

MEMORIA ANUAL 2019



La energía que nos une







La energía que nos une

SUMARIO

Resumen ejecutivo	11
Prácticas de buen gobierno corporativo	15
Gestión de instalaciones	19
Comercialización del producto	37
Gestión de los recursos	47
Consultoría externa	53
Información económica y estados contables	57

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS



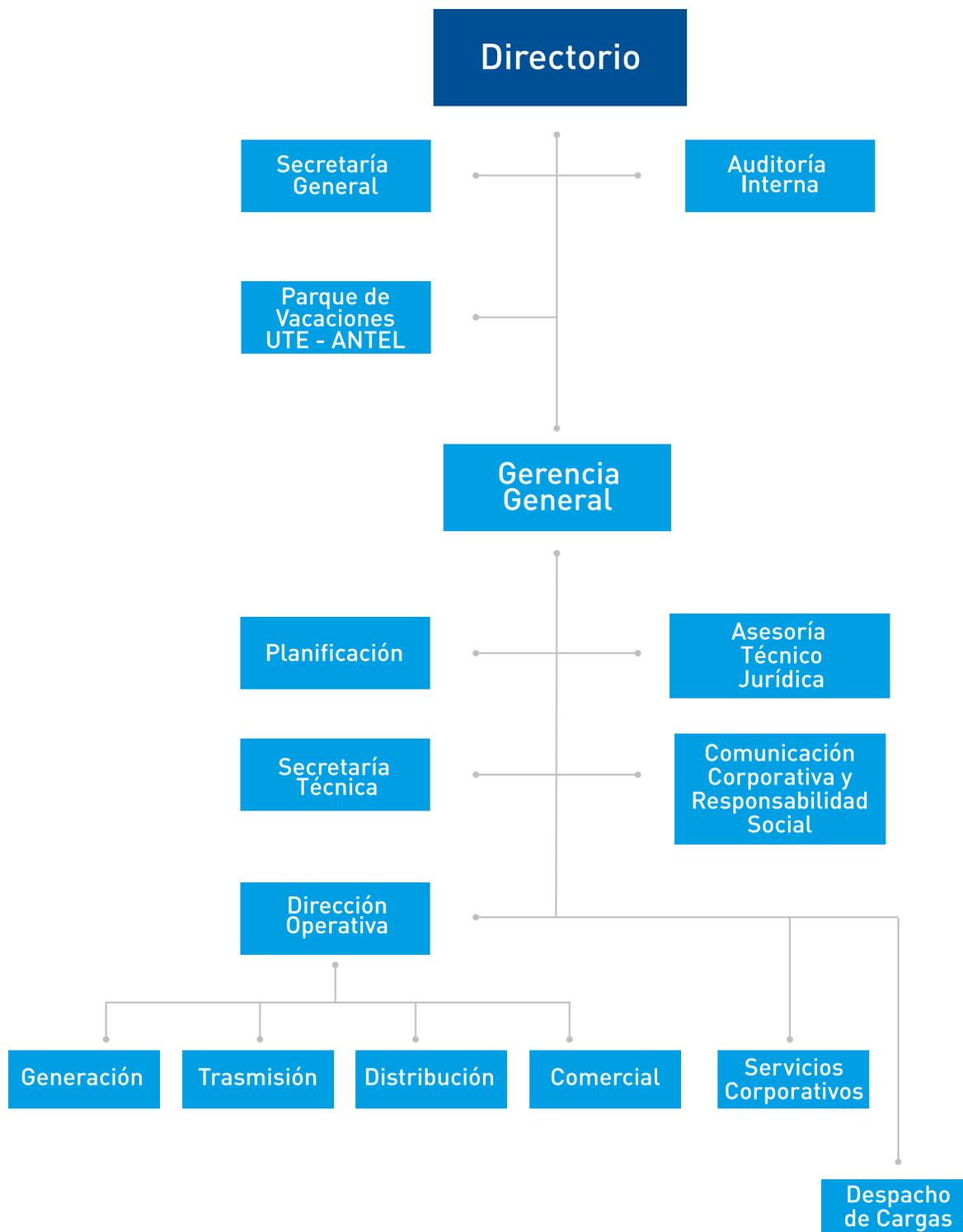
Directorio

Presidente	Dr. Ing. Gonzalo Casaravilla
Vicepresidente	Ing. César Briozzo
Vocal	Ec. María Cristina Arca Aicardi
Vocal	Ing. 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. Julian Malcon
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)	2017	2018	2019
Potencia Instalada Efectiva (MW)	1.887	2.066	2.228
Carga máxima anual (MW)	1.916	2.063	2.121
Extensión de la Red de Trasmisión (km)	5.561	5.561	5.790
Extensión de la Red de Distribución (km)	84.245	85.230	86.235
Energía generada por UTE (GWh)	3.000	3.126	4.123
Energía comprada (GWh) (2)	9.245	9.251	9.922
Energía exportada (GWh) (3)	1.462	1.195	3.012
Energía para uso interno (GWh) (4)	10.783	11.182	11.033
Energía facturada, mercado regulado (GWh) (5)	8.542	8.781	8.676
Cantidad de servicios activos (10 ³)	1.460	1.484	1.512
Energía promedio por cliente (kWh)	5.851	5.917	5.738
Extensión de la red por cliente (metros)	62	61	61
Cantidad de funcionarios	6.667	6.615	6.541
Cantidad de servicios por funcionario	219	224	231
Energía promedio por funcionario (kWh)	1.281.236	1.327.438	1.326.403
Ventas Mercado Interno (U\$S 10 ³)	1.649.285	1.633.071	1.446.601

NOTAS

- 1) Los datos corresponden al 31 de diciembre de cada ejercicio, siendo los valores acumulados correspondientes a los últimos 12 meses. Serie de los últimos tres años.
- 2) Corresponde a 4.510 GWh de compras a Salto Grande, 4.346 GWh a agentes productores y 1.066 GWh a parques eólicos co-propiedad de UTE para el año 2019.
- 3) Incluye la energía exportada a Brasil y Argentina y la tomada por esta de Salto Grande, por encima de su cuota parte.
- 4) Incluye sistema autónomo diesel.
- 5) A efectos del cálculo dentro de mercado interno se incluyen 78 GWh por autoconsumos y consumo de poblaciones de centrales hidroeléctricas para el año 2019.





RESUMEN EJECUTIVO



RESUMEN EJECUTIVO

- La energía anual generada en 2019 en Uruguay y entregada a las Redes de Trasmisión y Distribución de UTE fue de 14.045 GWh, un 13,5 % superior a la de 2018.
- El suministro de energía para abastecer la demanda del Sistema (11.033 GWh) se compuso de la siguiente forma: Salto Grande aportó a UTE el 40,9%, mientras que las Centrales ubicadas sobre el Río Negro llegaron a abastecer el 8,4%, generación térmica el 1,9%, generación eólica el 37,5% y el restante 11,3% se cubrió con energía, biomasa y fotovoltaica.
- La carga máxima de potencia ascendió a 2.121 MW, resultando 58 MW superior que la registrada el año anterior.
- En cuanto al desarrollo de las energías renovables en nuestro País, al 31 de diciembre de 2019, se destaca:
 - La Potencia Total Nominal Instalada de fuente primaria eólica era de 1.508,0 MW de los cuales 1.478,0 MW están autorizados a inyectarse a la red de UTE.
 - La Potencia Nominal Instalada de fuente solar fotovoltaica fue de 228,8 MW, los cuales están autorizados a inyectarse a la red de UTE.
 - Durante el año se continuó con el desarrollo de instalaciones de microgeneración en el hogar o industria, totalizando 21,0 MW de Potencia Nominal Instalada en 672 instalaciones (99% son solares fotovoltaicas).
 - La Potencia Nominal Instalada de fuente biomasa fue de 4.13,3 MW de los cuales 198,7 MW están autorizados a inyectarse a la red de UTE.
 - Se ha mantenido el interés de los clientes de UTE en instalar generación de origen renovable exclusivamente para consumo propio. Se encuentran en servicio bajo esta modalidad 8 instalaciones por 2,0 MW de Potencia Nominal Instalada solar fotovoltaica. Respecto a los proyectos eólicos, se encuentra en servicio una instalación de 1,8 MW de Potencia Nominal Instalada.
- En relación a los intercambios internacionales se destaca que las exportaciones comerciales en el correr del año a Brasil totalizaron 600 GWh y a Argentina 2.391 GWh. Además, UTE asistió con energía eléctrica a Argentina y Brasil en situaciones de emergencia de dichos Países.
- El "Proyecto Central Ciclo Combinado – Punta del Tigre", comprendió la construcción de una central térmica de ciclo combinado de 532 MW de potencia instalada. Compuesta por dos turbinas de gas (TG1 – TG2) 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.

La Recepción Provisoria de las turbinas a gas se otorgó en octubre 2017 y en julio 2018 para la TG1 y TG2 respectivamente, fechas desde las que dichas unidades se encuentran en operación comercial.

Por otra parte, la Recepción Provisoria del Ciclo Combinado tuvo lugar en noviembre 2019 y la Autorización Ambiental de Operación de la Turbina de Vapor del Ciclo Combinado fue otorgada en diciembre 2019.

El Ciclo Combinado se encuentra en condiciones operativas.

La Recepción Definitiva de las unidades TG1, TG2 y TV – Ciclo Combinado en su conjunto, se cristalizaría una vez que se cumpla un año de operación, "no calendario", sino de disponibilidad plena ("acumulada").
- Proyectos eólicos:
 - Parque Pampa (Tacuarembó) – 141,6 MW. Implementado a través del Fideicomiso Financiero Pampa, siendo UTE el gestor del fiduciario (República AFISA). En 2019, conforme a lo previsto y en función de los fondos disponibles, se procedió a concretar la segunda distribución de fondos a los tenedores de los certificados de participación del fideicomiso.

- Parque Valentines (Florida y Treinta y Tres) – 70 MW. Desarrollado a través de AREAFILIN S.A., siendo UTE el gestor de dicha sociedad. En junio de 2019 se efectuó la segunda distribución de resultados y en diciembre de 2019, conforme a lo aprobado por la Asamblea Extraordinaria de Accionistas de la sociedad se realizó un rescate de capital del entorno del 10% del capital integrado inicial.
- Parque Colonia Arias (Flores) – 70 MW. Implementado a través del Fideicomiso Financiero Arias, siendo UTE el gestor del fiduciario (República AFISA). Dado que el prospecto de emisión aprobado por el Banco Central del Uruguay preveía distribución de fondos semestrales, en el ejercicio 2019 se efectivizaron dichas distribuciones en los meses de junio y diciembre, de acuerdo a los flujos disponibles.
- En noviembre culminó la primera etapa del Cierre del Anillo de 500 kV en la zona Norte y Centro con la inauguración de la línea de extra alta tensión Melo - Tacuarembó (inicialmente operando en 150 kV) y la Estación Tacuarembó B de 150 kV, obras imprescindibles para asegurar el suministro en esa zona del País.
- 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 15,81 horas anuales.
- El resultado del ejercicio 2019 fue de \$ 6.320 millones, que traducidos al tipo de cambio promedio del Dólar (35,255) equivalen a U\$S 179,3 millones.
- Considerando los tipos de cambio promedio de cada ejercicio, los ingresos por ventas de energía al mercado interno disminuyeron U\$S 160,4 millones (9,72%) respecto al ejercicio 2018. En unidades físicas, la reducción correspondió a un 1,20%. Se generó un incremento en las bonificaciones comerciales respecto al ejercicio anterior de U\$S 61,1 millones, en virtud de la política comercial implementada.
- El patrimonio promedio de UTE en 2019 asciende a U\$S 3.490 millones, por lo que el resultado sobre patrimonio asciende al 5,14% (9% en el ejercicio 2018).
- Las inversiones ejecutadas en el presente ejercicio alcanzaron la suma de U\$S 244 millones (de acuerdo con el Estado de Flujos de Efectivo), estimándose para los próximos 3 años un plan de inversiones en el orden de los U\$S 600 millones.
- UTE se ubicó en el primer puesto entre las Empresas de más de 500 mil consumidores, en la XVII Encuesta de Satisfacción del Cliente Residencial Urbano (ESCR) que coordina la CIER (Comisión de Integración Energética Regional), recibiendo el 1º premio: ORO.
- En relación al Proyecto Redes Inteligentes, merece destacarse, entre otros:
 - Se desarrolló la Red Pública de Recarga de vehículos eléctricos alcanzando a fin de 2019: 58 puntos de carga instalados en 36 localidades.
 - Nuevos productos comerciales: Ofertas de Oportunidad y Plan 24 horas orientados a grandes clientes, Descuento Fin de Semana dirigido a clientes residenciales.
 - Nuevos servicios de información, en donde el cliente dispone de la información de su curva de carga de cada hora, lo cual le permite analizar las mejores alternativas tarifarias de acuerdo a su consumo.
 - Se cuenta al 31 de diciembre de 2019 con 500.000 medidores inteligentes adquiridos, de los cuales 193.518 fueron desplegados.
- El Plan de Inclusión Social se lleva adelante con el fin de mejorar la calidad de los servicios y dar garantías de seguridad necesarias a la población, lo que dio como resultado que casi nueve mil hogares de contexto vulnerable de todo el País regularizaran en el año sus conexiones a la red eléctrica.







PRÁCTICAS DE BUEN GOBIERNO CORPORATIVO



PRÁCTICAS DE BUEN GOBIERNO CORPORATIVO

El Directorio de UTE destaca su compromiso en la promoción de las buenas prácticas de Gobierno Corporativo, tanto en la propia Empresa como aquellas en las que participe y/o tenga posición dominante.

Los principios orientadores que la rigen son: eficiencia, calidad, equidad, responsabilidad pública y respeto por el medio ambiente.

ÉTICA Y TRANSPARENCIA

El 1° de agosto del presente año, fue aprobada a través de la R19.-1918, la Política Anti Soborno de UTE y la creación de su correspondiente Buzón de denuncias en el Portal WEB de UTE. Esta política establece las normas de conducta que debe guiar la actuación del personal propio, contratado y demás partes interesadas para limitar el riesgo de soborno, incluido también el tratamiento de regalos, beneficios y hospitalidades en relación con terceros. Se enmarca en los valores y principios de UTE que se encuentran explicitados en el Código de Ética y busca el estricto cumplimiento de la normativa penal vigente, asumiendo la responsabilidad de participar activamente en el desafío que constituye la lucha contra esta modalidad de corrupción y fraude, en todos los ámbitos de su negocio, de conformidad con lo dispuesto en los lineamientos establecidos en sus principios, valores y criterios orientadores definidos por la Administración y en el cumplimiento de las normas jurídicas y penales de aplicación en Uruguay.

Se aprobó la actualización del Manual de Gobierno Corporativo que incluye temas atinentes a las buenas prácticas de Gobierno Corporativo en UTE, retribuciones, comités y comisiones, rendición de cuentas y transparencia, órganos de control y sistema de gestión integral de riesgos.

En la intranet corporativa 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.

La Comisión de Implicancias recibió y gestionó diversas Declaraciones Juradas de funcionarios elevando a Gerencia General y Directorio su dictamen no vinculante para posterior decisión, en cumplimiento de la normativa vigente por Decreto 30/003 que rige a UTE como Empresa Pública.

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.

Existe una Comisión de Ética que promueve el adecuado comportamiento ético y tiene en su ámbito de competencia el tratamiento de los asuntos relacionados con presuntos incumplimientos establecidos en el Código de Ética. Se conforma por representantes de las siguientes Unidades: Asesoría Técnico Jurídica, Auditoría Interna, Gestión Humana y un representante Sindical. Se recibieron algunas consultas sobre aspectos éticos en dicho buzón.

Dando cumplimiento a lo establecido en la Ley 18.381 sobre Derecho de Acceso a la Información Pública, UTE promueve la transparencia de la función administrativa del Organismo y garantiza el derecho fundamental de las personas al acceso a la Información Pública. Asimismo, la Empresa cuenta con un reglamento interno aprobado por R10.-519.

En concordancia con las políticas nacionales, en UTE continuaron desarrollándose acciones tendientes a profundizar la sensibilización en equidad de género y acoso laboral abarcando a gran parte del funcionariado distribuido en el territorio nacional.

AUDITORÍA INTERNA

Se trabajó en los planes de auditoría interna tanto para tareas de aseguramiento y consultoría aprobados por Comité de Auditoría y Directorio en su conjunto. Los trabajos de auditoría interna buscan abarcar un amplio rango de actividades de valor agregado, se realizan en planes basados en riesgos que se alinean con las metas de la Organización, para evaluar el desempeño de diferentes objetivos, metas, proyectos o procesos de UTE y las acciones de control que mitigan los principales riesgos asociados.

Se incluyen en las actividades de auditoría interna además, la participación de auditores internos en apoyo a las actividades de Gestión Integral de Riesgos de la Gerencia de Área Planificación tal como recomiendan las normas y mejores prácticas y en comisiones fiscales o sindicaturas de Empresas vinculadas, para dar cumplimiento a la normativa vigente como lo es la Ley 16.060 de Sociedades Comerciales, como también normas técnicas que emite la Auditoría Interna de la Nación para el monitoreo de los sistemas de gestión de riesgos y control de tales emprendimientos.

Durante el 2019 se intensificaron las acciones para la mejora de procesos de esta Gerencia, orientadas a lograr la recertificación del Sello de Calidad.

GESTIÓN DE RIESGOS

Se continúa con la implementación del Sistema de Gestión Integral de Riesgos, detallando el avance en las siguientes líneas de trabajo ejecutadas en el presente ejercicio:

A nivel estratégico se destaca el análisis de la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) con la nueva matriz energética, el seguimiento de Riesgos del Proyecto Redes Inteligentes, el análisis de riesgos del proceso de compraventa de energía eléctrica de fuentes renovables no convencionales y los trabajos para la implantación de la herramienta SAP-GRC, para la Gestión de Riesgos Corporativos. Cabe destacar que UTE es la primera Empresa en el País que incorpora esta herramienta informática.

A nivel operativo se destaca, a vía de ejemplo: la administración de usuarios y gestión de respaldos en Trasmisión y la realización de talleres de análisis de riesgos relativos a los procesos, en diferentes unidades de la Empresa.

Se incorporó a todos los análisis realizados el Índice Global de Riesgos. Esta medición busca obtener una medida del nivel general de riesgos y por tanto del grado de razonable aseguramiento del cumplimiento de los objetivos planteados.

MEJORA CONTINUA

Durante el año se trabajó en la certificación de nuevos procesos, en algunos casos bajo la Norma UNIT-ISO 9001:2015, en otros bajo la Norma UNIT-OHSAS 18001:2007 y en otros casos se certificó como Sistemas de Gestión Integrados que abarcan las Normas UNIT-ISO 9001, 14001 y 45001, como se detalla a continuación:

UNIT-ISO 9001:2015:

- Estudio y Ejecución de nuevas instalaciones de seguridad (Abastecimientos y Servicios).
- Liquidación de obligaciones impositivas. Gestión estratégica.
- Gestión de la capacitación (División Económico Financiera).
- Vigilancia Sanitaria (División Gestión Humana).

UNIT-OHSAS 18001:2007:

- Centros logísticos de San José y Maldonado (AYS-Gerencia de Sector Logística de Materiales).
- Gestión de aceites dieléctricos en la Planta de Aceite (AYS- Sub Gerencia Transformadores y Montajes).

SISTEMAS DE GESTIÓN INTEGRADOS:

- Operación en parques eólicos: Juan Pablo Terra (Dpto. de Artigas), Palomas (Dpto. de Salto), Pampa (Dpto. de Tacuarembó), Colonia Arias (Dpto. de Flores y San José), Valentines (Dpto. de Florida y Treinta y Tres) y Emanuele Cambilargiú (Dpto. de Maldonado).
- Mantenimiento en parques eólicos: Juan Pablo Terra, Palomas, Pampa, Colonia Arias, Valentines y Emanuele Cambilargiú (Área Generación).

Asimismo, el proceso Trabajos con Tensión en Media Tensión, del Área Distribución, pasó de estar certificado bajo la Norma UNIT-OHSAS 18001:2007 a la Norma UNIT-ISO 45001:2018.

RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL

El 31 de octubre del presente año, UTE fue distinguida con el: "Reconocimiento de la Organización Empresarial DERES 2019 a las mejores prácticas que contribuyen con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)" en las prácticas postuladas por la Empresa este año.

El galardón fue otorgado:

- En la categoría compromiso a la práctica "Control de exposición poblacional a los campos electromagnéticos (CEM) generados por la red de UTE", de la Gerencia Medio Ambiente por su contribución con el ODS 3.
- En la categoría Cumplimiento y Reconocimiento adicional como Práctica Inspiradora al Programa Túnicas en Red de la Gerencia Mercado por su contribución a las ODS 4, 5, 7, 12, 13, 16 y 17.

Becas y pasantías

Durante 2019, se continuó trabajando en el marco del convenio celebrado con la Junta Nacional de Drogas, 4 pasantes finalizaron la experiencia de un año de trabajo, que habían iniciado en 2018.

Con respecto a los convenios para becas de trabajo se continuó implementando el convenio entre UTE y el Instituto del Niño y Adolescente del Uruguay (INAU), se contó con 22 becarios desempeñándose en diferentes unidades en todo el País.

Se realizó la primera experiencia del convenio que firmó UTE con el Instituto Nacional de Inclusión Social Adolescente (INISA), con el ingreso de 2 becarios en Montevideo.

UTE formó parte nuevamente del Programa "Yo estudio y trabajo", apoyando el objetivo de fomentar el empleo juvenil a través del otorgamiento de becas de trabajo de un año de duración. Para la edición 2019 fueron designados 100 jóvenes (65 mujeres y 35 hombres) para ingresar como becarios.

Otras acciones en el ámbito educativo y la comunidad se exponen en el capítulo Comercialización del Producto.

