastecimiento de la demanda seguro y diversificado, sostenible desde el punto de vista ambiental y a un costo competitivo, así como el mantenimiento de Redes de Trasmisión y Distribución adaptadas y eficientes, UTE mantiene el apoyo de organismos multilaterales de crédito, los cuáles están financiando el Proyecto de Ciclo Combinado de Punta del Tigre y en particular con el Banco de Desarrollo de América Latina (CAF) se completó un programa corporativo por U\$S 200 millones para el financiamiento del negocio de Distribución.

El costo de endeudamiento en promedio, tomando la Tasa Interna de Retorno (TIR) del flujo de fondos futuro del servicio de deuda, se ubica en el 4,65%. Asimismo, la duración de la deuda al 31 de diciembre de 2017 es de 68 meses, menor que en 2016.

Respecto de las tasas de interés de los préstamos al 31 de diciembre, el 56% de la deuda está a tasa fija, mientras que un 36% tiene un swap asociado al flujo de deuda correspondiente y el resto permanece a tasa flotante.

De acuerdo a la opinión de los analistas económicos, es esperable que la economía crezca durante los años 2018 y 2019 y el crecimiento se ubique en el entorno del 3% anual. De todas formas, se estima que la demanda seguirá creciendo manteniéndose la necesidad de continuar invirtiendo en infraestructura y tecnología, a efectos de atender dicho crecimiento en condiciones de calidad y competitividad.

En resumen, 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.



An aerial, high-angle view of a city at night, rendered in a monochromatic blue and white color scheme. The city's buildings are represented as 3D blocks of varying heights. Several key buildings are highlighted with bright white circular nodes at their tops. These nodes are interconnected by thin, white, glowing arcs that sweep across the sky, creating a network of connections. The background is a dark, textured blue with a fine grid of small white dots, suggesting a digital or data environment. The overall composition is futuristic and emphasizes global connectivity and data flow.

Proyección al exterior

Consultoría externa

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

PROYECTOS



■ PROYECTOS DE GESTIÓN

• ANTEL - Rediseño de los procesos administrativos

Durante el año dio inicio el Proyecto de implantación de la aplicación informática SAP en ANTEL.

Es una herramienta de gestión para los procesos: Financiero - Contable, Contrataciones, Almacenes y Reaprovisionamiento y de Gestión Humana.

• Corte Electoral

Se implantó el sistema SAP en la Corte Electoral para dar soporte a la gestión de los procesos de Contrataciones, Almacenes, Presupuesto, Contabilidad, Cuentas a Pagar y Tesorería.



• Administración Nacional de Correos (ANC)

UTE presta el servicio de mantenimiento de la aplicación informática para la gestión documental Expediente Electrónico (GEX en la WEB), que se encuentra instalado en varios organismos del Estado.

Durante el ejercicio se incorporó la nueva versión de la herramienta en la ANC.

• Proyectos de Outsourcing y de Gestión

Bajo esta modalidad se han prestado los siguientes servicios:

- Servicios prestados a Gas Sayago S.A.: apoyo profesional y técnico en las áreas de contabilidad, informática y telecomunicaciones.

- Mantenimiento del Sistema de Información Registro Cívico Nacional de la Corte Electoral.

- Mantenimiento del Sistema de Gestión de Obras (SGO) del Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente.

■ PROYECTOS DE INGENIERÍA Y MANTENIMIENTOS ELÉCTRICOS

• Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca (MGAP)

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.



• Operación Parque Eólico Artilleros

Se continúa brindando apoyo en la Operación y Mantenimiento del Parque Eólico Artilleros.

Se prestó durante el año el servicio de Mediciones Ambientales.



• Ministerio del Interior

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



SERVICIOS DIVERSOS

Se continuó el servicio de mantenimiento del sistema En esta línea de prestaciones, se desarrollaron actividades consistentes en brindar servicios diversos relacionados con el Negocio Eléctrico (a vía de ejemplo: Formación en Trabajos con Tensión en Líneas de Media y Baja, Análisis de respuesta en transformadores, Análisis de respuesta en frecuencia, etc.).





Información económica y Estados contables

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

(En pesos uruguayos)

	Notas	2017	2016
ACTIVO			
Activo corriente			
Disponibilidades	5.1	9.035.817.952	12.819.801.045
Inversiones en otros activos financieros	5.10	6.625.109.043	1.621.000.114
Créditos por ventas	5.2	7.967.868.816	6.058.600.573
Otros créditos	5.3	3.685.800.500	2.811.621.220
Inventarios	5.4	2.632.453.051	2.837.137.727
Total Activo corriente		29.947.049.361	26.148.160.678
Activo no corriente			
Propiedad, planta y equipo	5.5	142.293.674.472	138.405.599.036
Bienes en arrendamiento financiero	5.6	5.987.126.451	2.818.190.231
Activos en concesión de servicio	5.11.1	49.437.708.689	38.814.746.368
Créditos a largo plazo:			
- Activo por Impuesto diferido	5.7	16.679.655.410	13.890.822.834
- Otros créditos a largo plazo	5.3	1.610.176.498	803.374.960
Total créditos a largo plazo		18.289.831.908	14.694.197.800
Inversiones a largo plazo:			
- Inversiones en otras entidades	5.8	10.333.107.930	10.562.963.818
- Bienes en comodato	5.9	310.699.664	322.585.143
- Inversiones en otros activos financieros	5.10	60.772.898	-
Total inversiones a largo plazo		10.704.580.493	10.885.548.961
Inventarios	5.4	2.988.035.056	2.561.230.464
Activos biológicos		137.803.480	127.233.163
Créditos por ventas	5.2	72.019.877	67.773.072
Total Activo no corriente		229.910.780.425	208.374.519.094
TOTAL ACTIVO		259.857.829.787	234.522.679.772
PASIVO Y PATRIMONIO			
Pasivo corriente			
Deudas comerciales	5.12	8.525.939.375	10.586.984.629
Deudas financieras	5.13	4.647.335.311	5.861.246.532
Deudas diversas	5.14 y 5.16.1	4.940.432.021	8.600.853.721
Pasivo por concesión de servicios	5.11.2	2.570.346.943	2.030.267.315
Previsiones	5.15 y 5.16.2	918.442.303	929.110.799
Total Pasivo corriente		21.602.495.953	28.008.462.996
Pasivo no corriente			
Deudas comerciales	5.12	1.723.090.635	1.704.696.887
Deudas financieras	5.13	49.905.127.500	37.847.511.914
Pasivo por Impuesto diferido	5.7	-	3.007.128
Deudas diversas	5.14 y 5.16.1	6.757.948.029	4.752.998.569
Pasivo por concesión de servicios	5.11.2	46.867.361.746	36.784.479.053
Previsiones	5.15 y 5.16.2	1.191.232.350	1.430.131.572
Total Pasivo no corriente		106.444.760.261	82.522.825.123
Total Pasivo		128.047.256.214	110.531.288.119
Patrimonio			
Capital y Aportes a capitalizar	5.17	3.636.033.943	3.542.414.476
Reserva por reexpresión	5.17	80.737.855.374	80.737.855.374
Transferencia neta al Fondo de estabilización energética	5.17	647.440.459	647.440.459
Reservas	5.17	19.805.098.695	17.936.241.539
Resultados acumulados		21.906.906.808	16.382.401.185
Patrimonio atribuible a controladora		126.733.335.279	119.246.353.033
Patrimonio atribuible a participaciones no controladoras		5.077.238.294	4.745.038.620
Total Patrimonio		131.810.573.573	123.991.391.653
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO		259.857.829.787	234.522.679.772

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 2017
(En pesos uruguayos)

	Notas	2017	2016
Ingresos operativos	6.1		
Venta de energía eléctrica local		47.775.669.469	45.680.470.618
Venta de energía eléctrica al exterior		3.844.169.832	1.942.256.022
		51.619.839.301	47.622.726.640
Bonificaciones	6.1	(1.044.476.759)	(767.384.983)
Ingresos operativos netos		50.575.362.542	46.855.341.658
Otros ingresos de explotación	6.1	687.283.177	632.561.913
Total de ingresos de explotación		51.262.645.718	47.487.903.571
Costos de explotación	6.2	(23.986.753.571)	(22.439.499.288)
Resultado de explotación		27.275.892.147	25.048.404.283
Gastos de administración y ventas	6.2	(9.738.480.911)	(8.596.692.918)
Resultados diversos			
Ingresos varios	6.1	4.155.107.491	3.037.924.966
Gastos varios	6.2	(3.951.337.325)	(4.416.144.400)
		203.770.167	(1.378.219.433)
Resultados financieros	6.3	(2.359.621.909)	(2.666.846.593)
Resultado del ejercicio antes de Impuesto a la renta		15.381.559.494	12.406.645.338
Impuesto a la renta	5.7	(944.803.922)	(164.143.217)
Resultado del ejercicio		14.436.755.572	12.242.502.121
Otros resultados integrales			
Partidas que se reclasificarán posteriormente al resultado del ejercicio			
Reserva por conversión	5.17	(279.900.411)	(245.752.898)
Resultado integral del ejercicio		14.156.855.160	11.996.749.224
Resultado del ejercicio atribuible a:			
Controladora		14.020.331.048	12.189.879.271
Participaciones no controladoras		416.424.523	52.622.850
		14.436.755.572	12.242.502.121
Resultado integral del ejercicio atribuible a:			
Controladora		13.824.475.699	11.982.046.920
Participaciones no controladoras		332.379.461	14.702.304
		14.156.855.160	11.996.749.224

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 2017

(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 01.01.16		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
Movimientos del ejercicio										
Adquisición de participación en entidad controlada	1.5							-	(2.218.921)	(2.218.921)
Participación no controlada - Fideicomiso ARIAS								-	947.438.284	947.438.284
Aportes OPP a capitalizar	5.17	81.250.652						81.250.652		81.250.652
Aporte de Capital								-	1.526.333.864	1.526.333.864
Versión de resultados	5.16						(11.253.264.320)	(11.253.264.320)		(11.253.264.320)
Costos asociados a la emisión	5.16				479.207			479.207	(479.207)	-
Resultado integral del ejercicio				(207.832.351)			12.189.879.271	11.982.046.920	14.702.304	11.996.749.224
Total movimientos del ejercicio		81.250.652	-	(207.832.351)	479.207	-	936.614.951	810.512.459	2.485.776.324	3.296.288.783
Saldos finales al 31.12.16		84.280.269.850	647.440.459	1.682.551.973	(3.193.513)	16.256.883.078	16.382.401.185	119.246.353.033	4.745.038.620	123.991.391.653
Movimientos del ejercicio										
Adquisición de participación en entidad controlada	1.5							-	(179.788)	(179.788)
Aportes OPP a capitalizar	5.17	93.619.467						93.619.467		93.619.467
Versión de resultados	5.17						(6.431.112.920)	(6.431.112.920)		(6.431.112.920)
Reserva exoneración inversiones	5.17					2.064.712.505	(2.064.712.505)	-		-
Resultado integral del ejercicio				(195.855.349)			14.020.331.048	13.824.475.699	332.379.461	14.156.855.160
Total movimientos del ejercicio		93.619.467	-	(195.855.349)	-	2.064.712.505	5.524.505.623	7.486.982.246	332.199.673	7.819.181.919
Saldos finales al 31.12.17		84.373.889.317	647.440.459	1.486.696.624	(3.193.513)	18.321.595.583	21.906.906.808	126.733.335.279	5.077.238.294	131.810.573.573

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 2017
(En pesos uruguayos)

	Notas	2017	2016
1) Flujo de efectivo por actividades operativas			
Resultado del ejercicio atribuible a controladora		14.020.331.048	12.189.879.271
Resultado del ejercicio atribuible a participaciones no controladoras		416.424.523	52.622.850
Ajustes:			
Amortización propiedad, planta y equipo, bienes en arrendamiento financiero y comodato		6.965.742.416	5.827.605.062
Resultado asociado a la tenencia de efectivo y equivalentes		51.084.193	352.276.541
Diferencia de cambio rubros no operativos		951.977.768	724.503.655
Impuesto a la renta diferido		(2.695.687.244)	(2.255.110.686)
Provisión Impuesto a la renta		3.640.491.166	2.419.253.904
Provisión Impuesto al patrimonio		1.058.388.371	1.134.297.337
Resultado por inversiones a largo plazo		12.303.698	(14.121.009)
Resultado por instrumentos financieros derivados		(566.544.334)	657.408.021
Resultado por activos biológicos		(22.817.260)	(21.393.021)
Resultado por venta de propiedad, planta y equipo y bienes desafectados		(90.825.675)	(9.611.913)
Ajuste previsión juicios		(86.387.988)	656.328.941
Ajuste previsión 200 kWh		20.960.402	(49.355.078)
Ajuste previsión por obsolescencia de inventarios		10.914.988	22.585.150
Provisión de incentivo por retiro		965.201	14.394.384
Provisión penalizaciones URSEA		53.403.199	96.524.218
Comisiones de compromiso devengadas		26.847.004	44.520.329
Intereses y otros gastos de préstamos devengados		1.314.073.542	863.696.535
Intereses de arrendamientos financieros devengados		598.322.738	154.325.146
Pérdida para deudores incobrables		628.288.466	203.394.982
Intereses devengados de otros activos financieros		(8.433)	(816.468)
Aportes de clientes para obras		(530.055.509)	(271.165.479)
Ingreso por aportes de generadores privados		(111.757.010)	(56.842.872)
Bajas de propiedad, planta y equipo		557.312	46.534.723
Pérdida por deterioro de centrales térmicas		249.381.544	508.218.753
Otros gastos devengados no pagados		1.639.332	15.350.365
Resultado de operaciones antes de cambios en rubros operativos		25.918.013.458	23.305.303.642
Cambios en activos y pasivos:			
Créditos por ventas		(2.426.708.928)	(691.602.678)
Otros créditos		(2.552.477.957)	(352.669.439)
Inventarios		(225.656.522)	(177.429.693)
Deudas comerciales		1.091.566.910	(199.776.234)
Deudas diversas		973.398.302	(33.370.071)
Efectivo proveniente de actividades operativas antes de Impuesto a la renta		22.778.135.264	21.850.455.527
Impuesto a la renta pagado		(2.875.639.522)	(1.889.813.254)
Efectivo proveniente de actividades operativas		19.902.495.742	19.960.642.273
2) Flujo de efectivo por actividades de inversión			
Pagos por compras de propiedad, planta y equipo	4.21	(7.565.291.885)	(13.863.206.775)
Anticipos para compras de propiedad, planta y equipo		(26.402.104)	(341.360.182)

	Notas	2017	2016
Pagos por compras de propiedad, planta y equipo del ejercicio anterior		(2.105.036.273)	(2.185.479.937)
Cobro por venta de prop. planta y equipo y bs. desafectados		291.505.015	17.881.651
Cobro por venta de activos biológicos		12.246.943	14.205.036
Cobro intereses obligaciones negociables Piedra del Águila		-	367.891
Cobro capital obligaciones negociables Piedra del Águila		-	4.014.648
Depósito a plazo fijo		-	(855.990.000)
Cobro al vencimiento depósito a plazo fijo		863.850.000	-
Cobro intereses plazo fijo		810.745	-
Adquisición certificados de participación en entidad controlada		(186.625)	(2.544.581)
Cobro Fideicomiso fondo de estabilización energética	4.21	42.768.622	-
Efectivo aplicado a actividades de inversión		(8.485.735.561)	(17.212.112.250)
3) Flujo de efectivo por actividades de financiamiento			
Integración de certificados de participación		-	354.891.130
Aporte de capital		-	1.198.489.864
Prima de emisión		(94.968.256)	94.505.840
Versión a cuenta del resultado del ejercicio	5.17	(10.898.512.920)	(6.785.864.320)
Pagos deudas financieras		(4.705.868.343)	(2.567.814.798)
Nuevas deudas financieras		9.158.078.262	7.518.696.123
Pagos de intereses de préstamos y obligaciones negociables		(1.822.355.153)	(1.434.170.302)
Pagos de comisiones de compromiso		(28.422.978)	(42.229.374)
Pagos de otros gastos de préstamos		(206.954.522)	(174.742.281)
Pagos de instrumentos financieros derivados		(29.123.518)	(197.413.048)
Pagos de arrendamiento financiero	4.21	(614.122.916)	(296.341.253)
Devolución anticipo FOCEM Interconexión Uruguay-Brasil		-	(13.725.242)
Efectivo aplicado a actividades de financiamiento		(9.242.250.345)	(2.345.717.661)
4) Variación neta del efectivo y equivalentes de efectivo		2.174.509.836	402.812.362
5) Saldo inicial del efectivo y equivalentes de efectivo		13.419.946.832	13.473.236.124
6) Efecto asociado al mantenimiento y conversión de efectivo y equivalentes		(133.697.713)	(456.101.654)
8) Saldo final del efectivo y equivalentes de efectivo	4.21	15.460.758.954	13.419.946.832

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 2017

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, Trasmisión, Distribución y Comercialización de la energía eléctrica. Se le confirió el monopolio estatal del suministro eléctrico para todo el territorio nacional y se la amparó reconociéndole derechos y privilegios legales para facilitar su gestión y respaldar su autoridad.

Por Leyes N° 14.694 del 01/09/1977, N° 15.031 del 04/07/1980 y N° 16.211 del 01/10/1991, 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, Trasmisión, 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 art. 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 1.534 MW. Para atender la demanda del sistema eléctrico, se dispone además de 945 MW de potencia instalada en la Central de Salto Grande correspondiente a Uruguay, así como de 570 MW de capacidad de interconexión con Brasil en Rivera y Melo. Existen además en el País otros agentes productores de fuente eólica, fotovoltaica y biomasa. La carga máxima requerida al sistema en el ejercicio 2017 fue de 1.916 MW, ocurrida el 17 de julio.

Las principales actividades del Ente y de sus subsidiarias se desarrollan en la República Oriental del Uruguay y sus oficinas administrativas se encuentran en la calle Paraguay 2431, Montevideo. La fecha de cierre de su ejercicio anual es el 31 de diciembre.

1.2 Interconexión del Sur S.A.

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

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

Con fecha 31 de mayo de 2016 se otorgó la recepción provisoria de la Estación Conversora de Frecuencia de Melo. Al cierre del ejercicio se encuentra operativa.

1.3 AREAFLIN S.A.

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

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

Al 31 de diciembre de 2017 el referido parque eólico se encuentra operativo.

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

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

1.5 Fideicomiso Financiero PAMPA

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

En marzo de 2017, en aplicación de la opción de venta otorgada a los titulares de los certificados de participación del Fideicomiso Financiero PAMPA, UTE adquirió certificados de participación de dicho fideicomiso por un valor nominal de U\$S 6.100 (en igual mes del ejercicio 2016 se adquirieron certificados por valor nominal U\$S 75.900). Por tal motivo, la participación de UTE en el patrimonio del fideicomiso pasó del 20,078% (al 31/12/2016) al 20,085% del total de los certificados de participación emitidos.

A la fecha de cierre del ejercicio el parque eólico se encontraba operativo.

1.6 Fideicomiso Financiero ARIAS

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

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 parque eólico se encontraba operativo.

NOTA 2 ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Los presentes Estados financieros han sido aprobados para su emisión por el Directorio de la Empresa el 15 de marzo de 2018.

NOTA 3 NORMAS CONTABLES APLICADAS

3.1 Bases contables

En aplicación de los Decretos 291/014, 124/011 y 408/016, los presentes Estados financieros han sido elaborados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB – International Accounting Standards Board) traducidas al español. Asimismo, cumplen sustancialmente con lo establecido por la Ordenanza N° 89 del Tribunal de Cuentas de la República Oriental del Uruguay (con sus modificaciones posteriores).

La Ley N° 17.040 del 11/11/1998, 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 art. 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 14/10/2014, el cual establece que los Estados financieros correspondientes a períodos que comiencen a partir del 1° 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 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 1° de enero de 2015 debe obligatoriamente cumplir con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por el IASB traducidas al idioma español.

3.2 Bases de consolidación

Los presentes Estados financieros consolidan la información de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y de sus subsidiarias ISUR S.A., AREAFILIN S.A., SOLFIRAL S.A., el Fideicomiso Financiero PAMPA y el

Fideicomiso Financiero ARIAS (conjuntamente referidas como “el Grupo”), en el entendido de que sobre las mismas UTE ejerce control. La participación actual de UTE en ISUR S.A. es del 98,61%, en el Fideicomiso Financiero PAMPA asciende al 20,085%, en el Fideicomiso Financiero ARIAS asciende al 20%, en AREAFILIN S.A. es de un 20% y en SOLFIRAL S.A corresponde al 100% del capital.

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

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

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

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

Las siguientes son las normas e interpretaciones nuevas y/o modificadas que entraron en vigencia durante el ejercicio 2017 que fueron adoptadas por el Grupo y su impacto sobre los presentes Estados financieros:

- Modificaciones a NIC 7: Iniciativa de revelaciones en relación a cambios en pasivos financieros.
- Modificaciones a NIC 12: Reconocimiento de activos por Impuesto diferido derivado de pérdidas fiscales acumuladas.
- Mejoras anuales del ciclo 2014 – 2016 en NIIF 12: Aclaración de la única excepción donde no se requiere proporcionar información financiera resumida de la participación en subsidiarias, asociadas o negocios conjuntos.

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

Las siguientes son las normas e interpretaciones ya emitidas, que aún no están vigentes a la fecha de emisión de los Estados financieros del Grupo. El Grupo adoptará las mismas, si corresponde, cuando entren en vigencia.

Normas que entran en vigencia a partir del 1º de enero de 2018:

- NIIF 9 - Instrumentos financieros. La misma reemplaza a la NIC 39. Introduce cambios en la clasificación y valoración de activos financieros.
- NIIF 15 – Referida a Ingresos provenientes de contratos con clientes.
- Modificaciones a NIIF 2 – Relativa a la clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones.
- Modificaciones a NIIF 10 y NIC 28 – Referida a la venta o aportación de activos entre un inversor y su asociado o negocio conjunto.
- Mejoras anuales a las NIIFs Ciclo 2014 – 2016: Modificaciones a la NIC 28 - Inversiones en Entidades asociadas.
- NIC 40 – Referida a Transferencia de propiedades de inversión.
- Modificaciones a las NIIFs – Mejoras anuales a las NIIFs Ciclo 2014 – 2016: Modificaciones a la NIIF 1 - Adopción por primera vez de las NIIF.
- CINIIF 22 – Referida a transacciones en moneda extranjera y contraprestaciones pagadas por anticipado.
- Modificaciones a la NIIF 4 - Contrato de seguros.

Normas que entran en vigencia a partir del 1º de enero de 2019:

- NIIF 16 – Arrendamientos. La NIIF 16 cambiará el modelo contable a aplicar por los arrendatarios. Se modifica la distinción entre arrendamientos financieros y operativos, pasando a un mismo modelo que conllevará al reconocimiento de un activo (derecho de usar un bien) y de un pasivo (cuotas futuras a pagar) para cada bien arrendado.

- CINIIF 23 – Referida a la Incertidumbre sobre los tratamientos de los Impuestos a los ingresos.

Normas que entran en vigencia a partir del 1º de enero de 2021:

- NIIF 17 - Contratos de seguros. La misma reemplazará la NIIF 4 - Contratos de Seguros.

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

NOTA 4 POLÍTICAS CONTABLES

4.1 Bases de preparación

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

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

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

Las principales políticas contables adoptadas son presentadas a continuación.

4.2 Saldos en moneda extranjera

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

Los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, fueron arbitrados a dólares estadounidenses (Nota 7) y convertidos a moneda nacional a los tipos de cambio de cierre de cada ejercicio (interbancario \$ 28,807 por dólar al 31/12/2017 y \$ 29,34 por dólar al 31/12/2016).

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

4.3 Definición de capital a mantener

El concepto de capital adoptado es el de capital financiero.

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

4.4 Inventarios

Los inventarios son expresados al menor entre el costo y el valor neto realizable. El costo incluye los costos directos y cuando sea aplicable aquellos costos indirectos que fueron incurridos en poner los inventarios en su condición y lugar actuales. Para la determinación del valor neto realizable se recurre principalmente al costo de reposición de los bienes.

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

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

4.5 Propiedades, planta y equipo

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

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

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

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

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

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

Los bienes en proceso de construcción para producción, propósitos administrativos o propósitos no determinados son valuados al costo menos cualquier pérdida por deterioro que pueda ser reconocida. Los costos relacionados con la actividad de inversión son cargados a las cuentas de obras en curso mediante la aplicación de la metodología de activación de gastos. La misma efectúa el reparto de los trabajos para las inversiones en curso entre las distintas órdenes de inversión.

Los bienes retirados de servicio se transfieren sustancialmente a Inventarios por su valor neto contable, dando de baja las respectivas cuentas de valor bruto y amortización acumulada.

4.6 Bienes en comodato

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

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

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

4.7 Activos financieros

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

4.7.1. 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.

4.7.2. 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.

4.7.3. 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.

4.7.4. Préstamos y cuentas por cobrar

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

4.7.5. 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.

4.7.6. 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.

4.7.7. Deterioro de activos financieros

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

4.8 Inversiones en otras Entidades

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

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

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

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

4.9 Activos biológicos

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

4.10 Pérdidas por deterioro de activos tangibles e intangibles

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

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

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

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

4.11 Provisiones

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

El monto reconocido como una previsión es la mejor estimación del monto requerido para cumplir la obligación que tiene 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

4.12.1. 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.

4.12.2. 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.

4.12.3. 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 03/09/1995). Además existe una cobertura adicional privada opcional, para los funcionarios de UTE, financiado por los propios funcionarios.

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

4.15 Impuesto a la renta

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

4.15.1 Impuesto a pagar

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

4.15.2 Impuesto diferido

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

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

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

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

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

En la Nota 5.7 se expone el detalle de la estimación realizada.

4.16 Tributos

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

1. A partir del 01/05/1995 y como consecuencia de la Ley N° 16.697 del 25/04/1995 y del Decreto N° 158/95 del 28/04/1995, UTE pasó a ser contribuyente del Impuesto al valor agregado, en sustitución del IMESI que se tributaba hasta entonces. (*)
2. En cuanto al Impuesto a la renta, la Empresa se encuentra comprendida como contribuyente a partir del ejercicio 1991. A partir del ejercicio 2003 se comenzó a aplicar el método del Impuesto a la renta diferido, según indica la Norma Internacional de Contabilidad 12. Las revelaciones requeridas por dicha norma se presentan en la Nota 5.7. Por Ley N° 18.083 del 27/12/2006, 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 05/01/1996 por aplicación del art. 665 de la Ley N° 16.736 y art. 1° del Decreto N° 505/96 del 24/12/1996, la Empresa pasó a estar comprendida como contribuyente del Impuesto al patrimonio desde el ejercicio 1996 inclusive.
4. La Ley N° 16.853 del 14 de agosto de 1997 facultó al Tribunal de Cuentas de la República a fijar una tasa de hasta el 1,5°/000 (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 23/12/2003, 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 26/10/2011, 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 01/11/2011 y hasta el 31/12/2012. Con fecha 28/01/2013 y 14/02/2013, 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 01/01/2013 y el 31/12/2014, el porcentaje de retención de IVA ascenderá al 20%. El segundo prorrogó hasta el 31/12/2013 el periodo 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 31/12/2014. 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 20/100 (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. El Decreto N° 134/017 de fecha 23 de mayo de 2017 designó a UTE agente de retención de la Tasa de Control del Marco Regulatorio de Energía y Agua (2 por mil), en las compras de energía eléctrica a generadores.
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 Administración del Mercado Eléctrico (ADME), que se devenga por cada transacción que se ejecuta a través del Sistema Interconectado Nacional. Por Decreto N° 388/017, se estableció el monto de la tasa en \$ 4,625 por MWh para el año 2017.
8. A partir del 01/07/2007 y como consecuencia de la Ley N° 18.083 del 27/12/2006 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 (FUDAAE) creado el 29/12/2011 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 FUDAAE 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).S).
11. El Decreto 394/013 del 06/12/2013 derogó lo relativo a la suspensión de la aplicación del sistema de retención del IVA y del IRAE a los servicios de seguridad, vigilancia y limpieza y por lo tanto, a partir del 01/01/2014 comenzó a regir para UTE el régimen de retención establecido en el Decreto 194/000 que dispone la retención de IVA e IRAE en relación a los servicios de seguridad, vigilancia y limpieza.
12. ISUR S.A., AREAFLIN S.A. y SOLFIRAL S.A. son contribuyentes del Impuesto al control de las sociedades anónimas.
13. ISUR S.A., AREAFLIN S.A., SOLFIRAL S.A., y los Fideicomisos Financieros PAMPA y ARIAS son contribuyentes del Impuesto a la renta de las actividades económicas, del Impuesto al patrimonio (IP) y del Impuesto al valor agregado. Al cierre del ejercicio SOLFIRAL S.A. no ha iniciado actividades por lo que no ha generado obligaciones asociadas a ninguno de los Impuestos detallados.

(*) De acuerdo a la Resolución del Poder Ejecutivo N° 458/011 el incremento patrimonial derivado de los fondos no reintegrables otorgados a UTE por el Fondo de Convergencia Estructural del MERCOSUR (FOCEM), en el Marco del "Proyecto Interconexión Eléctrica 500kV Uruguay – Brasil", no se computará a ningún efecto en la liquidación del Impuesto a las rentas de las actividades económicas y del Impuesto al valor agregado.

4.16.1. Beneficios fiscales ISUR

El Decreto N° 384/007 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° 72.698/008 y N° 52.393/009 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 imposables 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.

4.16.2. Beneficios fiscales PAMPA

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

- 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.

4.16.3. Beneficios fiscales AREAFLIN S.A.

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

- 1° Exoneración de Tasas consulares, Impuesto único aduanero y todos los demás tributos asociados a la importación de equipos previstos en el proyecto.
- 2° Se otorga un crédito por el Impuesto al valor agregado incluido en la adquisición de materiales y servicios utilizados en la obra civil por hasta un monto imponible de UI 519.205.493.
- 3° Exoneración del pago del Impuesto a la renta de las actividades económicas por UI 842.686.126, equivalente a 58,4% de la inversión elegible, que será aplicable por un plazo de 14 años a partir del ejercicio finalizado en 2016 o desde el ejercicio en que se obtenga renta fiscal, siempre que no hayan transcurrido cuatro ejercicios de la declaratoria promocional. En ese caso, el referido plazo máximo se incrementará en cuatro años y se computará desde el ejercicio en que se haya dictado la declaratoria promocional. El monto exonerable en cada ejercicio no podrá superar la menor de las siguientes cifras:
 - a) La inversión efectivamente realizada entre el inicio del ejercicio y el plazo establecido para la presentación de la correspondiente declaración jurada, y en ejercicios anteriores si dichas inversiones estuvieran comprendidas en la declaratoria promocional y no hubieran sido utilizadas a efectos de la exoneración en los ejercicios que fueron realizadas.
 - b) El monto total exonerable deducidos los montos exonerados en ejercicios anteriores.

Este beneficio se aplicará de acuerdo a lo establecido en el art.16 del Decreto N° 002/012, por lo cual el Impuesto exonerado no podrá exceder el 60% del Impuesto a pagar en los ejercicios comprendidos en la declaratoria promocional.

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

Al 31 de diciembre de 2017 la Entidad ha utilizado el beneficio fiscal por un total acumulado de \$ 70.034.135.

4.16.4. Beneficios fiscales ARIAS

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

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

- a) La inversión efectivamente realizada entre el inicio del ejercicio y el plazo establecido para la presentación de la correspondiente declaración jurada, y en ejercicios anteriores si dichas inversiones estuvieran

comprendidas en la declaratoria promocional y no hubieran sido utilizadas a efectos de la exoneración en los ejercicios que fueron realizadas.

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2017, el Fideicomiso no ha utilizado los beneficios fiscales ya que no ha generado Impuesto a la renta a pagar.

4.17 Reconocimiento de ingresos

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

4.17.1 Venta de bienes

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

4.17.2 Venta de energía eléctrica

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

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

A los efectos de incluir los ingresos devengados asociados a los consumos no facturados en diciembre de 2017, se efectuó una estimación de los mismos. Para ello se consideró la facturación real de diciembre de 2017 (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 2018 (los cuales incluirán servicios brindados en diciembre).

4.17.3 Venta de servicios conexos

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

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

4.17.4 Ingresos por resultados financieros

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

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

4.17.5 Devengamiento del costo asociado a la venta de bienes y servicios

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

4.17.6 Transferencia de activos desde clientes

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

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

4.17.7 Transferencia de activos desde Generadores

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

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

4.18 Costos por préstamos

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

4.19 Subvenciones del Gobierno

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

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

4.20 Política de seguros

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

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

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:

	2017	2016
Disponibilidades	9.035.817.952	12.819.801.045
Inversiones en otros activos financieros	6.424.941.002	600.145.787
	15.460.758.954	13.419.946.832

En el ejercicio 2017 se realizaron altas de propiedad, planta y equipo (netas de capitalizaciones de obras en curso) por \$ 11.678.992.408 (\$ 21.436.794.010 en 2016). En el Estado se expone una aplicación de \$ 7.565.291.885 (\$ 13.863.206.775 en 2016), 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 \$ 319.746.264 (\$ 1.349.187.498 en 2016).
- Capitalización del aporte de Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP) indicado en la Nota 5.17 por \$ 93.619.467 (\$ 81.250.652 en 2016).
- Altas de bienes pendientes de pago por \$ 592.474.616 (\$ 3.754.091.725 en 2016).
- Aportes de clientes para obras por \$ 530.055.509 (\$ 271.165.479 en 2016).
- Aportes de generadores indicados en la Nota 5.14 por \$ 1.793.657.155 (\$ 267.805.169 en 2016).
- Capitalización de costos de préstamos por \$ 784.147.512 (\$ 820.209.203 en 2016).
- Financiamiento realizado por KfW en el ejercicio 2016 por \$ 1.473.736.525,
- Reducción por diferencia de conversión en altas de propiedad, planta y equipo en el ejercicio 2016 por \$ 443.859.016.

Dentro de los flujos de efectivo aplicados a actividades de financiamiento, se incluyen los pagos de arrendamientos financieros correspondientes a los contratos indicados en la Nota 15:

- ELETROBRAS: \$ 381.837.349, equivalentes a R\$ 42.433.431 (\$ 296.341.253 equivalentes a R\$ 33.627.570 en 2016).
- NICEFIELD S.A.: \$ 232.285.567, equivalentes a U\$S 8.032.596.

El 10 de marzo de 2017 se hizo uso del Fondo de Estabilización Energética, habiéndose recibido del Fideicomiso U\$S 1.499.864, equivalentes a \$ 42.768.622.

4.22 Acuerdos de concesión de servicios

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

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

4.23 Arrendamientos

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

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

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

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

NOTA 5 INFORMACIÓN REFERENTE A PARTIDAS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

5.1 Disponibilidades

	2017	2016
Bancos	9.025.791.848	12.808.444.604
Fondos en tránsito	477.261	707.695
Caja y fondo fijo	9.548.843	10.648.746
	9.035.817.952	12.819.801.045

5.2 Créditos por ventas

	Corriente		No corriente	
	2017	2016	2017	2016
Deudores simples energía eléctrica	6.379.453.287	4.502.005.666	-	-
Deudores morosos energía eléctrica	1.399.669.603	1.187.892.029	-	-
Recuperación IVA deudores oficiales y municipales	(3.938.303)	(2.553.030)	-	-
Deudores en gestión judicial	46.536.354	53.921.544	-	-
Deudores documentados energía eléctrica	918.514.906	786.400.371	-	-
Fideicomiso por deuda intendencias	-	-	72.019.877	67.773.072
Previsión por deudores incobrables	(753.955.363)	(458.717.594)	-	-
Intereses a devengar	(40.460.583)	(37.136.041)	-	-
Deudores simples por servicio de consultoría	37.146.718	42.153.748	-	-
Previsión por deudores incobrables consultoría	(15.097.803)	(15.366.121)	-	-
	7.967.868.816	6.058.600.573	72.019.877	67.773.072

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 46 días (38 días en el ejercicio 2016). 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 31/12/2017 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:

	2017	2016
0 a 60 días	7.149.471	5.169.418
60 a 90 días	52.963	51.772
90 a 360 días	385.998	333.470
> 360 días(*)	1.227.762	1.043.333
Total	8.816.194	6.597.993

(*) Se incluye la deuda con el Fideicomiso detallado anteriormente.

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

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

	2017	2016
Saldo inicial	(458.717.594)	(454.176.400)
Constituciones	(498.853.927)	(202.887.994)
Usos	203.616.158	198.346.800
Saldo final	(753.955.363)	(458.717.594)

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	
	2017	2016	2017	2016
Adelantos de Impuestos netos de provisiones	376.711.245	189.764.204	-	-
Anticipos a partes vinculadas	641.273.027	652.598.244	-	-
Anticipos Central ciclo combinado-Punta del Tigre	-	-	192.351	308.325.954
Otros pagos anticipados	248.984.523	224.985.153	74.877.828	192.298.307
Garantía por cambio comprado a futuro (*)	604.947.000	977.315.400	1.209.894.000	-
Garantía por arrendamiento financiero	-	-	153.187.859	151.544.873
Montos consignados en bancos	-	-	104.699.060	106.558.581
Diversos	359.185.582	251.787.407	74.345.163	50.420.367
Crédito fiscal	235.821.190	524.594.562	-	-
Previsión otros créditos incobrables	(136.372.727)	(8.332.571)	-	-
Intereses financieros a devengar	(2.272.447)	(1.091.179)	(7.019.763)	(5.773.118)
Deudor TGN por préstamo BID y CAF	1.357.523.107	-	-	-
	3.685.800.500	2.811.621.220	1.610.176.498	803.374.966

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

5.4 Inventarios

	Corriente		No corriente	
	2017	2016	2017	2016
Materiales en depósito	1.095.010.364	988.404.359	3.613.993.747	3.150.025.825
Materiales energéticos	1.013.342.904	1.214.037.667	-	-
Otros materiales para trabajos DYC	516.317.479	615.975.688	-	-
Materiales en tránsito	7.782.304	18.720.012	24.851.182	55.362.618
Previsión por obsolescencia	-	-	(686.513.198)	(679.861.304)
Bienes desafectados de su uso	-	-	35.703.325	35.703.325
	2.632.453.051	2.837.137.727	2.988.035.056	2.561.230.464

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

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

	2017	2016
Saldo inicial	(679.861.304)	(672.568.371)
Constituciones	(13.367.459)	(25.704.953)
Desafectaciones	-	-
Usos de la previsión	6.715.564	18.412.020
Saldo final	(686.513.198)	(679.861.304)

5.5.2 Capitalización de costos por préstamos

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 se capitalizaron costos por préstamos por un total de \$ 784.147.512 (\$ 862.680.992 en 2016), de los cuales \$ 548.379.582 (\$ 498.218.358 en 2016) corresponden a préstamos específicos para la construcción de la Central de Ciclo Combinado de Punta del Tigre, \$ 11.364.065 a la construcción de la Línea de 150 kV Artigas - Rivera y \$ 50.952.516 para la construcción de parques eólicos.

Por su parte, \$ 173.451.350 (\$ 233.765.116 en 2016) corresponden a préstamos genéricos obtenidos para financiar activos aptos. La tasa de capitalización aplicada a los desembolsos en dichos activos asciende a 3,31% (3,52% en 2016).

5.6 Bienes en arrendamiento financiero

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

Concepto	Instalaciones de Trasmisión en Brasil (ELETROBRAS)	Parque Eólico Palomas (NICEFIELD S.A.)	TOTAL
Valor bruto al 31.12.16	2.874.075.023	-	2.874.075.023
Altas	-	3.362.821.000	3.362.821.000
Valor bruto al 31.12.17	2.874.075.023	3.362.821.000	6.236.896.023
Amortización acumulada al 31.12.16	55.884.792	-	55.884.792
Amortizaciones	95.802.501	98.082.279	193.884.780
Amortización acumulada al 31.12.17	151.687.293	98.082.279	249.769.572
Valores netos al 31.12.17	2.722.387.730	3.264.738.721	5.987.126.451

Concepto	Instalaciones de Trasmisión en Brasil (ELETROBRAS)	Parque Eólico Palomas (NICEFIELD S.A.)	TOTAL
Valor bruto al 31.12.15	-	-	-
Altas	2.874.075.023	-	2.874.075.023
Valor bruto al 31.12.16	2.874.075.023	-	2.874.075.023
Amortización acumulada al 31.12.15	-	-	-
Amortizaciones	55.884.792	-	55.884.792
Amortización acumulada al 31.12.16	55.884.792	-	55.884.792
Valores netos al 31.12.16	2.818.190.231	-	2.818.190.231

5.7 Impuesto a la renta

5.7.1 Saldos por Impuesto diferido

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

Saldos al 31/12/17:						
Concepto	Activo neto por Impuesto diferido					Total Impuesto diferido
	UTE	ISUR S.A.	AREAFLIN S.A.	Fid.Fin. PAMPA	Fid.Fin. ARIAS	
Activo por impuesto diferido	15.823.673.705	850.599.808	116.605.666	240.272.936	39,396,082	17070548197
Pasivo por impuesto diferido	(381.118.338)	-	-	(4.179.579)	(5,594,870)	(390,892,787)
	15.442.555.367	850.599.808	116.605.666	236.093.357	33,801,212	16.679.655.410

Saldos al 31/12/16:							
Concepto	Activo neto por Impuesto diferido					Pasivo neto Imp.dif.	Total Impuesto diferido
	UTE	ISUR S.A.	AREAFLIN S.A.	Fid.Fin. PAMPA	Subtotal	Fid.Fin. ARIAS	
Activo por impuesto diferido	13.214.740.408	807.049.620	44.714.342	69.878.432	14,136,382,802	5,798,577	14.142.181.379
Pasivo por impuesto diferido	(245.559.968)	-	-	-	(245,559,968)	(8,805,705)	(254.365.673)
	12.969.180.440	807.049.620	44.714.342	69.878.432	13,890,822,834	(3,007,128)	13.887.815.706

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

	Saldos al 31.12.16	Reconocido en resultados	Saldos al 31.12.17
Propiedad, planta y equipo (*1)	12.034.441.170	2.103.427.765	14.137.486.325
Previsión incobrables	116.548.190	105.766.751	222.314.941
Anticipos a proveedores	(22.364.804)	19.022.127	(3.342.677)
Anticipos de clientes	22.571.977	(2.667.460)	19.904.517
Previsiones	497.957.708	(72.097.499)	425.860.209
Bienes desafectados del uso	(1.294.000)	-	(1.294.000)
Provisión retiro incentivado	15.569.496	(15.254.630)	314.866
Previsión 200 kWh	93.240.386	5.240.101	98.480.486
Previsión por obsolescencia	169.965.325	1.662.974	171.628.298
Previsión desmantelamiento	-	7.603.535	7.603.535
Pérdidas fiscales (*2)	159.302.892	28.285.821	187.588.713
Inventarios	(103,377,730)	3.843.805	(99.533.925)
Ingresos diferidos aporte obras de clientes	880.051.040	592.570.527	1.472.621.567
Instrumentos financieros	-	(31.423.851)	(31.423.851)
Costos financieros por obtención de financiamiento	(6.193.172)	(1.741.495)	(7.934.667)
Descuentos a devengar	-	(4.364.291)	(4.364.291)
Arrendamientos financieros	31.397.230	52.348.136	83.745.365
Total	13.887.815.706	2.792.222.314	16.679.655.410
	Saldos al 31.12.15	Reconocido en resultados	Saldos al 31.12.16
Propiedad, planta y equipo (*1)	10.087.910.663	1.946.530.507	12.034.441.170
Previsión incobrables	107.980.094	8.568.096	116.548.190
Anticipos a proveedores	(71.437.379)	49.072.575	(22.364.804)
Anticipos de clientes	24.840.864	(2.268.887)	22.571.977
Previsiones	144.761.642	143.853.800	288.615.442
Bienes desafectados del uso	(1.294.000)	-	(1.294.000)
Provisión retiro incentivado	44.868.252	(29.298.756)	15.569.496
Previsión 200 kWh	105.579.156	(12.338.770)	93.240.386
Previsión por obsolescencia	168.142.092	1.823.233	169.965.325
Pérdidas fiscales (*2)	242.750.563	(83.447.671)	159.302.892
Inventarios	98.995.361	6.969.175	105.964.536
Ingresos diferidos aporte obras de clientes	679.607.713	200.443.327	880.051.040
Costos financieros por obtención de financiamiento	-	(6.193.172)	(6.193.172)
Arrendamientos financieros	-	31.397.230	31.397.230
Total	11.632.705.020	2.255.110.686	13.887.815.706

(*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 estos se ajustan por la variación del IPC, permitiendo una deducción incrementada por gasto de amortización en futuros ejercicios económicos, no ajustándose contablemente.

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

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

Año en que prescribirán	2017	2016
2020	750.354.850	637.211.566
Total	750.354.850	637.211.566
Tasa de Impuesto	25%	25%
Activo por Impuesto diferido asociado a pérdidas fiscales acumuladas	187.588.713	159.302.892

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

Concepto	2017	2016
IRAE	3.734.750.269	2.341.377.488
IRAE diferido	(2.792.222.314)	(2.255.110.686)
IRAE - Ajuste por liquidación con provisión del ejercicio anterior	2.275.967	77.876.416
Total pérdida	944.803.922	164.143.217

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

Concepto	2017	2016
Resultado del ejercicio	14.436.755.572	12.242.502.121
Impuesto a la renta neto del período	944.803.922	164.143.217
Resultado antes de IRAE	15.381.559.494	12.406.645.338
IRAE (25%)	3.845.389.873	3.101.661.335
Ajustes:		
Impuestos y sanciones	371.477.030	284.048.332
Aj. valuación inversiones en otras Empresas	(113.575.556)	61.101.795
Rentas no gravadas y gastos asociados a las mismas	80.518.836	23.868.323
Ajustes posteriores a provisión	378.967	(66.321.249)
Gastos pequeñas Empresas	5.780.420	5.495.001
Gastos no deducibles (costos financ. externos-retenc. IRNR)	(12.213.159)	27.528.065
Diferencia de valor gasoducto	(3.177.218)	(3.624.294)
Ajuste pérdida fiscal ejercicio anterior	(28.513.708)	-
Ajuste por inflación fiscal de propiedad, planta y equipo	(2.716.601.693)	(3.153.105.622)
Pérdidas fiscales no recuperables	-	-
Extorno pérdidas fiscales no recuperables	-	(63.472.897)
Previsión deudores incobrables (permanente)	(14.349)	(7.518.641)
Contribuciones a favor del personal y capacitación	(346.612)	(280.280)
Ajuste FOCEM	(12.528.248)	(6.704.447)
Donaciones e indemnizaciones	43.878.267	-
Ajuste canon ISUR ELETROBRAS	(448.892.369)	-
Intereses fictos, arrendamiento, publicidad	3.764.849	-
Aj. precios por índices arrend. Financieros	26.208.634	-
Aj. saldos iniciales instrumentos Financieros	115.847.308	-
Exoneración proyecto promovido	(139.302.356)	(47.867.719)
Previsión desmantelamiento	(7.603.535)	-
Otros	(65.671.458)	9.335.517
Impuesto a la renta pérdida	944.803.922	164.143.217

5.8 Inversiones en otras Entidades

Nombre	Lugar en el que opera	Participación en el patrimonio	Valor contable		Actividad principal
			2017	2016	
Central Puerto S.A.	Argentina	0,94%	701.158.852	599.151.349	Generador termoeléctrico
Gas Sayago S.A.	Uruguay	79,35% (*1)	115.833.663	346.246.236	Construcción, operación y mantenimiento de una planta de regasificación de gas natural licuado
ROUAR S.A.	Uruguay	50%	917.964.790	874.666.119	Gestión de plantas de generación de energía eléctrica
Fideicomiso de administración del Fondo de Estabilización Energética	Uruguay	UTE es la única beneficiaria del Fideicomiso	8.598.150.625	8.742.900.114	Administrar bienes para reducir el impacto negativo de los déficits hídricos sobre la situación financiera de UTE y las finanzas públicas.
			10.333.107.930	10.562.963.818	

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

En el presente ejercicio se generó una pérdida por las inversiones en las Entidades detalladas por un total de \$ 12.297.533 (ganancia de \$ 14.284.023 en 2016).

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

	2017	2016
Total de activos	4.620.662.145	5.350.577.512
Total de pasivos	4.474.681.582	4.914.217.141
Activos netos	145.980.563	436.360.371
Participación de UTE sobre los activos netos	115.833.663	346.246.236
	2017	2016
Resultado operativo	(168.449.876)	(264.019.086)
Resultado antes de Impuesto a la renta	(264.814.575)	(404.656.440)
Resultado del ejercicio	(290.379.809)	(513.160.521)
Participación de UTE en el resultado	(230.412.573)	(407.186.148)

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

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

	2017	2016
Total de activos	3.321.145.976	3.395.751.678
Total de pasivos	1.485.216.397	1.646.419.441
Activos netos	1.835.929.579	1.749.332.237
Participación de UTE sobre los activos netos	917.964.790	874.666.119
	2017	2016
Resultado operativo	168.255.239	92.616.717
Resultado antes de Impuesto a la renta	77.093.621	9.516.602
Resultado del ejercicio	118.226.433	50.544.183
Participación de UTE en el resultado	59.113.217	25.272.092

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

	2017	2016
Total de activos	8.598.306.772	8.750.464.528
Total de pasivos	156.147	7.564.414
Activos netos	8.598.150.625	8.742.900.114
Participación de UTE sobre los activos netos	8.598.150.625	8.742.900.114
	2017	2016
Resultado operativo	(1.351.790)	(1.227.122)
Resultado antes de Impuesto a la renta	56.994.304	20.243.345
Resultado del período	56.994.304	20.243.345
Participación de UTE en el resultado	56.994.304	20.243.345

5.9 Bienes en comodato

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

Concepto	Generación	Fundación Parque de Vacaciones	Otros	Total
Valor bruto al 31.12.16	349.256	155.552	2.404	507.212
Altas	-	2.004	-	2.004
Bajas	-	-	-	-
Valor bruto al 31.12.17	349.256	157.556	2.404	509.216
Amortización acumulada al 31.12.16	120.103	62.119	2.404	184.626
Amortizaciones	10.926	2.963	-	13.889
Bajas	-	-	-	-
Amortización acumulada al 31.12.17	131.030	65.082	2.404	198.516
Valores netos al 31.12.17	218.226	92.473	-	310.700
Concepto	Generación	Fundación Parque de Vacaciones	Otros	Total
Valor bruto al 31.12.15	349.256	154.832	2.404	506.492
Altas	-	720	-	720
Bajas	-	-	-	-
Valor bruto al 31.12.16	349.256	155.552	2.404	507.212
Amortización acumulada al 31.12.15	109.177	58.624	2.404	170.205
Amortizaciones	10.926	3.495	-	14.421
Bajas	-	-	-	-
Amortización acumulada al 31.12.16	120.103	62.119	2.404	184.626
Valores netos al 31.12.16	229.153	93.433	-	322.585

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 de Soriano, según Resolución de Directorio R06.-1329 y ampliaciones posteriores de la misma.

5.10 Instrumentos financieros

5.10.1 Inversiones en otros activos financieros

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

2017							
	Vencimiento	Moneda	Saldos en moneda de origen	Tasa promedio	Corriente	No corriente	Total equivalente en pesos
Activos financieros mantenidos hasta el vencimiento							
Certificados de depósitos transferibles	Enero 2018	\$	2.100.819.491	3,24%	2.100.819.491	-	2.100.819.491
Certificados de depósitos transferibles	Enero 2018	U\$S	150.106.624	0,50%	4.324.121.511	-	4.324.121.511
Swaps de tasa de interés (*)	-	U\$S	6.948.590	-	200.168.040	-	200.168.040
Activos financieros al valor razonable con cargo a resultados							
Cambio comprado a futuro (**)	Diciembre 2020	-	-	-	-	60.772.898	60.772.898
					6,625,109,043	60,772,898	6,685,881,941
2016							
	Vencimiento	Moneda	Saldos en moneda de origen	Tasa promedio	Corriente	No corriente	Total equivalente en pesos
Activos financieros mantenidos hasta el vencimiento							
Certificados de depósitos transferibles	Enero 2017	\$	600.145.787	3,00%	600.145.787	-	600.145.787
Depósito a plazo fijo	Enero 2017	U\$S	30.027.868	0,35%	881.017.657	-	881.017.657
Swaps de tasa de interés (*)	-	U\$S	4.766.076	-	139.836.670	-	139.836.670
					1.621.000.114	-	1.621.000.114

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

(**) Corresponde al valor razonable activo del contrato de compraventa de divisas a futuro con el BCU cuyo detalle se encuentra en la Nota 8.2.1..

5.10.2 Mediciones a valor razonable en el Estado de situación financiera

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

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

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

Instrumento financiero	Total equivalente en moneda nacional		Nivel
	2017	2016	
Acciones en Central Puerto S.A.	701.158.852	599.151.349	1
Swap de tasa de interés - Activo	200.168.040	139.836.670	2
Swap de tasa de interés - Pasivo	(13.819.677)	(17.125.836)	2
Cambio comprado a futuro - Activo L/P	60.772.898	-	2
Cambio comprado a futuro - Pasivo C/P	(111.228.025)	(595.173.079)	2

5.11 Acuerdos de concesión de servicios

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

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

Al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017, existen parques eólicos y solares fotovoltaicos que están en servicio y que han sido reconocidos como activos de concesión de servicios, ya que UTE en calidad de concedente controla los servicios que debe proporcionar el generador (operador) con el parque durante toda su vida útil, controlando a su vez, a quién debe proporcionarlos (a UTE) y a qué precio. Corresponde precisar que en los acuerdos realizados no se establece ningún derecho por parte de UTE a recibir alguna participación residual en el activo al final del plazo del acuerdo, aunque tal como se señaló anteriormente el plazo del acuerdo cubre la totalidad de la vida útil estimada de los parques.

5.11.1 Activos en concesión de servicios

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

Concepto	Parques generadores de fuente eólica	Parques generadores de fuente fotovoltaica	Total
Valor bruto al 31.12.16	37.263.039.959	4.250.096.030	41.513.135.989
Altas	5.055.849.086	7.747.909.433	12.803.758.519
Bajas	-	-	-
Valor bruto al 31.12.17	42.318.889.045	11.998.005.463	54.316.894.508
Amortización acumulada al 31.12.16	2.567.748.660	130.640.961	2.698.389.621
Amortizaciones	2.002.834.520	177.961.679	2.180.796.199
Bajas	-	-	-
Amortización acumulada al 31.12.17	4.570.583.180	308.602.640	4.879.185.820
Valores netos al 31.12.17	37.748.305.865	11.689.402.823	49.437.708.689
Concepto	Parques generadores de fuente eólica	Parques generadores de fuente fotovoltaica	Total
Valor bruto al 31.12.15	31.915.022.576	3.065.797.767	34.980.820.343
Altas	5.348.017.383	1.184.298.263	6.532.315.646
Bajas	-	-	-
Valor bruto al 31.12.16	37.263.039.959	4.250.096.030	41.513.135.989
Amortización acumulada al 31.12.15	887.498.994	-	887.498.994
Amortizaciones	1.680.249.666	130.640.961	1.810.890.627
Bajas	-	-	-
Amortización acumulada al 31.12.16	2.567.748.660	130.640.961	2.698.389.621
Valores netos al 31.12.16	34.695.291.299	4.119.455.070	38.814.746.368

5.11.2 Pasivo por concesión de servicios

En virtud de los acuerdos descriptos precedentemente, UTE no tiene una obligación incondicional de pagar efectivo u otro activo financiero al operador por la construcción de tales parques, por lo cual en aplicación de la NICSP 32, el Grupo al reconocer los activos señalados anteriormente también reconoce un pasivo, el cual se refleja en resultados durante la vida útil de los parques. En tal sentido, en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2017 se reconoció un ingreso por \$ 2.837.092.502 (\$ 1.810.890.627 en el ejercicio 2016). El pasivo por dicho concepto se detalla a continuación:

	2017	2016
Ingreso diferido por acuerdos de concesión C/P	2.570.346.943	2.030.267.315
Ingreso diferido por acuerdos de concesión L/P	46.867.361.746	36.784.479.053
Saldo final	49.437.708.689	38.814.746.368

5.12 Deudas comerciales

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

A continuación se presenta el detalle de las deudas comerciales:

	Corriente		No Corriente	
	2017	2016	2017	2016
Proveedores por compra de energía	375.947.692	334.683.408	-	-
Acreedores comerciales	3.515.052.298	6.687.235.857	-	-
Adelantos derecho uso Estación Conversora	475.750.092	505.885.512	-	-
Depósitos recibidos en garantía	333.429.345	340.509.321	-	-
Provisión por compra de energía	769.773.061	654.401.208	-	-
Otras provisiones comerciales	900.548.497	784.376.734	-	-
Anticipos de clientes	228.380.185	245.709.177	-	-
Retenciones a terceros	184.898.005	199.715.911	-	-
Deuda documentada acreedores	1.742.160.200	834.467.502	1.723.090.635	1.704.696.887
	8.525.939.375	10.586.984.629	1.723.090.635	1.704.696.887

5.13 Deudas financieras

	Corriente		No corriente	
	2017	2016	2017	2016
Endeudamiento con el exterior				
Finan. de inversiones-Organismos multilaterales (i)	1.676.094.103	377.273.094	20.162.900.661	13.202.077.261
Finan. de inversiones-Inst. financieras varias (ii)	1.043.345.613	1.146.901.467	10.112.661.707	7.950.760.433
Comisión de compromiso	3.720.785	5.340.894	-	-
Intereses a pagar	987.365.530	750.302.258	5.393.321.132	4.677.618.216
Intereses a vencer	[811.261.337]	[602.096.947]	[5.393.321.132]	[4.677.618.216]
Costos financieros a devengar (*)	[98.333.662]	[96.356.345]	[595.590.664]	[697.943.251]
Total del endeudamiento con el exterior	2.800.931.033	1.581.364.421	29.679.971.704	20.454.894.443
Endeudamiento local				
Financiamiento de inversiones (iii)	106.498.591	3.034.218.675	851.988.727	901.968.072
Obligaciones negociables en UI (iv)	392.740.477	369.443.788	10.013.071.412	9.792.211.032
Obligaciones negociables en U\$S (iv)	851.230.908	1.528.042	-	867.891.653
Obligaciones negociables en UR (iv)	2.859.861	2.533.914	3.279.498.367	2.989.272.336
Intereses a pagar	604.562.893	628.450.858	6.554.450.178	6.718.322.724
Intereses a vencer	[478.046.776]	[471.097.087]	[6.554.450.178]	6.718.322.488
Total del endeudamiento local	1.479.845.955	3.565.078.191	14.144.558.506	14.551.343.329
Arrendamientos financieros				
Deuda	838.833.970	363.707.696	12.636.702.985	4.910.053.896
Intereses a vencer	[597.323.349]	[261.202.690]	[6.556.105.696]	[2.068.779.488]
	241.510.621	102.505.006	6.080.597.290	2.841.274.142
Instrumentos financieros derivados (Nota 8.2)	125.047.702	612.298.914	-	-
Total de las deudas financieras	4.647.335.311	5.861.246.532	49.905.127.500	37.847.511.914

(*) Los costos financieros a devengar corresponden a costos incurridos para la obtención de financiamiento de corto y largo plazo por parte de AREAFIN S.A. y los Fideicomisos Financieros PAMPA y ARIAS, los cuales se devengarán como

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

5.13.1 Resumen de las condiciones de los préstamos

- (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 25 años de plazo. Los saldos adeudados al 31/12/2017 corresponden a un total equivalente a U\$S 184.792.686 pactados a tasa de interés fija y U\$S 573.321.479 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 15/03/2025).

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 la fecha del contrato de préstamo 2894 OC/UR de dólares estadounidenses a pesos uruguayos. Las condiciones de la conversión son las siguientes:

- Monto de la conversión: U\$S 47.370.190.
- Monto convertido: \$ 1.404.526.129 (tipo de cambio 29,65).
- Plazo: 10 años (vencimiento 15/03/2026).

En noviembre de 2017 el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) aprobó la tercera solicitud realizada por UTE, de convertir el total del saldo adeudado a la 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 26.102.675.
- Monto convertido: \$ 764.808.393 (tipo de cambio 29,30).
- Plazo: 10 años (vencimiento 15/09/2027).

- (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 31/12/2017 arbitrados a dólares estadounidenses, corresponden a U\$S 349.767.278 pactado a tasa de interés fija y U\$S 37.500.000 a tasa de interés variable en función de LIBOR más un spread fijo.

- (iii) Se trata de endeudamiento local contratado para financiamiento de inversiones a mediano y largo plazo. El saldo de la deuda al 31/12/2017, que devenga intereses a tasa fija, asciende a un total equivalente a U\$S 33.272.723.

- (iv) Se incluye la deuda generada por la emisión de Obligaciones negociables, de acuerdo al siguiente detalle:

- Obligaciones negociables series I y III en unidades indexadas (emitidas en diciembre de 2009 y 2010, respectivamente). Dicha deuda fue contraída a largo plazo, genera intereses pagaderos semestralmente a tasa de interés fija (serie I 5,25%, serie III 3,375%) y se amortiza semestralmente conjuntamente con el pago de intereses, comenzando luego del período de gracia de dos años estipulado para dicho concepto.
- Obligaciones negociables en unidades indexadas emitidas en diciembre de 2012 por UI 763.160.000. Dicha deuda fue contraída a largo plazo, genera intereses pagaderos semestralmente a tasa de interés fija (3,375%) y se amortizará en los últimos 3 años de vencimiento (2040, 2041 y 2042).
- Obligaciones negociables en dólares estadounidenses emitidas en agosto de 2013 por U\$S 30.000.000. Es una deuda contraída a largo plazo, genera intereses pagaderos semestralmente a tasa de interés del 2,75% desde la fecha de emisión hasta el final del primer año, 3,50% por el segundo año, 4,25% por el tercer año, 5% por el cuarto año y de 5,75% por el quinto año, hasta la fecha de su vencimiento y se amortizará la totalidad vigente al vencimiento (modalidad "bullet") el 01 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 31/12/2017 por la totalidad de obligaciones negociables emitidas es de UI 2.791.632.974, U\$S 29.549.447 y UR 3.214.721 de acuerdo al siguiente detalle:

Emisión	Moneda	Monto	Tasa	Próx. vto. amortización	Obs.
I	UI	148.471.000	5,25%	30/06/2018	-
I	UI	90.106.250	3,38%	30/03/2018	-
Dic. 2012	UI	787.998.231	3,18%	26/12/2040	(1)
Agosto 2013	U\$S	29.549.447	4,02%	01/08/2018	(1)
Dic. 2013	UI	929.747.797	4,50%	02/12/2026	(1)
Agosto 2014	UR	3.214.721	2,77%	06/08/2024	(1)
Feb.2015	UI	835.687.523	4,65%	25/02/2033	(1)

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

5.13.2 Líneas de crédito aprobadas pendientes de utilización

Al 31/12/2017 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 26/12/2012 con la Corporación Andina de Fomento (CAF) por U\$S 180.000.000, cuyo saldo pendiente al 31/12/2017 es por U\$S 77.326.688, el segundo firmado el 07/02/2013 con el BID por U\$S 200.000.000, cuyo saldo pendiente al 31/12/2017 es de U\$S 61.068.295, y el último, firmado el 14/03/2013 con el Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) por U\$S 70.000.000, cuyo saldo pendiente al 31/12/2017 es de U\$S 11.287.331.

Con fecha 9/12/2013 se firmó un contrato de préstamo con la 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 31/12/2017 no queda saldo pendiente de utilización.

Con fecha 15/12/2015, el Fideicomiso Financiero ARIAS firmó un contrato para la obtención de una línea de crédito con el BID por hasta U\$S 124.038.670, para la financiación del proyecto de instalación de un parque eólico. Dicho contrato se dividirá en tres tramos y la tasa de interés aplicable será fija o variable más un spread dependiendo de cada tramo. Dicha línea incluye una comisión por compromiso del 0,75% anual sobre el monto sin desembolsar. Al 31/12/2017 no queda saldo pendiente de utilización.

5.14 Deudas diversas

A continuación se presenta el detalle de las deudas diversas:

	Corriente		No corriente	
	2017	2016	2017	2016
Deudas con el personal	772.882.338	703.760.966	-	-
Prov. aguinaldo, licencia, hs. extras, etc.	1.270.869.878	1.144.255.335	45.341	127.273
Prov. incentivo productividad	687.761.091	627.944.208	-	-
Provisión por retiros incentivados	1.214.112	59.605.260	-	2.545.452
Ingreso diferido por subvenciones (*)	50.112.992	50.112.992	1.875.061.111	1.925.174.102
Ingreso diferido por aportes de generadores (**)	127.022.754	68.652.873	4.882.841.578	2.825.151.742
Acreedores fiscales	191.545.369	183.721.166	-	-
IVA a pagar	16.154.113	-	-	-
Tasa alumbrado público Intendencias	252.836.908	141.832.714	-	-
Deudas varias	113.532.187	119.078.927	-	-
Deuda por versión de resultados (Nota 5.17)	-	4.467.400.000	-	-
Provisión Impuesto a la Renta	1.400.212.784	953.831.580	-	-
Provisiones varias	56.287.494	80.657.701	-	-
	4.940.432.021	8.600.853.721	6.757.948.029	4.752.998.569

(*) 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. Según se establece en la cláusula segunda del convenio de financiamiento, los recursos del FOCEM, asignados al proyecto, tendrán carácter de contribuciones no reembolsables, siempre que se cumplan las condiciones estipuladas en dicho convenio. Dando cumplimiento a tales exigencias, UTE ha efectuado rendiciones de cuentas que fueron aprobadas por parte del FOCEM, reconociéndose en aplicación de la NIC 20 - Contabilizaciones de las Subvenciones del Gobierno e Información a Revelar sobre Ayudas Gubernamentales, un ingreso diferido por subvenciones por un total de U\$S 69.584.465, equivalente a \$ 2.004.519.673.

(**) 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 \$ 5.890.486.264. Durante el presente ejercicio los generadores transfirieron a propiedad de UTE activos por un total de \$ 1.793.657.155, reconociéndose a su vez, un aumento de activos transferidos anteriormente por \$ 688.378.396.

5.15 Previsiones por juicios

Derivadas del desempeño de la actividad, se presentan situaciones en las que el Grupo debe afrontar acciones judiciales, que resultan en derechos y obligaciones a cobrarse o pagarse en distintas condiciones.

De las diversas acciones planteadas al cierre del ejercicio cabe mencionar:

5.15.1 Procesos en trámite que pueden concluir en egresos para el Grupo

Existen 155 juicios en curso por un monto pretendido total de U\$S 837.544.378 equivalente a \$ 24.127.140.900 al 31/12/2017. 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, reparación patrimonial y aquellos en los que se dilucidan reclamaciones de índole laboral.

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

Los saldos de la previsión son los siguientes:

	Corriente		No corriente	
	2017	2016	2017	2016
Previsión por juicios	894.839.670	904.009.484	790.498.875	1.082.271.341

Conciliación entre saldo inicial y final:

	2017	2016
Saldo Inicial	1.986.280.825	1.414.068.805
Dotaciones e incrementos	154.706.789	680.552.238
Importes objeto de reversión	(436.774.114)	(76.880.936)
Importes utilizados contra la previsión	(18.874.955)	(31.459.282)
Saldo final	1.685.338.545	1.986.280.825

5.15.2 - Procesos en trámite que pueden concluir en ingresos para el Grupo

Al cierre del ejercicio están pendientes 17.850 acciones promovidas por el Grupo por un monto reclamado total, actualizado al 31/12/2017, de U\$S 56.438.561 equivalente a \$ 1.625.825.617, dentro de los cuales se incluyen fundamentalmente los conceptos de juicios ejecutivos e irregularidades tarifarias.

5.16 Beneficios post – empleo a los funcionarios

5.16.1 Provisión por retiros incentivados

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

- 60 años de edad cumplidos al 31/12/2012.
- 30 años de servicio efectivo al momento de aceptación de la renuncia por parte del Directorio.
- Configurar causal jubilatoria al 31/12/2012.

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

- Con 60 años de edad al 31/12/2012 → 48 cuotas
- Con 61 años de edad al 31/12/2012 → 36 cuotas
- Con 62 años de edad al 31/12/2012 → 24 cuotas
- Con 63 y hasta 66 años de edad al 31/12/2012 → 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 31/12/2013. 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 31/01/2013. 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 04/10/2013, 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 1 funcionario.

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	
	2017	2016	2017	2016
Provisión por retiros incentivados	1.214.112	59.605.260	-	2.545.452

El cargo neto del ejercicio correspondiente a los planes de retiro, fue un incremento de gastos de \$ 965.201 (\$ 14.394.384 en 2016).

5.16.2 Previsión por prestación de 200 kWh post-empleo

Corresponde a un beneficio aprobado por el Directorio de UTE mediante las resoluciones R97.-2849 del 17 de diciembre de 1997 y R99.-2085 del 26 de agosto de 1999, las cuales otorgaron a los ex funcionarios (jubilados) que tengan una antigüedad no inferior a 15 años de servicio en el Ente 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	
	2017	2016	2017	2016
Previsión 200 kWh	23.602.633	25.101.315	370.319.315	347.860.231

El cargo al resultado del ejercicio correspondiente a la prestación de consumo de energía eléctrica corresponde a un incremento de gastos de \$ 64.301.676 (reducción de gastos de \$ 9.693.575 en 2016), el cual se incluye dentro del capítulo Gastos de personal.

5.17 Patrimonio neto

5.17.1 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 2017 se contabilizó el aporte realizado por la OPP para la ejecución de obras de electrificación rural, el cual asciende a \$ 93.619.467 (\$ 81.250.652 en 2016). Al cierre del ejercicio dicho aporte aún no fue formalmente autorizado por parte del Directorio del UTE, por lo cual se refleja como un aporte pendiente de capitalización.

5.17.2 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 31/12/2011) para la constitución del referido fondo.

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

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

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

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

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

5.17.3 Reserva por conversión

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

5.17.4 Prima (descuento) de emisión

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

5.17.5 Otras reservas

Se incluyen reservas fiscales constituidas en aplicación del art. N°447 de la Ley N° 15.903.

5.17.6 Versión de resultados

Durante el presente ejercicio fue vertida a Rentas Generales la suma de \$ 10.898.512.920 (\$ 6.785.864.320 en 2016), de los cuales, \$ 2.379.232.920 corresponden a la versión a cuenta del resultado del ejercicio 2017 y \$ 4.051.880.000 (U\$S 140.000.000) al ajuste a la versión 2017, lo que determina una disminución de los resultados acumulados en \$ 6.431.112.920 (\$ 11.253.264.320 en 2016). La diferencia, \$ 4.467.400.000, corresponde a la cancelación de la deuda asumida al cierre del ejercicio anterior (Nota 5.14) por concepto de ajuste de la versión de resultados del ejercicio 2016.

NOTA 6 INFORMACIÓN REFERENTE A PARTIDAS DEL ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL

6.1 Detalle de ingresos por su naturaleza

Ingresos operativos netos	2017	2016
Venta de energía eléctrica local:		
Residencial	20.222.840.881	19.994.877.487
Consumo básico residencial	2.217.688.368	1.682.569.540
Bonificación consumo básico residencial	(1.190.698.931)	(873.624.730)
Medianos consumidores	8.457.041.372	7.912.356.523
Grandes consumidores	7.548.536.323	7.190.537.072
General	4.701.561.239	4.490.966.013
Cargos fijos	3.759.971.961	3.383.511.228
Alumbrado público	1.476.046.589	1.385.698.866
Zafra	292.037.193	305.391.924
Otras tarifas	290.644.474	208.186.694
Venta de energía eléctrica al exterior	3.844.169.832	1.942.256.022
Bonificaciones	(1.044.476.759)	(767.384.983)
Total	50.575.362.542	46.855.341.658
Otros ingresos de explotación	2017	2016
Derechos de carga	383.600.611	347.636.101
Ingresos por peajes	154.347.212	152.008.312
Tasas	90.853.422	81.547.656
Otros ingresos	57.614.656	29.831.099
Ingresos por consultorías	48.404.284	51.871.661
Ingresos por derechos de uso estación convertora	20.827.550	21.571.355
Bonificaciones derechos de conexión y tasas	(68.364.557)	(51.904.271)
Total	687.283.177	632.561.913
Ingresos varios	2017	2016
Ingreso por bienes en concesión de servicios (Nota 5.11.2)	2.180.796.199	1.810.890.627
Aportes de clientes y generadores para obras	641.907.397	301.991.366
Ventas varias y de otros servicios	582.267.842	417.648.642
Multas y sanciones	288.245.362	104.705.911
Ingresos por bienes producidos y reparados	241.849.422	245.140.953
Ingresos por subvenciones	64.299.541	29.922.408
Indemnización siniestro maquinaria	52.331.698	526.812
Ingresos por eficiencia energética	37.175.970	5.281.565
Ingresos varios	36.229.666	64.337.201
Resultado por activos biológicos	21.791.072	14.393.784
Indemnización accidentes de trabajo	8.213.322	28.801.673
Ganancia por inversiones (Nota 5.8)	-	14.284.023
Total	4.155.107.491	3.037.924.966

6.2 Detalle de gastos por su naturaleza

Costos de explotación	2017	2016
Compra de energía eléctrica	10.465.083.598	8.587.190.911
Amortizaciones	6.333.370.542	5.208.586.053
Personal	4.856.607.397	4.353.466.959
Suministros y servicios externos	1.850.184.524	1.918.666.040
Materiales energéticos y lubricantes	856.299.141	2.440.207.054
Transporte	288.935.813	261.742.838
Materiales	199.493.611	441.524.824
Tributos	29.202.528	26.524.773
Trabajos para obras en curso (*)	(892.423.583)	(798.410.164)
Total	23.986.753.571	22.439.499.288
Gastos de administración y ventas	2017	2016
Personal	4.889.937.666	4.395.496.484
Suministros y servicios externos	1.879.047.211	1.656.337.229
Impuesto al patrimonio	1.058.388.371	1.134.297.500
Pérdida por deudores incobrables (Nota 5.2)	628.288.466	203.394.982
Amortizaciones	592.048.452	577.932.761
Tributos	367.572.178	310.699.519
Transporte	232.469.610	222.789.882
Materiales	143.807.407	139.246.922
Trabajos para obras en curso (*)	(53.078.451)	(43.502.362)
Total	9.738.480.911	8.596.692.918

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

Gastos varios	2017	2016
Amortización Parques eólicos en concesión (Nota 5.11.1)	2.180.796.199	1.810.890.627
Subsidios y transferencias	281.216.892	244.579.063
Pérdida por deterioro de propiedad, planta y equipo	249.381.544	508.218.753
Costo de venta de equipos y otros bienes	203.015.050	18.847.504
Indemnizaciones	117.397.671	884.599.564
Aportes a asociaciones y fundaciones	76.368.784	83.649.629
Varios	35.298.069	92.325.225
Pérdida por inversiones (Nota 5.8)	12.297.533	-
Gastos Servicios Auxiliares:		
Personal	411.747.739	389.511.508
Suministros y servicios externos	180.558.074	171.916.765
Materiales	129.838.452	141.801.905
Amortizaciones	40.323.422	41.086.248
Varios	23.810.684	19.187.924
Transporte	6.226.993	5.057.887
Tributos	3.060.218	4.471.795
Total	3.951.337.325	4.416.144.400

6.3 Resultados financieros

	2017	2016
Multas y recargos a clientes (Nota 5.2)	1.168.770.739	1.074.783.027
Ingresos por intereses	217.354.254	91.743.721
Otros cargos financieros netos	884.969	(4.907.350)
Resultado financiero por inversiones	-	(20.637)
Multas y recargos (BPS - DGI - Intendencias)	(7.274.460)	(4.757.311)
Descuento por pronto pago concedidos	(79.984.328)	(79.163.761)
Gastos de préstamos y otros financiamientos (*4)	(93.372.444)	(111.779.254)
Resultado por instrumentos financieros derivados (*3)	(298.932.124)	(1.521.642.825)
Diferencia de cambio y cotización (*2)	(1.455.319.124)	(1.130.643.162)
Egresos por intereses (*1)	(1.811.749.392)	(980.459.041)
Total	(2.359.621.909)	(2.666.846.593)

(*1) En el ejercicio 2017 los egresos por intereses ascendieron a un total equivalente a \$ 2.578.939.318 (\$ 1.763.002.602 en 2016), de los cuales \$ 767.189.926 (\$ 782.543.561 en 2016) se capitalizaron como parte del costo de obras en curso (Nota 5.5.2).

En los egresos por intereses se incluyen los generados por los arrendamientos financieros, por un total de \$ 528.816.867 (\$ 154.325.146 en 2016), correspondiendo \$ 269.627.399 al contrato con ELETROBRAS (\$ 154.325.146 en 2016) y \$ 259.189.468 al Parque Eólico Palomas (Nota 15).

(*2) En el presente ejercicio no se realizó capitalización de diferencia de cambio y cotización como parte del costo de obras en curso. En 2016 la pérdida por este concepto fue de \$ 1.210.780.593, de los cuales \$ 80.137.431 se capitalizaron (Nota 5.5.2).

En la diferencia de cambio y cotización del presente ejercicio se incluye el cargo generado por las cuotas contingentes de arrendamientos financieros, por un total de \$ 104.834.536 (Nota 15).

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

(*4) En el ejercicio 2017 los gastos de préstamos totalizaron un equivalente a \$ 110.330.030, de los cuales \$ 16.957.586 fueron capitalizados como parte del costo de obras en curso (Nota 5.5.2).

NOTA 7 POSICIÓN EN MONEDAS DISTINTAS A MONEDA FUNCIONAL

Los activos y pasivos en monedas distintas a la moneda funcional al 31 de diciembre de 2017 y 31 de diciembre de 2016, expresados en moneda de origen y la posición total expresada en pesos uruguayos, se exponen a continuación:

Posición al 31/12/17

	Posición en miles de U\$S	Posición en miles de €	Posición en miles de R\$	Posición en miles de UI	Posición en miles de UR	Otras monedas expr. en miles de U\$S	Posición total expr. en miles de \$
ACTIVO							
Activo corriente							
Disponibilidades	139.524	17.859	-	-	-	3.115	4.727.073
Activos financieros	157.055	-	-	-	-	-	4.524.290
Créditos por Ventas	66.850	-	-	(2.916)	-	-	1.914.868
Otros Créditos	96.892	1	-	-	-	6.380	2.974.986
Total activo corriente	460.321	17.860	-	(2.916)	-	9.496	14.141.216
Activo no corriente							
Créditos por Ventas	-	-	-	19.321	-	-	72.020
Otros Créditos	46.214	1.146	17.614	-	-	13.417	1.910.626
Inversiones	2.110	-	-	-	-	-	60.773
Total activo no corriente	48.324	1.146	17.614	19.321	-	13.417	2.043.419
TOTAL ACTIVO	508.645	19.005	17.614	16.405	-	22.912	16.184.635

	Posición en miles de U\$S	Posición en miles de €	Posición en miles de R\$	Posición en miles de UI	Posición en miles de UR	Otras monedas expr. en miles de U\$S	Posición total expr. en miles de \$
PASIVO							
Pasivo corriente							
Deudas							
- Comerciales	160.847	32.827	311	-	-	6	5.772.445
- Financieras	156.197	1.716	42.273	259.132	92	-	5.986.168
- Diversas	7.335	45	-	-	-	883	238.300
Intereses a vencer	(47.527)	(1.341)	(24.439)	(106.331)	(53)	-	(2.078.639)
Total pasivo corriente	276.851	33.247	18.145	152.800	39	890	9.918.275
Pasivo no corriente							
Deudas							
- Comerciales	47.179	10.518	-	-	-	-	1.723.091
- Financieras	900.654	69.551	531.940	4.503.142	3.833	-	53.677.384
Intereses a vencer	(353.727)	(7.642)	(216.013)	(1.588.303)	(621)	-	(18.887.397)
Total pasivo no corriente	594.106	72.427	315.927	2.914.838	3.212	-	36.513.078
Total pasivo	870.958	105.674	334.072	3.067.639	3.251	890	46.431.353
POSICIÓN NETA PASIVA (ACTIVA)	362.313	86.668	316.458	3.051.234	3.251	(22.023)	30.246.718

Posición al 31/12/16

	Posición en miles de U\$S	Posición en miles de €	Posición en miles de R\$	Posición en miles de UI	Posición en miles de UR	Otras monedas expr. en miles de U\$S	Posición total expr. en miles de \$
ACTIVO							
Activo corriente							
Disponibilidades	324.883	1.575	-	-	-	674	9.600.471
Activos financieros	34.794	-	-	-	-	-	1.020.854
Créditos por Ventas	16.119	-	-	(2.916)	-	-	462.702
Otros Créditos	62.103	-	-	-	-	16.070	2.293.623
Total activo corriente	437.899	1.575	-	(2.916)	-	16.744	13.377.650
Activo no corriente							
Créditos por Ventas	-	-	-	19.321	-	-	67.773
Otros Créditos	4.132	709	16.814	-	-	3.906	409.272
Inversiones	-	-	-	-	-	-	-
Total activo no corriente	4.132	709	16.814	19.321	-	3.906	477.045
TOTAL ACTIVO	442.031	2.284	16.814	16.405	-	20.650	13.854.695
PASIVO							
Pasivo corriente							
Deudas							
- Comerciales	156.501	24.137	3.660	569	-	2.176	5.436.107
- Financieras	91.553	1.720	40.353	265.080	92	-	4.118.082
- Diversas	3.075	137	-	-	-	362	105.094
Intereses a vencer	(31.996)	(1.348)	(28.980)	(111.930)	(53)	-	(1.683.630)
Total pasivo corriente	219.132	24.647	15.032	153.719	39	2.538	7.975.652
Pasivo no corriente							
Deudas							
- Comerciales	41.272	15.986	-	-	-	-	1.704.697
- Financieras	586.863	71.263	544.767	4.762.193	3.925	-	44.683.510
- Diversas	-	-	-	-	-	102	3.007
Intereses a vencer	(193.354)	(8.994)	(229.529)	(1.713.421)	(710)	-	(14.689.844)
Total pasivo no corriente	434.782	78.255	315.237	3.048.772	3.215	102	31.701.369
TOTAL PASIVO	653.914	102.902	330.269	3.202.491	3.253	2.641	39.677.021
POSICIÓN NETA PASIVA (ACTIVA)	211.883	100.618	313.456	3.186.086	3.253	(18.009)	25.822.326

NOTA 8 POLÍTICAS DE GESTIÓN DEL RIESGO

De acuerdo con lo requerido por la NIIF 7, a continuación se detallan los principales tipos de riesgos a los que se encuentran expuestos los instrumentos financieros del Grupo y las políticas de gestión de los mismos.

8.1 Gestión de la estructura de financiamiento

El Grupo gestiona su estructura de financiamiento con el propósito de continuar como una Empresa en marcha, optimizando el equilibrio entre deuda y patrimonio, asegurando el retorno requerido a sus partes interesadas.

La estructura de financiamiento se conforma por préstamos bancarios revelados en la Nota 5.13, capital aportado por el Estado, reservas y resultados acumulados sin distribuir, revelados en el Estado de evolución del patrimonio.

La Dirección del Grupo monitorea periódicamente la estructura de financiamiento. Como parte de su revisión, considera el costo del financiamiento y los riesgos asociados con cada tipo de financiamiento.

La proporción de deuda neta de efectivo y equivalentes sobre patrimonio al fin de cada ejercicio se expone a continuación:

	2017	2016
Deuda (i)	54.552.462.812	43.708.758.445
Efectivo y equivalentes	(15.460.758.954)	(13.419.946.832)
Deuda neta	39.091.703.858	30.288.811.614
Patrimonio (ii)	131.810.573.573	123.991.391.653
Deuda neta sobre patrimonio	29,7%	24,4%

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

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

8.2 Riesgo de mercado

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

8.2.1 Riesgo de tipo de cambio y cotización

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

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

El Grupo se encuentra principalmente expuesto a variaciones en la cotización del dólar estadounidense y euro. La siguiente tabla muestra la sensibilidad de la posición en dólares estadounidenses y euros (arbitrados a dólares) en caso de: escenario 1 devaluación del 8,65% (2016: 12,13%) o escenario 2 devaluación del 5,53% (2016: 2,25%) 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	
	2017	2016
Escenario 1: Pérdida	1.162.813.863	1.131.399.970
Escenario 2: Pérdida	743.025.465	209.753.927

Análisis de sensibilidad ante cambios en el valor de la unidad indexada y unidad reajutable

El Grupo se encuentra expuesto a variaciones en el valor de la unidad indexada (UI) y unidad reajutable (UR). La UI se reajusta de acuerdo a la inflación, medida por el Índice de Precios al Consumo, mientras que la UR se reajusta en función del Índice Medio de Salarios. La siguiente tabla muestra la sensibilidad de la posición en las unidades mencionadas en caso de: escenario 1 inflación del 7,5% (2016: 9%) o escenario 2 inflación del 6,8% (2016: 8%). Las tasas de sensibilidad consideradas, corresponden al resultado de las encuestas que realiza el Banco Central del Uruguay a analistas económicos y son tomadas por la Dirección del Grupo como una base razonable para el análisis de los riesgos financieros derivados de cambios en el valor de la UI y UR. En particular, las tasas consideradas corresponden a la inflación mínima y máxima esperada respectivamente.

	Impacto valor de la UI y UR	
	2017	2016
Escenario 1: Pérdida	1.101.930.391	1.278.087.855
Escenario 2: Pérdida	999.083.555	1.136.078.093

Contrato de compraventa de divisas a futuro

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

Al 31 de diciembre de 2017, el contrato ha finalizado, generando una pérdida en el ejercicio de US\$ 9.929.659 (equivalentes a \$ 281.148.193).

El 11 de diciembre de 2017, se firmó un contrato de compraventa de divisas a futuro con el Banco Central del Uruguay, por el cual el BCU se comprometió a vender dólares americanos a UTE en las fechas de cierre pactadas, a cambio del pago por parte de UTE del importe en pesos uruguayos equivalente a la contraprestación de los dólares americanos recibidos por el tipo de cambio convenido.

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

Fecha de vencimiento	T/C a plazo	Montos a pagar	
		BCU (U\$S)	UTE (\$)
24/01/2018	29,277	35.000.000	1.024.698.500
23/02/2018	29,441	35.000.000	1.030.429.400
23/03/2018	29,609	35.000.000	1.036.298.200
24/04/2018	29,781	35.000.000	1.042.324.500
24/05/2018	29,947	35.000.000	1.048.129.600
26/06/2018	30,126	35.000.000	1.054.423.300
24/07/2018	30,285	35.000.000	1.059.960.300
24/08/2018	30,454	35.000.000	1.065.907.150
25/09/2018	30,631	35.000.000	1.072.068.200
25/10/2018	30,801	35.000.000	1.078.046.200
23/11/2018	30,961	35.000.000	1.083.639.550
20/12/2018	31,102	35.000.000	1.088.576.300
24/01/2019	31,273	35.000.000	1.094.548.000
22/02/2019	31,411	35.000.000	1.099.367.500
21/03/2019	31,551	35.000.000	1.104.269.950
24/04/2019	31,707	35.000.000	1.109.738.000
23/05/2019	31,841	35.000.000	1.114.437.800
25/06/2019	31,986	35.000.000	1.119.514.900
25/07/2019	32,119	35.000.000	1.124.164.300
23/08/2019	32,240	35.000.000	1.128.404.900
26/09/2019	32,380	35.000.000	1.133.288.450
24/10/2019	32,495	35.000.000	1.137.322.200
26/11/2019	32,623	35.000.000	1.141.820.050
20/12/2019	32,733	35.000.000	1.145.645.900
23/01/2020	32,885	35.000.000	1.150.962.050
21/02/2020	33,012	35.000.000	1.155.427.700
24/03/2020	33,161	35.000.000	1.160.640.950
24/04/2020	33,295	35.000.000	1.165.329.550
26/05/2020	33,437	35.000.000	1.170.278.900
26/06/2020	33,568	35.000.000	1.174.867.400
24/07/2020	33,689	35.000.000	1.179.104.150
21/08/2020	33,804	35.000.000	1.183.148.050
24/09/2020	33,944	35.000.000	1.188.037.550
23/10/2020	34,065	35.000.000	1.192.281.300
24/11/2020	34,193	35.000.000	1.196.764.800
23/12/2020	34,320	35.000.000	1.201.194.750

Al 31 de diciembre de 2017 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó en el corto plazo un pasivo de U\$S 3.861.146 (equivalentes a \$ 111.228.025) y en el largo plazo un activo de U\$S 2.109.657 (equivalentes a \$ 60.772.898), generando una pérdida en el ejercicio de U\$S 1.751.488 (equivalentes a \$ 50.455.127).

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 31/12/2017. Se considera como escenario, que la tasa de interés se incremente en 100 Puntos Básicos o disminuya en 25 Puntos Básicos.

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	-	40.276.855
Escenario reducción de tasas	10.069.206	-

Swaps de tasas de interés

El 27 de octubre de 2011, se contrató un instrumento financiero derivado con Santander New York, con el objetivo de cubrirse del riesgo de tipo de interés originado por el préstamo de la CAF de U\$S 150.000.000 de diciembre 2008. Dicho instrumento es para cubrir un monto de hasta U\$S 100.000.000.

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

El 14 de agosto de 2015, se contrató un instrumento financiero derivado con Bank of 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 17 de agosto de 2017, se contrató un instrumento financiero derivado con HSBC New York, 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 79.625.593.

El 18 de agosto de 2017, 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 47.915.118.

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

El 16 de marzo de 2017, se contrató un instrumento derivado con el Banco Bilbao Vizcaya Argentina S.A. España (BBVA), con el objeto de cubrirse del riesgo de interés.

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

Los detalles de las transacciones son los siguientes:

Swap Santander Madrid

- Notional amount (monto imponible)

Fecha de inicio	Fecha de vencimiento	Notional amount (U\$S)
22/06/2015	22/12/2015	77.272.727
22/12/2015	22/06/2016	72.727.273
22/06/2016	22/12/2016	68.181.818
22/12/2016	22/06/2017	63.636.364
22/06/2017	22/12/2017	59.090.909
22/12/2017	22/06/2018	54.545.455
22/06/2018	22/12/2018	50.000.000
22/12/2018	22/06/2019	45.454.545
22/06/2019	22/12/2019	40.909.091
22/12/2019	22/06/2020	36.363.636
22/06/2020	22/12/2020	31.818.182
22/12/2020	22/06/2021	27.272.727
22/06/2021	22/12/2021	22.727.273
22/12/2021	22/06/2022	18.181.818
22/06/2022	22/12/2022	13.636.364
22/12/2022	22/06/2023	9.090.909
22/06/2023	22/12/2023	4.545.445

- Tasa de interés
 - a) Santander S.A.: U\$S-LIBOR-BBA a 6 meses vigente al primer día de cada período de cálculo de intereses.
 - b) El Grupo paga una tasa fija.

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

Al 31 de diciembre de 2017 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un activo de U\$S 155.607 (equivalentes a \$ 4.482.580). Al 31/12/2016 el pasivo ascendía a U\$S 274.466 (equivalentes a \$ 8.052.822).

Swap Bank of America (N°1)

- Notional amount (monto imponible)

Fecha de inicio	Fecha de vencimiento	Notional amount (U\$S)
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.: U\$S-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 2017 el valor de mercado de este instrumento arrojó un activo de U\$S 2.034.368 (equivalentes a \$ 58.604.038). Al 31/12/2016 el activo ascendía a U\$S 2.089.795 (equivalentes a \$ 61.314.585).

Swap Bank of America (N°2)

- Notional amount (monto imponible)

Fecha de inicio	Fecha de vencimiento	Notional amount (U\$S)
18/08/2017	29/12/2017	47.915.118
30/12/2017	29/06/2018	47.915.118
30/06/2018	29/12/2018	45.519.362
30/12/2018	29/06/2019	43.123.607
30/06/2019	29/12/2019	40.727.851
30/12/2019	29/06/2020	38.332.095
30/06/2020	29/12/2020	35.936.339
30/12/2020	29/06/2021	33.540.583
30/06/2021	29/12/2021	31.144.827
30/12/2021	29/06/2022	28.749.071
30/06/2022	29/12/2022	26.353.315
30/12/2022	29/06/2023	23.957.559
30/06/2023	29/12/2023	21.561.803
30/12/2023	29/06/2024	19.166.047
30/06/2024	29/12/2024	16.770.291
30/12/2024	29/06/2025	14.374.536
30/06/2025	29/12/2025	11.978.780
30/12/2025	29/06/2026	9.583.024
30/06/2026	29/12/2026	7.187.268
30/12/2026	29/06/2027	4.791.512
30/06/2027	29/12/2027	2.395.756

- Tasa de interés
 - a) Bank of America, N.A.: U\$S-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 2017 el valor de mercado de este instrumento arrojó un activo de U\$S 754.307 (equivalentes a \$ 21.729.321).

Swap Citibank N.A., London Branch

- Notional amount (monto imponible)

Fecha de inicio	Fecha de vencimiento	Notional amount (U\$S)
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: U\$S-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 2017 el valor de mercado de este instrumento arrojó un activo de U\$S 2.604.610 (equivalentes a \$ 75.031.000). Al 31/12/2016 el activo ascendía a U\$S 2.676.281 (equivalentes a \$ 78.522.085).

Swap HSBC Bank USA

- Notional amount (monto imponible)

Fecha de inicio	Fecha de vencimiento	Notional amount (U\$S)
17/08/2017	10/12/2017	79.625.593
11/12/2017	10/06/2018	79.625.593
11/06/2018	09/12/2018	74.648.993
10/12/2018	09/06/2019	69.672.393
10/06/2019	08/12/2019	64.695.794
09/12/2019	08/06/2020	59.719.194
09/06/2020	08/12/2020	54.742.595
09/12/2020	08/06/2021	49.765.995
09/06/2021	08/12/2021	44.789.396
09/12/2021	08/06/2022	39.812.796
09/06/2022	08/12/2022	34.836.196
09/12/2022	08/06/2023	29.859.597
09/06/2023	08/12/2023	24.882.997
09/12/2023	08/06/2024	19.906.398
09/06/2024	08/12/2024	14.929.798
09/12/2024	08/06/2025	9.953.199
09/06/2025	08/12/2025	4.976.599

- Tasa de interés
 - a) HSBC Bank USA: U\$S-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 2017 el valor de mercado de este instrumento arrojó un activo de U\$S 1.067.720 (equivalentes a \$ 30.757.809).

Swap Citibank N.A. London

- Notional amount (monto imponible)

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

- Tasa de interés
 - a) Citibank N.A. paga U\$S-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 2017 el valor de mercado de este instrumento arrojó un activo por U\$S 331.978 (equivalentes a \$ 9.563.290), generando una ganancia en el ejercicio de \$ 18.368.090. Al 31/12/2016 el pasivo ascendía a U\$S 309.237 (equivalentes a \$ 9.073.014).

Swap BBVA S.A., España

- Notional amount (monto imponible)

Fecha de inicio	Fecha de vencimiento	Notional amount (U\$S)
16/03/2017	15/05/2017	15.941.352
15/05/2017	15/11/2017	15.638.467
15/11/2017	15/05/2018	15.335.581
15/05/2018	15/11/2018	15.032.695
15/11/2018	15/05/2019	14.729.810
15/05/2019	15/11/2019	14.426.924
15/11/2019	15/05/2020	14.124.038
15/05/2020	16/11/2020	13.821.152
16/11/2020	17/05/2021	13.518.267
17/05/2021	15/11/2021	13.215.381
15/11/2021	16/05/2022	12.832.789
16/05/2022	15/11/2022	12.450.196
15/11/2022	15/05/2023	12.131.369
15/05/2023	15/11/2023	11.812.542
15/11/2023	15/05/2024	11.493.715
15/05/2024	15/11/2024	11.174.888
15/11/2024	15/05/2025	10.856.061
15/05/2025	17/11/2025	10.298.114
17/11/2025	15/05/2026	9.740.166
15/05/2026	16/11/2026	9.182.219
16/11/2026	17/05/2027	8.624.272
17/05/2027	15/11/2027	8.066.324
15/11/2027	15/05/2028	7.364.905
15/05/2028	15/11/2028	6.647.544
15/11/2028	15/05/2029	5.930.183
15/05/2029	15/11/2029	5.196.881
15/11/2029	15/05/2030	4.463.579
15/05/2030	15/11/2030	3.730.276
15/11/2030	15/05/2031	2.996.974
15/05/2031	17/11/2031	2.247.731
17/11/2031	17/05/2032	1.498.487
17/05/2032	15/11/2032	749.244

- Tasa de interés
 - a) BBVA S.A.: U\$S-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 2017 el valor de mercado de este instrumento arrojó un pasivo por U\$S 479.733 (equivalentes a \$ 13.819.677), generando una pérdida en el ejercicio de \$ 18.350.686.

8.3 Riesgo crediticio

El riesgo crediticio consiste en el riesgo de que la contraparte del crédito incumpla con sus obligaciones resultando en una pérdida para el Grupo. Los principales activos financieros del Grupo están constituidos por los saldos bancarios y las cuentas por cobrar.

El riesgo crediticio de los saldos bancarios es limitado debido a que las contrapartes son bancos estatales o internacionales de primera línea.

El riesgo crediticio del Grupo atribuible a sus cuentas por cobrar es reducido debido a la dispersión de sus créditos a través de diferentes industrias. Adicionalmente se realizan análisis crediticios para los nuevos clientes.

8.4 Riesgo de liquidez

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

Cuadro de vencimientos de pasivos financieros

El cuadro que se presenta a continuación detalla los flujos de fondos necesarios para atender el servicio financiero generado por el stock de deuda al 31/12/2017, considerando capital e intereses:

(Cifras expresadas en pesos uruguayos)

	Menos de 1 mes	1-3 meses	3 meses - 1 año	1 - 5 años	Más de 5 años	Total
Deudas financieras a tasa fija	-	636.480.523	2.559.814.195	8.779.178.524	30.484.120.968	42.459.594.211
Deudas financieras a tasa variable	-	304.846.516	2.146.982.443	8.272.653.375	8.831.939.590	19.556.421.924
	-	941.327.039	4.706.796.638	17.051.831.899	39.316.060.558	62.016.016.134

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 2017 el monto total de estos contratos asciende aproximadamente a U\$S 6.170 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	1.302.387.964	37.517.890.081
Eólica (*)	4.093.876.962	117.932.313.635
Fotovoltaica (*)	774.015.913	22.297.076.401
	6.170.280.839	177.747.280.118

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							
	2018	2019-2022	2023-2027	2028-2032	2033-2037	2038-2042	2043-2047	Total
Biomasa	116.112.464	508.125.328	313.461.582	204.906.191	133.152.000	26.630.400	-	1.302.387.964
Eólica(*)	201.007.582	914.599.007	1.138.393.907	1.135.157.339	677.072.682	27.646.444	-	4.093.876.962
Fotovoltaica(*)	26.395.395	107.055.889	133.819.861	133.819.861	133.819.861	133.819.861	105.285.183	774.015.913
	343.515.442	1.529.780.224	1.585.675.350	1.473.883.391	944.044.543	188.096.705	105.285.183	6.170.280.839

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

9.2 Garantías otorgadas

9.2.1 Garantías en relación a ISUR S.A.

Por Resolución de Directorio R08.-1631 del 11 de diciembre de 2008, se autorizó a los representantes de UTE en el Directorio de ISUR S.A. a votar afirmativamente la suscripción con CONSORCIO AREVA de un contrato del que surge que el Ente se constituye en fiador solidario de obligaciones asumidas en ese documento por ISUR S.A.. En el art. 36 de dicho contrato, firmado el 18/12/2008, se establece que esta garantía es hasta la recepción provisoria de las obras e incluye los pagos que deba realizar ISUR S.A.. En tal sentido, al haberse efectuado la recepción provisoria durante el presente ejercicio, dicha garantía ha quedado sin efecto.

ISUR S.A. tomó un préstamo, avalado por UTE, con Latin American Investment Bank Bahamas Limited por U\$S 75.000.000 a una tasa del 3,6% + LIBOR 180 días, con amortización y pago de interés semestral. La amortización de capital tiene un período de gracia de dos años, y se realizará en 10 cuotas, siendo el vencimiento de la primera en setiembre de 2015. Dicho vale fue canjeado el 5 de setiembre de 2013, por tres vales de U\$S 60.000.000, U\$S 10.000.000 y U\$S 5.000.000, respectivamente, en las mismas condiciones que el vale original. En setiembre de 2013 se cedió el 20% de este contrato de préstamo al HSBC Chile (U\$S 15.000.000). El saldo adeudado por ISUR S.A. al 31 de diciembre de 2017, por concepto de capital, asciende a U\$S 37.500.000.

9.2.2 Garantías en relación a ROUAR S.A.

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

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

9.2.3 Garantías en relación a Gas Sayago S.A.

El 30/04/2014 Gas Sayago S.A. firmó un contrato de préstamo con la Corporación Andina de Fomento 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 31/12/2017 Gas Sayago S.A. obtuvo desembolsos correspondientes a dicho contrato por un total de U\$S 67.944.435 (netos de gastos de evaluación y comisión de financiamiento por un total de U\$S 586.900). Con fecha 25/03/2014 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 AREAFILIN S.A.

Con fecha 10 de setiembre de 2014 AREAFILIN 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 AREAFILIN S.A. referentes a dicho contrato.

El 15 de marzo de 2017 AREAFILIN S.A. firmó un contrato de financiamiento de largo plazo con el Banco Interamericano de Desarrollo actuando como agente de la Corporación Interamericana de Inversiones (CII) y del China Co-financing fund for Latin America and the Caribbean (Fondo Chino) por un monto original total de U\$S 119.817.463. Dicho préstamo mantiene las siguientes condiciones:

Financiadore	Monto	Tasa	Vencimiento
CII	49.367.226	Fija	Pagos semestrales, ultimo 15/11/2034
CII	19.197.846	LIBOR+ spread	Pagos semestrales, ultimo 15/11/2034
CII	16.969.855	LIBOR + spread	Pagos semestrales, ultimo 15/11/2032
Fondo Chino	24.683.613	Fija	Pagos semestrales, ultimo 15/11/2034
Fondo Chino	9.598.923	LIBOR + spread	Pagos semestrales, ultimo 15/11/2034
	119.817.463		

Las garantías asociadas a los préstamos firmados el 15 de marzo de 2017 son las siguientes:

- Prenda sobre los aerogeneradores, cuentas bancarias y acciones en poder de UTE.
- Cesión de los derechos otorgado a AREAFILIN S.A., tanto por el contrato de compraventa de energía firmado con UTE y de arrendamiento, al banco.
- UTE garantiza la cobertura de eventuales sobrecostos de construcción hasta el monto de U\$S 8.000.000. Esta garantía se extiende hasta la finalización técnica del proyecto.
- En caso de incumplimiento de la Sociedad con el financiador por falta de fondos, UTE se compromete a fondear las cuentas del proyecto para cumplir con las obligaciones que se tengan con este, subrogando a AREAFILIN S.A. en sus obligaciones.

A su vez, UTE es garante subsidiario por las obligaciones de arrendamiento que incumpla AREAFILIN S.A..

9.2.5 Garantías en relación al Fideicomiso Financiero PAMPA

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

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

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

9.2.6 - Garantías en relación al Fideicomiso Financiero ARIAS

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

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

NOTA 10 CONTRATOS PARA SUMINISTRO Y TRANSPORTE DE GAS

UTE tuvo un rol viabilizador para la efectiva concreción de un primer gasoducto entre Argentina y Uruguay. Convocado en el año 2000 por la licitación para la construcción, operación y mantenimiento del Gasoducto Cruz del Sur, UTE desarrolló en paralelo, entre otras acciones, un compromiso para la adquisición de gas natural proveniente de la República Argentina, que tuvo en esa oportunidad la característica de firme bajo la modalidad de "take or pay" y que posibilitó concretar el inicio de obras por la Empresa adjudicataria del gasoducto.

Con los importantes cambios ocurridos en Argentina y su sector gasero desde 2002, las potenciales características de un suministro de gas a UTE cambiaron y en base a ello, 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. Al tiempo de viabilizar el acceso de UTE a gas natural para la producción de energía eléctrica en nuestro país, el nuevo acuerdo facilitaría también una solución para que ANCAP pueda continuar con el suministro de gas, dado que permitió conservar la vigencia de los permisos de exportación de gas hacia nuestro país que en ese momento se encontraban vigentes, consolidando el acceso al gas natural y preservando los derechos adquiridos por UTE en el contrato original respecto del gasoducto "LINK".

El suministro que ese contrato preveía era 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 comprometían 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 y de 2014, culminando en el presente ejercicio al completarse la vigencia original de los permisos de exportación de gas desde Argentina hacia el sector eléctrico uruguayo.

En la medida que el gas natural continúa presentando una buena alternativa de alimentación a las centrales térmicas de respaldo en Uruguay, UTE mantiene el desarrollo de alternativas de suministro de ese energético y del transporte asociado, que tanto puede provenir del sistema argentino usando las capacidades actuales como en caso de implementarse a futuro el proyecto de regasificación de GNL.

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)	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Títulos de deuda	-	-	6.424.941.002	1.481.163.444	-	-
Créditos	-	-	456.376.043	428.872.657	25.601	82.961
Anticipos	-	-	641.273.027	652.598.244	-	-
Créditos con ISUR S.A.	-	-	-	-	-	-
Anticipos a ISUR S.A.	-	-	-	-	-	-
Créditos con AREAFILIN S.A.	-	-	-	-	-	-
Créditos CONEX	1.730.982	2.077.290	22.900.974	26.068.942	-	-
Otros créditos	-	-	1.420.899.236	44.422.690	-	-
Créditos con bancos	-	-	5.945.845.105	10.384.627.240	-	-
Cambio comprado a futuro	-	-	(50.455.127)	(595.173.079)	-	-
Garantía por cambio comprado a futuro	-	-	1.814.841.000	977.315.400	-	-
Deudas financieras	-	-	961.340.011	1.005.276.189	-	-
Deudas comerciales	36.257.906	26.494.212	170.087.727	362.887.023	42.289.079	30.348.390

11.2 Transacciones

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

Concepto	Asociadas y Negocios conjuntos		Entidades controladas por el Estado (Gobierno Central y Entes)		Entidades vinculadas al Estado (Comisión Técnica Mixta de Salto Grande)	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Venta de energía	1.017.570	1.924.143	4.759.205.969	4.795.503.567	291.291	385.267
Ingresos ajenos a la explotación	-	-	122.965.572	224.165.396	-	-
Ingresos por servicios de CONEX	15.234.869	12.914.860	36.713.222	41.406.344	-	-
Compra de energía	434.395.749	338.687.881	-	-	812.056.655	544.179.439
Compra de bienes y contratación de servicios	-	-	12.386.164.144	3.170.542.820	-	-
Reintegro de gastos a ISUR S.A.	-	-	-	-	-	-
Adelanto AREAFLIN S.A.	-	-	-	-	-	-
Capitalización AREAFLIN S.A.	-	-	-	-	-	-
Comisión por promotor y estructurador - AREAFLIN S.A.	-	-	-	-	-	-
Reintegro de gastos Fid. Finan. PAMPA	-	-	-	-	-	-
Intereses y otros resultados financieros	-	-	39.059.457	43.112.899	-	-
Intereses ganados	-	-	171.180.066	30.440.425	-	-
Transf. neta al Fideicomiso Fdo. Estabilización Energética	42.768.622	-	-	-	-	-
Bienes en arrendamiento financiero	-	-	-	-	-	-
Versión de resultados	-	-	6.431.112.920	11.253.264.320	-	-

Las retribuciones al Directorio ascendieron a \$ 9.782.669 en el ejercicio 2016 (\$ 7.640.679 en 2016). 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. y ROUAR S.A. (Nota 9.2).

NOTA 12 INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE OPERACIÓN

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

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

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

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

(Cifras expresadas en miles de pesos uruguayos)

2017							
	Generación (1)	Trasmisión (2)	Distribución (3)	Comercial (4)	Servicios de consultoría	Otros (5)	Total
Ingresos	-	-	-	50.575.363	48.404	4.793.986	55.417.753
Costos de explotación	(14.964.525)	(2.928.566)	(5.482.641)		(53.620)	(557.401)	(23.986.754)
Gastos de adm. y ventas	-	-	-	(4.208.375)	-	(5.530.106)	(9.738.481)
Resultados financieros	-	-	-	-	-	-	(2.359.622)
Gastos ajenos a la explotación	-	-	-	-	-	-	(3.951.337)
Impuesto a la renta	-	-	-	-	-	-	(944.804)
	-	-	-	-	-	-	14.436.756
Total de activo	107.934.614	31.853.919	43.677.122	3.402.669	22.049	72.967.457	259.857.830
Total de pasivo	-	-	-	-	-	-	128.047.256
Incorporaciones de propiedad, planta y equipo en servicio	12.726.859	7.160.536	3.329.754	259.887	-	2.585.130	26.062.166
2016							
	Generación (1)	Trasmisión (2)	Distribución (3)	Comercial (4)	Servicios de consultoría	Otros (5)	Total
Ingresos	-	-	-	46.855.342	51.872	3.618.615	50.525.829
Costos de explotación	(14.251.233)	(2.257.538)	(5.234.588)		(57.290)	(638.850)	(22.439.499)
Gastos de adm. y ventas	-	-	-	(3.504.805)	-	(5.091.888)	(8.596.693)
Resultados financieros	-	-	-	-	-	-	(2.666.847)
Gastos ajenos a la explotación	-	-	-	-	-	-	(4.416.144)
Impuesto a la renta	-	-	-	-	-	-	(164.143)
	-	-	-	-	-	-	12.242.502
Total de activo	93.835.176	32.108.362	42.344.501	3.330.475	44.387	62.859.779	234.522.680
Total de pasivo	-	-	-	-	-	-	110.531.288
Incorporaciones de propiedad, planta y equipo en servicio	11.987.498	7.217.264	2.880.482	537.811	-	968.129	23.591.184

(1) Los gastos de Generación incluyen miles de \$ 10.465.084 (miles de \$ 8.587.191 en 2016) por concepto de compra de energía. Adicionalmente, incluyen miles de \$ 2.356.625 (miles de \$ 1.526.621 en 2016) por concepto de depreciaciones de propiedad, planta y equipo y miles de \$ 98.082 por concepto de depreciación de bienes en arrendamiento financiero directamente atribuibles al segmento.

(2) Los gastos de Trasmisión eléctrica incluyen miles de \$ 1.566.514 (miles de \$ 1.240.381 en 2016) por concepto de depreciaciones de propiedad, planta y equipo y miles de \$ 95.803 (miles de \$ 55.885 en 2016) por concepto de depreciaciones de bienes en arrendamiento financiero directamente atribuibles al segmento.

(3) Los gastos de Distribución eléctrica incluyen miles de \$ 2.034.621 (miles de \$ 2.018.318 en 2016) por concepto de depreciaciones de propiedad, planta y equipo directamente atribuibles al segmento.

(4) Los gastos de Comercial incluyen miles de \$ 278.250 (miles de \$ 270.496 en 2016) 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
2013	6.549	221	-
2014	6.761	193	-
2015	6.616	199	9
2016	6.397	70	10
2017	6.662	166	7

Literal B Ingresos desagregados según actividad del Grupo para el ejercicio 2017 en pesos uruguayos

Ingresos de explotación		51.262.645.718
Venta de energía eléctrica	51.619.839.301	
Bonificaciones	(1.044.476.759)	
Servicios de consultoría	48.404.284	
Otros ingresos de explotación	638.878.893	
Ingresos ajenos a la explotación		4.155.107.491
Total de ingresos		55.417.753.210

Literal C Gastos por actividad y resultado del Grupo para el ejercicio 2017 en pesos uruguayos

Costos de explotación		23.986.753.571
Generación	2.354.057.169	
Trasmisión	1.469.306.277	
Distribución	4.082.284.788	
Despacho de Cargas	121.454.526	
Consultoría externa	53.620.254	
Compra de energía	10.465.083.598	
Amortización	6.333.370.542	
Trabajos para inversiones en curso	(892.423.583)	
Gastos de administración y ventas		9.738.480.911
Comerciales	4.326.384.631	
Administración de operación y mantenimiento	1.150.747.378	
Servicios administrativos de apoyo	4.305.124.797	
Trabajos para inversiones en curso	(43.775.895)	
Gastos ajenos a la explotación		3.951.337.325
Resultados financieros		2.359.621.909
Impuesto a la renta		944.803.922
Total de gastos		40.980.997.638
Resultado atribuible a la controladora		14.020.331.048
Resultado atribuible a participaciones no controladoras		416.424.523
Resultado del ejercicio		14.436.755.572

Literal D Impuestos pagados por el Grupo en el ejercicio 2017 en pesos uruguayos

IVA		5.243.191.157
IMPUESTO A LA RENTA		
- Saldo 2016		836.880.945
- Anticipos		2.516.610.966
- Anticipos a la renta en la importación		703.311
IMPUESTO AL PATRIMONIO		
- Anticipos		1.693.815.888
- Crédito impuesto al patrimonio 2016		(447.620.496)
ICOSA		55.227
RETENCIONES		1.775.657.110
- Impuesto al patrimonio	1.223.448	
- IVA e IRNR Empresas del exterior	66.388.526	
- IVA Dec. 528/003	1.604.039.857	
- IRPF trabajadores independientes	1.413.977	
- IRPF arrendamientos	3.009.438	
- IRPF microgeneradores	303.044	
- IRPF obligaciones negociables	2.502.405	
- 90% IVA servicios de salud	8.490	
- IASS	240.835	
- IVA e IRAE Empresas de Seguridad y Vigilancia y Limpieza	84.924.259	
- Tasa control marco regulatorio de energía y agua (URSEA)	11.602.831	
Tasa Tribunal de Cuentas		10.753.940
Aporte al Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética (FUDAE)		60.180.335
Tasa control marco regulatorio de energía y agua (URSEA)		77.503.930
Tasa Despacho de Cargas (ADME)		87.219.365
Crédito fiscal aplicación Ley 19.210 - Inclusión financiera		(91.339.480)
Total		11.763.612.198

Literal E Transferencias a Rentas Generales

El pago de versión de resultados realizado en el presente ejercicio ascendió a \$ 10.898.512.920 (ver Nota 5.17).

NOTA 14 PROYECTO DE REGASIFICACIÓN DE GNL

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

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

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

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

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

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

En el marco de los procesos realizados, en particular el relativo a Temporada Abierta, dio lugar a que en el mes de diciembre de 2016 el Directorio de la Sociedad aprobara la selección de la oferta de la Empresa Shell International Trading Middle East (SITME), dando comienzo a un período de negociación exclusivo con la Empresa que se ha desarrollado hasta mediados de 2017, con el objeto de negociar las características de los servicios a prestar por la Terminal y las condiciones del contrato respectivo.

Continuando el vínculo de interacción descrito, a partir de octubre de 2017 se acordó entre la Sociedad y SITME un Memorandum de Entendimiento que prevé las acciones necesarias para llegar al segundo trimestre de 2018 a estar en condiciones de una fase de definiciones hasta llegar a una posible decisión final de inversión.

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 ARRENDAMIENTOS FINANCIEROS

En los contratos de arrendamiento financiero, UTE en su calidad de arrendatario, al comienzo del plazo del arrendamiento contabiliza un activo (Nota 5.6) y un pasivo (Nota 5.13) por el mismo importe.

Con posterioridad al reconocimiento inicial, los arrendamientos financieros generan un cargo por depreciación en los activos adquiridos (Nota 5.6) así como un gasto financiero (Nota 6.3) en cada período. El cargo por depreciación del período finalizado el 31 de diciembre de 2017 asciende a \$ 193.884.780, mientras que el cargo financiero asciende a \$ 528.816.867. A su vez, debido a la existencia de cuotas contingentes (por aplicación de índices de precios), en el presente período se reconoció un cargo financiero por un total de \$ 104.834.536.

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

Plazo	Valor nominal en \$	Valor presente en \$
Hasta un año	838.833.970	775.760.165
Entre uno y cinco años	3.210.356.463	2.301.320.299
Más de cinco años	9.426.346.522	3.042.513.996
	13.475.536.955	6.119.594.460

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

a) Instalaciones de Trasmisión en Brasil

Con fecha 16 de marzo del 2010 se suscribió el contrato con la Empresa Centrais Eletricas Brasileiras (ELETROBRAS), para la implantación de las obras en Brasil necesarias para la interconexión con Uruguay. De acuerdo a dicho contrato, UTE adquiere los derechos de uso exclusivo de las instalaciones de Trasmisión construidas a tales efectos, mediante el pago de un canon de inversión, a partir del momento en que las instalaciones se encontraran en condiciones de ser energizadas para la operación comercial. Dicha condición fue cumplida el 03/06/2016.

El plazo del contrato es de 30 años prorrogables, abonándose durante 15 años el canon de inversión en cuotas mensuales de R\$ 2.244.124 reajustados anualmente, desde la firma del contrato, de acuerdo con el Índice Nacional de Precios a los Grandes Consumidores, calculado por el Instituto Brasileño de Geografía y Estadística. El valor del canon ajustado al 31/12/2017 asciende a R\$ 3.522.784.

Al 31 de diciembre de 2017 el importe de los pagos mínimos futuros por el arrendamiento asciende a un total de R\$ 574.213.738, equivalente a \$ 4.993.924.209.

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

Plazo	Valor nominal		Valor presente	
	Importe en R\$	Equivalente en \$	Importe en R\$	Equivalente en \$
Hasta un año	42.273.404	367.650.862	38.473.247	334.600.982
Entre uno y cinco años	169.093.616	1.470.603.448	123.286.794	1.072.222.529
Más de cinco años	362.846.718	3.155.669.899	152.431.753	1.325.695.592
	574.213.738	4.993.924.209	314.191.795	2.732.519.103

b) Parque Eólico Palomas

El 15 de junio de 2015 se suscribió un contrato con la Empresa NICEFIELD S.A. para suministrar a UTE mediante la modalidad de arrendamiento, una central de Generación eólica de 70 MW, en el campo "Palomas" (Departamento de Salto), por el período de 20 años (vida útil estimada de la central), con opción de compra a ejercerse por UTE un mes antes de completarse el mismo. La opción de compra corresponde al valor de la cuota mensual incrementada en un 40%.

El plazo del arrendamiento se computa a partir de la firma del Acta de puesta en operación industrial de la central, lo cual ocurrió en el mes de mayo/2017.

La cuota mensual fue fijada inicialmente en U\$S 1.240.250, la cual ajustada hasta la fecha de puesta en servicio industrial del primer bloque de aerogeneradores (marzo/2017) ascendió a U\$S 1.266.936. A partir de ese momento el valor de la cuota se ajusta mensualmente según índice de precios de Estados Unidos de América (Consumer Price Index – All Urban Consumers: CPI-U). Al 31/12/2017 el valor ajustado de la cuota mensual asciende a U\$S 1.258.196.

Por la actualización de las cuotas según el índice de precios mencionado, en el período finalizado el 31 de diciembre de 2017, se reconoció una ganancia financiera por \$ 35.360.285.

Al 31 de diciembre de 2017 el importe de los pagos mínimos futuros por el arrendamiento asciende a un total de U\$S 294.428.880, equivalente a \$ 8.481.612.747.

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

Plazo	Valor nominal		Valor presente	
	Importe en U\$S	Equivalente en \$	Importe en U\$S	Equivalente en \$
Hasta un año	16.356.549	471.183.108	15.314.305	441.159.183
Entre uno y cinco años	60.393.412	1.739.753.015	42.666.636	1.229.097.770
Más de cinco años	217.678.919	6.270.676.624	59.597.265	1.716.818.403
	294.428.880	8.481.612.747	117.578.205	3.387.075.356

NOTA 16 VALORES RECIBIDOS EN GARANTÍA Y OTRAS CUENTAS DE ORDEN

	2017	2016
Valores recibidos en garantía	10.870.681.897	14.886.245.803
Cartas de crédito abiertas en M/E	664.702.797	500.544.881
Conformes clientes Fideicomiso electrificación rural	94.549.256	96.370.392
	11.629.933.950	15.483.161.076

NOTA 17 HECHOS POSTERIORES

Con posterioridad al 31 de diciembre de 2017 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 2017

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:

