

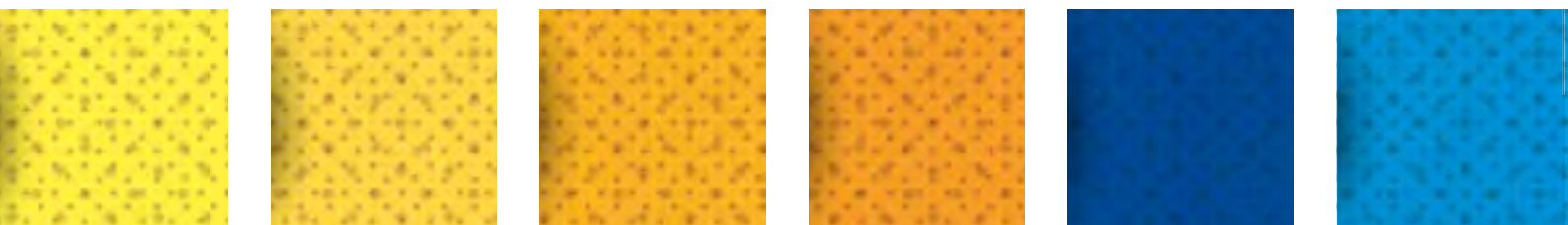
Memoria Anual 2018



La energía que nos une









Sumario

Resumen ejecutivo	11
Prácticas de buen gobierno corporativo	15
Gestión de instalaciones	19
Comercialización del producto	35
Gestión de los recursos	43
Consultoría externa	49
Información económica y estados contables	53

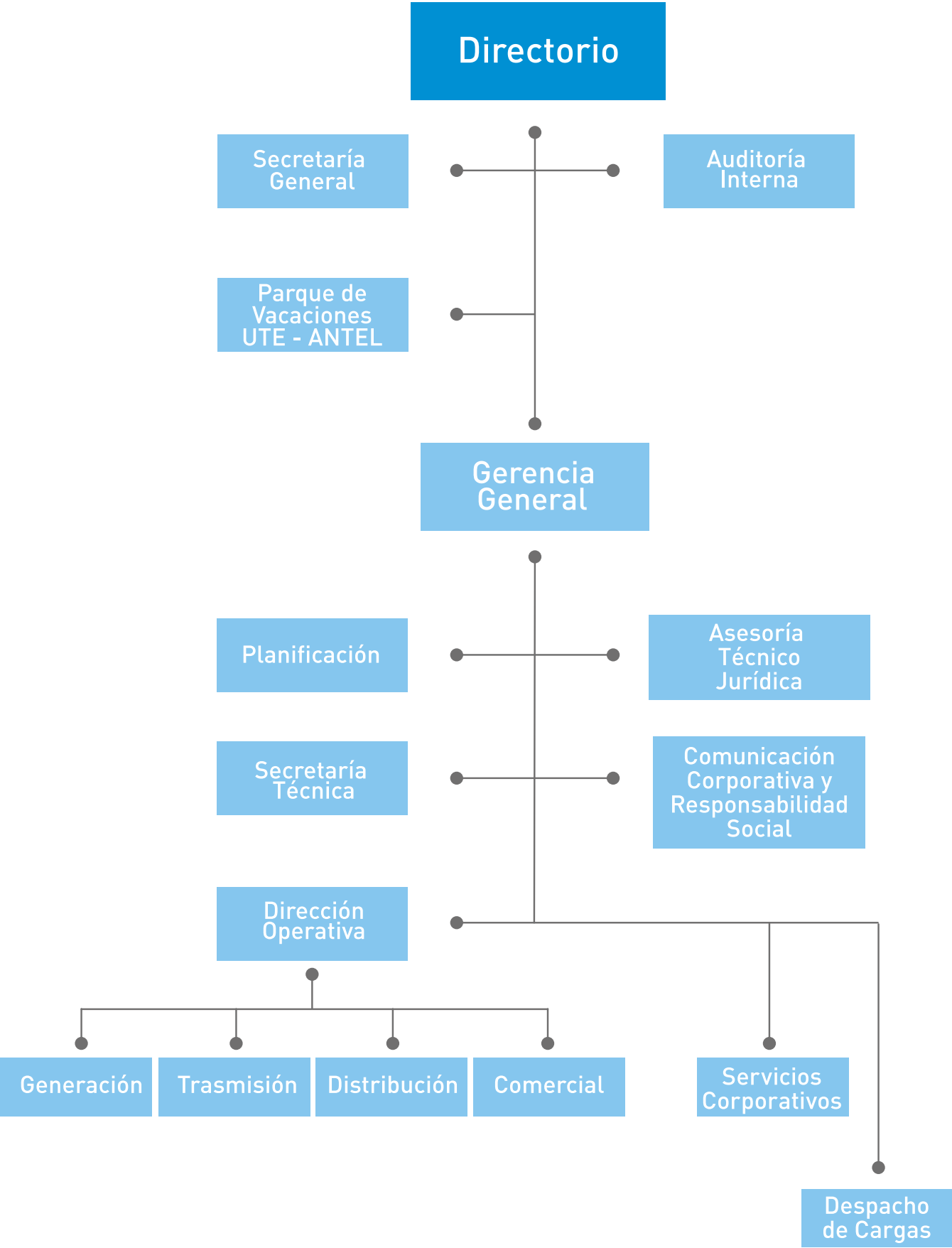
Directorio

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⁾	2016	2017	2018
Potencia Instalada Efectiva (MW)	1.494	1.887	2.066
Carga máxima anual (MW)	1.964	1.916	2.063
Extensión de la Red de Trasmisión (km)	5.138	5.561	5.561
Extensión de la Red de Distribución (km)	83.277	84.245	85.230
Energía generada por UTE (GWh)	3.737	3.000	3.126
Energía comprada (GWh) (2)	8.123	9.245	9.251
Energía exportada (GWh) (3)	681	1.462	1.195
Energía para uso interno (GWh) (4)	11.179	10.783	11.182
Energía facturada, mercado regulado (GWh) (5)	8.842	8.542	8.776
Cantidad de servicios activos (10 ³)	1.438	1.460	1.484
Energía promedio por cliente (kWh)	6.149	5.851	5.914
Extensión de la red por cliente (metros)	61	62	61
Cantidad de funcionarios	6.402	6.667	6.615
Cantidad de servicios por funcionario	225	219	224
Energía promedio por funcionario (kWh)	1:381.131	1:281.236	1:326.682
Ventas Mercado Interno (U\$S 10 ³)	1:513.545	1:649.285	1:631.751

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 3.849 GWh de compras a Salto Grande, 4.284 GWh a agentes productores, 1.104 GWh a parques eólicos co-propiedad de UTE, 1 GWh a Brasil y 13 GWh a Argentina para el año 2018.
- 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 92 GWh por autoconsumos y consumo de poblaciones de Centrales Hidroeléctricas para el año 2018.





Resumen ejecutivo

Resumen ejecutivo

- La energía anual entregada a las redes de Trasmisión y Distribución de UTE para abastecer la demanda (incluida la importación de energía proveniente de Argentina y Brasil) fue de 11.182 GWh, es decir, un 3,7% superior al valor registrado en el año 2017.
- El suministro de energía para abastecer la demanda del Sistema se compuso de la siguiente forma: eólica 39%, Salto Grande aportó a UTE el 34%, mientras que las Centrales ubicadas sobre el Río Negro llegaron a abastecer el 13%, la generación térmica el 3% y el restante 11% se cubrió con energía de biomasa, fotovoltaica o Importación.
- La carga máxima de potencia ascendió a 2.063 MW, resultando 147 MW superior que la registrada el año anterior.
- Con respecto a la generación de energías renovables correspondiente al presente año, la generación eólica se incrementó un 25% y la fotovoltaica creció un 53% con respecto al año anterior, en cambio la generación con biomasa disminuyó un 8%, respecto a la generación del año anterior.
- El valor global del índice Tc: tiempo total de interrupción por cliente, indicador del tiempo que en promedio un cliente queda privado de suministro, para el presente año fue de 14,50 horas anuales.
- En cuanto al desarrollo de las energías renovables en nuestro país, se destaca:
 - Se incorporaron en el correr del año 51,8 MW de Potencia Nominal Instalada de fuente primaria eólica. Al 31 de diciembre de 2018 la Potencia Total Nominal Instalada de fuente primaria eólica ha sido de 1.508 MW de los cuales 1.478 MW están autorizados a inyectarse a la red de UTE.
 - Se incorporaron en el correr del año 3 MW de Potencia Nominal Instalada de fuente solar fotovoltaica. Al 31 de diciembre de 2018 la Potencia Nominal Instalada de fuente solar fotovoltaica fue de 228,5 MW, los cuales están autorizados a inyectarse a la red de UTE.
 - La Potencia Nominal Instalada de fuente biomasa al 31 de diciembre de 2018 fue de 413,3 MW de los cuales 198,7 MW están autorizados a inyectarse a la red de UTE.
 - Se llevó a cabo en el correr del año un gran desarrollo en instalaciones de microgeneración en el hogar o industria, totalizando 16,8 MW instalados al 31 de diciembre de 2018 (99% en instalaciones solares fotovoltaicas y 1% en instalaciones eólicas).
 - Asimismo, aumentó el interés de los clientes de UTE en instalar generación de origen renovable exclusivamente para consumo propio. Al finalizar el año se encontraban en servicio bajo esta modalidad 1,48 MW de Potencia Instalada solar fotovoltaica y se están realizando ensayos para entrar en servicio 0,4 MW de Potencia Nominal. Respecto a la Potencia Nominal Instalada eólica, están en servicio 1,8 MW y realizando ensayos para entrar en servicio 3,3 MW.
- En relación a los intercambios internacionales, se destacan las exportaciones de energía eléctrica realizadas a Brasil y Argentina, a través de las interconexiones existentes. Las exportaciones a Brasil totalizaron en el correr del año 872,1 GWh mientras que las exportaciones a Argentina totalizaron 161 GWh.
- El Proyecto Central Ciclo Combinado – Punta del Tigre, comprende la construcción de una Central Térmica de ciclo combinado de 530 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.

- Se realizó la Recepción Provisoria de la Turbina de Gas número 2 y su correspondiente inicio de operación comercial. A la vez que se obtuvo del Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente (MVOTMA) la Autorización Ambiental de Operación (AAO) para la misma.

- Proyectos Eólicos:

- Parque Pampa (Tacuarembó) – 140 MW. Implementado a través del Fideicomiso Financiero Pampa, siendo UTE el gestor del fiduciario (República AFISA). En abril de 2018, conforme a las previsiones financieras presentadas previo a la emisión de los certificados de participación del Fideicomiso, se realizó la primera distribución de fondos a los inversores.

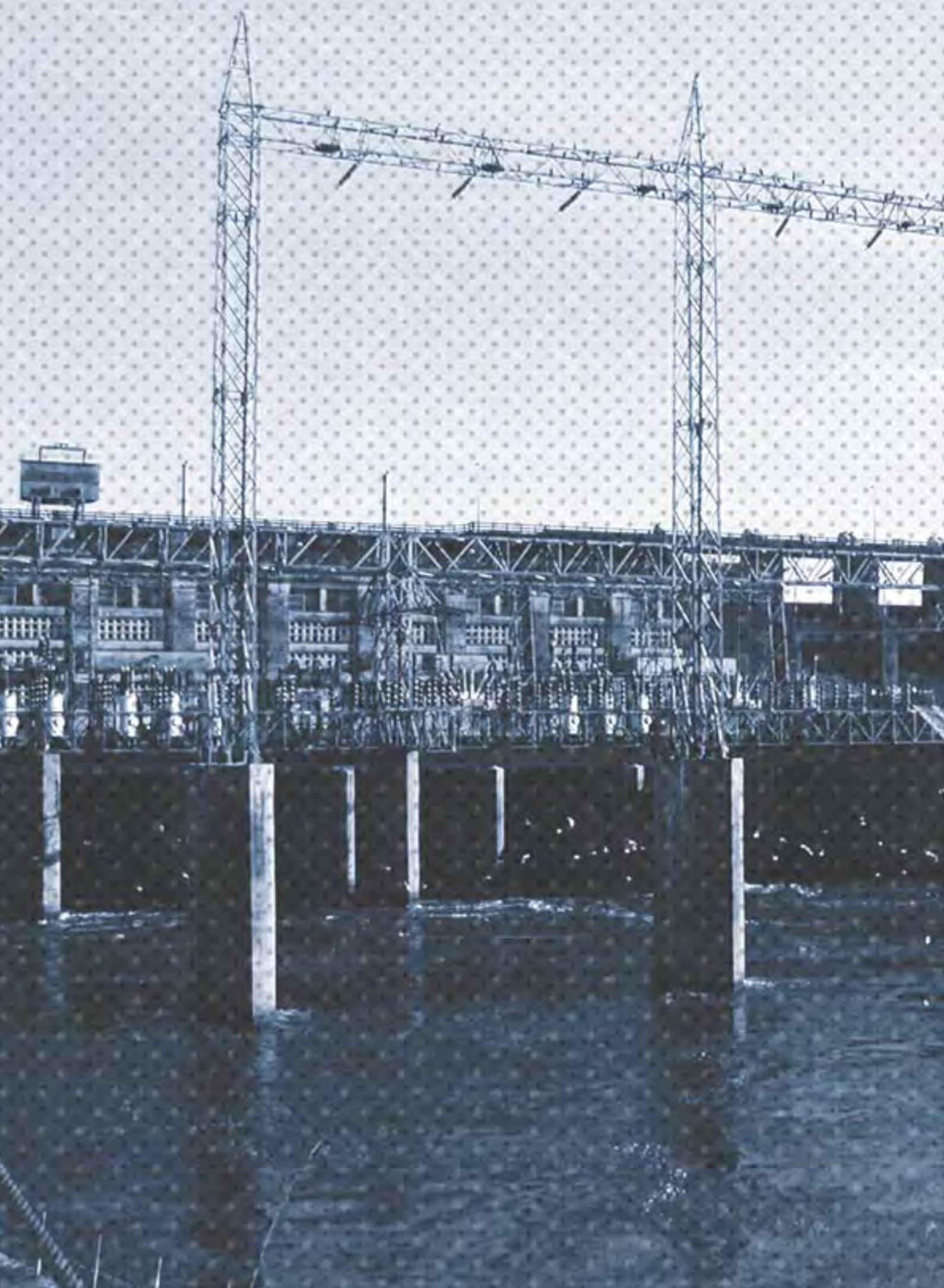
- Parque Valentines (Florida y Treinta y Tres) – 70 MW. Desarrollado a través de AREAFLIN S.A., siendo UTE el gestor de dicha sociedad. En línea con las proyecciones financieras presentadas al mercado, previo a la emisión de acciones, en junio de 2018 se efectivizó la primera distribución de resultados a los accionistas de la sociedad.

- Parque Colonia Arias (Flores) – 70 MW. Implementado a través del Fideicomiso Financiero Arias, siendo UTE el gestor del fiduciario (República AFISA). El 23 de setiembre de 2017 se otorgó la recepción provisoria del parque mediante un acuerdo de cierre firmado en el primer semestre de 2018. En diciembre de 2018 se procedió a realizar la primera distribución de fondos a los titulares de los certificados de participación del Fideicomiso.

- El resultado del ejercicio fue de \$ 11.295 millones de ganancia, que traducidos al tipo de cambio promedio del ejercicio de \$ 30,725 por dólar, equivalen a U\$S 367,6 millones.

- Los ingresos por ventas de energía al mercado interno disminuyeron U\$S 15,9 millones (0,95%). En unidades físicas, hubo una mayor venta de 230 GWh, lo que implica un aumento del 2,7% con respecto al año 2017.
- El patrimonio promedio de la Empresa fue de U\$S 4.091 millones, por lo que el resultado sobre patrimonio asciende al 8,99% (11,40% en el ejercicio 2017).
- Las inversiones ejecutadas en el ejercicio alcanzaron la suma de U\$S 257 millones, 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. El objetivo de este proyecto es asegurar la incorporación exitosa de la medición inteligente masiva en la Empresa, lo que permitirá desarrollar servicios de valor agregado incorporando tecnología que permitan influir en los usos de la energía eléctrica de los clientes, sin afectar el confort, optimizando el consumo, maximizando la eficiencia de la red eléctrica y aprovechando la nueva matriz energética.
- 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 7.527.





A photograph of a large dam with water flowing over its spillways. On the left, a tall metal crane stands near the dam's base. On the right, a small control tower is visible on the dam's crest. The sky is overcast and grey.

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

UTE obtuvo el Premio a la Transparencia que otorgan anualmente Presidencia de la República, la Unidad de Acceso a la Información Pública (UAIP) y la Agencia de Gobierno Electrónico y Sociedad de la Información y del Conocimiento (AGESIC). El galardón corresponde al rubro Transparencia Activa, por el rediseño del sitio web corporativo de la Empresa.

El Premio a la Transparencia es entregado anualmente por Presidencia, UAIP y AGESIC a los organismos públicos, estatales o no -sujetos obligados por la Ley N° 18.381 de Acceso a la Información Pública- que se destaquen a nivel nacional con las mejores experiencias o innovaciones relativas a la transparencia.

En la Intranet corporativa de UTE existe un buzón de denuncias anónimas conforme a la reglamentación del Mercado de Valores al respecto. Estas denuncias deben ser tratadas por la Comisión de Ética del organismo conformada por integrantes de las Unidades Gestión Humana, Asesoría Técnico Jurídica y Auditoría Interna. No se recibieron denuncias en dicho buzón.

Se recibieron y gestionaron denuncias anónimas de funcionarios, a través de buzones creados a tales efectos en la Gerencia de Auditoría Interna y por otros canales de comunicación de UTE, para fortalecer el ambiente de control, detectar o disuadir conductas reñidas con la ética y probidad requeridas para los servidores públicos. Se hicieron charlas para combatir el soborno y promover una cultura corporativa ética.

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 alinearon 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

Durante el año, Generación realizó la auditoría de seguimiento y transición, para evaluar la conformidad a las Normas UNIT-ISO 9001:2015, UNIT-ISO 14001:2015 y UNIT-ISO 45001:2018. Como resultado de la misma se obtuvo la renovación de la certificación de conformidad con las dos primeras Normas con alcance a los procesos de Operación

y Mantenimiento de las Centrales Hidroeléctricas Dr. Gabriel Terra, Baygorria y Constitución, Gestión de Embalses, Auscultación de presas y Gestión de Proyectos. Respecto a la Norma UNIT-ISO 45001:2018 se obtuvo la certificación de los procesos de Operación y Mantenimiento de las Centrales Hidroeléctricas Dr. Gabriel Terra, Baygorria y Constitución, Gestión de Embalses, Auscultación de presas y Gestión de Proyectos y Operación y Mantenimiento de las Centrales Térmicas Batlle, La Tablada y Punta del Tigre.

Trasmisión amplió el alcance de la certificación a todas las actividades del Proceso de Montaje Electromecánico de Obras de Trasmisión, bajo las Normas UNIT-ISO 9001:2015, UNIT-ISO 14001:2015 y UNIT-ISO 45001:2018 como Sistema de Gestión Integrado.

Trabajos con Tensión de Distribución recertificó bajo la norma UNIT-OHSAS 18001:2007.

Tecnologías de la Información y Comunicación (TIC) obtuvo el Premio Nacional de Calidad 2018, siendo la única Organización que lo ganó en el ámbito de Empresas de gran porte. El Premio Nacional de Calidad es el reconocimiento anual que hace la República Oriental del Uruguay a las organizaciones públicas y privadas que se destacan en la implantación del Modelo de Mejora Continua confeccionado por el Instituto Nacional de Calidad (INACAL) y que a través de ciertos logros específicos demostraron que están realizando un esfuerzo sistemático, integral, sostenido y exitoso en procura de la Gestión Total de Calidad.

TIC amplió el alcance de la Norma UNIT-ISO/IEC 27001:2013 lo que implicó que todos los procesos estén certificados bajo las Normas UNIT-ISO 9001:2015 y UNIT-ISO/IEC 27001:2013.

Gestión Humana certificó el proceso de Vigilancia Sanitaria según los requisitos de la Norma UNIT-ISO 9001:2015. A su vez, obtuvo la recertificación del proceso Llamados Externos y realizó la auditoría de seguimiento de los procesos Liquidación de Haberes, Gestión de Incidentes con Lesión, Ingreso de Personal y Planificación y Control de Gestión.

Abastecimientos y Servicios certificó bajo la Norma UNIT-ISO 9001:2015 los procesos de Objetivos y Planificación Estratégica, Revisión por la Dirección, Mejora continua, Gestión de Alianzas, Planeamiento, Gestión de contrataciones, Seguimiento y Auditoría. También obtuvo la recertificación del proceso Impregnación de Postes y Crucetas bajo la Norma UNIT-OHSAS 18001:2007.

Económico Financiero certificó el proceso Pago a terceros, bajo la Norma UNIT-ISO 9001:2015.

Consultoría Externa (CONEX) recertificó bajo la Norma UNIT-ISO 9001:2015.

Planeamiento Estratégico certificó el proceso Asesoramiento en Sistemas de Gestión Integrados bajo la Norma UNIT-ISO 9001:2015.

Directorio aprobó la nueva Política de Seguridad y Salud Ocupacional (SYSO), actualizada según la Norma UNIT-ISO 45001:2018. Se continuó el trabajo del Equipo Coordinador del Plan Director para la implantación de la actual Norma. En este marco en el 2018, lograron la certificación del proceso Planta de tratamiento de aceite bajo la Norma UNIT-OHSAS 18001:2007.

El comité de Equidad de Género y Acoso Laboral continuó con las acciones tendientes a profundizar la sensibilización en equidad de género y acoso laboral, algunas de ellas consistieron en la realización de cursos “en línea” para abarcar gran parte del funcionariado distribuido en el territorio nacional. También se realizó la habilitación de nuevas salas de lactancia.

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 25 becas de trabajo.

También se continuó avanzando en el marco del Convenio celebrado con la Junta Nacional de Drogas, concretándose la contratación de 5 nuevos pasantes por un período de 1 año.

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 (68 mujeres y 32 hombres) para ingresar como becarios/as. El 86% fue asignado a localidades del Interior del país y el restante 14% a Montevideo.

Por otra parte, en conjunto con el Ministerio de Industria, Energía y Minería se llevó adelante el proyecto “Mujeres electricistas”, dirigido a mujeres en situación de salida de violencia basada en género y/o discriminaciones múltiples, lo que les facilitaría incorporarse al mercado laboral formal.

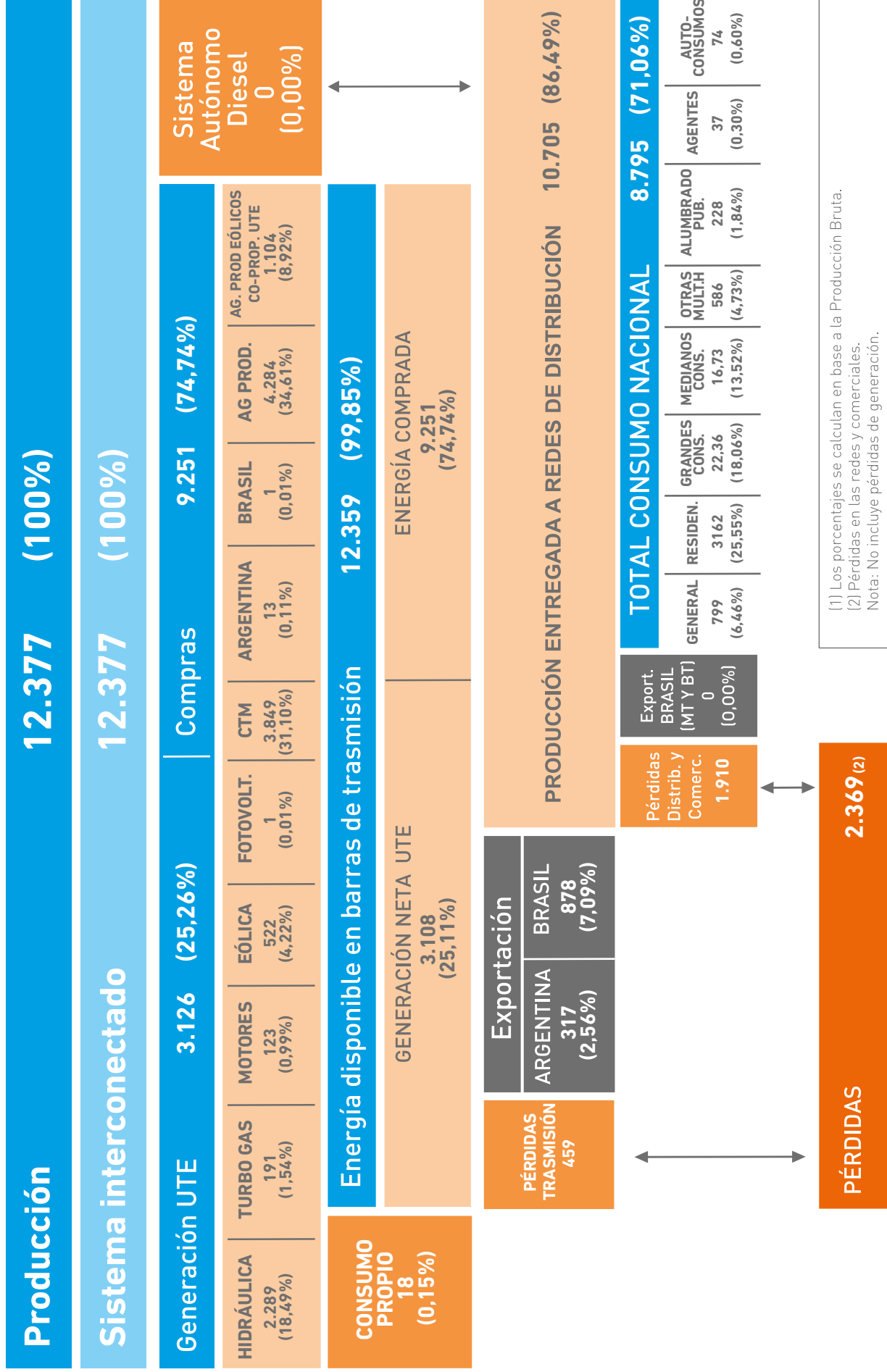






Gestión de instalaciones

Balance energético 2018 (GWh)⁽¹⁾



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

(2) Pérdidas en las redes y comerciales.

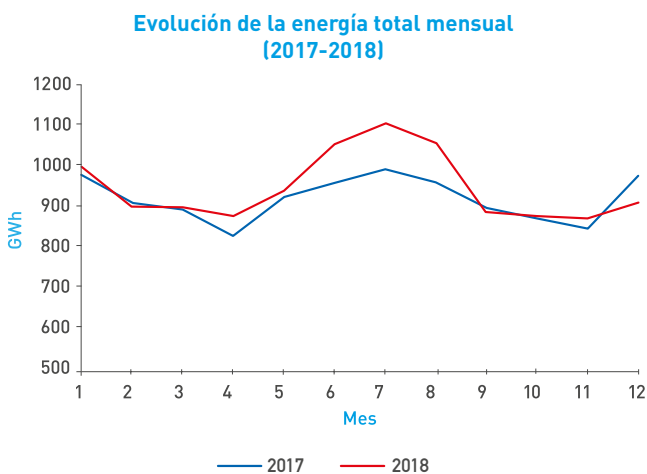
Nota: No incluye pérdidas de generación.



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 11.182 GWh, es decir, un 3,7% superior al valor registrado en el año 2017.



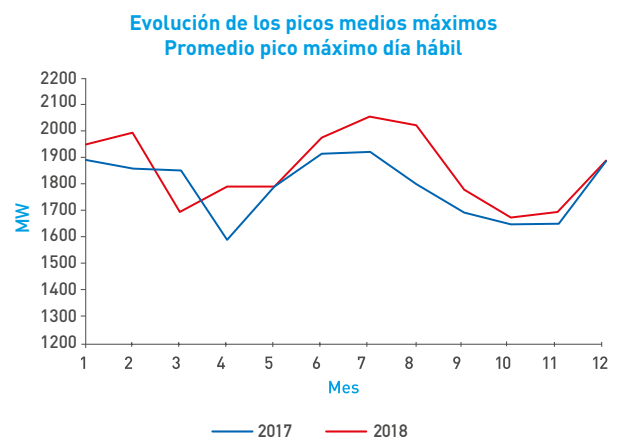
DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA ANUAL

La demanda máxima de potencia en el año 2018 ascendió a 2.063 MW y ocurrió el lunes 23 de julio, resultando 147 MW superior que la registrada el año anterior. La misma se abasteció con 62% de energía de origen hidráulico, 0% de origen térmico, 6% de origen eólico de UTE y 32% de energía de otros recursos.

El consumo de energía máximo diario de invierno alcanzó el valor de 40.327 MWh, esto es, un 11,04% mayor con respecto al año anterior.

La demanda máxima de potencia de verano alcanzó el valor de 1.977 MW y el máximo de consumo de energía diaria de verano fue de 38.194 MWh.

El factor de carga anual entendido como la relación entre el consumo durante un período de tiempo determinado y el consumo que habría resultado de la utilización permanente de la potencia máxima, fue de 61,9 lo que representó un decremento de 3,7% en relación al año anterior.



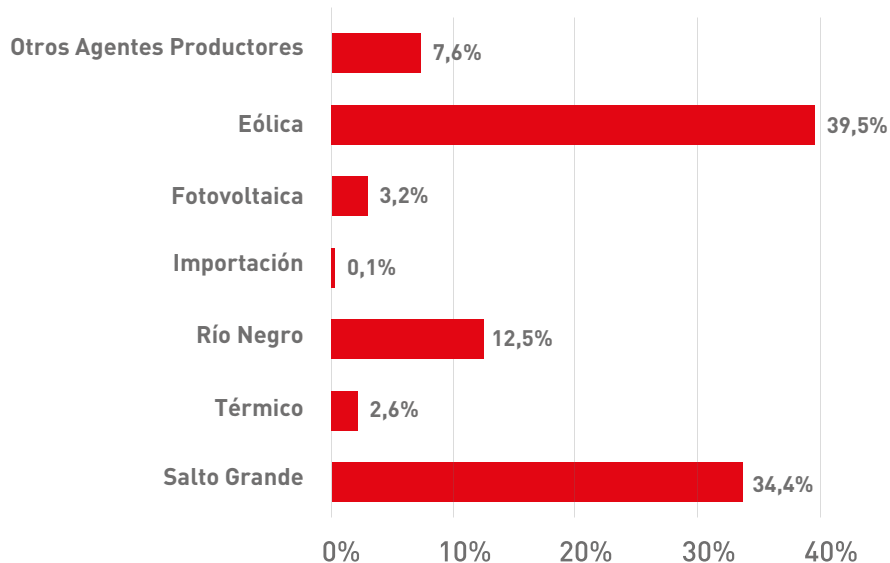
RÉGIMEN IMPERANTE

El suministro de energía para abastecer la demanda del Sistema se compuso de la siguiente forma: eólica 39%, Salto Grande aportó a UTE el 34%, mientras que las Centrales ubicadas sobre el Río Negro llegaron a abastecer el 13%, la generación térmica el 3% y el restante 11% se cubrió con energía de biomasa, fotovoltaica o Importación.

Con respecto a la generación de energías renovables correspondiente al 2018, la generación eólica se incrementó un 25% y la fotovoltaica creció un 53% con respecto al año anterior, en cambio la generación con biomasa disminuyó un 8%.

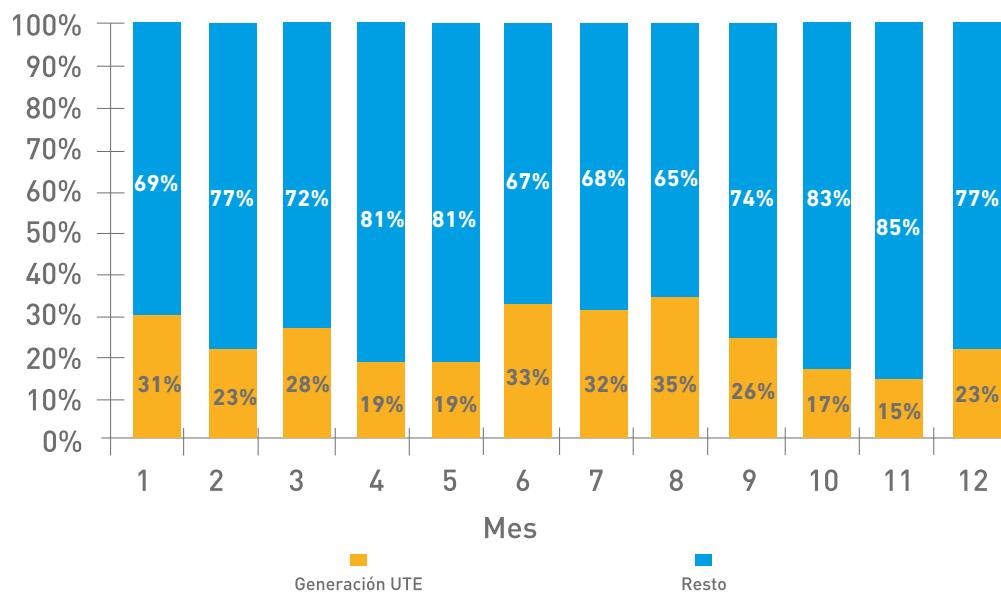
La potencia eólica instalada a fines del año 2018 es del orden de 1.508 MW mientras que la autorizada es de 1.478 MW de los cuales 504 MW corresponden a Parques donde UTE participa. La potencia instalada y autorizada fotovoltaica es del orden de 228,5 MW.

Energía entregada al sin para abastecer la demanda del año 2018



En el siguiente gráfico se observa cómo fue la participación de la generación propia de UTE en el total de lo generado e inyectado a las redes de Transmisión y Distribución. Los meses de febrero, agosto, setiembre y noviembre fueron los que tuvieron mayor aporte de energía, rondando el 30% de la generación total.

Participación de UTE en la Generación Mensual



Nota: Para la generación de origen eólico de UTE se consideraron los siguientes Parques: Juan Pablo Terra, Complejo Ing. Emanuel Cambilargiu y Palomas.

RECURSOS ENERGÉTICOS

• Generación Térmica

En el 2018 la generación térmica de UTE totalizó 313 GWh, siendo 295 GWh para abastecer la demanda del SIN y 18 GWh para exportar a Argentina y Brasil. La misma fue un 65% superior al valor del año anterior. La exportación de energía térmica fue en su totalidad con destino a Brasil.

• Generación Hidráulica

La generación hidráulica de UTE (Río Negro) totalizó 2.289 GWh en el año. Esta generación fue un 4,4% menor que la total generada en el año anterior. La exportación de energía del Río Negro a Argentina y Brasil representó un 39% (888 GWh) de dicho rubro.

• Generación Eólica

Parques Eólicos Propios y con Participación de UTE:

En 2018 la generación eólica donde participa UTE está compuesta por siete Parques Eólicos; dos de ellos son propiamente de UTE (Juan Pablo Terra y el Complejo Ing. Emanuel Cambilargiu) y el resto mediante la participación de UTE bajo diferentes figuras. Estos Parques son Artilleros, Pampa, Palomas, Arias y Valentines.

La producción total de los dos parques propios de UTE en el año fue de 287 GWh.

• Contratos

- Contratos de Importación con países vecinos:

En el 2018 no hubo ningún contrato vigente de importación.

- Contratos con agentes del Mercado Nacional:

Durante el 2018 UTE compró energía en el mercado de contratos a término por un total de 5.307 GWh, representando a United Paper Mills (UPM) 1% y Center for Excellence in Parallel Programming (CEPP) 10%, los generadores de Biomasa más grandes instalados en el País y el resto de la compra, (89%) se comercializó entre la generación de biomasa restante, eólica y fotovoltaica.

• Mercado Spot

- Definición de precio spot:

El precio spot es el costo de abastecer un MW de demanda adicional en cada hora, es el precio que pagará el mercado a los agentes que participan del mercado spot.

- Evolución del precio spot:

El precio spot horario promedio sancionado por ADME para el 2018 fue de 41,22 U\$/MWh.

El precio spot máximo fijado por el tope legal (250 U\$/MWh) no se alcanzó en ninguna hora del año, siendo el valor máximo del período de 206,4 U\$/MWh.

El precio spot nulo se dio en el 45% de las horas, mayormente a partir de los meses de septiembre a diciembre.

- Energía comercializada en el mercado spot:

Durante el año la energía comercializada en el mercado spot fue 82 GWh, resultando inferior al valor del año anterior (167 GWh). La misma representó aproximadamente un 0,7% del total de la energía entregada al sistema nacional.

Intercambios internacionales

- Importación:

En el período se importaron 14 GWh, de los cuales 13 correspondieron a compras realizadas a Argentina en la modalidad Contingente de origen térmico y el resto se debió a ensayos de la Conversora de Melo.

Las pruebas de la Conversora de Melo consistieron en transferir durante algunos minutos rampas de potencia de un País al otro.

- Exportación:

La exportación de energía al sistema argentino fue de 317 GWh.

Del total de energía exportada correspondieron 161 GWh a UTE y 156 GWh a otros agentes productores (VECODESA Y CEOSA).

La exportación de energía a Brasil totalizó 878 GWh.

Evolución precio spot - promedio diario - 2018 - U\$ / MWh



Generación

GENERACIÓN TÉRMICA

Las Centrales Térmicas presentaron durante el ejercicio el siguiente desempeño:

Central	Potencia instalada (MW)	Disponibilidad (%)	Generación (GWh)
Motores Batlle	70	91,52	124,4
Punta del Tigre A	324	93,76	121,7
Punta del Tigre B	360	87,56	100,8
La Tablada	200	86,56	2,3
Total Térmica	954	89,75	349,2

• Proyecto Central de Generación Térmica de Ciclo Combinado

El proyecto de 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.

De las actividades desarrolladas durante el año 2018 se destaca la Recepción Provisoria de la Turbina de Gas N°2 y comienzo de las pruebas en el Sistema de Vapor, el cual se planifica recepcionar a principios de 2019. Se realizó la puesta en servicio de las instalaciones de Transmisión (500kV) asociadas al proyecto, restando únicamente

obras civiles de menor porte. En materia ambiental, se obtuvo la Autorización Ambiental de Operación de la Turbina de Gas N°2.

• Logística de combustibles

El gasto anual de gasoil y fueloil en el ejercicio 2018 fue de U\$S 41 millones.

Con respecto al gas natural, se consumieron 3:240.000 m³ en el primer trimestre, suministrados por la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP), abonando por este concepto U\$S 1:715.000, siendo luego interrumpido el suministro de gas para generación desde Argentina.

Al finalizar el año, se firmaron contratos para el suministro de gas natural a UTE, en modalidad interrumpible, con Pan American Energy LLC. y Pampa Energía S.A.. Estos contratos permiten el suministro de hasta 2,4 millones de m³ equivalentes por día en verano y hasta 600 mil m³ equivalentes por día fuera del verano. Se estima que los permisos de exportación serán liberados por las autoridades argentinas a comienzos del año 2019.

El contrato de transporte de gas natural por el período transitorio de un año a partir del 23 de noviembre de 2017 fue celebrado el 6 de junio de 2018 entre UTE y Gasoducto Cruz del Sur (GCDS). Al 31 de diciembre de 2018 se cumplió con todas las obligaciones con GCDS relacionadas al período en cuestión. Se realizó una nueva adenda que cubre el transporte de gas hasta el 30 de abril del año siguiente.



GENERACIÓN HIDRÁULICA

La producción hidráulica del Río Negro fue de 2.289 GWh, un 12,5% 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:

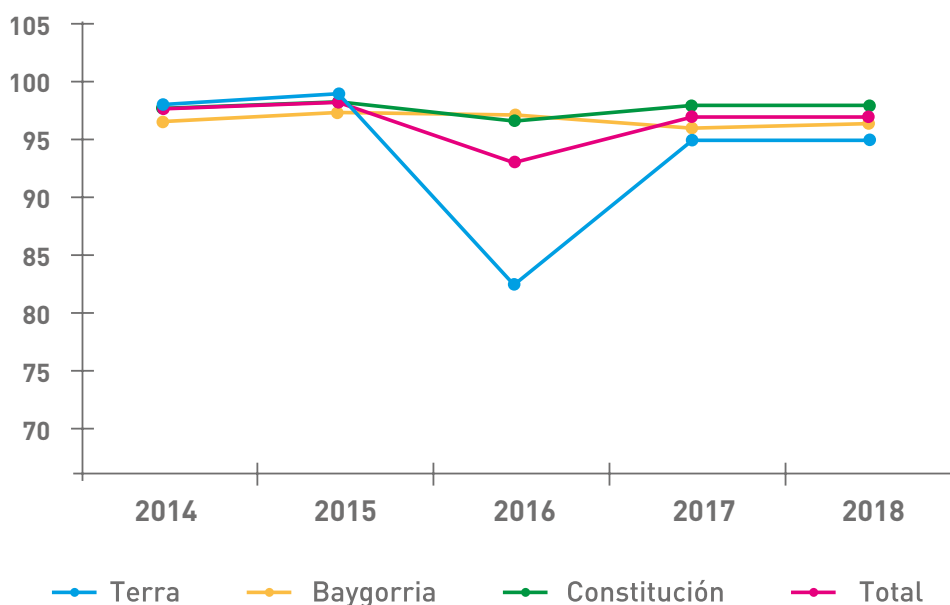
Central	Potencia instalada (MW)	Disponibilidad (%)	Generación (GWh)	Tasa de Falla
Gabriel Terra	152	95,3	598	9,1
Baygorria	108	96,6	478	0,5
Constitución	333	97,7	1213	1,1
Total Hidráulica	593	96,9	2289	4,1

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.

Evolución de disponibilidad



GENERACIÓN EÓLICA

• Parques eólicos propios

Finalizado el 2018, la situación de los parques eólicos de UTE es la siguiente:

Juan Pablo Terra (Departamento de Artigas): Cuenta con 28 aerogeneradores de 2,4 MW de potencia. La producción del año fue 224 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 63 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 143 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. La producción del año fue 235 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 de 456 GWh.
- 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 242 GWh.
- Parque eólico Valentines (Departamentos de Florida y Treinta y Tres): Es propiedad de Areaflin 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 263 GWh.

TRASMISIÓN

• Renovación y mejora en transmisión y proyecto

Se continuó trabajando en la mejora y renovación de la red de Transmisión Nacional y en la adquisición de equipos destinados a las mismas.

- Adquisición de estaciones móviles. Se realizó la adquisición de dos estaciones móviles compuestas por cuatro módulos cada uno a ser utilizado como alternativas de conexión en emergencias u obras de ampliación.
- Puestas en servicio orientadas a mejorar la operación de la red de Transmisión. Se ejecutaron aperturas de las líneas de 150 kV Bonete Pintado A2 en Durazno y Santiago Vázquez-Libertad en EFICE con el objetivo de minimizar las afectaciones a los clientes.
- Obras de conexión del Ciclo Combinado de Punta del Tigre. Se culminaron las obras que permiten la conexión de la Central de Ciclo Combinado de Punta del Tigre al Sistema Interconectado Nacional. Este proyecto incluyó la instalación de dos nuevos tramos en la estación Punta del Tigre 500KV, la instalación de dos nuevos sistemas de transformación de 500kV/150kV de 390 MVA cada uno, la construcción de una subestación Gas Insulated Switchgear (GIS) de 150kV, así como la adaptación y conexión con la estación existente de 150kV en Punta del Tigre.

- Proyecto Cardal. Se continuó con las actividades de ingeniería y elaboración de especificaciones técnicas para licitar las obras de una segunda conexión de la Central de Punta del Tigre a la red de Transmisión de 500 kV. Las obras incluyen la construcción de una línea aérea de aproximadamente 65 km de longitud y una Estación 500 kV en la zona de Cardal.

- Trabajos con tensión (TCT) – Proyecto de Fortalecimiento de la Gestión de la Actividad TCT en Transmisión. Continúa el proyecto que tiene como objetivo formalizar y actualizar las principales etapas del proceso TCT y redefinir los procedimientos e instrucciones de trabajo adoptando la metodología de la Empresa francesa RTE-EDF. Entre los hitos más importantes del proyecto se destaca la aprobación de la política TCT de UTE como una nueva estructura que soporta esta actividad.

- Ampliación de la estación Montevideo F. Se instaló un segundo transformador 150/22kV.

- Extensión de la vida útil de los interruptores 500kV FA4. En el 2018 se finalizó el proyecto de extensión de vida útil de los interruptores de 500kV FA4.

• Ampliación en Transmisión

- Estación de Transmisión Montevideo A y B. Continuaron las obras de ampliación en las estaciones A y B Montevideo de 500kV.
- Línea de Transmisión de 500kV entre Melo y Tacuarembó de 123 Km. Continuaron las obras del leasing para la construcción de la línea Tacuarembó-Melo.

Dicha línea es la primera etapa del cierre del anillo de 500kV (previsto hasta Salto Grande).

Se completaron los ensayos de los prototipos de las torres, resultando finalmente exitosos, así como los ensayos de recepción del conductor, cable de guardia, cable OPGW y aisladores de vidrio.

En lo que refiere a las obras de la línea de 500 kV se finalizaron en el entorno del 50% de las fundaciones y se montaron 28 torres (de un total de 557).

- Subestación de 150kV Tacuarembó B. Continuaron los trabajos de construcción de la Subestación, que se estiman finalicen en el primer semestre del 2019.
- Adecuación y ampliación de la red de Abastecimiento de 63kV. Durante el 2018 se firmó el contrato y comenzaron las obras correspondientes a la ampliación de las Estaciones Aguas Corrientes y Colonia Sanchez.
- Subestación de Transmisión Punta del Este. Se finalizó la construcción con equipamiento de alta tensión blindado en SF₆ (tecnología GIS equipos aislados en hexafluoruro de azufre).
- Estructuración financiera del cierre del anillo del Norte: en el marco del proceso de estructuración del financiamiento del Fideicomiso que desarrollará el proyecto de Transmisión de cierre del Anillo del Norte, se aprobó la Carta Mandato para la obtención del financiamiento y se elaboraron las primeras versiones de los contratos de Fideicomiso y de gestión.



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.

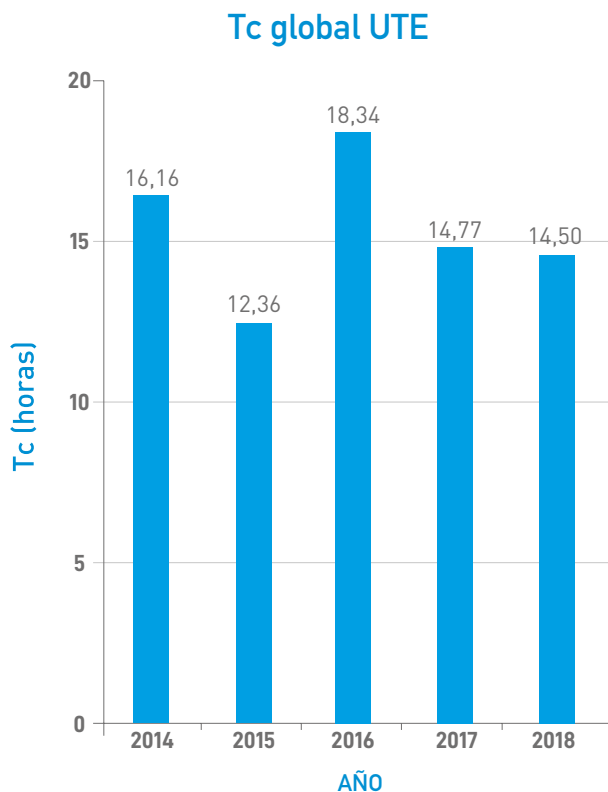
El valor del Tc global de UTE (para el cálculo se incluye el aporte de Trasmisión así como los efectos climáticos como los temporales) para el año 2018, fue de 14,50 horas anuales.

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

El crecimiento de las redes durante 2018 fue el siguiente:

Redes de ST/MT	703 km
Redes de BT	282 km
Subestaciones MT/BT	1.056
Estaciones ST/MT	1

Nota: No se incluye las obras de electrificación rural.





Generación conectada a Distribución

Al cierre del año, la potencia total instalada en Generación conectada a la red de Distribución en media tensión totaliza 380,88 MW, registrando un aumento de 4,8 MW respecto a la potencia instalada en 2017, de los cuales:

- 72,30 MW corresponden a centrales que producen a partir de biomasa.
- 172,05 MW a partir de energía eólica.
- 8,02 MW a partir de energía fósil (gas natural o gas oil).
- 128,51 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.

A partir del año 2018, todas las Estaciones nuevas de Distribución se ajustan a la nueva normalización de Estaciones Digitales.

Al final del año las instalaciones de Distribución telecontroladas totalizaron: 405 Estaciones y puestos de conexión y maniobras (EST/PCYM) y 990 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 afincarse 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 758 km de líneas de electrificación en el medio rural y 354 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 12.000 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 la Administración Nacional de Educación Pública (ANEP) aportan 3 materiales complementarios más para todo el proyecto.

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 2018 se cuenta con 169 escuelas conectadas, 6 en ejecución y otras 10 en proyectos a nivel País.

A su vez por el Convenio Organización de Estados Iberoamericanos (OEI) – UTE – ELECENOR se colocó panelería solar en aquellas escuelas que están a más de 5 km de las redes.

• **Obras por Convenio**

- UTE – OPP – ACA (Asociación de Cultivadores de Arroz): Este Convenio tiene por objeto sustituir los bombeos para riego de arroz en base a gas-oil por energía eléctrica. Se ejecutaron obras en Tacuarembó y Rivera: 15 km de red a diciembre de 2018.

- Realizadas por UTE con MEVIR: Se han ejecutado a la fecha 109 km de red y 15 km se encuentran en ejecución.

Proyecto redes inteligentes

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.

En este marco se destacan los siguientes hitos:

• **Medición Inteligente**

El objetivo de este proyecto es asegurar la incorporación exitosa de la medición inteligente masiva en la Empresa, incluyendo adquisición de medidores básicos inteligentes, con su sistema de gestión e instalación de Centros de Telemidida.

En el año se recibieron los primeros 100.000 medidores inteligentes y se realizaron todas las actividades previas (ensayos, instalación de los entornos productivos, integraciones y pruebas) que permitieron comenzar en el mes de agosto el despliegue de los medidores.

Se desarrolló el Módulo de Gestión de la Medición Inteligente (MGMI) que permite la comunicación con las distintas soluciones corporativas.

Se finalizó el año con 22.500 medidores inteligentes instalados con una tasa de conectividad buena.

• **MDMuy para Gestión de la medición y optimización de procesos**

El objetivo del proyecto es la implantación de una solución tecnológica para la Gestión Integral de la Medida, que centralice y asegure la calidad de la misma.

Durante 2018, se trabajó en la incorporación del nuevo HESKAIFA (Head End System) y todos los desarrollos necesarios para comenzar el despliegue. En tal sentido se realizaron los extractores para la carga de las lecturas, la sincronización con CC&B y la automatización del proceso de instalación entre otros.

• **Relación Omnicanal**

El proyecto consiste en fortalecer el vínculo de confianza con nuestros clientes, mediante la innovación y el desarrollo de los canales de comunicación; se trabajó en las siguientes líneas de acción:

- **Oficina Comercial Web:**

Implementación del nuevo sitio de UTE, rediseñando lo relacionado a Comercial. El mismo entró en producción fines de agosto, junto con todo el nuevo sitio corporativo y se continúa incorporando nuevas funcionalidades.

- **Oficina Comercial En La Palma De Tu Mano:**

Se desarrolló una nueva APP que permite adecuarse fácilmente a los distintos sistemas operativos y sus versiones, sobre la que se irán incorporando nuevas funcionalidades.

- **Servicio De Notificaciones:**

Se realizó una encuesta de las preferencias de los clientes para recibir comunicaciones de UTE. Asimismo, se llevó a cabo un taller “En sus Zapatos”, que permitió que referentes de la Empresa empatizaran con diferentes perfiles de clientes y elaboraran un conjunto de comunicaciones de su interés.

- **Solución Omnicanal:**

Se participó en la elaboración del Pliego de Condiciones “Solución de Centro de Contactos para Telegestiones de UTE” así como de la evaluación de las ofertas recibidas.

• **Gestión de Demanda**

El proyecto es desarrollar servicios de valor agregado incorporando tecnología que permitan influir en los usos de la energía eléctrica de los clientes, sin afectar el confort, optimizando el consumo, maximizando la eficiencia de la red eléctrica y aprovechando la nueva matriz energética.

Las principales líneas en las que trabajó el proyecto son las siguientes:

- **Plan Termotanque Inteligente:**

Se trabajó en lograr que los dispositivos cumplieran con los requerimientos definidos. Se verificaron las mejoras solicitadas y se dio el visto bueno para la fabricación de 1.000 unidades.

- Servicios de valor agregado:

Se definió la realización de una prueba de valor con apoyo de una consultora respecto a un servicio de Smart Home para UTE que sirva para validar la experiencia de los clientes.

- Blockchain aplicado a negocio:

Se trabajó junto al Centro Tecnológico en un proyecto colaborativo. En conjunto con el proyecto Arquitectura TIC se logró la implementación de una plataforma de blockchain, siendo una de las pocas implementadas en el País.

• Movilidad eléctrica

El objetivo del proyecto es viabilizar el desarrollo de la movilidad eléctrica en el País.

Durante el 2018 se desarrolló la plataforma CargaME para la gestión de las cargas de los vehículos eléctricos tanto en la red pública como en la flota de UTE y taxis eléctricos que utilizan los puestos provistos por UTE.

Adicionalmente se comenzó a trabajar en un modelo de datos en coordinación con MDM y CC&B, así como con las interfaces con dichos sistemas para el registro de consumos, gestión de cuentas, tarjetas y facturación.

Se actualizó el sitio WEB de Movilidad Eléctrica y se integró al sitio corporativo de la Empresa.

• Sistemas avanzados de distribución

El objetivo del proyecto es consolidar las bases para una red de Distribución eléctrica automatizada, segura, eficiente y preparada para los desafíos de la red inteligente; robustecer y automatizar la red, mejorando la operación, los índices de calidad, producto y servicio eléctrico y las pérdidas en la misma.

En el 2018 se trabajó en integrar al SIO la información del Sistema de Medición Avanzada. En tal sentido se ha avanzado en el diseño funcional y técnico del tratamiento de los eventos PUSH (Funcionalidades del Medidor).

Un hito importante fue la implantación de la representación ortogonal de la red y de nuevas aplicaciones asociadas.

Medio ambiente

ESTUDIOS AMBIENTALES EN NUEVOS PROYECTOS

• Trabajos en áreas de particular interés ambiental

La línea Tacuarembó – Melo, para su instalación, exigió consideraciones particulares debido a las características del territorio por donde discurre, dado que existía la posibilidad de que contuviera restos arqueológicos.

• Planes de gestión ambiental de construcción en líneas de Alta Tensión

En el presente año se obtuvo la Autorización Ambiental Previa (AAP) para las siguientes líneas: Tacuarembó B – Torre 358 (Dpto. de Tacuarembó), José Ignacio (Dpto. de Maldonado), Salto Grande – Salto B (Dpto. de Salto) y Conexión Estación GIS Punta del Este (Dpto. de Maldonado).

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 aprobado por DINAMA.

MEJORAMIENTO DE LA GESTIÓN AMBIENTAL EN UTE

Durante el año se avanzó en la actualización del Diagnóstico Ambiental Integral de UTE, para lo cual se adjudicó la licitación correspondiente, realizada en el marco del préstamo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

GESTIÓN DE RESIDUOS

- Se continuó con las acciones tendientes al cumplimiento del Decreto 182/013 relativo a la Reglamentación de la gestión 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 62 toneladas de residuos industriales peligrosos en el sitio.

- Plan Junta Lámparas: El mismo tiene como objetivo la recolección y el tratamiento de Lámparas fluorescentes compactas agotadas (LFCa) para cerrar el ciclo del plan “A todas Luces”. Su implementación comenzó a finales del año 2015. En el presente año se adjudicó la compra para el tratamiento y disposición final, mediante el cual se trataron 38.000 lámparas.
- Fueron realizadas actividades tendientes a la evaluación de sitio potencialmente contaminado con Bifenilos policlorados (PCB) e Hidrocarburos totales de petróleo (TPH) en el predio del Centro Logístico de Abastecimientos de UTE.

• 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.



A person wearing a white lab coat and white gloves is working on an electrical meter mounted on a wall. The person is using a screwdriver to adjust a screw on the meter. The meter is a white, rectangular device with a glass window showing internal components. The wall is made of light-colored bricks. The text "Comercialización del producto" is overlaid on the image in a bold, white font.

Comercialización del producto

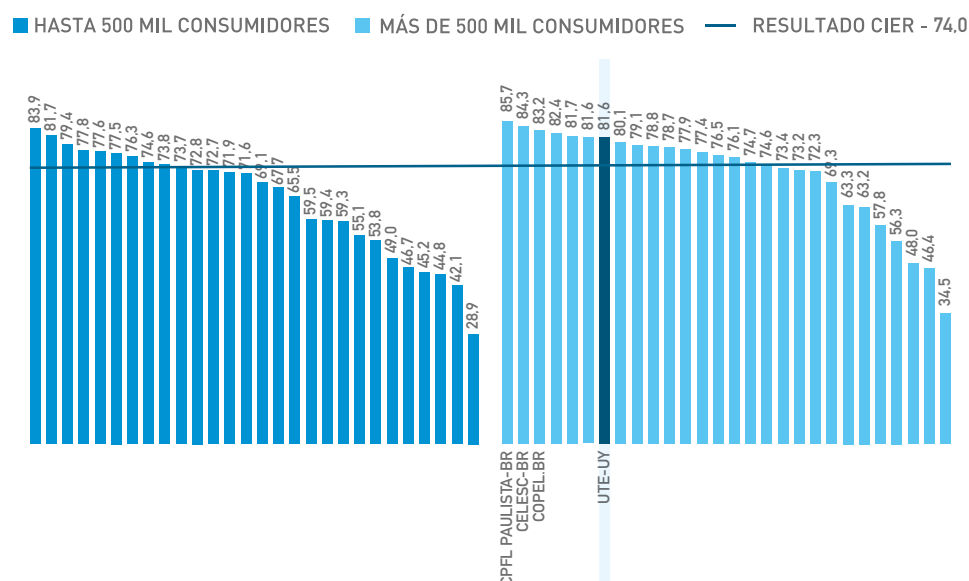
La satisfacción del cliente



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 casi 8 puntos por encima del promedio CIER con una tasa de satisfacción de 81,6%, en la 16ª 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

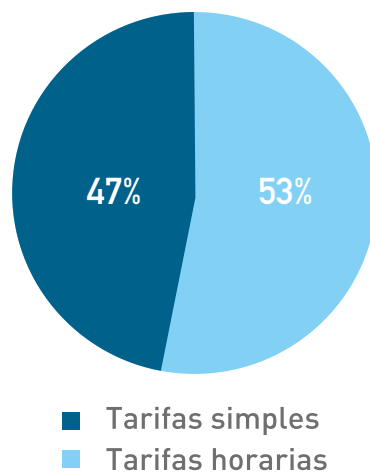
VENTA EN UNIDADES FÍSICAS

La venta de energía eléctrica al mercado interno ascendió a 8.721 GWh, lo que representó un crecimiento del 2,7% respecto al año anterior.

En el sector residencial la variación respecto al año anterior fue del 2,6%, en tanto el no residencial fue de 2,8% en igual período.

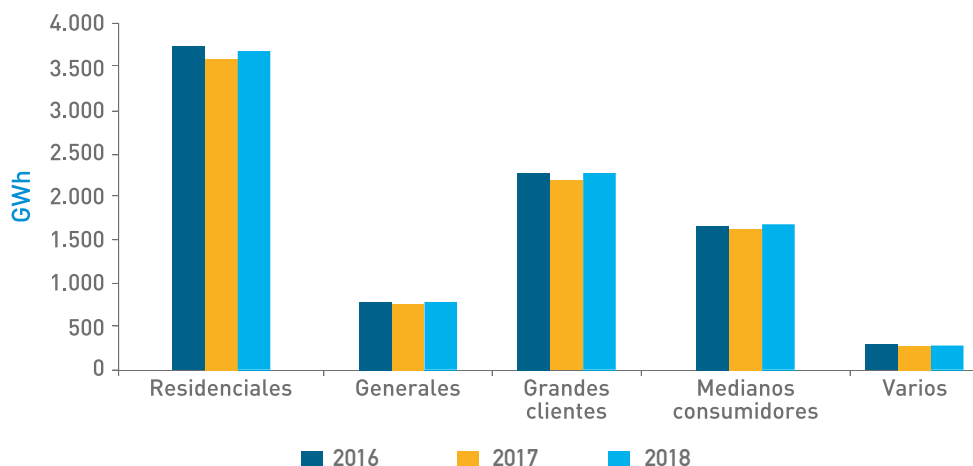
Las categorías tarifarias con modulación horaria, que permiten gestionar la curva de carga del sistema, representaron el 7% del total de clientes y el 53% del consumo total de energía.

Consumo del total de clientes



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

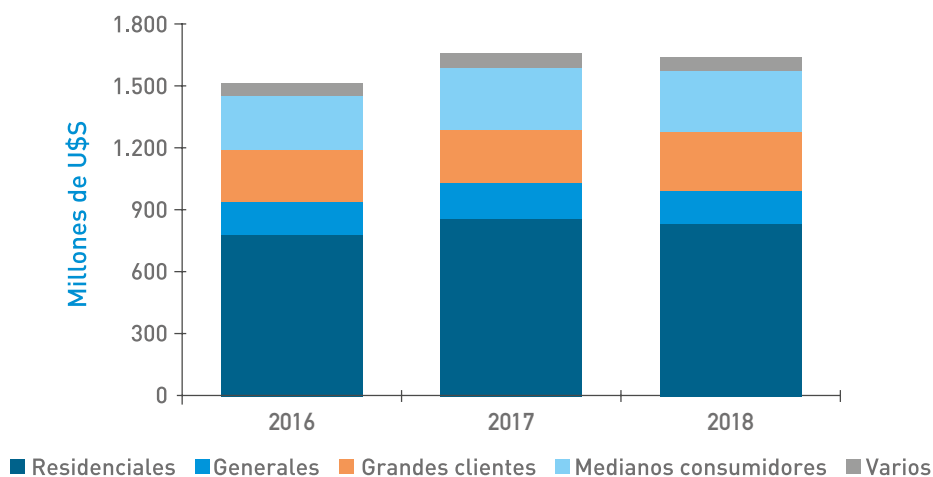
Evolución de la venta de energía
(Mercado Interno en unidades físicas)



VENTA EN UNIDADES MONETARIAS

La venta de energía en unidades monetarias, alcanzó a U\$S 1:631.751 (en miles de dólares corrientes). La evolución de esta variable para los años 2016 a 2018 se presenta en el cuadro siguiente.

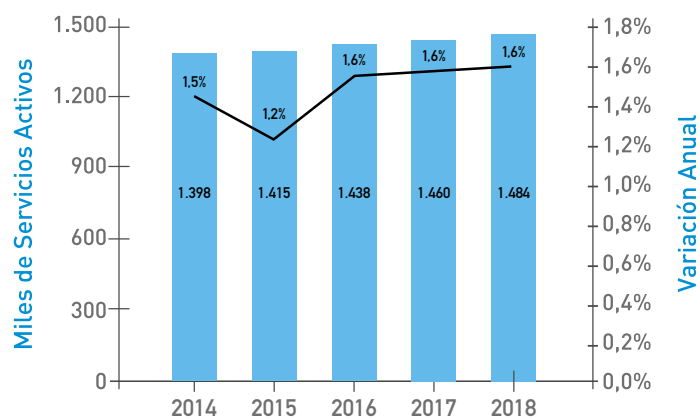
Evolución de la venta de energía
(Mercado Interno en unidades monetarias)



SERVICIOS ACTIVOS

La cantidad de servicios activos al 31 de diciembre de 2018 experimentó un crecimiento del 1,6% respecto a igual período del año anterior.

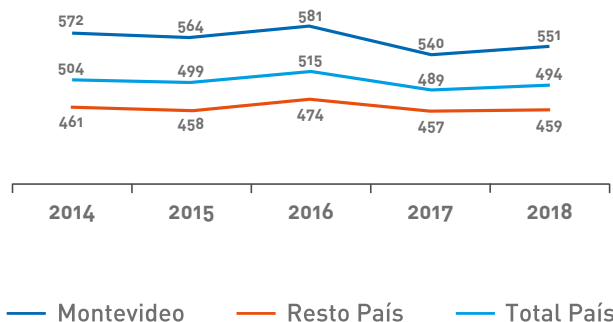
Servicios activos - Total del País



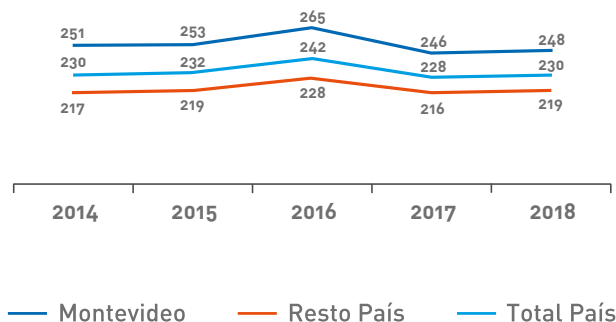
VENTA PROMEDIO POR CLIENTE Y POR AÑO

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



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



Gestión de la demanda

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 fueron los Aires Acondicionados y Termotanques

clase A de 60 litros o más, a los que se incorporaron: microondas, lavarropas, secarropas, lavasecarropas y heladera clase A.

Los clientes alcanzados en la campaña que registren incrementos de energía mensual fuera del horario preferencial tendrán un descuento del 50% en el precio de la energía. Para el cálculo del descuento se compara el consumo promedio diario del mes actual contra el mismo mes de menor consumo de años anteriores hasta 2016. Se beneficiaron a 8.765 clientes (promedio mensual).

PLAN MÁS X MENOS



Tiene como objetivo promover el aumento de consumo en clientes multihorario fuera del horario de Punta.

Los clientes de tarifa multihorario en el período julio 2017 a diciembre 2019 que registren incrementos de energía mensual fuera del horario preferencial, tienen un descuento del 50% en el precio de la energía. Para el cálculo del descuento se compara el consumo promedio diario del mes actual contra el mismo mes de menor consumo de años anteriores hasta 2016. Esta medida se aplica en todos los horarios de la tarifa excepto en el horario de Punta. En promedio se beneficiaron a 44.500 clientes mensualmente.

PLAN INTELIGENTE



Se realizó nuevamente la campaña de adhesión al "Plan Inteligente" de la Tarifa Doble Horario Residencial, al que se adhirieron 7.050 clientes.

PLAN UTE TE PREMIA



Se bonificaron a los clientes estimándose alcanzar alrededor de 880.000 por un valor total de \$ 400 millones. La bonificación se genera si el cliente se encuentra en alguno de estos casos: que hayan tenido comportamiento de

buenos pagadores realizando sus pagos al día durante los meses de junio, julio, agosto y setiembre de 2018, no hayan tenido facturas vencidas pendientes de pago a dicha fecha. O estar al día al 30/09/2018 o estar adherido al Plan Solar, a la Tarifa Doble Horario Residencial, a la Tarifa Residencial Triple Horario, a la Tarifa Triple Horario Estacional, al Recambio de Termotanques, al Plan Más por Menos, al Plan Más Confort, utilicen la aplicación de UTE o reciban las facturas por mail.



Beneficios sectores productivos

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:

- Descuentos 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.
- Descuentos 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.
- Descuentos del 15% sobre los cargos de energía sin IVA sobre las actividades vinculadas a la industria láctea.
- Se bonificaron en el año un total de 31.098 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 constó de un descuento del 15% del gasto total por conceptos energéticos, en el período noviembre 2017 – marzo 2018.

En octubre del presente ejercicio se resolvió la continuidad del beneficio para el período noviembre 2018 a marzo 2019.

Se bonificaron en el año un total de 2.405 servicios eléctricos.

ARROCEROS

Según nota de la Dirección Nacional de Energía (DNE) del 31/01/2018 y con el apoyo del Ministerio de Ganadería Agricultura y Pesca (MGAP), UTE aprobó un beneficio para el sector arrocero. El mismo consistió en un descuento sobre los consumos de los meses marzo a mayo de 2018 del 15% en la facturación del cargo de energía eléctrica sin IVA y neto de otros descuentos comerciales. A través de dicha resolución se benefició a 29 Empresas industriales.

En octubre de 2018 se extiende el beneficio al período marzo 2019 a mayo 2019, manteniendo la posibilidad de ampliar el universo inicial de beneficiarios.

Acciones en el ámbito educativo y la comunidad

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.

El programa alcanzó a 27.441 alumnos que aprendieron en las 1.219 charlas dictadas por los divulgadores a escolares de todo el país.

Se llegó al 69% de los alumnos de 6° año de primaria de la enseñanza pública de nuestro 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.

Es un programa interinstitucional, que articula acciones entre el Consejo de Educación Inicial y Primaria (CEIP), el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) a través de la Dirección Nacional de Energía (DNE), El Plan Ceibal y UTE.

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

La participación fue de 112 centros educativos públicos y privados.

Es de destacar que cuatro de las escuelas que participaron obtuvieron reconocimientos en el Premio Nacional de Eficiencia Energética en la categoría Educación, premio que otorga el MIEM a las mejores prácticas y referencias en eficiencia energética.

Tarifas

El ajuste de tarifas de 2018 rigió a partir del 01/01/2018 y se realizó en forma pareja para todas las categorías con un 3,2%.

Los ajustes planteados a los diferentes cargos tarifarios se corresponden con este ajuste medio. Como excepción, se incrementaron en mayor medida los cargos por potencia de las tarifas de Grandes Consumidores (GC) de Subtrasmisión y Trasmisión.

Las tasas de conexión para suministros con Potencia Contratada menor o igual a 50 kW, así como las tasas de conexión para suministros con Instalación Microgeneradora ajustaron por la media, 3,2%, asimismo las tasas de reconexión y de rehabilitación ajustaron un 7,15%.

Se fijó un valor de \$18 para los envíos de factura a clientes que opten por esta modalidad y la Unidad Básica de Tasa (UBT) se ajustó por el porcentaje medio de 3,2 %.

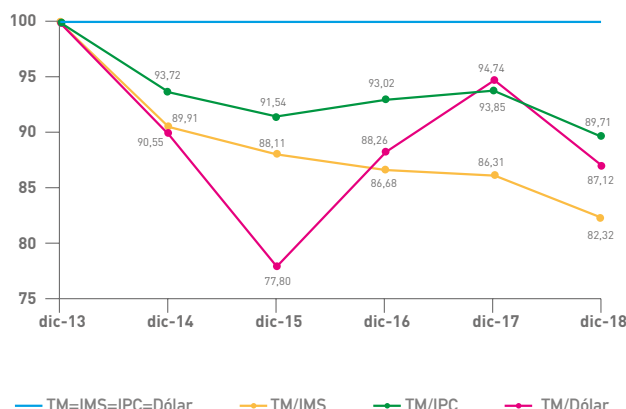
EVOLUCIÓN DE LA TARIFA MEDIA EN EL MEDIANO PLAZO

Al observar en el quinquenio la evolución de la Tarifa Media (TM) de UTE en relación con los principales indicadores macroeconómicos, se puede tener un acercamiento al impacto de los ajustes tarifarios.

En este sentido, se muestra en el siguiente gráfico:

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

Base: Diciembre 2013=100



La variabilidad del dólar se visualiza claramente en el gráfico posicionándose al final del quinquenio 12,88%, por debajo del valor al inicio.

La tarifa media en relación al Índice Medio de Salarios (IMS) muestra una constante evolución a la baja que se acentuó en 2018, donde el peso relativo de la Tarifa Media respecto del primero es, a diciembre de ese año, 17,68% menos que en diciembre de 2013.

Al comparar la TM con el Índice de Precios al Consumo (IPC), se observa al final del período en consideración, que la misma se posicionó 10,29 puntos por debajo de su valor en el año base, es decir, en términos reales la TM se ha abaratado más de un 10% en este período.

NUEVAS OPCIONES TARIFAS INCORPORADAS

• Tarifa General Hora-Estacional (THE)

Se incorporó una opción tarifaria para clientes con modalidad de consumo General de bajo porte; el beneficio que se otorga en los meses de setiembre, octubre y noviembre consiste en que el precio de Punta es igual al de Llano.

Es una nueva tarifa pensada para suministros generales que tengan su consumo mayor en los horarios valle y llano. Se divide en tres franjas horarias (Valle, Llano y Punta), con distintos valores para los precios de la energía. El horario Valle, es el más económico, mientras que el horario Punta es el más caro.

Se realizó una campaña de adhesión a esta tarifa a la cual se adhirieron 1.694 servicios a diciembre.

• Tarifa Residencial Triple Horario (TRT)

A partir del mes de setiembre de 2018 se incorporó al pliego tarifario de UTE una nueva tarifa opcional para clientes con modalidad de consumo Residencial. Presenta tres cargos por energía (Punta, Llano y Valle), con tramo horario de punta de igual extensión, que en la tarifa Residencial Doble Horario.

PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Las pérdidas globales de energía eléctrica en las redes de Distribución - técnicas y no técnicas - tuvieron un incremento en el presente año, cerrando en un valor de 17,7%.

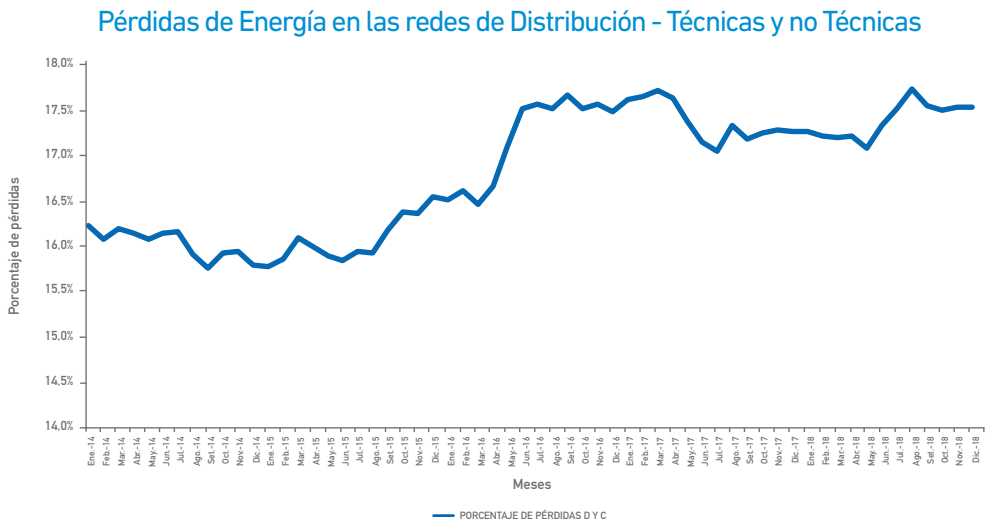
El invierno de 2018 fue uno de los más fríos de los últimos 10 años, resultando en un aumento de la demanda y junto a otros factores, explican el leve aumento de las pérdidas de energía eléctrica que se observó al cierre del año 2018 respecto al inicio del mismo.

En las zonas de vulnerabilidad socio-económica, el nivel de pérdidas se mantuvo prácticamente estable durante el año, en un valor del entorno de 6,4%.

A nivel Empresa los valores porcentuales de pérdidas de energía, a diciembre de 2018 fueron:

- Distribución y Comercial 17,7%.
- Zonas de vulnerabilidad socioeconómica 6,4%.
- Total Empresa (incluye GEN y TRA) 19,7%.

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



INCLUSIÓN SOCIAL

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 7.527.

Al cierre del mes de Diciembre 2018, las intervenciones del periodo tienen un porcentaje de permanencia del 87 % a nivel país, lo que implica que contando aquellos que siempre estuvieron activos y aquellos que hubo que

reactivar con diferentes políticas comerciales, logrando mantener dentro del circuito el porcentaje mencionado, variando éste por zona desde el 82% al 96 %.

De todos los servicios activos el 73 % mantiene al día el pago de sus facturas.





Gestión de los recursos

Tecnologías de la información y comunicaciones

ADECUACIÓN DE INFRAESTRUCTURA TIC

Se trabajó en la actualización de la infraestructura de TIC, así como en la adquisición del equipamiento y la realización de pruebas para la próxima instalación del nuevo Datacenter Pando que comenzará a operar a principios del año que viene, entre ellos:

- Se implantaron herramientas de monitoreo de tiempo de respuesta y puesta a punto de las aplicaciones de UTE.
- Se avanzó en el monitoreo de la cloud interna incorporando herramientas para automatizar los procesos.
- A nivel de conectividad se incorporaron tres nuevos balanceadores y se puso en producción el cluster de firewalls.
- Se incorporaron nuevos servidores.
- Se avanzó en la remodelación del Centro Procesamiento de Datos (CPD), de Agraciada y se incorporó una nueva UPS y nuevo generador.
- Se trabajó en la mejora de la autonomía de los servicios de operación incorporando software para la automatización.

DESARROLLO DE APLICACIONES

A nivel de desarrollo de aplicaciones se destaca:

- Se implantó el Nuevo Portal WEB de UTE, incorporando mejoras.
- Se trabajó en la implantación del nuevo sistema de Gestión Documental Corporativa (GDC).
- En Solución para Comercial, se potenció la herramienta de Inteligencia de Negocio (BI – Business Intelligence) realizando cambios significativos en la infraestructura. Asimismo se atendieron los múltiples requerimientos de proyectos estratégicos como Redes Inteligentes e Inclusión Social que impactaron en todos los procesos y trámites comerciales.
- En Sistemas de Distribución, entró en producción la solución Apoyo Móvil Integral a la Gestión de la Operación (AMIGO) utilizada por las brigadas para resolver las incidencias en campo, a la que se le incorporó la posibilidad de adjuntar fotos para el registro de la utilización de los elementos de seguridad (Seguridad y Salud Ocupacional) y resolver órdenes de trabajo.
- Se implantó el Módulo de Análisis de la red de Baja Tensión (MAR BT) que permite entre otras funcionalidades realizar cálculos de flujos de carga.
- En Solución para Generación la Incorporación de importantes funcionalidades al Sistema de Monitoreo Eólico (SIMONE) que permitió la automatización del cálculo de disponibilidad eólica de todos los parques. Se implantó un módulo para el monitoreo de los datos ambientales de las Centrales Térmicas y el envío de la información a la DINAMA.
- En lo que refiere a Trasmisión se extendió a todos los Centros Regionales de Trasmisión (CRT), la solución móvil para las inspecciones de líneas y se comenzó con un piloto para las inspecciones de subestaciones.



TELECOMUNICACIONES

A nivel de Telecomunicaciones se destaca:

- La incorporación de Salto al backbone por fibra óptica de intercambio con ANTEL.
- Incorporación de 82 puntos nuevos de Telecontrol de Distribución, por fibra óptica, radio o celular.
- Se implementaron servicios de comunicaciones para SE Punta del Este así como servicios de comunicaciones para Generadores.
- A nivel de mantenimiento de las redes de Telecomunicaciones, se continuó con el proyecto de Reingeniería Aplicado a la Gestión de Activos (PRAGA) quedando operativa la compra para ejecutar la capacitación en confiabilidad como parte 2 del proyecto.
- En referencia a la Operación de la red, se logró el 100% de avance en los proyectos de puesta en servicio de estaciones de DIS remodeladas, protocolos de puesta en servicio, Operación de los servicios TDM, integración al monitoreo de los canales de respaldo de Comercial y la red de respaldo de estaciones de TRA, y monitoreo integral de UPS.

INNOVACIÓN

Se desarrollaron varios proyectos de Investigación y Desarrollo (I+D) que incluyeron nuevas tecnologías como Blockchain, procesamiento de imagenología, Firma digital, certificados digitales y Comunicaciones Internet of things (IOT) y contingencia de celular.

SEGURIDAD DE LA INFORMACIÓN

A nivel de Seguridad de la información, se extendió el etiquetado y procedimiento de manejo de la información a todos los procesos de TIC.

Se continuó con el plan de sensibilización a los usuarios de UTE y se avanzó en la plataforma ciberseguridad.

Gestión humana

Como resultado de los llamados a concurso efectuados, ingresaron a la Empresa 32 funcionarias y 138 funcionarios así como 16 becarias y 19 becarios.

Se coordinaron 1.601 acciones formativas que incluyeron 5.205 funcionarios/as con una inversión de 200.464 horas de capacitación.

En el Centro de Capacitación Técnica Norte de Paso de los Toros, se dictaron los primeros Bachilleratos Técnicos para formar estudiantes en Operación y Mantenimiento de Instalaciones Eléctricas de Distribución y Trasmisión. Como resultado de estas actividades formativas, egresaron 27 estudiantes. Se reacondicionó el Centro de Capacitación Técnica debido a que se proyecta realizar estos bachilleratos en Montevideo.

Durante el ejercicio se continuó con la formación en Liderazgo Transformacional con la realización de 3 cursos a los cuales asistieron 59 Subgerentes. Al finalizar el año se alcanzó la meta de que 149 funcionarios (considerando Gerentes de Área, Gerentes de División, Gerentes de Sector y Subgerentes) participaran de la formación en Liderazgo Transformacional, compartiendo una misma mirada sobre el rol del líder.

Los datos de accidentabilidad fueron los siguientes: se registraron 199 accidentes de trabajo, siendo este el valor más bajo en términos absolutos por segundo año consecutivo. Los indicadores asociados a accidentabilidad han sido: Frecuencia 17,06, Gravedad 403,62 y Pérdida 6,89.

Frecuencia: Número de accidentes * 10⁶/horas personas trabajadas.

Gravedad: Número de días perdidos * 10⁶/horas personas trabajadas.

Pérdida: Frecuencia * Gravedad/1000.

Económico - Financiera

El resultado del ejercicio 2018 fue de \$ 11.295 millones, que traducidos a Dólares promedio (30,725) equivalen a U\$S 367,6 millones.

Teniendo en consideración los Estados de Resultados de los Ejercicios 2017 (U\$S 489 millones) y 2018, la desmejora en el resultado se explica fundamentalmente por la disminución de ingresos medidos en Dólares respecto del ejercicio anterior a pesar del incremento de la facturación local en unidades físicas, disminución de las exportaciones respecto del ejercicio anterior, mayor costo de abastecimiento de la demanda local debido al incremento de la compra de energía a los generadores locales y mayor uso de combustible, disminución en Resultados Diversos debido a una menor venta de bienes de uso y un menor resultado por inversiones.

Los ingresos por ventas de energía al mercado interno disminuyeron U\$S 15,9 millones (0,95%). En unidades físicas, hubo una mayor venta de 230 GWh, lo que implica un aumento del 2,7% con respecto al año 2017.

En cuanto a los ingresos por ventas y su relación con la recaudación, ésta sigue estando en niveles altos, siendo el valor alcanzado en 2018 de 99,3% (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 UTE en 2018 fue de U\$S 4.091 millones, por lo que el resultado sobre patrimonio asciende al 8,99% (11,40% en el ejercicio 2017).

El presente año puede ser caracterizado como aquel donde se consolidó la oferta de energías renovables a través de los distintos parques que contratan con UTE la venta de su producción, siendo de esperar en los próximos años incremento marginal de la oferta y la estabilización de costos en niveles relacionados con el valor promedio de las crónicas del sistema.

En los próximos años la oferta de energía excederá la demanda, presionando la necesidad de gestionar la misma a efectos de colocar los excedentes ya sea localmente o en el exterior.

Los costos de abastecimiento de la demanda reflejados en los Estados de Resultados, convertidos a Dólares del respectivo ejercicio fueron U\$S 514 millones.

La deuda financiera excluyendo la correspondiente a arrendamientos financieros, en términos nominales, tuvo una disminución de U\$S 93 millones, alcanzando al 31 de diciembre de 2018 los U\$S 1110 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 20%.

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 cuales están financiando el Proyecto de Ciclo Combinado en Punta del Tigre y dispuestos a financiar los proyectos de desarrollo que UTE proponga.

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 4,81 %.

Asimismo, la duración de la deuda al 31 de diciembre de 2018 es de 65 meses, inferior a la del año 2017. Se continúa con la política de extender los plazos de financiamiento de inversiones, tratando de acercarlos a la vida útil promedio de los activos de UTE. Respecto de las tasas de interés de los préstamos al 31 de diciembre, el 53% de la deuda está a tasa fija mientras que otro 30% tiene un swap asociado al flujo de deuda correspondiente, el resto permanece a tasa flotante.

Las inversiones ejecutadas en el presente ejercicio alcanzaron la suma de U\$S 257 millones 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.

De acuerdo a la opinión de los analistas económicos, es esperable que la economía crezca durante los años 2019 y 2020, a tasas por debajo de las previsiones realizadas con anterioridad y el crecimiento se ubique en el entorno del 2% anual. 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 night view of a city skyline, densely packed with illuminated buildings. Overlaid on the city are several glowing white arcs that intersect at bright points, resembling orbital paths or a network diagram. The overall color palette is dark blue and black, with the city lights providing a warm, yellowish glow.

Consultoría Externa

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 DE GESTIÓN

- **ANTEL - Rediseño de los procesos administrativos**



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

Es una herramienta de gestión para los procesos: Financiero - Contable, Contrataciones, Almacenes y Reaprovisionamiento y de Gestión Humana. El ERP-SAP capitaliza buenas prácticas implementadas a nivel mundial, brindando la posibilidad de introducir mejoras sustanciales en sus procesos.

Durante el 2018 se cumplieron las etapas de I- Planificación y Diseño Detallado y II- Implementación.

- **Corte Electoral**



En el año se dio comienzo al proyecto de Actos Eleccionarios para adecuar el sistema de escrutinio a utilizarse en el Acto Eleccionario de 2019 con el apoyo in-situ correspondiente.

Se brindó asesoramiento en planificación estratégica del período 2018-2020, para lograr una visión corporativa e integrada de la Corte Electoral.

- **Expediente Electrónico**

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.

En el presente año la Empresa ha desarrollado una herramienta que integra al GEX en la WEB que permite interoperar en forma electrónica con otros sistemas de expediente electrónico de acuerdo a las normas establecidas por la Agencia de Gobierno Electrónico y Sociedad de la Información y del Conocimiento (AGESIC).

- **Ministerio de Vivienda, Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente**

Durante el primer trimestre del año se desarrolló y consolidó la nueva versión del GEX.

- **Banco República Oriental del Uruguay**

En el año se finalizó el proyecto de migración de expedientes electrónicos iniciado en 2017.

- **Ministerio de Relaciones Exteriores**

Se completó la etapa de organización del proyecto de migración de los expedientes electrónicos. Se instaló una nueva versión del sistema con la formación y testing correspondiente.



• **Proyectos de Outsourcing, Mantenimiento y Gestión**

Bajo esta modalidad se han prestado los siguientes servicios:

- Oficina Nacional del Servicio Civil, mantenimiento de GEX en la WEB.
- Presidencia de la República, mantenimiento de GEX en la WEB y outsourcing servidor interconexión Ministerial.
- Dirección Nacional de Aduanas, mantenimiento de GEX en la WEB
- Administración Nacional de Correo, mantenimiento y outsourcing de procesamiento de datos.
- Mantenimiento del Sistema de Información Registro Cívico Nacional de la Corte Electoral.
- Mantenimiento del Sistema de Gestión de Obras (SGO) del MVOTMA.
- Servicios prestados a Gas Sayago S.A..

PROYECTOS DE INGENIERÍA Y MANTENIMIENTOS ELÉCTRICOS

• **Ministerio de Ganadería, Agricultura y Pesca (MGAP)**

Finalizó el seguimiento de la ejecución de la Obra desarrollada en el segundo piso del edificio sede del MGAP.

Se continuó brindando al MGAP el servicio de mantenimiento integral de una UPS y Sistema de Refrigeración del Centro de Procesamiento de Datos.

• **Parque Eólico Artilleros**

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

• **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.

Luego de haberse efectuado los ensayos correspondientes y la puesta en servicio, energización y documentación de las instalaciones según el plan de obra, se finalizó este año la obra sin pendientes de reclamo por parte del cliente.



SERVICIOS DIVERSOS

En este año se incorporó el asesoramiento legal en juicios contenciosos a los generadores eólicos AREAFLIN S.A. y RAFISA (fideicomisos).



The background is a dark blue, textured surface with a grid pattern. Overlaid on this are various financial graphics: a large, light blue arrow pointing upwards and to the right, several vertical bars of varying heights, and jagged line graphs. Scattered throughout are white and light blue numbers, including 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, and 0. The overall aesthetic is modern and professional, typical of a business or finance-themed presentation.

Información económica y Estados contables

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018

(En pesos uruguayos)

	Notas	31/12/2018	31/12/2017
ACTIVO			
Activo Corriente			
Efectivo	5.1	9.180.103.045	9.035.817.952
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	5.2	8.404.359.873	11.653.669.316
Inventarios	5.3	2.905.252.742	2.632.453.051
Activos por instrumentos financieros	5.6	4.992.022.531	6.625.109.043
Materiales en arrendamiento financiero	16	135.931.376	-
Total Activo Corriente		25.617.669.567	29.947.049.362
Activo no Corriente			
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	5.2	708.436.576	1.682.196.375
Inventarios	5.3	3.576.896.703	2.988.035.056
Propiedades, planta y equipo	5.5	145.054.096.550	142.293.674.472
Bienes en arrendamiento financiero	5.4	5.766.822.824	5.987.126.451
Activos en concesión de servicio	5.10.1	49.662.911.834	49.437.708.689
Inversiones en entidades	5.8	5.322.370.756	10.333.107.930
Activos por instrumentos financieros	5.6	713.732.561	60.772.898
Bienes en comodato	5.9	296.960.116	310.699.664
Activo por impuesto diferido	5.7	18.826.970.176	16.679.655.410
Activos biológicos		149.472.073	137.803.480
Total Activo no Corriente		230.078.670.169	229.910.780.425
TOTAL ACTIVO		255.696.339.736	259.857.829.787
PASIVO			
Pasivo Corriente			
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	5.11	10.525.633.044	10.050.026.036
Pasivo por concesión de servicios	5.10.2	974.642.864	2.570.346.943
Provisiones con los empleados	5.12	2.060.555.092	1.983.447.715
Otras provisiones	5.13	1.009.022.166	2.351.339.948
Pasivos por instrumentos financieros	5.14	4.447.196.944	4.647.335.311
Total Pasivo Corriente		19.017.050.110	21.602.495.952
Pasivo no Corriente			
Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	5.11	6.729.994.010	8.480.993.324
Pasivo por concesión de servicios	5.10.2	48.688.268.970	46.867.361.746
Provisiones con los empleados	5.12	365.430.220	370.364.656
Otras provisiones	5.13	932.344.636	820.913.035
Pasivos por instrumentos financieros	5.14	52.495.064.053	49.905.127.500
Total Pasivo no corriente		109.211.101.889	106.444.760.261
TOTAL PASIVO		128.228.151.999	128.047.256.213
PATRIMONIO			
Capital integrado, aportes a capitalizar y reserva por reexpresión	5.15	84.373.889.317	84.373.889.317
Reservas	5.15	21.029.119.420	19.805.098.695
Transferencia neta Fondo de Estabilización Energética	5.15	647.440.459	647.440.459
Resultado de ejercicios anteriores	5.15	5.256.944.835	7.886.575.760
Resultado del ejercicio		11.295.334.112	14.020.331.048
Total Patrimonio atribuible a controladora		122.602.728.143	126.733.335.279
Total Patrimonio atribuible a participaciones no controladoras		4.865.459.594	5.077.238.294
TOTAL PATRIMONIO		127.468.187.737	131.810.573.573
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO		255.696.339.736	259.857.829.786

Las notas 1 a 18 que acompañan estos estados financieros son parte integral de los mismos.

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL CONSOLIDADO EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2018

(En pesos uruguayos)

	Notas	2018	2017
Ingresos de actividades operativas	6.1	51.536.315.355	51.262.645.719
Costo de ventas	6.2	(27.891.687.082)	(23.986.753.571)
RESULTADO BRUTO		23.644.628.273	27.275.892.148
Gastos de administración y ventas	6.2	(10.395.207.950)	(9.738.480.911)
Otros ingresos	6.1	3.960.496.464	4.155.107.491
Otros gastos	6.2	(4.709.104.840)	(3.951.337.325)
RESULTADO OPERATIVO		12.500.811.947	17.741.181.403
Ingresos financieros	6.3	3.307.384.375	1.387.009.962
Costos financieros	6.3	(4.707.271.768)	(3.746.631.871)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS		11.100.924.554	15.381.559.494
Impuesto a la renta	5.7	304.040.058	(944.803.922)
RESULTADO DEL EJERCICIO		11.404.964.612	14.436.755.572
Resultado del ejercicio atribuible a:			
Controladora		11.295.334.112	14.020.331.048
Participaciones no controladoras		109.630.500	416.424.524
		11.404.964.612	14.436.755.572

Las notas 1 a 18 que acompañan estos estados financieros son parte integral de los mismos.

OTROS RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018

(En pesos uruguayos)

	Notas	2018	2017
RESULTADO DEL EJERCICIO		11.404.964.612	14.436.755.572
Componentes de otro resultado integral neto de impuestos			
Reserva por conversión	5.15	1.746.974.715	(279.900.412)
TOTAL OTRO RESULTADO INTEGRAL		1.746.974.715	(279.900.412)
RESULTADO INTEGRAL TOTAL		13.151.939.327	14.156.855.160
Resultado del ejercicio atribuible a:			
Controladora		12.519.354.837	13.824.475.699
Participaciones no controladoras		632.584.490	332.379.461
		13.151.939.327	14.156.855.160

Las notas 1 a 18 que acompañan estos estados financieros son parte integral de los mismos.

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018

(En pesos uruguayos)

Período actual 01/01/2018 al 31/12/2018	Notas	Capital Integrado, aportes a capitalizar y Reserva por Reexpresión	Reservas	Transferencia neta Fondo de Estabilización Energética	Resultado de períodos anteriores	Resultado del período	Patrimonio atribuible a controladora	Patrimonio atribuible a participaciones no controladoras	Patrimonio total
Patrimonio al comienzo del período		84.373.889.317	19.805.098.695	647.440.459	21.906.906.808	-	126.733.335.279	5.077.238.294	131.810.573.573
Cambios en el patrimonio inicial									
Cambio en políticas contables							-		
Corrección de errores							-		
Saldo patrimonio inicial modificado por cambios y errores		84.373.889.317	19.805.098.695	647.440.459	21.906.906.808	-	126.733.335.279	5.077.238.294	131.810.573.573
Resultado Integral - Resumen									
Resultado del ejercicio						11.295.334.112	11.295.334.112	109.630.500	11.404.964.612
Otro resultado integral			1.224.020.725				1.224.020.725	52.953.990	1.746.974.715
Resultado integral total		-	1.224.020.725	-	-	11.295.334.112	12.519.354.837	632.584.490	13.151.939.327
Aportes de capital					-			-	-
Incrementos (Disminuciones) de reservas de utilidades					-			-	-
Dividendos reconocidos como distribuciones a pro- pietarios					-			(844.363.190)	(844.363.191)
Incrementos por otras apor- taciones					-			-	-
Disminuciones por otras distribuciones					-			-	-
Versión de resultados	5.15				(16.649.961.973)		(16.649.961.973)		(16.649.961.972)
Total de incrementos (dis- minuciones) de patrimonio		-	-	-	(16.649.961.973)	-	(16.649.961.973)	(844.363.190)	(17.494.325.163)
Patrimonio al final del pe- ríodo (Saldo al 31.12.2018)		84.373.889.317	21.029.119.420	647.440.459	5.256.944.835	11.295.334.112	122.602.728.143	4.865.459.592	127.468.187.737

Las notas 1 a 18 que acompañan estos estados financieros son parte integral de los mismos.

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO

EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2018

(En pesos uruguayos)

	Notas	31/12/2018	31/12/2017
Flujos de efectivo aplicados de actividades de operación			
Resultado del ejercicio atribuible a controladora		11.295.334.112	14.020.331.048
Resultado del ejercicio atribuible a participaciones no controladoras		109.630.500	416.424.523
		11.404.964.612	14.436.755.571
Ajustes al resultado del ejercicio			
Diferencias de cambio de efectivo y equivalentes		(1.262.012.167)	51.084.193
Gastos de depreciación y amortización		7.657.806.508	6.965.742.416
Otros ajustes al resultado del período		5.857.453.247	4.464.431.278
Ajustes por variaciones de activos y pasivos			
Disminuciones (incrementos) en los inventarios		(875.201.129)	(225.656.522)
Disminuciones (incrementos) en cuentas por cobrar de origen comercial		832.356.414	(2.426.708.928)
Disminuciones (incrementos) en otras cuentas por cobrar de actividades de operación		(1.985.943.265)	(2.552.477.957)
Incrementos (disminuciones) en cuentas por pagar de origen comercial		465.665.312	1.091.566.910
Incrementos (disminuciones) en otras cuentas por pagar de actividades de operación		2.882.011.655	973.398.303
Flujos de efectivo netos proveniente de actividades de operación		24.977.101.187	22.778.135.264
Impuesto a las ganancias pagado		(3.667.063.468)	(2.875.639.522)
Flujos de efectivo netos totales proveniente de actividades de operación		21.310.037.719	19.902.495.742
Flujos de efectivo aplicados de actividades de inversión			
Pagos por compra de Propiedad, planta y equipo	7	(6.058.487.193)	(7.565.291.885)
Anticipo para compra de propiedad, planta y equipo		(223.630.600)	(26.402.104)
Pagos por compra de Propiedad, planta y equipo del período anterior		(1.980.429.506)	(2.105.036.273)
Cobros por venta de propiedad, planta y equipo y bienes desafectados		4.081.108	291.505.015
Cobros (pagos) procedentes a la venta (compra) de activos biológicos		7.903.210	12.246.943
Cobros (pagos) procedentes del Fideicomiso Fondo de Estabilización Energética	7	-	42.768.622
Cobro al vencimiento depósito a plazo fijo e intereses		-	864.660.745
Adquisición certificados de participación en entidad controlada		-	(186.625)
Pago CAF condonando a Gas Sayago S.A.	7	(775.319.458)	-
Flujos de efectivo netos totales aplicados de actividades de inversión		(9.025.882.439)	(8.485.735.562)
Flujos de efectivo aplicados de actividades de financiación			
Versión a cuenta del resultado del período	5.15	(10.473.583.973)	(10.898.512.921)
Prima de emisión		-	(94.968.256)
Pagos de préstamos		(6.871.298.562)	(6.763.600.996)
Nuevas deudas financieras		3.049.061.889	9.158.078.262
Pagos de instrumentos financieros derivados		(8.174.277)	(29.123.518)
Cobros de instrumentos financieros derivados		41.258.343	-
Pagos de arrendamientos financieros	7	(851.722.807)	(614.122.916)
Distribución de utilidades		(868.893.329)	-

Flujos de efectivo netos totales aplicados de actividades de financiación		(15.983.352.716)	(9.242.250.345)
Incremento (disminuciones) netos de efectivo y equivalente de efectivo		(3.699.197.436)	2.174.509.835
Efectivo y equivalente de efectivo al inicio del ejercicio		15.460.758.954	13.419.946.832
Efecto asociado al mantenimiento de efectivo y equivalentes		1.539.566.273	(133.697.713)
Efectivo y equivalente de efectivo al final del ejercicio	7	13.301.127.791	15.460.758.954

Las notas 1 a 18 que acompañan estos estados financieros son parte integral de los mismos.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2018

NOTA 1 INFORMACIÓN BÁSICA SOBRE EL GRUPO

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

Por el art. 265 de la Ley N° 16.462 del 11 de enero de 1994 se amplía su giro, facultándose su participación fuera de fronteras en las diversas etapas de la Generación, Transformación, 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 artículo 2° del Decreto - Ley N° 14.694, estableciendo a su vez un nuevo Marco Regulatorio Legal para el Sistema Eléctrico Nacional. La misma establece un reordenamiento del mercado eléctrico fijando condiciones y creando organismos reguladores.

En la actualidad la Empresa cuenta con una potencia puesta a disposición del parque generador hidrotérmico y eólico propio que asciende a 1.714 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 2018 fue de 2.063 MW, ocurrida el 23 de julio.

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

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

1.2 Interconexión del Sur S.A.

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

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

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

1.3 AREAFLIN S.A.

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

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

El referido parque eólico se encuentra operativo al 31 de diciembre de 2018.

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.

La participación actual de UTE en la sociedad corresponde a un 20,085% del total de los certificados de participación emitidos.

El referido parque eólico se encuentra operativo al 31 de diciembre de 2018.

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.

El parque eólico se encuentra operativo al 31 de diciembre de 2018.

NOTA 2 ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Los presentes estados financieros han sido aprobados para su emisión por el Directorio de la empresa el 21 de marzo de 2019.

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

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

La norma reseñada fue reglamentada por diversos Decretos del Poder Ejecutivo, en particular por el Decreto 291/014 del 14/10/14, el cual establece que los Estados financieros correspondientes a períodos que comiencen a partir del 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 (IASB – International Accounting Standards Board) a la fecha de emisión del decreto y publicados en la página WEB de la Auditoría Interna de la Nación, salvo para las entidades comprendidas en el Decreto 124/11 y las entidades excluidas por la sección 1 de las NIIF para PYMES. La norma aplicable a las entidades exceptuadas por el Decreto 291/014, en aplicación del Decreto 124/011, corresponde a las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por el IASB traducidas al idioma español.

UTE en su calidad de Ente autónomo está expresamente excluido del alcance del Decreto 124/011; sin embargo en aplicación de la excepción prevista en el Decreto 291/014 en lo que refiere al no cumplimiento de las características previstas por la sección 1 de las NIIF para PYMES, en los estados financieros correspondientes a períodos que comiencen a partir del 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 2018 que fueron adoptadas por el Grupo y su impacto sobre los presentes estados financieros:

- NIIF 9 – Instrumentos financieros
- NIIF 15 – Ingresos provenientes de contratos con clientes
- Modificaciones a NIIF 2 – Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones
- Modificaciones a la NIC 40 – Transferencia de propiedades de inversión
- Modificaciones a la NIIF 2 – Clasificación y medición de los pagos basados en acciones
- Modificaciones a la NIIF 4 – Contratos de seguros
- Modificaciones a la NIIF 1 – Adopción por primera vez de la NIIF
- Modificaciones a la NIC 28 – Inversiones en entidades asociadas
- CINIF 22 – Transacciones en moneda extranjera y contraprestaciones pagadas por anticipado

En el ejercicio 2018, con excepción de la NIIF 9 – Instrumentos financieros que se menciona más adelante, las restantes normas revisadas por la IASB no provocaron impacto en los estados financieros del Grupo. (Nota 4.7)

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 16 referida a arrendamientos, fecha de vigencia 01/01/19
- CINIF 23 Incertidumbre sobre los tratamientos de los impuestos a los ingresos, fecha de vigencia 01/01/19
- NIIF 17 Contratos de seguros, fecha de vigencia 01/01/2021
- NIC 28 Enmienda referida a participaciones en asociadas y negocios conjuntos, fecha de vigencia 01/01/2019
- NIC 19 Cambios a planes de retiro, fecha de vigencia 01/01/2019
- Modificaciones a las NIIF Mejoras anuales Ciclo 2015 – 2017
- Modificaciones a NIIF 10 y NIC 28 Venta o aportación de activos entre un inversor y su asociado o negocio conjunto

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 AREAFLIN 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 8) y convertidos a moneda nacional a los tipos de cambio de cierre de cada ejercicio (interbancario \$ 32,406 por dólar al 31/12/18 y \$ 28,807 por dólar al 31/12/17).

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

A efectos de su valuación, a partir del ejercicio 2018, el Grupo clasifica sus activos financieros según el criterio general de clasificación establecido por la NIIF 9 sobre la base de los dos siguientes elementos:

- Modelo de negocio de la entidad para gestionar los activos financieros y
- Características de los flujos de efectivo contractuales del activo financiero

4.7.1 Reconocimiento inicial y medición posterior

La valuación de los activos financieros aplicada es la siguiente:

- Se reconocen inicialmente a valor razonable y posteriormente a costo amortizado si el modelo de negocio del Grupo para gestionar estos activos financieros es mantener los activos financieros para obtener los flujos de efectivo contractuales y las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar, en fechas específicas a flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el importe principal pendiente.
- Se valúan a valor razonable con cambios en otro resultado integral si el modelo de negocio del Grupo para gestionar estos activos financieros implica la obtención de los flujos de efectivo contractuales y vendiendo activos financieros y las condiciones contractuales del activo financiero dan lugar, en fechas específicas, a flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el importe del principal pendiente.
- Se valúan a valor razonable con cambios en resultados si estos activos financieros no se gestiona a través de los modelos mencionados en los literales a) y b) anteriores, sino centrados en la información sobre su valor razonable, a través de la venta de los activos.

4.7.2 Baja de Activos Financieros

Estos activos son dados de baja cuando:

- Hayan expirado los derechos contractuales a recibir flujos de efectivo generados por el activo.
- Se hayan transferido los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo generados por el activo, o se haya asumido una obligación a pagar a un tercero la totalidad de esos flujos de efectivo sin demora significativa, a través de un acuerdo de transferencia, y (a) se hayan transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo; o no se hayan ni transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo, pero se haya transferido el control sobre el mismo, los derechos a percibir los flujos de caja respectivos han caducado o (b) cuando han sido cedidos y el Grupo ha transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes al derecho de propiedad sobre los mismos.

4.7.3 Deterioro del valor de Activos Financieros

A partir del presente ejercicio el Grupo aplica la NIIF 9 - Instrumentos financieros, norma que modifica el cálculo del deterioro de valor de activos y pasivos financieros. Por lo tanto en cada fecha de cierre el Grupo debe evaluar si existe evidencia objetiva de que exista deterioro en el valor de un activo o de un conjunto de activos financieros.

Los criterios para la valoración del deterioro de valor de los activos financieros son los siguientes:

- Respecto a los activos financieros cuyo nivel de riesgo crediticio no se incrementa significativamente desde el reconocimiento inicial, las pérdidas por deterioro a reconocer son las pérdidas esperadas que es posible que ocurra dentro de los 12 meses siguientes a fecha de cierre del ejercicio.
- Los activos financieros cuyo nivel de riesgo crediticio se incrementa significativamente desde el reconocimiento inicial, la corrección de valor por pérdidas de un instrumento financiero corresponden al importe de las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida del activo, considerando toda la información disponible razonable y sustentable, incluyendo la que se refiera al futuro.
- Respecto a aquellos activos financieros que evidencien un deterioro de valor a la fecha de cierre, el Grupo reconocerá en el resultado del periodo el importe del cambio en las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida del activo como una ganancia o pérdida por deterioro.

4.7.4 Impacto de la aplicación de la NIIF 9 – Instrumentos financieros

El Grupo comenzó a aplicar la NIIF 9 en conformidad con las disposiciones establecidas en la norma.

La fecha de aplicación inicial (es decir, la fecha en la que el Ente ha evaluado sus activos financieros existentes y pasivos financieros en cuanto a los requerimientos de la NIIF 9) es el 1 de enero de 2018. El Grupo ha aplicado los requerimientos de la NIIF 9 a los instrumentos que no han sido dados de baja al 1 de enero de 2018 y no han sido aplicados los requisitos para los instrumentos que ya se han dado de baja al 1 de enero de 2018.

El Grupo ha realizado su estimación de las pérdidas esperada en base a información histórica y estimaciones futuras de ocurrencia del deterioro de los activos. Para ello los cálculos se basaron en los siguientes parámetros para los activos financieros relacionados con cuentas por cobrar de carácter comercial (deudores particulares, oficiales, municipales y documentada).

Clasificación de Deuda	% Pérdida por deterioro Aplicado
Vigente	1%
Vencida - entre 30 y 90 días	2%
Vencida - entre 90 días y 18 meses	60%
Vencida - mayor a 18 meses	100%

El efecto del cambio de criterio es el siguiente:

Previsión Incobrables al 31.12.2018 según criterio aplicado hasta el 31.12.2017	Previsión Incobrables al 31.12.2018 en aplicación nuevo criterio	Variación
\$ 851.790.667	\$ 1.049.072.982	\$ 197.282.316

4.8 Inversiones en otras Entidades

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

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

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

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

4.9 Activos biológicos

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

4.10 Pérdidas por deterioro de activos tangibles e intangibles

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

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

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

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

4.11 Previsiones

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

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

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

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

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

4.16 Tributos

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

1. A partir del 01/05/95 y como consecuencia de la Ley N° 16.697 del 25/04/95 y del Decreto N° 158/95 del 28/04/95, UTE pasó a ser contribuyente del Impuesto al Valor Agregado, en sustitución del IMESI que se tributaba hasta entonces. (*)
2. En cuanto al Impuesto a la renta, la Empresa se encuentra comprendida como contribuyente a partir del ejercicio 1991. A partir del ejercicio 2003 se comenzó a aplicar el método del impuesto a la renta diferido, según indica la Norma Internacional de Contabilidad N° 12. Las revelaciones requeridas por dicha norma se presentan en la Nota 5.7. Por Ley N° 18.083 del 27/12/06, se aprobó la entrada en vigencia del Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas (IRAE), para los ejercicios iniciados a partir del 1° de julio de 2007. (*)
3. A partir del 05/01/96 por aplicación del art. 665 de la Ley N° 16.736 y art. 1° del Decreto N° 505/96 del 24/12/96, UTE pasó a estar comprendida como contribuyente del Impuesto al patrimonio desde el ejercicio 1996 inclusive.
4. La Ley N° 16.853 del 14 de agosto de 1997 facultó al Tribunal de Cuentas de la República a fijar una tasa de hasta el 1,5 o/oo (uno con cincuenta por diez mil) sobre los ingresos brutos de las Empresas industriales y comerciales del Estado, por la intervención que le compete en los Estados financieros de éstas.
5. A partir de la promulgación del Decreto N° 528/003 del 23/12/03, el Poder Ejecutivo designa a los Entes Autónomos y Servicios Descentralizados que integran el dominio industrial y comercial del Estado como agentes de retención del 60% de IVA por las adquisiciones de bienes y servicios que realicen. Los Decretos N° 363/011 y N° 364/011 del 26/10/11, establecieron cambios en el régimen de retención establecido en el Decreto N° 528/003, reduciendo el porcentaje de retención de IVA a 40% para los servicios de construcción contratados en régimen de licitación pública y la compra de energía eléctrica. En ambos casos la vigencia era a partir del 01/11/11 y hasta el 31/12/12. Con fecha 28/01/13 y 14/02/13, se publicaron los Decretos N° 18/013 y N° 43/013, respectivamente. El primero de ellos estableció que en los casos de compra de energía eléctrica facturados entre el 01/01/13 y el 31/12/14, el porcentaje de retención de IVA ascenderá al 20%. El segundo prorrogó hasta el 31/12/13 el período de aplicación del porcentaje de retención (40%) establecido por el Decreto N° 363/011 para los servicios de construcción contratados en régimen de licitación pública. El Decreto N° 29/014 extendió el plazo de aplicación de las disposiciones establecidas por el Decreto N° 363/011 hasta el 31/12/14. Los Decretos 366/014 del 16/12/2014 y 333/015 del 7/12/2015, prorrogaron las disposiciones hasta el 31/12/2015 y 31/12/2017, respectivamente. Con fecha 04/04/2018, se publicó el Decreto 62/018 que prorrogó hasta el 31/12/2020 la retención establecida por el Decreto N° 363/011. La retención de IVA del 20% en la compra de energía eléctrica, no fue prorrogada, por lo que actualmente se retiene según lo establecido en el Decreto N° 528/003.
6. La Ley N° 17.598 del 13 de diciembre de 2002 creó la Tasa de Control del Marco Regulatorio de Energía y Agua y facultó al Poder Ejecutivo a fijar una tasa de hasta el 2o/oo (dos por mil) sobre el total del ingreso por la prestación gravada. El Decreto N° 544/003 confirmó la tasa en el máximo de su tope. 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 ADME (Administración del Mercado Eléctrico), que se devenga por cada transacción que se ejecuta a través del Sistema Interconectado Nacional. Por Decreto N° 276/018, se estableció el monto de la tasa en \$ 4,864 por MWh para el año 2018.
8. A partir del 01/07/07 y como consecuencia de la Ley N° 18.083 de 27/12/06 y Decretos reglamentarios, UTE pasó a ser agente de retención del Impuesto a la Renta de las Personas Físicas (IRPF), del Impuesto a la Renta de los No Residentes (IRNR) y del 90% del IVA de los servicios de salud que contrate.
9. El Decreto N° 86/012 aprobó el Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética (FUDAEE) creado el 29/12/11 por el Ministerio de Economía y Finanzas, el Ministerio de Industria, Energía y Minería y la Corporación Nacional para el Desarrollo. UTE en calidad de Empresa prestadora de energía, debe aportar anualmente al FUDAEE el 0,13% del total de las ventas anuales de energéticos en el mercado interno al consumidor final o intermediario, en la medida que el fideicomiso haya aplicado los fondos recibidos correspondientes a aportes anteriores.
10. A partir del 1° de julio de 2008 y como consecuencia de la Ley N° 18.314 y decretos reglamentarios, UTE se convirtió en agente de retención del Impuesto a la Asistencia a la Seguridad Social (IASA).
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., AREAFILIN S.A., SOLFIRAL S.A., y los Fideicomisos Financieros PAMPA y ARIAS son contribuyentes del Impuesto a la renta de las Actividades Económicas (IRAE), del Impuesto al Patrimonio (IP) y del Impuesto al Valor Agregado (IVA). Al cierre del ejercicio SOLFIRAL S.A. no ha iniciado actividades por lo que no ha generado obligaciones asociadas a ninguno de los impuestos detallados.

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

4.16.1 Beneficios fiscales ISUR

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

1. Exoneración de todo recargo, incluso el mínimo, del Impuesto Aduanero Único a la Importación, de la Tasa de Movilización de Bultos, de la Tasa Consular y, en general de todo tributo, incluyendo el Impuesto al Valor Agregado e Impuesto de Contribución para el financiamiento de la Seguridad Social, cuya aplicación corresponda en ocasión de la importación de maquinarias y equipos eventualmente necesarios para llevar a cabo la inversión.
2. Se otorga un crédito por el Impuesto al Valor Agregado e Impuesto de Contribución para el financiamiento de la Seguridad Social incluidos en las adquisiciones en plaza de maquinarias y equipos por hasta los montos impositivos 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 beneficios:

1. Exoneración de tasas consulares, impuesto único aduanero y todos los demás tributos asociados a la importación de equipos previstos en el proyecto.
2. 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.
5. 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

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

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2018 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 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 2018, 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 2018, se efectuó una estimación de los mismos. Para ello se consideró la facturación real de diciembre de 2018 (la cual incluye consumos de parte de noviembre y diciembre) y en función de su composición por tarifas, se extrapolaron los montos que se facturará en enero de 2019 (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 a UTE. De acuerdo con la norma, 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 NIIF 15 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 5.11.2.

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 Wäertsila y servicios comunes de Central Batlle, 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 automotriz – grúas de alto porte, Mercadería adquirida en el exterior del país, Montes forestales, Edificio Palacio de la Luz, Planta de preservación de madera de Rincón del Bonete, Turbina Solar de Río Branco, contenido de los Centros de capacitación Rondeau, Leguizamón y Paso de los Toros, Instalaciones del local comercial en Ciudad de la Costa, Taller de mantenimiento Diesel Durazno y Transformadores de gran porte trasladados en el País.

Asimismo, se contrata únicamente seguros de Responsabilidad civil para los siguientes bienes: Mástiles para antenas de comunicación, Laboratorio, el resto de la Maquinaria pesada, Ascensores del Palacio de la Luz, y Drones.

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 Directores y Gerentes.

4.21 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.

4.22 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.

4.22.1 El Grupo como arrendatario

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

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

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

NOTA 5 INFORMACIÓN REFERENTE A PARTIDAS DEL ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

5.1 Efectivo

	2018	2017
Bancos	9.167.737.666	9.025.791.848
Fondos en tránsito	3.247.126	477.261
Caja y fondo fijo	9.118.253	9.548.843
Total	9.180.103.045	9.035.817.952

5.2 Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar

5.2.1 Deudores Comerciales

	Corriente		No corriente	
	2018	2017	2018	2017
Deudores simples energía eléctrica	4,857,121,224	6,379,453,287	-	-
Deudores morosos energía eléctrica	1,688,305,484	1,399,669,603	-	-
Recuperación IVA Deudores oficiales y municipales	-6,080,282	-3,938,303	-	-
Deudores en gestión judicial	44,416,023	46,536,354	-	-
Deudores documentados energía eléctrica	1,041,206,656	918,514,906	-	-
Fideicomiso por deuda intendencias	-	-	77,806,585	72,019,876
Previsión por deudores incobrables	-1,049,072,982	-753,955,363	-	-
Intereses a devengar	-42,476,079	-40,460,583	-	-
Deudores simples por servicio de consultoría	101,701,581	37,146,718	-	-
Previsión por deudores incobrables consultoría	-14,030,382	-15,097,803	-	-
	6,621,091,243	7,967,868,816	77,806,585	72,019,876

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

El plazo promedio de cobro de los créditos por ventas es de 38 días (46 días en el ejercicio 2017). 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, y se inician acciones legales para las deudas mayores, 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 12, 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 31/12/18 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:

	2018	2017
0 a 60 días	5.720.276	7.149.471
60 a 90 días	58.555	52.963
90 a 360 días	473.604	385.998
más de 360 días	1.456.421	1.227.762
Total	7.708.856	8.816.194

* Se incluye la deuda con el Fideicomiso detallado anteriormente.

Hasta el ejercicio 2017 el Grupo mantenía como política la formación de una provisión equivalente al cien por ciento del saldo de aquellos deudores difícilmente recuperables, determinada sobre la base de un análisis individual de la recuperabilidad de los mismos, según los días de atraso en el pago de la deuda. A partir del presente ejercicio, y con la aplicación de la NIIF 9, los cálculos de la provisión se basaron en los parámetros mencionados en nota 4.7.

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

	2018	2017
Saldo inicial	(753.955.363)	(458.717.594)
Constituciones	(542.933.953)	(498.853.927)
Usos	247.816.334	203.616.158
Saldo final	(1.049.072.982)	(753.955.363)

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.

5.2.2 Otras cuentas por cobrar

	Corriente		No corriente	
	2018	2017	2018	2017
Adelantos Impuesto al Patrimonio neto de provisiones	318.423.375	376.707.796	-	-
Adelantos Impuesto a la Renta neto de provisiones (**)	797.626.925	-	-	-
Anticipos a partes vinculadas	-	641.273.027	-	-
Anticipos Central ciclo combinado-Punta del Tigre	-	-	-	192.351
Otros pagos anticipados	259.157.043	248.987.972	246.102.670	74.877.829
Garantía por cambio comprado a futuro (*)	64.974.030	604.947.000	64.974.030	1.209.894.000
Garantía por arrendamiento financiero	-	-	151.559.304	153.187.859
Montos consignados en bancos	-	-	117.686.887	104.699.060
Diversos	383.320.416	359.185.582	54.879.430	74.345.163
Crédito fiscal	117.212.417	235.821.190	-	-
Provisión otros créditos incobrables	(155.076.460)	(136.372.727)	-	-
Intereses financieros a devengar	(2.369.115)	(2.272.447)	(4.572.330)	(7.019.763)
Deudor TGN por préstamo BID y CAF	-	1.357.523.107	-	-
Total	1.783.268.630	3.685.800.500	630.629.991	1.610.176.499

(*) Corresponde a la garantía por el contrato de compraventa de divisas a futuro indicado en la Nota 9.2.1, la cual se encuentra depositada en el Banco Central del Uruguay y se irá liberando en cada fecha de intercambio de monedas. La garantía equivale al 5% del monto nominal en U\$S remanente, el cual se actualiza de acuerdo a los cambios en el valor razonable del instrumento financiero.

(**) En diciembre 2017 la provisión de Impuesto a la renta superó el importe de adelantos, por lo cual el neto se expuso en Otras provisiones varias (Nota 5.14.2)

5.3 Inventarios

	Corriente		No corriente	
	2018	2017	2018	2017
Materiales en depósito	954.651.674	1.095.010.364	3.962.991.763	3.613.993.747
Materiales energético	1.233.596.388	1.013.342.904	-	-
Otros materiales para trabajos DYC	632.891.237	516.317.479	-	-
Materiales en tránsito	84.113.443	7.782.304	266.359.235	24.851.182
Bienes desafectados de su uso	-	-	18.543.743	35.703.325
Previsión por obsolescencia	-	-	(670.998.038)	(686.513.198)
Total	2.905.252.742	2.632.453.051	3.576.896.703	2.988.035.056

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:

	2018	2017
Saldo inicial	(686.513.198)	(679.861.304)
Constituciones	(23.318.807)	(13.367.459)
Desafectaciones	-	-
Usos de la previsión	38.833.967	6.715.565
Saldo final	(670.998.038)	(686.513.198)

5.4 Bienes en arrendamiento financiero

A continuación se expone el detalle de los bienes adquiridos en arrendamiento financiero, de acuerdo a lo indicado en Nota 16:

Concepto	Instalaciones de Trasmisión en Brasil (ELETROBRAS)	Parque Eólico Palomas (NICEFIELD S.A.)	Medidores Inteligente	TOTAL
Valor bruto al 31.12.17	2.874.075.023	3.362.821.000	-	6.236.896.023
Altas	-	-	43.639.924	43.639.924
Valor bruto al 31.12.18	2.874.075.023	3.362.821.000	43.639.924	6.280.535.947
Amortización acumulada al 31.12.17	151.687.293	98.082.279	-	249.769.572
Amortizaciones	95.802.501	168.141.050	-	263.943.551
Amortización acumulada al 31.12.18	247.489.794	266.223.329	-	513.713.123
Valores netos al 31.12.18	2.626.585.229	3.096.597.671	43.639.924	5.766.822.824

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

5.5 PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO

5.5.1 Detalle de Propiedad, planta y equipo

A continuación se presenta el detalle de Propiedades, Planta, equipo y amortizaciones al 31 de diciembre de 2018:
(En miles de Pesos uruguayos)

	Bienes generales	Producción				Trasmisión				Distribución				Comercial		Otras instalaciones eléctricas	TOTAL Bienes en servicio	Obras en curso	Importaciones en trámite	TOTAL Propiedad, planta y equipo
		Térmica	Hidráulica	Edilicia y otras	Total Producción	Líneas y cables	Estaciones	Total Trasmisión	Líneas y cables	Estaciones	Otros	Total Distribución	Líneas y cables	Medidores, limitadores y otros	Total Comercial					
Valor bruto al 31.12.17	24.119.843	21.587.841	22.680.359	20.140.851	64.409.050	27.345.674	35.253.971	62.559.445	67.378.315	30.048.271	2.737.351	100.183.937	1.482.352	5.552.891	7.035.243	3.360.483	261.708.220	21.932.019	4.865	283.645.107
Altas	1.496.538	2.155.554	230.837	(56.789)	2.329.601	303.758	658.918	962.675	2.311.683	1.535.612	(30.414)	3.816.881	-	460.057	460.057	97.647	9.163.400	7.932.578	(3.522)	17.092.456
Efecto por conversión	-	-	-	2.022.608	2.022.608	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.022.608	-	-	2.022.608
Capitaliz. obras en curso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(8.611.866)	-	(8.611.866)
Bajas	(393.426)	(37.917)	-	(4.002)	(41.919)	-	(1.235)	(1.235)	-	-	-	-	-	-	-	(68)	(436.648)	-	-	(436.648)
Reclasificaciones	(658.366)	658.501	-	-	658.501	-	-	-	80	(72)	-	8	-	-	-	(142)	-	-	-	-
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valor bruto al 31.12.18	24.564.609	24.363.979	22.911.196	22.102.668	69.377.841	27.649.432	35.911.653	63.521.085	69.690.078	31.603.811	2.706.937	104.000.826	1.482.352	6.012.948	7.495.300	3.457.920	272.457.580	21.252.732	1.343	293.711.657
Amortiz. acum. al 31.12.17	15.645.365	5.136.815	9.661.286	2.508.842	17.306.944	18.407.510	17.329.939	35.737.449	41.986.366	21.919.564	1.838.539	65.744.469	1.169.903	3.193.937	4.363.840	2.553.367	141.351.434	-	-	141.351.434
Amortizaciones	780.038	920.827	697.544	1.243.840	2.862.211	569.509	806.061	1.375.570	1.338.182	727.980	32.427	2.098.590	23.753	261.875	285.627	162.417	7.564.452	-	-	7.564.452
Efecto por con- versión	-	-	-	138.924	138.924	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	138.924	-	-	138.924
Bajas	(358.912)	(34.261)	-	(4.002)	(38.263)	-	(10)	(10)	-	-	-	-	-	-	-	(63)	(397.248)	-	-	(397.248)
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reclasificaciones	(60.360)	60.363	-	-	60.363	-	-	-	(13)	(1)	-	(15)	-	-	-	12	-	-	-	-
Amortiz. acum. al 31.12.18	16.006.130	6.083.743	10.358.830	3.887.604	20.330.178	18.977.019	18.135.990	37.113.009	43.324.535	22.647.543	1.870.966	67.843.044	1.193.656	3.455.812	4.649.467	2.715.733	148.657.561	-	-	148.657.561
Valores netos al 31.12.18	8.558.479	18.280.235	12.552.366	18.215.064	49.047.663	8.672.413	17.775.663	26.408.076	26.365.543	8.956.268	835.971	36.157.782	288.696	2.557.136	2.845.832	742.187	123.800.018	21.252.732	1.343	145.056.097

A continuación se presenta el detalle de Propiedades, Planta, equipo y amortizaciones al 31 de diciembre de 2017:
(En miles de Pesos uruguayos)

	Bienes generales	Producción				Trasmisión				Distribución				Comercial			TOTAL Bienes en servicio	Obras en curso	Importaciones en trámite	TOTAL Propiedad, planta y equipo
		Térmica	Hidráulica	Eólica y otras	Total Producción	Líneas y cables	Estaciones	Total Trasmisión	Líneas y cables	Estaciones	Otros	Total Distribución	Líneas y cables	Medidores, limitadores y otros	Total Comercial	Otras instalaciones eléctricas				
Valor bruto al 31.12.16	21.832.470	14.193.173	22.251.653	16.287.022	52.731.848	26.321.877	29.616.157	55.938.034	65.174.966	28.989.837	2.690.926	96.855.729	1.482.352	5.293.004	6.775.356	3.050.134	237.183.572	36.320.109	121.418	273.625.100
Altas	2.356.883	8.190.097	414.604	4.122.158	12.726.859	1.465.946	5.694.570	7.160.536	2.203.349	1.079.980	46.425	3.329.754	-	259.887	259.887	228.247	26.062.166	9.372.248	(116.553)	35.317.861
Efecto por conversión	-	-	-	(264.328)	(264.328)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(264.328)	-	-	(264.328)
Capitaliz. obras en curso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(23.638.869)	-	(23.638.869)
Bajas	(412.225)	(662.681)	-	(4.002)	(666.683)	-	-	-	-	(1.546)	-	-	-	-	-	(199)	(1.079.107)	-	-	(1.079.107)
Reclasifi- caciones	349.843	-	14.102	-	14.102	(442.169)	(2.530)	(444.699)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ajustes	(7.108)	(132.748)	-	-	(132.748)	-	(54.226)	(54.226)	-	-	-	(1.546)	-	-	-	-	82.301	(121.468)	-	(315.550)
Valor bruto al 31.12.17	24.119.863	21.587.841	22.680.359	20.140.851	64.409.050	27.345.674	35.253.971	62.599.645	67.378.315	30.068.271	2.737.351	100.183.937	1.482.352	5.552.891	7.035.243	3.360.483	261.708.220	21.932.020	4.865	283.645.107
Amortiz. acum. al 31.12.16	15.185.861	5.329.815	8.977.009	1.341.558	15.648.382	17.820.025	16.368.209	34.188.234	40.694.053	21.213.354	1.803.172	63.710.579	1.146.072	2.939.518	4.085.590	2.400.855	135.219.501	-	-	135.219.501
Amortizaciones	626.267	501.726	683.683	1.171.216	2.356.625	603.324	963.190	1.566.514	1.292.313	706.941	35.367	2.034.621	23.831	254.419	278.250	149.913	7.012.190	-	-	7.012.190
Efecto por con- versión	-	-	-	70	70	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	70	-	-	70
Bajas	(179.198)	(694.471)	-	(4.002)	(698.473)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(199)	(877.870)	-	-	(877.870)
Ajustes	(2.203)	(255)	-	-	(255)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.458)	-	-	(2.458)
Reclasificaciones	14.638	-	594	-	594	(15.839)	(1.460)	(17.299)	-	(731)	-	(731)	-	-	-	2.798	-	-	-	-
Amortiz. acum. al 31.12.17	15.645.365	5.136.815	9.661.286	2.508.842	17.306.944	18.407.510	17.329.939	35.737.449	41.986.366	21.919.564	1.838.539	65.744.469	1.169.903	3.193.937	4.363.840	2.553.367	141.351.434	-	-	141.351.434
Valores netos al 31.12.17	8.474.498	16.451.025	13.019.073	17.632.008	47.102.107	8.938.164	17.924.032	26.862.196	25.391.949	8.148.707	898.812	34.439.468	312.449	2.358.954	2.671.403	807.116	120.356.786	21.932.020	4.865	142.293.674

5.5.2 Capitalización de costos por préstamos

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 se capitalizaron costos por préstamos por un total de \$ 1.569.161.059 (\$ 784.147.512 en 2017), de los cuales \$ 1.152.023.987 (\$ 548.379.582 en 2017) corresponden a préstamos específicos para la construcción de la Central de Ciclo combinado de Punta del Tigre y \$ 41.744.608 a la construcción de la Línea de 150 kv Artigas-Rivera (\$ 11.364.065 en 2017). En el ejercicio 2017 se capitalizaron \$ 50.952.516 para la construcción de parques eólicos; al 31/12/2018 no se capitalizaron intereses por ese concepto por encontrarse finalizadas las obras.

Por su parte, \$ 375.392.463 (\$ 173.451.350 en 2017) corresponden a préstamos genéricos obtenidos para financiar activos aptos. La tasa de capitalización aplicada a los desembolsos en dichos activos asciende a 12 % (3,31 % en 2017).

5.6 Activos por instrumentos financieros

5.6.1 Inversiones en otros activos financieros

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

2018							
	Venc.	Moneda	SalDOS en moneda de origen	Tasa promedio	Corriente	No corriente	Total equivalente en pesos
Activos financieros mantenidos hasta el vencimiento							
Certificados de depósito transferibles	Ene-19	\$	2.500.645.078	2.23%	2.500.645.078	-	2.500.645.078
Certificados de depósito transferibles	Ene-19	U\$S	50.002.458	0.60%	1.620.379.668	-	1.620.379.668
Swaps de tasa de interés (*)		U\$S	9.229.835		299.102.030	-	299.102.030
Activos financieros al valor razonable con cargo a resultados							
Cambio comprado a futuro (**)	2020				571.895.755	713.732.561	1.285.628.316
					4.992.022.531	713.732.561	5.705.755.092
2017							
	Venc.	Moneda	SalDOS en moneda de origen	Tasa promedio	Corriente	No corriente	Total equivalente en pesos
Activos financieros mantenidos hasta el vencimiento							
Certificados de depósito transferibles	Ene-18	\$	2.100.819.491	3.24%	2.100.819.492	-	2.100.819.492
Certificados de depósito transferibles	Ene-18	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 (**)	2020				-	60.772.898	60.772.898
					6.625.109.043	60.772.898	6.685.881.941

(*) 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 y HSBC New York. Las operaciones de cobertura contratadas consisten en swaps de tipo de interés variable contra interés fijo. En el presente período la valuación de dichos instrumentos generó una ganancia de U\$S 3.785.358 (equivalentes a \$ 102.713.321).

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

Durante el presente período, se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, reflejando un activo de U\$S 17.647.835 (equivalentes a \$ 571.895.754) en el corto plazo y de U\$S 22.024.704 (equivalentes a \$ 713.732.561) en el largo plazo. El resultado generado fue una ganancia de U\$S 48.415.514 (equivalentes a \$ 1.685.261.619).

5.6.2 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
	2018	2017	
Acciones en Central Puerto S.A.	413.265.279	701.158.852	1
Swap de tasa de interés - Activo	299.102.031	200.168.040	2
Swap de tasa de interés - Pasivo	-	(13.819.677)	2
Cambio comprado a futuro - Activo C/P	571.895.754	-	2
Cambio comprado a futuro - Activo L/P	713.732.561	60.772.898	2
Cambio comprado a futuro - Pasivo C/P	-	(111.228.025)	2

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 31/12/18:						
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	18.315.053.717	777.624.849	115.697.400	216.004.332	57.248.504	19.481.628.802
Pasivo por impuesto diferido	(633.425.290)	-	-	(9.397.370)	(11.835.966)	(654.658.626)
Total	17.681.628.427	777.624.849	115.697.400	206.606.962	45.412.538	18.826.970.176

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	17.070.548.197
Pasivo por impuesto diferido	(381.118.338)	-	-	(4.179.579)	(5.594.870)	(390.892.787)
Total	15.442.555.367	850.599.808	116.605.666	236.093.357	33.801.212	16.679.655.410

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

	Saldos al 31.12.17	Reconocido en resultados	Saldos al 31.12.18
Propiedad, planta y equipo (*1)	14.137.486.325	2.286.999.801	16.424.486.097
Previsión incobrables	222.314.941	77.303.959	299.618.900
Anticipos a proveedores	(3.342.677)	(41.565.239)	(44.907.916)
Anticipos de clientes	19.904.517	34.926.081	54.830.598
Deudores por venta precio efectivo	-	(587.214)	(587.214)
Provisiones	-	(1.148.771)	(1.148.771)
Previsiones	425.860.209	36.697.029	462.557.238
Bienes desafectados del uso	(1.294.000)	707.509	(586.491)
Provisión retiro incentivado	314.866	(303.531)	11.335
Previsión 200 kWh	98.480.486	(1.001.904)	97.478.582
Previsión por obsolescencia	171.628.298	(3.878.790)	167.749.508
Previsión desmantelamiento	7.603.535	1.434.384	9.037.919
Pérdidas fiscales (*2)	187.588.713	(32.488.727)	155.099.986
Inventarios	(99.533.925)	5.940.664	(93.593.261)
Ingresos dif. aporte obras de clientes	1.472.621.567	53.515.446	1.526.137.013
Instrumentos financieros	(31.423.851)	(365.071.706)	(396.495.557)
Costos financ. por obtención de financ.	(7.934.667)	1.060.529	(6.874.138)
Descuentos a devengar	(4.364.291)	225.205	(4.139.087)
Arrendamientos financieros	83.745.365	94.550.070	178.295.435
Total	16.679.655.410	2.147.314.795	18.826.970.176

	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
Provisiones	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 dif. aporte obras de clientes	880.051.040	592.570.527	1.472.621.567
Instrumentos financieros	-	(31.423.851)	(31.423.851)
Costos financ. por obtención de financ.	(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

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

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

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

Año en que prescribirán	2018	2017
Año 2020 Arias	684.125.471	750.354.850
Año 2033 Areafin	136.658.030	-
Total	820.783.501	750.354.850
Activo por impuesto diferido asociado a pérdidas fiscales acumuladas	155.099.986	187.588.713

5.7.3 Composición del gasto por Impuesto a la renta reconocido en el Estado de Resultados Integral

Concepto	2018	2017
IRAE	1.831.152.616	3.734.750.269
IRAE diferido	(2.147.314.795)	(2.792.222.314)
IRAE - Ajuste por liquidación con provisión del ejercicio anterior	12.122.121	2.275.967
Total (ganancia) pérdida	(304.040.058)	944.803.922

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

Concepto	2018	2017
Resultado del ejercicio	11.404.964.611	14.436.755.572
Impuesto a la renta neto del ejercicio	(304.040.058)	944.803.922
Resultado antes de IRAE	11.100.924.553	15.381.559.494
IRAE (25%)	2.775.231.138	3.845.389.873
Ajustes:		
Impuestos y sanciones	296.235.525	371.477.030
Ajuste fiscal por inflación	-	-
Aj.valuación inversiones en otras Empresas	55.605.228	(113.575.556)
Rentas no gravadas y gastos asociados a las mismas	(58.964.018)	80.518.836
Ajustes posteriores a provisión	-	378.967
Gastos pequeñas Empresas	7.242.619	5.780.420
Gastos no deducibles (costos financ.externos-retenc.IRNR)	9.604.279	(12.213.159)
Diferencia de valor gasoducto	21.453.672	(3.177.218)
Ajuste pérdida fiscal ejercicio anterior	(91.315.945)	(28.513.708)
Ajuste por inflación fiscal de propiedad, planta y equipo	(3.560.324.045)	(2.716.601.693)
Previsión deudores incobrables (permanente)	979.452	(14.349)
Contribuciones a favor del personal y capacitación	-	(346.612)
Ajuste FOCEM	(12.528.248)	(12.528.248)
Donaciones e indemnizaciones	36.282.044	43.878.267
Ajuste canon ISUR electrobras	-	(448.892.369)
INTERESES FICTOS, ARRENDAMIENTO, PUBLICIDAD	5.889.389	3.764.849
Arrend. Financieros	96.520.905	26.208.634
Aj saldos iniciales instrumentos financieros	-	115.847.308
Exoneración proyecto promovido	-	(139.302.356)
Previsión desmantelamiento	-	(7.603.535)
Alta exoneración de software a proveedores	8.822.325	-
Ajuste por moneda funcional	91.612.218	-
Otros	13.613.405	(65.671.458)
Impuesto a la renta (ganancia) pérdida	(304.040.058)	944.803.922

5.8 Inversiones en entidades

Nombre	Lugar en el que opera	Participación en el patrimonio	Valor contable		Actividad principal
			2018	2017	
Central Puerto S.A.	Argentina	0,94%	413.265.279	701.158.852	Generador termoeléctrico
Gas Sayago S.A.	Uruguay	79,35% (*)	343.671.712	115.833.663	Construcción, operación y mantenimiento de una planta de regasificación de gas natural licuado
ROUAR S.A.	Uruguay	50%	1.040.795.630	917.964.790	Gestión de plantas de generación de energía eléctrica
Fideicomiso de administración del Fondo de Estabilización Energética	Uruguay Montevideo	UTE es la única beneficiaria del Fideicomiso	3.524.638.135	8.598.150.625	Administrar bienes para reducir el impacto negativo de los déficits hídricos sobre la situación financiera de UTE y las finanzas públicas.
Total			5.322.370.756	10.333.107.930	

(*) 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 \$ 696.195.629 (\$ 12.297.533 en 2017).

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

	2018	2017
Total de activos	1.806.710.315	4.620.662.145
Total de pasivos	1.373.594.514	4.474.681.582
Activos netos	433.115.801	145.980.563
Participación de UTE sobre los activos netos	343.671.712	115.833.663
	2018	2017
Resultado operativo	(154.352.804)	(168.449.876)
Resultado antes de Impuesto a la renta	(366.023.537)	(264.814.575)
Resultado del ejercicio	(689.952.927)	(290.379.809)
Participación de UTE en el resultado	(547.481.410)	(230.412.573)

Tal como se indica en Nota 15, a la fecha de cierre del presente ejercicio, Gas Sayago S.A. está avanzando en el plan de reposicionamiento del proyecto.

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

	2018	2017
Total de activos	3.638.174.972	3.321.145.976
Total de pasivos	1.556.583.711	1.485.216.397
Activos netos	2.081.591.261	1.835.929.579
Participación de UTE sobre los activos netos	1.040.795.631	917.964.790
	2018	2017
Resultado operativo	135.232.725	168.255.239
Resultado antes de Impuesto a la renta	38.875.904	77.093.621
Resultado del ejercicio	15.969.983	118.226.433
Participación de UTE en el resultado	7.984.992	59.113.217

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

	2018	2017
Total de activos	3.525.045.041	8.598.306.772
Total de pasivos	406.907	156.147
Activos netos	3.524.638.134	8.598.150.625
Participación de UTE sobre los activos netos	3.524.638.134	8.598.150.625
	2018	2017
Resultado operativo	(1.428.852)	(1.351.790)
Resultado antes de Impuesto a la renta	131.429.183	56.994.304
Resultado del ejercicio	131.194.147	56.994.304
Participación de UTE en el resultado	131.194.147	56.994.304

En mayo se promulgó la Ley N° 19.620 que define el Valor Objetivo de Cobertura del Fondo (VOCF) como “el valor correspondiente al incremento del costo anual de abastecimiento de la demanda de energía eléctrica en un escenario de hidraulicidad inferior a la media, de acuerdo con lo que establezca la reglamentación”. Se establece que UTE anualmente calculará el referido valor a considerar en el año móvil siguiente.

A su vez, autoriza al Poder Ejecutivo a transferir a Rentas Generales, desde el Fondo de Estabilización Energética, el monto que exceda el valor del VOCF anual más un incremento del 50%.

Por Resolución de fecha 23 de agosto de 2018 dictada por el Poder Ejecutivo, se le encomendó a la Corporación Nacional Financiera Administradora de Fondos de Inversión S.A. (CONAFIN AFISA), en su calidad de Fiduciaria del Fideicomiso de Administración del Fondo de Estabilización Energética, a transferir a Rentas Generales la suma de U\$S 194.000.000 (equivalente a \$ 6.176.378.000), provenientes del Fideicomiso de Administración del Fondo de Estabilización Energética.

5.9 Bienes en comodato

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

Concepto	Generación	Parque de Vacaciones	Otros	Total
Valor bruto al 31.12.17	349.256	157.556	2.404	509.216
Altas	-	-	-	-
Bajas	-	-	-	-
Valor bruto al 31.12.18	349.256	157.556	2.404	509.216
Amortización acumulada al 31.12.17	131.030	65.082	2.404	198.516
Amortizaciones	10.926	2.813	-	13.740
Bajas	-	-	-	-
Amortización acumulada al 31.12.18	141.956	67.895	2.404	212.255
Valor neto al 31.12.18	207.300	89.661	-	296.960

Concepto	Generación	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
Valor neto al 31.12.17	218.226	92.473	-	310.700

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 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 2018, 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.

5.10.1 Activos en concesión de servicios

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

Concepto	Parques generadores de fuente eólica	Parques generadores de fuente fotovoltaica	Total
Valor bruto al 31.12.17	42.318.889.045	11.998.005.463	54.316.894.508
Altas	2.691.528.921	172.153.522	2.863.682.443
Bajas	-	-	-
Valor bruto al 31.12.18	45.010.417.966	12.170.158.985	57.180.576.952
Amortización acumulada al 31.12.17	4.570.583.180	308.602.640	4.879.185.820
Amortizaciones	2.195.589.023	442.890.275	2.638.479.298
Bajas	-	-	-
Amortización acumulada al 31.12.18	6.766.172.203	751.492.915	7.517.665.118
Valor neto al 31.12.18	38.244.245.763	11.418.666.071	49.662.911.834

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
Valor neto al 31.12.17	37.748.305.865	11.689.402.823	49.437.708.689

5.10.2 Pasivo por concesión de servicios

En virtud de los acuerdos descriptos precedentemente, UTE no tiene una obligación incondicional de pagar efectivo u otro activo financiero al operador por la construcción de tales parques, por lo cual en aplicación de la NICSP 32, el Grupo al reconocer los activos señalados anteriormente también reconoce un pasivo, el cual se refleja en resultados durante la vida útil de los parques. En tal sentido, en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2018 se reconoció un ingreso por \$ 2.638.479.298 (\$2.180.796.199 en el ejercicio 2017). El pasivo por dicho concepto se detalla a continuación:

	Dic. 2018	Dic. 2017
Ingreso diferido por acuerdos de concesión C/P	974.642.864	2.570.346.943
Ingreso diferido por acuerdos de concesión L/P	48.688.268.970	46.867.361.746
Saldo final	49.662.911.834	49.437.708.689

5.11 Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar

5.11.1 Acreedores 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	
	2018	2017	2018	2017
Proveedores por compra de energía	157.000.729	375.947.692	-	-
Acreedores comerciales	4.049.374.171	3.515.052.298	-	-
Adelantos derecho uso Estación Conversora	511.625.744	475.750.092	-	-
Depósitos recibidos en garantía	348.377.589	333.429.345	-	-
Provisión por compra de energía	1.213.318.508	769.773.061	-	-
Otras provisiones comerciales	1.099.417.105	900.548.497	-	-
Anticipos de clientes	251.867.395	228.380.185	-	-
Retenciones a terceros	237.545.577	184.898.005	-	-
Deuda documentada acreedores	885.489.567	1.742.160.200	-	1.723.090.635
Total	8.754.016.384	8.525.939.375	-	1.723.090.635

5.11.2 Otras cuentas por pagar

	Corriente		No corriente	
	2018	2017	2018	2017
Deudas con el personal	823.778.701	772.882.338	-	-
Ingreso diferido por subvenciones	50.112.992	50.112.992	1.824.948.119	1.875.061.111
Ingreso diferido por aportes de generadores	134.550.943	127.022.754	4.905.045.891	4.882.841.578
Acreedores fiscales	356.460.884	191.545.369	-	-
IVA a pagar	18.111.609	16.154.113	-	-
Tasa alumbrado público Intendencias	301.826.669	252.836.908	-	-
Deudas varias	86.774.862	113.532.187	-	-
Total	1.771.616.660	1.524.086.661	6.729.994.010	6.757.902.689

5.12 Provisiones con los empleados

5.12.1 Provisión 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	
	2018	2017	2018	2017
Provisión 200 kWh	24.529.455	23.602.633	365.384.879	370.319.315

El cargo al resultado del ejercicio correspondiente a la prestación de consumo de energía eléctrica, corresponde a un incremento de gastos de \$ 42.685.232 en 2018 (incremento de gastos de \$ 64.301.676 en 2017), el cual se incluye dentro del capítulo Gastos de personal.

5.12.2 Otras provisiones con los empleados

El pasivo reconocido por otros beneficios con los empleados se detalla a continuación:

	Corriente		No Corriente	
	2018	2017	2018	2017
Prov. aguinaldo, licencia, hs. extras, etc.	1.297.794.513	1.270.869.878	45.341	45.341
Prov. incentivo productividad	738.231.124	687.761.091	-	-
	2.036.025.637	1.958.630.969	45.341	45.341

5.13 Otras provisiones

5.13.1 Provisión por juicios

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

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

A) Procesos en trámite que pueden concluir en egresos para el Grupo

Existen 189 juicios en curso por un monto pretendido total de U\$S 582.203.667 equivalente a \$ 18.866.892.021 al 31/12/18. 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 provisión son los siguientes:

	Corriente		No Corriente	
	2018	2017	2018	2017
Provisión por juicios	954.035.990	894.839.670	896.192.962	790.498.875

Conciliación entre saldo inicial y final:

	2018	2017
Saldo Inicial	1.685.338.545	1.986.280.825
Dotaciones e incrementos	381.987.454	154.706.789
Importes objeto de reversión	(213.212.539)	(436.774.114)
Importes utilizados contra la provisión	(3.884.507)	(18.874.955)
Total	1.850.228.952	1.685.338.546

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

Al cierre del ejercicio están pendientes 18.108 acciones promovidas por el Grupo por un monto reclamado total, actualizado al 31/12/18, de U\$S 50.955.161 equivalente a \$ 1.651.252.935, dentro de los cuales se incluyen fundamentalmente los conceptos de juicios ejecutivos e irregularidades tarifarias.

5.13.2 Otras provisiones varias

El pasivo reconocido por otras provisiones se detalla a continuación:

	Corriente		No Corriente	
	2018	2017	2018	2017
Provisión por desmantelamiento	-	-	36.151.674	30.414.160
Provisión Impuesto a la Renta	11.120	1.400.212.784	-	-
Provisiones varias	54.975.056	56.287.494	-	-
	54.986.176	1.456.500.278	3.6151.674	30.414.160

Se expone la provisión por desmantelamiento de parques eólicos por \$ 36.151.674. Dicha estimación corresponde al valor presente de los costos de desmantelamiento (desmontaje, transporte, mano de obra, rehabilitación del sitio e ingresos obtenidos por venta de acero) una vez finalizado el contrato de compraventa de energía.

5.14 Pasivos por instrumentos financieros

	Corriente		No Corriente	
	2018	2017	2018	2017
Endeudamiento con el exterior				
Finan. de inversiones-Organismos multilaterales (i)	2.072.737.077	1.676.094.103	21.898.587.501	20.162.900.661
Finan. de inversiones-Inst. financieras varias (ii)	1.378.839.983	1.043.345.613	9.903.061.762	10.112.661.707
Comisión de compromiso	2.126.172	3.720.785	-	-
Intereses a pagar	1.189.045.681	987.365.530	5.479.399.409	5.393.321.132
Intereses a vencer	(985.242.574)	(811.261.337)	(5.479.399.409)	(5.393.321.132)
Costos financieros a devengar (*)	(143.520.842)	(98.333.662)	(568.375.058)	(595.590.664)
Total del endeudamiento con el exterior	3.513.985.497	2.800.931.033	31.233.274.205	29.679.971.704
Endeudamiento local				
Financiamiento de inversiones (iii)	115.055.621	106.498.591	805.389.348	851.988.727
Obligaciones negociables en UI (iv)	424.461.148	392.740.477	10.393.148.184	10.013.071.412
Obligaciones negociables en U\$S (iv)	-	851.230.908	-	-
Obligaciones negociables en UR (iv)	3.153.371	2.859.861	3.514.926.294	3.279.498.367
Intereses a pagar	576.686.802	604.562.893	6.499.566.243	6.554.450.178
Intereses a vencer	(463.314.010)	(478.046.776)	(6.499.566.243)	(6.554.450.178)
Total del endeudamiento local	656.042.932	1.479.845.955	14.713.463.826	14.144.558.506
Arrendamientos financieros				
Deuda	907.349.099	838.833.970	13.310.864.716	12.636.702.985
Intereses a vencer	(630.180.586)	(597.323.349)	(6.762.538.696)	(6.556.105.696)
Total	277.168.513	241.510.621	6.548.326.019	6.080.597.290
Instrumentos financieros derivados (Nota 9.2)	-	125.047.702	-	-
Total Pasivos por instrumentos financieros	4.447.196.944	4.647.335.311	52.495.064.053	49.905.127.500

(*) Los costos financieros a devengar corresponden a costos incurridos para la obtención de financiamiento de corto y largo plazo por parte de AREAFLIN 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 NIIF 9, y serán imputados al costo del activo apto (parque eólico) durante el período de construcción y luego como gastos por intereses.

5.14.1 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 31/12/2018 corresponden a un total equivalente a U\$S 169.285.012 pactados a tasa de interés fija y U\$S 570.433.701 a tasa de interés variable en función de la LIBOR más un spread.

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

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

En noviembre de 2015 el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) aprobó la segunda solicitud realizada por UTE, de convertir el total del saldo adeudado a 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 15/03/26).

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 15/09/27).

(ii) Conciene 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 31/12/2018 arbitrados a Dólares estadounidenses, corresponden a U\$S 325.642.373 pactados a tasa de interés fija y U\$S 22.500.000 a tasa de interés variable en función de la 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 31/12/2018, que devenga intereses a tasa fija, asciende a un total equivalente a U\$S 28.403.535.

(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 01/08/18, día de su vencimiento, se efectuó la cancelación total de esta emisión.

- 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 31/12/2018 por la totalidad de obligaciones negociables emitidas es de UI 2.686.270.002 y UR 3.211.920, de acuerdo al siguiente detalle:

Emisión	Moneda	Monto	Tasa	Próx. vto. amortización	Obs.
I	UI	74.235.500	5,25%	30/06/2019	
III	UI	60.070.833	3,38%	30/03/2019	
Dic. 2012	UI	787.295.096	3,18%	26/12/2040	(1)
Dic. 2013	UI	929.754.475	4,50%	02/12/2026	(1)
Ago. 2014	UR	3.211.920	2,77%	06/08/2024	(1)
Feb.2015	UI	834.914.098	4,65%	25/02/2033	(1)

(1) En cumplimiento a lo establecido en la NIIF 9 – "Instrumentos Financieros", 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.

5.14.2 Líneas de crédito aprobadas pendientes de utilización

Al 31/12/18 existen tres contratos de préstamo firmados para el financiamiento de la Central de ciclo combinado de Punta del Tigre. El primero de ellos firmado el 26/12/12 con la Corporación Andina de Fomento (CAF) por U\$S 180.000.000, cuyo saldo pendiente es de U\$S 41.920.825, el segundo firmado el 07/02/13 con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) por U\$S 200.000.000, cuyo saldo pendiente es de U\$S 43.033.939 y el último, firmado el 14/03/13 con el Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) por U\$S 70.000.000, cuyo saldo pendiente es de U\$S 11.287.331.

5.15 Patrimonio neto

5.15.1 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.

5.15.2 Reservas

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 AREAFILIN S.A., del Fideicomiso Financiero PAMPA y del Fideicomiso Financiero ARIAS, originalmente formulados en Dólares estadounidenses.

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

5.15.3 Transferencia neta al Fondo de estabilización energética

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

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

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

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

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

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

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

5.15.4 Versión de resultados

Por R18.-837 del 12 de abril de 2018 se aprobó el pago de adelanto de versión de resultados de 2018 por \$ 2.543.875.860 (en 12 cuotas mensuales) y el ajuste de la versión de 2017 por U\$S 260.000.000, lo que determinó una reducción de resultados de periodos anteriores por un importe total equivalente a \$ 10.473.583.973.

Se incluye también como versión de resultados, la suma vertida por la administradora del Fideicomiso de Administración del Fondo de Estabilización Energética a Rentas Generales, en cumplimiento de la Ley 19.620 art. 2, de \$ 6.176.378.000 (equivalente de U\$S 194.000.000) (Nota 5.8).

Al 31/12/18 se realizaron pagos por un total de \$ 10.473.583.971.

	Pagado	Pasivo	Total
Ajuste versión 2017	7.929.708.113	-	7.929.708.113
Adelanto a cuenta versión 2018	2.543.875.860	-	2.543.875.860
Transferencia del Fideicomiso FEE	-	-	6.176.378.000
Reducción de resultados de periodos anteriores	10.473.583.973	-	16.649.961.973

En el ejercicio 2017 fue vertida a Rentas Generales la suma de \$ 10.898.512.920, 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.

La diferencia, \$ 4.467.400.000, corresponde a la cancelación de la deuda asumida al cierre del ejercicio 2016 por el ajuste de la versión de dicho ejercicio.

5.15.5 Distribución de utilidades

En asamblea general ordinaria de accionistas celebrada el 18 de abril de 2018, AREAFILIN S.A. aprobó una distribución de dividendos en efectivo, por la cual se pagó a las participaciones no controladoras U\$S 4.322.640.

A su vez, el Fideicomiso Financiero PAMPA, el 30 de abril de 2018, realizó la primera distribución de fondos a los titulares de Certificados de participación, correspondiendo a las participaciones no controladoras el cobro de U\$S 17.581.405.

El 19 de diciembre de 2018 el Fideicomiso Financiero ARIAS realizó el primer pago por participación a los beneficiarios, siendo U\$S 7.600.000, el importe correspondiente a las participaciones no controladoras.

NOTA 6 INFORMACIÓN REFERENTE A PARTIDAS DEL ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL

6.1 Detalle de ingresos por su naturaleza

Ingresos operativos netos	2018	2017
Venta de energía eléctrica local:		
Residencial	21.207.780.678	20.222.840.881
Consumo básico residencial	2.717.007.390	2.217.688.368
Bonificación consumo básico residencial	(1.389.341.491)	(1.190.698.931)
Medianos consumidores	9.015.684.649	8.457.041.372
Grandes consumidores	8.192.729.335	7.548.536.323
General	4.954.217.053	4.701.561.239
Cargos fijos	4.010.079.660	3.759.971.961
Alumbrado público	1.474.937.409	1.476.046.589
Zafra	367.747.003	292.037.193
Otras tarifas	149.851.713	290.644.474
Venta de energía eléctrica al exterior	1.921.518.625	3.844.169.832
Bonificaciones	(1.925.985.525)	(1.044.476.759)
Total	50.696.226.499	50.575.362.542

Otros ingresos de explotación	2018	2017
Derechos de carga	370.301.178	383.600.611
Ingresos por peajes	211.585.130	154.347.212
Ingresos por consultorías	132.693.215	48.404.284
Tasas	98.861.651	90.853.422
Otros ingresos	79.404.674	57.614.656
Ingresos por derechos de uso estación conversora	22.856.137	20.827.550
Bonificaciones derechos de conexión y tasas	(75.613.130)	(68.364.557)
Total	840.088.856	687.283.177

Ingresos varios	2018	2017
Ingreso por bienes en concesión de servicios (Nota 5.10.2)	2.638.479.298	2.180.796.199
Aportes de clientes y generadores para obras	517.722.785	641.907.397
Ventas varias y de otros servicios	250.264.938	582.267.842
Ingresos por bienes producidos y reparados	209.534.824	241.849.422
Multas y sanciones	193.055.610	288.245.362
Ingresos por subvenciones	50.112.992	64.299.541
Ingresos por eficiencia energética	45.495.624	37.175.970
Ingresos varios	35.717.404	96.774.686
Resultado por activos biológicos	20.112.990	21.791.072
Ganancia por inversiones (Nota 5.8)	-	-
Total	3.960.496.464	4.155.107.491

6.2 Detalle de gastos por su naturaleza

Costos de explotación	2018	2017
Compra de energía eléctrica	12.170.289.282	10.465.083.598
Amortizaciones	6.979.529.817	6.333.370.542
Personal	5.217.887.873	4.856.607.397
Suministros y servicios externos	2.211.107.089	1.850.184.524
Materiales energéticos y lubricantes	1.460.642.998	856.299.141
Materiales	410.029.422	199.493.611
Transporte	316.669.360	288.935.813
Tributos	39.875.360	29.202.528
Trabajos para obras en curso (*)	(914.344.118)	(892.423.583)
Total	27.891.687.082	23.986.753.571

Gastos de administración y ventas	2018	2017
Personal	5.261.711.779	4.889.937.666
Suministros y servicios externos	2.092.443.537	1.879.047.211
Impuesto al patrimonio	1.164.791.751	1.058.388.371
Amortizaciones	633.919.503	592.048.452
Pérdida por deudores incobrables (Nota 5.2.1)	524.687.497	628.288.466
Tributos	352.026.322	367.572.178
Transporte	255.851.072	232.469.610
Materiales	164.207.747	143.807.407
Trabajos para obras en curso (*)	(54.431.258)	(53.078.451)
Total	10.395.207.950	9.738.480.911

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

Otros gastos	2018	2017
Amortización Parques eólicos en concesión (Nota 5.10.1)	2.638.479.298	2.180.796.199
Pérdida por inversiones (Nota 5.8)	696.195.629	12.297.533
Subsidios y transferencias	281.205.510	281.216.892
Indemnizaciones	101.134.597	117.397.671
Aportes a asociaciones y fundaciones	81.157.081	76.368.784
Pérdida por baja de propiedad, planta y equipo	38.088.943	500.153
Pérdida por obsolescencia	30.408.884	17.183.421
Costo de ventas eficiencia energética	22.115.422	7.717.979
Varios	19.111.242	9.896.515
Costo de venta de equipos y otros bienes	409.575	203.015.050
Pérdida por deterioro de propiedad, planta y equipo	-	249.381.544
Gastos Servicios Auxiliares:		
Personal	401.629.043	411.747.739
Suministros y servicios externos	201.704.364	180.558.074
Materiales	125.236.216	129.838.452
Amortizaciones	44.357.188	40.323.422
Varios	14.947.568	23.810.684
Transporte	7.606.431	6.226.993
Tributos	5.317.851	3.060.218
Total	4.709.104.840	3.951.337.325

6.3 Ingresos y costos financieros

	2018	2017
Resultado por instrumentos financieros derivados (*3)	1.787.974.934	(298.932.124)
Multas y recargos a clientes (Nota 5.2)	1.256.784.937	1.168.770.739
Ingresos por intereses	261.159.338	217.354.254
Otros cargos financieros netos	1.465.166	884.969
Multas y recargos (BPS - DGI - Intendencias)	(7.595.256)	(7.274.460)
Gastos de préstamos y otros financiamientos (*4)	(40.324.032)	(93.372.444)
Descuento por pronto pago concedidos	(80.370.992)	(79.984.328)
Diferencia de cambio y cotización (*2)	(2.220.494.604)	(1.455.319.124)
Egresos por intereses (*1)	(2.358.486.884)	(1.811.749.392)
Total	(1.399.887.392)	(2.359.621.909)

(*1) En el ejercicio 2018 los egresos por intereses ascendieron a un total equivalente a \$ 3.213.833.402 (\$ 2.578.939.318 en 2017), de los cuales \$ 855.346.518 (\$767.189.926 en 2017) 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 \$ 684.807.375 (\$528.816.867 en 2017), correspondiendo \$ 250.893.640 al contrato con ELETROBRAS (\$ 269.627.399 en 2017), \$ 417.722.318 al Parque Eólico Palomas (\$ 259.189.468 en 2017) y \$ 16.191.416 al contrato de Medidores inteligentes (Nota 16).

(*2) En el ejercicio 2018 la diferencia de cambio y cotización corresponde a una pérdida de \$ 2.934.309.145 de los cuales \$ 713.814.541 se capitalizaron como parte del costo de obras en curso. En el ejercicio 2017 no se capitalizó diferencia de cambio.

(*3) Corresponde al resultado generado por los swaps de tasa de interés y cambio comprado a futuro, los cuales se detallan en las Notas 9.2.1 y 9.2.2.

NOTA 7 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:

	2018	2017
Disponibilidades	9.180.103.045	9.035.817.952
Inversiones en otros activos financieros	4.121.024.746	6.424.941.002
Total	13.301.127.791	15.460.758.954

En el ejercicio 2018 se realizaron altas de propiedad, planta y equipo (netas de capitalizaciones de obras en curso) por \$ 8.480.589.790 (\$ 11.678.992.408 en 2017). En el Estado se expone una aplicación de \$ 6.058.487.193 (\$ 7.565.291.885 en 2017), 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 \$ 49.538.170 (\$ 319.746.264 en 2017).
- Altas de bienes pendientes de pago por \$ 35.050.565 (\$ 592.474.616 en 2017).
- Aportes de clientes para obras por \$ 372.455.974 (\$ 530.055.509 en 2017).
- Aportes de generadores indicados en la Nota 5.11.2 por \$ 321.720.297 (\$ 1.793.657.155 en 2017).
- Capitalización de costos de préstamos por \$ 1.569.161.059 (\$ 784.147.512 en 2017).
- Uso de certificados de créditos del Fideicomiso Financiero Arias por \$ 74.176.533.
- Capitalización del aporte de OPP del ejercicio 2017 por \$ 93.619.467.

Aportes a entidades relacionadas:

Se realizó un pago de U\$S 24.028.992, equivalentes a \$ 775.319.458, a efectos de cancelar el pasivo mantenido por Gas Sayago S.A. con el Banco de Desarrollo de América Latina (CAF), de acuerdo al contrato de Fianza Solidaria suscripto con dicho Banco.

Distribución de utilidades:

- En asamblea general ordinaria de accionistas celebrada el 18 de abril de 2018, AREAFLIN S.A. aprobó una distribución de dividendos en efectivo, por la cual se pagó a las participaciones no controladoras U\$S 4.322.640, equivalentes a \$ 119.213.049.
- El Fideicomiso Financiero PAMPA, el 30 de abril de 2018 realizó la primera distribución de fondos a los titulares de Certificados de participación, correspondiendo a las participaciones no controladoras el cobro de U\$S 17.581.405, equivalentes a \$ 504.793.080.
- El 19 de diciembre de 2018 el Fideicomiso Financiero ARIAS realizó el primer pago por participación a los beneficiarios, siendo U\$S 7.600.000, equivalentes a \$ 244.887.200, el importe correspondiente a las participaciones no controladoras.

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 16:

- ELETROBRAS: \$ 366.958.479, equivalentes a R\$ 43.576.213 (\$ 381.837.349 equivalentes a R\$ 42.433.431 en 2017).
- NICEFIELD S.A.: \$ 472.786.560, equivalentes a U\$S 15.337.471 (\$ 232.285.567 equivalentes a U\$S 8.032.596 en 2017).
- ISBEL S.A.: \$ 11.977.767, equivalentes a U\$S 366.379.

En el ejercicio 2017 se hizo uso del Fondo de Estabilización Energética, habiéndose recibido del Fideicomiso U\$S 1.499.864, equivalentes a \$ 42.768.622.

NOTA 8 POSICIÓN EN MONEDAS DISTINTAS A MONEDA FUNCIONAL

Los activos y pasivos en monedas distintas a la moneda funcional al 31 de diciembre de 2018 y 31 de diciembre de 2017, expresados en moneda de origen y la posición total expresada en Pesos uruguayos, se exponen a continuación:

Posición al 31/12/18

	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							
Efectivo	172.713	1.741	0	-	-	461	5.676.380
Activos por instrumentos financieros	76.810	-	-	-	-	-	2.489.093
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	14.308	3.315	-	(2.916)	-	2.756	664.087
Total activo corriente	263.830	5.056	0	(2.916)	-	3.217	8.829.561
Activo no corriente							
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	10.112	482	18.115	19.321	-	11.347	942.625
Activos por instrumentos financieros	22.025	-	-	-	-	-	713.733
Total activo no corriente	32.137	482	18.115	19.321	-	11.347	1.656.357
TOTAL ACTIVO	295.967	5.537	18.115	16.405	-	14.564	10.485.918

	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							
Acreedores comerciales, otras cuentas por pagar y provisiones	143.620	32.392	-2.505	-	-	1.379	5.878.411
Pasivo por instrumentos financieros	81.193	3.377	19.396	152.393	39	-	3.574.635
Total pasivo corriente	224.814	35.769	16.890	152.393	39	1.379	9.453.047
Pasivo no corriente							
Pasivo por instrumentos financieros	527.516	58.548	310.444	2.780.864	3.209	-	36.575.421
Total pasivo no corriente	527.516	58.548	310.444	2.780.864	3.209	-	36.575.421
TOTAL PASIVO	752.330	94.317	327.334	2.933.257	3.248	1.379	46.028.468
POSICION NETA PASIVA (ACTIVA)	456.363	88.779	309.219	2.916.852	3.248	(13.185)	35.542.550

Posición al 31/12/17

	Posición en miles de U\$S	Posición en miles de Euros	Posición en miles de Reales	Posición en miles de UI	Posición en miles de UR	Otras monedas expr. en miles de U\$S	Posición total expresada en miles de \$
ACTIVO							
Activo corriente							
Efectivo	139.524	17.859	0	-	-	3.115	4.727.073
Activos por instrumentos financieros	157.055	-	-	-	-	-	4.524.290
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	163.742	1	-	(2.916)	-	6.380	4.889.854
Total activo corriente	460.321	17.860	0	(2.916)	-	9.496	14.141.216
Activo no corriente							
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	46.214	1.146	17.614	19.321	-	13.417	1.982.646
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
PASIVO							
Pasivo corriente							
Acreedores comerciales, otras cuentas por pagar y provisiones	168.181	32.872	311	-	-	890	6.010.745
Pasivo por instrumentos financieros	108.670	375	17.834	152.800	39	-	3.907.529
Total pasivo corriente	276.851	33.247	18.145	152.800	39	890	9.918.275
Pasivo no corriente							
Acreedores comerciales, otras cuentas por pagar y provisiones	47.179	10.518	-	-	-	-	1.723.091
Pasivo por instrumentos financieros	546.927	61.909	315.927	2.914.838	3.212	-	34.789.988
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

NOTA 9 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.

9.1 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 5.14, 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:

	2018	2017
Deuda (i)	56.942.260.997	54.552.462.812
Efectivo y equivalentes	(13.301.127.791)	(15.460.758.954)
Deuda neta	43.641.133.206	39.091.703.858
Patrimonio (ii)	122.602.728.143	131.810.573.573
Deuda neta sobre patrimonio	35,60%	29,70%

(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.

9.2 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.

9.2.1 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% (2017: 8,65%) o escenario 2 devaluación del 3,38% (2017: 5,53%) 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		
	2018	2017
Escenario 1: Pérdida	1.447.192.021	1.162.813.863
Escenario 2: Pérdida	610.342.356	743.025.465

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 7,9% (2017: 7,5%) o escenario 2 inflación del 7% (2017: 6,8%). 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		
	2018	2017
Escenario 1: Pérdida	1.208.971.885	1.101.930.391
Escenario 2: Pérdida	1.071.240.911	999.083.555

Contrato de compraventa de divisas a futuro

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

Durante el ejercicio 2017, el contrato finalizó, generando una pérdida en el ejercicio de U\$S 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 (\$)
24/01/2019	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 2018 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó en el corto plazo un activo de U\$S 17.647.835 (equivalentes a \$ 571.895.754) y en el largo plazo un activo de U\$S 22.024.704 (equivalentes a \$ 713.732.561), generando una ganancia en el ejercicio de U\$S 48.415.514 (equivalentes a \$ 1.685.261.619).

9.2.2 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 31/12/2018. Se considera como escenario, que la tasa de interés se incremente en 100 PB o disminuya en 25 PB.

Los efectos en el costo por intereses para el próximo período, que puede tener la fluctuación anteriormente mencionada, se resume en el siguiente cuadro:

	Reducción	Incremento
Escenario incremento de tasas	-	70.485.414
Escenario reducción de tasas	17.621.362	-

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 Argentaria 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 2018 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un activo de U\$S 639.885 (equivalentes a \$ 20.736.108). Al 31/12/17 el activo ascendía a U\$S 155.607 (equivalentes a \$ 4.482.580).

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 2018 el valor de mercado de este instrumento arrojó un activo de U\$S 2.342.052 (equivalentes a \$ 75.896.537). Al 31/12/17 el activo ascendía a U\$S 2.034.368 (equivalentes a \$ 58.604.038).

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 2018 el valor de mercado de este instrumento arrojó un activo de U\$S 1.218.313 (equivalentes a \$ 39.480.651). Al 31/12/17 el activo ascendía a 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

- Citibank N.A., London Branch: U\$S-LIBOR-BBA a 6 meses vigente al primer día de cada período de cálculo de intereses.
- El Grupo paga una tasa fija.

Al 31 de diciembre de 2018 el valor de mercado de este instrumento arrojó un activo de U\$S 2.928.629 (equivalentes a \$ 94.905.151). Al 31/12/17 el activo ascendía a U\$S 2.604.610 (equivalentes a \$ 75.031.000).

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

- HSBC Bank USA: U\$S-LIBOR-BBA a 6 meses vigente al primer día de cada período de cálculo de intereses.
- El Grupo paga una tasa fija.

Al 31 de diciembre de 2018 el valor de mercado de este instrumento arrojó un activo de U\$S 1.734.435 (equivalentes a \$ 56.206.102). Al 31/12/17 el activo ascendía a 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	7/03/2016	67.500.000
7/03/2016	6/09/2016	60.000.000
6/03/2016	6/03/2017	52.500.000
6/03/2017	5/09/2017	45.000.000
5/09/2017	5/03/2018	37.500.000
6/03/2018	5/09/2018	30.000.000
5/09/2018	5/03/2019	22.500.000
6/03/2019	5/09/2019	15.000.000
5/09/2020	5/03/2020	7.500.000

Tasa de interés

a) Citibank 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 2018 el valor de mercado de este instrumento arrojó un activo por U\$S 296.041 (equivalentes a \$ 9.593.505), generando una ganancia en el ejercicio de \$ 3.855.379. Al 31/12/17 el activo ascendía a U\$S 331.978 (equivalentes a \$ 9.563.290).

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 2018 el valor de mercado de este instrumento arrojó un activo por U\$S 70.480 (equivalentes a \$ 2.283.976), generando una ganancia en el ejercicio \$ 16.699.981. Al 31/12/17 el pasivo ascendía a U\$S 479.733 (equivalentes a \$ 13.819.677).

9.3 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.

9.4 Riesgo de liquidez

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

Cuadros de vencimientos de 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 31/12/18, considerando capital e intereses:

(Cifras expresadas en Pesos uruguayos)

	Menos de 1 mes	1a 3 meses	3 meses a 1 año	1 a 5 años	Más de 5 años	Total
Deudas financieras a tasa fija	-	717.185.431	3.517.948.379	14.941.119.463	32.068.319.136	51.244.572.408
Deudas financieras a tasa variable	-	495.946.121	1.599.205.851	4.094.691.581	7.403.790.947	13.593.634.500
	-	1.213.131.552	5.117.154.230	19.035.811.044	39.472.110.083	64.838.206.908

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

NOTA 10 COMPROMISOS ASUMIDOS Y GARANTÍAS OTORGADAS

10.1 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 2018 el monto total de estos contratos asciende aproximadamente a U\$S 4.618 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	695.898.175	22.551.276.246
Eólica (*)	3.191.732.786	103.431.292.660
Fotovoltaica (*)	730.125.161	23.660.435.958
	4.617.756.121	149.643.004.864

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 periodos y montos:

Importe en U\$S								
	2019	2020-2023	2024-2028	2029-2033	2034-2038	2039-2043	2044-2047	Total
Biomasa	146.926.775	342.346.857	172.272.439	34.352.105	-	-	-	695.898.175
Eólica(*)	189.877.520	759.497.369	942.010.290	940.169.934	360.177.673	-	-	3.191.732.786
Fotovoltaica(*)	26.132.005	104.528.022	130.660.027	130.660.027	130.660.027	130.660.027	76.825.024	730.125.161
	362.936.300	1.206.372.247	1.244.942.756	1.105.182.066	490.837.700	130.660.027	76.825.024	4.617.756.121

(*) Entre los pagos a efectuar por compra de energía de fuente eólica y fotovoltaica también se incluyen los correspondientes a los contratos de compraventa de energía eléctrica que han sido reconocidos como acuerdos de concesión de servicios, tal como se detalla en la Nota 5.10.

10.2 Garantías otorgadas

10.2.1 Garantías en relación a ISUR S.A.

Por Resolución de Directorio R08.-1631 del 11 de diciembre de 2008, se autorizó a los representantes de UTE en el Directorio de ISUR S.A. a votar afirmativamente la suscripción con CONSORCIO AREVA de un contrato del que surge que el Ente se constituye en fiador solidario de obligaciones asumidas en ese documento por ISUR S.A.. En el artículo 36° de dicho contrato, firmado el 18/12/08, se establece que esta garantía es hasta la recepción provisoria de las obras e incluye los pagos que deba realizar ISUR S.A.. En tal sentido, al haberse efectuado la recepción provisoria durante el presente ejercicio, dicha garantía ha quedado sin efecto.

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

10.2.2 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.

10.2.3 Garantías en relación a Gas Sayago S.A.

El 30/04/14 Gas Sayago S.A. firmó un contrato de préstamo con la Corporación Andina de Fomento (CAF) para la financiación de obras de dragado y construcción del gasoducto, por un monto de hasta U\$S 82,6 millones. El plazo para el pago es de hasta 10 años, en 16 cuotas semestrales consecutivas, la primera de las cuales se hará efectiva a los 30 meses de la firma del contrato. La tasa de interés pactada es LIBOR a 6 meses más un margen de 3,05%, con pago semestral de intereses. Al 31/12/17 Gas Sayago S.A. obtuvo desembolsos correspondientes a dicho contrato por un total de U\$S 67.944.435 (netos de gastos de evaluación y comisión de financiamiento por un total de U\$S 586.900). Con fecha 25/03/14 UTE y ANCAP suscribieron un contrato de fianza por el cual se constituyeron en fiadores solidarios ilimitados, lisos y llanos pagadores de todas las obligaciones asumidas por Gas Sayago S.A. bajo este contrato de préstamo.

10.2.4 Garantías en relación a AREAFLIN S.A.

Con fecha 10 de setiembre de 2014 AREAFLIN S.A. firmó un contrato con GAMESA EÓLICA SL (España) y GAMESA URUGUAY SRL (Uruguay) para la construcción llave en mano de un parque eólico de 70 MW de potencia, en la localidad de Valentines (en el límite de los departamentos de Florida y Treinta y Tres), asumiendo una obligación de pago por un total de U\$S 153.147.154 y \$ 88.798.163. En mayo de 2015 UTE suscribió un contrato de fianza por el cual se constituyó en fiador, liso y llano pagador de las obligaciones asumidas por AREAFLIN S.A. referentes a dicho contrato. El 15 de marzo de 2017 AREAFLIN 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:

Financiador	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 éste, 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..

10.2.5 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 una tasa de retorno lineal del 4 % anual.

10.2.6 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 11 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.

UTE también mantiene la contratación de transporte de gas en el gasoducto citado, actualizando a lo largo del tiempo las modalidades de uso del mismo, tanto en lo que fuera inicialmente la contratación firme como cargador fundacional, como en modalidades de transporte interrumpible más recientes.

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".

Este contrato se renovó a fines de 2011 y de 2014, culminando en 2017 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 es una buena alternativa de alimentación competitiva y de mejora ambiental a las centrales térmicas de respaldo en Uruguay, UTE realizó en 2018 un llamado a proveedores, previendo volúmenes asociados a las capacidades de transporte y a los consumos de unidades como por ejemplo la nueva central de Ciclo Combinado de 540 MW.

A partir de dicha convocatoria se resolvió la adjudicación a tres empresas productoras de gas, previéndose mecanismos de nominación secuenciales a las mismas. Como complemento a los contratos de suministro mencionados, se desarrollaron sobre el final de 2018 las instancias de autorización de exportación por parte de las autoridades de Argentina, esperándose culminar dichas tramitaciones para dar inicio al despacho de dichos suministros desde enero de 2019.

NOTA 12 PARTES VINCULADAS

12.1 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)	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Títulos de deuda	-	-	4.121.024.747	6.424.941.002	-	-
Créditos	-	-	485.714.412	456.376.043	25.864	25.601
Anticipos	-	-	-	641.273.027	-	-
Créditos con ISUR S.A.	-	-	-	-	-	-
Créditos CONEX	7.304.497	1.730.982	90.794.402	22.900.974	-	-
Otros créditos	-	-	156.948.242	1.420.899.236	-	-
Créditos con bancos	-	-	6.729.855.028	5.945.845.105	-	-
Cambio comprado a futuro	-	-	1.285.628.315	(50.455.127)	-	-
Garantía por cambio comprado a futuro	-	-	129.948.060	1.814.841.000	-	-
Deudas financieras	-	-	923.282.423	961.340.011	-	-
Deudas comerciales	44.399.937	36.257.906	219.486.875	170.087.727	328.878.813	42.289.079
Garantías recibidas de Subsidiarias	-	-	-	-	-	-

12.2 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)	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Venta de energía	852.171	1.017.570	5.324.289.171	4.759.205.969	331.986	291.291
Ingresos ajenos a la explotación	-	-	235.221.920	122.965.572	63.429	-
Ingresos por servicios de CONEX	15.694.416	15.234.869	151.570.977	36.713.222	943.127	-
Compra de energía	410.274.102	434.395.749	-	-	720.480.871	812.056.655
Compra de bienes y contratación de servicios	-	-	2.940.609.428	12.386.164.144	245.689.797	115.000.000
Reintegro de gastos a ISUR S.A.	-	-	-	-	-	-
Reintegro de gastos Fid. Fin. PAMPA	-	-	-	-	-	-
Distribución de utilidades Fid. Fin. ARIAS	-	-	-	-	-	-
Distribución de utilidades AREAFLIN S.A.	-	-	-	-	-	-
Adelanto AREAFLIN S.A.	-	-	-	-	-	-
Garantías recibidas de Subsidiarias	-	-	-	-	-	-
Intereses y otros resultados financieros	-	-	37.853.739	39.059.457	-	-
Intereses ganados	-	-	204.431.999	171.180.066	-	-
Transf.neta al Fideicomiso Fdo. Estabiliz.Energética	-	42.768.622	-	-	-	-
Versión de resultados	-	-	16.649.961.973	6.431.112.920	-	-

Las retribuciones al Directorio ascendieron a \$ 9.326.272 en el ejercicio 2018 (\$ 8.583.671 en 2017). El Directorio de ISUR S.A. no percibe 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 10.2).

NOTA 13 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)

2018							
	Generación (1)	Trasmisión (2)	Distribución (3)	Comercial (4)	Servicios de consultoría	Otros (5)	Total
Ingresos				50.696.226	132.693	4.667.892	55.496.812
Costos de explotación	(18.448.248)	(2.777.612)	(5.838.113)		(114.960)	(712.755)	(27.891.687)
Gastos de adm. y ventas				(4.284.677)		(6.110.531)	(10.395.208)
Resultados financieros							(1.399.888)
Gastos ajenos a la explotación							(4.709.104)
Impuesto a la renta							304.040
							11.404.965
Total de activo	106.293.373	24.025.396	44.594.393	3.406.189	94.514	77.282.474	255.696.340
Total de pasivo							128.228.152
Incorporaciones de propiedad, planta y equipo en servicio	2.329.601	962.675	3.816.881	460.057		1.594.185	9.163.400
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

(1) Los gastos de Generación incluyen miles de \$ 12.170.289 (miles de \$ 10.465.084 en 2017) por concepto de compra de energía. Adicionalmente, incluyen miles de \$ 2.862.211 (miles de \$ 2.356.625 en 2017) por concepto de depreciaciones de propiedad, planta y equipo y miles de \$ 263.944 (miles de \$ 98.082 en 2017) por concepto de depreciación de bienes en arrendamiento financiero directamente atribuibles al segmento.

(2) Los gastos de Trasmisión eléctrica incluyen miles de \$ 1.375.570 (miles de \$ 1.566.514 en 2017) por concepto de depreciaciones de propiedad, planta y equipo y miles de \$ 95.803 (miles de \$ 95.803 en 2017) por concepto de depreciaciones de bienes en arrendamiento financiero directamente atribuibles al segmento.

(3) Los gastos de Distribución eléctrica incluyen miles de \$ 2.098.590 (miles de \$ 2.034.621 en 2017) por concepto de depreciaciones de propiedad, planta y equipo directamente atribuibles al segmento.

(4) Los gastos de Comercial incluyen miles de \$ 285.627 (miles de \$ 278.250 en 2017) 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 14 INFORMACIÓN EXIGIDA POR LEY N° 17.040 ART. 2º

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

Ejercicio	Funcionarios	Becarios	Pasantes
2014	6.761	193	-
2015	6.616	199	9
2016	6.397	70	10
2017	6.662	166	7
2018	6.610	163	-

Literal B - Ingresos desagregados según actividad del Grupo para el ejercicio 2018 en Pesos uruguayos

Ingresos de explotación		51.536.315.355
Venta de energía eléctrica	52.622.212.024	
Bonificaciones	(1.925.985.525)	
Servicios de consultoría	132.693.215	
Otros ingresos de explotación	707.395.641	
Ingresos ajenos a la explotación		3.960.496.464
Total de ingresos		55.496.811.819

Literal C - Gastos por actividad y resultado del Grupo para el ejercicio 2018 en Pesos uruguayos

Costos de explotación		27.891.687.082
Generación	3.465.420.745	
Trasmisión	1.521.043.293	
Distribución	4.405.578.219	
Despacho de Cargas	149.210.123	
Consultoría externa	114.959.723	
Compra de energía	12.170.289.282	
Amortización	6.979.529.817	
Trabajos para inversiones en curso	(914.344.118)	
Gastos de administración y ventas		10.395.207.950
Comerciales	4.408.285.922	
Administración de operación y mantenimiento	1.283.961.141	
Servicios administrativos de apoyo	4.746.057.817	
Trabajos para inversiones en curso	(43.096.929)	
Gastos ajenos a la explotación		4.709.104.841
Resultados financieros		1.399.887.393
Impuesto a la renta		[304.040.058]
Total de gastos		44.091.847.209
Resultado atribuible a la controladora		11.295.334.111
Resultado atribuible a participaciones no controladoras		109.630.500
Resultado del ejercicio		11.404.964.611

Literal D - Impuestos pagados por el Grupo en el ejercicio 2018 en Pesos uruguayos

IVA		5.253.514.578
IMPUESTO A LA RENTA		
- Saldo 2017		1.300.983.047
- Anticipos		2.710.328.564
- Anticipos a la renta en la importación		1.398.181
IMPUESTO AL PATRIMONIO		
- Anticipos		1.593.038.891
- Crédito impuesto al patrimonio 2017		(491.364.358)
ICOSA		48.605
RETENCIONES		2.677.902.049
- Impuesto al patrimonio	1.366.839	
- IVA e IRNR empresas del exterior	46.720.083	
- IVA Dec. 528/003	2.521.763.912	
- IRPF trabajadores independientes	2.198.676	
- IRPF arrendamientos	1.687.134	
- IRPF distribución	10.302.367	
- IRPF microgeneradores	365.567	
- IRPF obligaciones negociables	2.674.334	
- 90% IVA servicios de salud	5.940	
- IASS	253.262	
- IVA e IRAE empresas de Seguridad y Vigilancia y Limpieza	90.563.935	
Tasa Tribunal de Cuentas		11.080.547
Aporte al Fideicomiso Uruguayo de Ahorro y Eficiencia Energética (FUDAE)		49.025.957
Tasa control marco regulatorio de energía y agua (URSEA)		74.343.386
Retenciones URSEA (Decreto 134/017)		22.399.378
Tasa despacho de cargas (ADME)		90.701.776
Crédito fiscal aplicación Ley 19.210 - Inclusión financiera		(161.505.514)
Total		13.131.895.088

El pago de versión de resultados realizado en el presente ejercicio ascendió a \$ 10.473.583.973 (ver Nota 5.15).

NOTA 15 PROYECTO DE REGASIFICACIÓN DE GNL

El proyecto responde a la estrategia de complementación de fuentes de abastecimiento dirigidas a atender el crecimiento. El proyecto se desarrolló como estrategia de obtención de gas natural en el País, ante la dificultad de obtención de ese energético vía gasoductos desde Argentina, al darse en dicho país entre 2002 y 2004 una crisis de producción y suministro, que llevó a interrumpir contratos de gran porte con diversos sistemas vecinos (casos de Brasil y Chile).

El gas natural constituye un adecuado recurso de alimentación a unidades térmicas de generación de electricidad, en complementación con otras 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. En particular, el uso de centrales térmicas con gas natural constituye un adecuado respaldo al conjunto del sistema eléctrico nacional, permitiendo maximizar el aporte de fuentes renovables a los consumidores, complementando la variabilidad inherente a las mismas.

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.

El proyecto en Uruguay incluyó acciones de 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 la contratación del GNL para abastecer consumos tanto en sectores residencial, comercial, industrial como para generación en el sistema eléctrico.

En esa fase de implementación, en Octubre/2013 se firmó el contrato entre Gas Sayago S.A.- empresa de propósito específico formada por UTE y ANCAP- y GNLS S.A., para “diseñar, construir, operar y mantener una terminal para recibir, almacenar y regasificar GNL, entregar GN y eventualmente entregar GNL”. Sin embargo, con fecha 30 de setiembre de 2015 Gas Sayago y GNLS S.A. suscribieron un acuerdo de terminación de dicho contrato.

Luego del acuerdo de cancelación indicado anteriormente Gas Sayago reestructuró el proyecto y realizó convocatorias específicas, en particular el relativo a Temporada Abierta, que 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 desarrolló hasta Mayo de 2018, con el objeto de negociar las características de los servicios a prestar por la Terminal y las condiciones del contrato respectivo.

Cumplido el plazo previsto por las Partes para esa etapa de análisis en exclusividad, se dio por terminado el Memorándum de Entendimiento Firmado, quedando Gas Sayago S.A. liberada para emprender nuevas acciones.

Gas Sayago S.A. se plantea reposicionar el Proyecto con el objetivo de que los accionistas puedan monetizar los activos y el know-how desarrollado hasta el momento, minimizando la exposición de éstos a los riesgos asociados al desarrollo del Proyecto.

En base al objetivo planteado, se propuso mantener en Gas Sayago, al mínimo costo posible, únicamente los activos (bienes, permisos y autorizaciones, contratos y servicios, etc.) que resulten aplicables para el desarrollo de un nuevo proyecto alternativo, ofreciendo la compañía a la venta a través de un proceso competitivo el cual comenzó a desarrollarse por los accionistas en febrero de 2019, en el marco de un reposicionamiento estratégico del Proyecto que mantenga el objetivo principal de obtener un suministro de gas natural.

De esta forma se mantiene abierta la posibilidad de que el Proyecto se concrete, obteniéndose así la infraestructura necesaria para posibilitar el suministro de gas natural, a la vez que los accionistas logran monetizar lo invertido hasta el momento a través de la venta de sus paquetes accionarios.

Al 31 de diciembre de 2018 existen situaciones litigiosas y procesos judiciales iniciados contra Gas Sayago, cuyos montos reclamados totalizan U\$S 91.326.855 y \$ 54.678.221 (más los eventuales intereses y/o daños y perjuicios que puedan corresponder), varios de los cuales son de inicio reciente lo que genera incertidumbre respecto a su dilucidación en el resultado final para dicha Empresa.

En función del plan de reposicionamiento descrito y con el objetivo de reducir los costos generados por el préstamo mantenido con CAF, en fecha 30/07/18 los accionistas de Gas Sayago aprobaron efectuar un pago anticipado de la deuda por U\$S 30.282.284 (equivalente a \$ 977.088.165) de los cuales UTE con fecha 26/12/18, abonó U\$S 23.791.081 (equivalente a \$ 767.643.028), que posteriormente condonó a Gas Sayago (Nota 5.8).

NOTA 16 ARRENDAMIENTOS FINANCIEROS

En los contratos de arrendamiento financiero, UTE en su calidad de arrendatario, al comienzo del plazo del arrendamiento contabiliza un activo (Nota 5.4) y un pasivo (Nota 5.14) por el mismo importe.

Con posterioridad al reconocimiento inicial, los arrendamientos financieros generan un cargo por depreciación en los activos adquiridos (Nota 5.4) así como un gasto financiero (Nota 6.3) en cada ejercicio. El cargo por depreciación del ejercicio finalizado

el 31 de diciembre de 2018 asciende a \$ 263.943.551, mientras que el cargo financiero asciende a \$ 684.807.375. A su vez, debido a la existencia de cuotas contingentes (por aplicación de índices de precios), en el presente ejercicio se reconoció un cargo financiero por un total de \$ 156.863.779.

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	907.349.099	835.847.837
Entre uno y cinco años	3.616.081.025	2.566.711.251
Más de cinco años	9.694.783.691	3.180.100.056
	14.218.213.815	6.582.659.143

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 la República Oriental del Uruguay. De acuerdo a dicho contrato, UTE adquiere los derechos de uso exclusivo de las instalaciones de trasmisión construidas a tales efectos, mediante el pago de un canon de inversión, a partir del momento en que las instalaciones se encontraran en condiciones de ser energizadas para la operación comercial. Dicha condición fue cumplida el 03/06/16.

El plazo del contrato es de 30 años prorrogables, abonándose durante 15 años el canon de inversión en cuotas mensuales de R\$ 2.244.124 reajustados anualmente, desde la firma del contrato, de acuerdo con el Índice Nacional de Precios a los Grandes Consumidores, calculado por el Instituto Brasileño de Geografía y Estadística. El valor del canon ajustado al 31/12/18 asciende a R\$ 3.623.000.

Por la actualización de las cuotas según el índice de precios mencionado, en el período finalizado el 31 de diciembre de 2018, se reconoció una pérdida financiera por \$ 78.411.421.

Al 31 de diciembre de 2018 el importe de los pagos mínimos futuros por el arrendamiento asciende a un total de R\$ 547.072.961, equivalente a \$ 4.577.090.947.

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	43.475.997	363.742.327	38.973.746	326.074.204
Entre uno y cinco años	173.903.988	1.454.969.308	124.890.634	1.044.898.632
Más de cinco años	329.692.976	2.758.379.313	141.975.004	1.187.835.172
	547.072.961	4.577.090.947	305.839.383	2.558.808.008

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 31/12/18 el valor ajustado de la cuota mensual asciende a U\$S 1.286.623.

Por la actualización de las cuotas según el índice de precios mencionado, en el período finalizado el 31 de diciembre de 2018, se reconoció una pérdida financiera por \$ 78.452.357.

Al 31 de diciembre de 2018, el importe de los pagos mínimos futuros por el arrendamiento asciende a un total de U\$S 285.652.763, equivalente a \$ 9.256.863.439.

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	15.439.481	500.331.815	14.523.108	470.635.823
Entre uno y cinco años	61.757.923	2.001.327.259	44.046.924	1.427.384.623
Más de cinco años	208.455.359	6.755.204.365	59.902.193	1.941.190.472
	285.652.763	9.256.863.439	118.472.225	3.839.210.918

c) Medidores Inteligentes

Con fecha 4 de abril de 2017 se suscribió el contrato con la empresa ISBEL S.A., para la contratación, mediante la modalidad de arrendamiento, de cien mil Medidores Básicos Inteligentes y el software asociado, trabajando en una solución AMI (Advanced Metering Infrastructure).

El plazo de dicho contrato es de 119 meses, contados a partir del 13/07/18, fecha de finalización de la entrega del material y de la Fase II de la Puesta en Marcha. Por su parte, UTE deberá comunicar con 12 meses de antelación al vencimiento del plazo, si ejerce la opción de compra.

A la fecha de firma del contrato, la cuota mensual fue fijada en U\$S 100.100, la cual ajustada a la fecha de inicio del leasing, ascendió a U\$S 102.723. A partir de ese momento, el valor de la cuota se ajusta en el mes de enero de cada año, según índice de precios de Estados Unidos de América (Consumer Price Index – All Urban Consumers: CPI-U). Al 31/12/18 el valor ajustado de la cuota mensual continúa siendo U\$S 102.723.

Al 31 de diciembre de 2018, el importe de los pagos mínimos futuros por el arrendamiento asciende a un total de U\$S 11.857.663, equivalente a \$ 384.259.429.

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	1.335.400	43.274.957	1.207.733	39.137.809
Entre uno y cinco años	4.930.706	159.784.458	2.913.905	94.427.996
Más de cinco años	5.591.558	181.200.014	1.576.079	51.074.412
	11.857.663	384.259.429	5.697.717	184.640.217

NOTA 17 VALORES RECIBIDOS EN GARANTÍA Y OTRAS CUENTAS DE ORDEN

	2018	2017
Valores recibidos en garantía	9.014.451.129	10.870.681.897
Cartas de crédito abiertas en M/E	709.925.965	664.702.797
Conformes clientes Fideicomiso electrificación rural	129.900.920	94.549.256
	9.854.278.014	11.629.933.950

NOTA 18 HECHOS POSTERIORES

Con posterioridad al 31 de diciembre de 2018 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 2018

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:

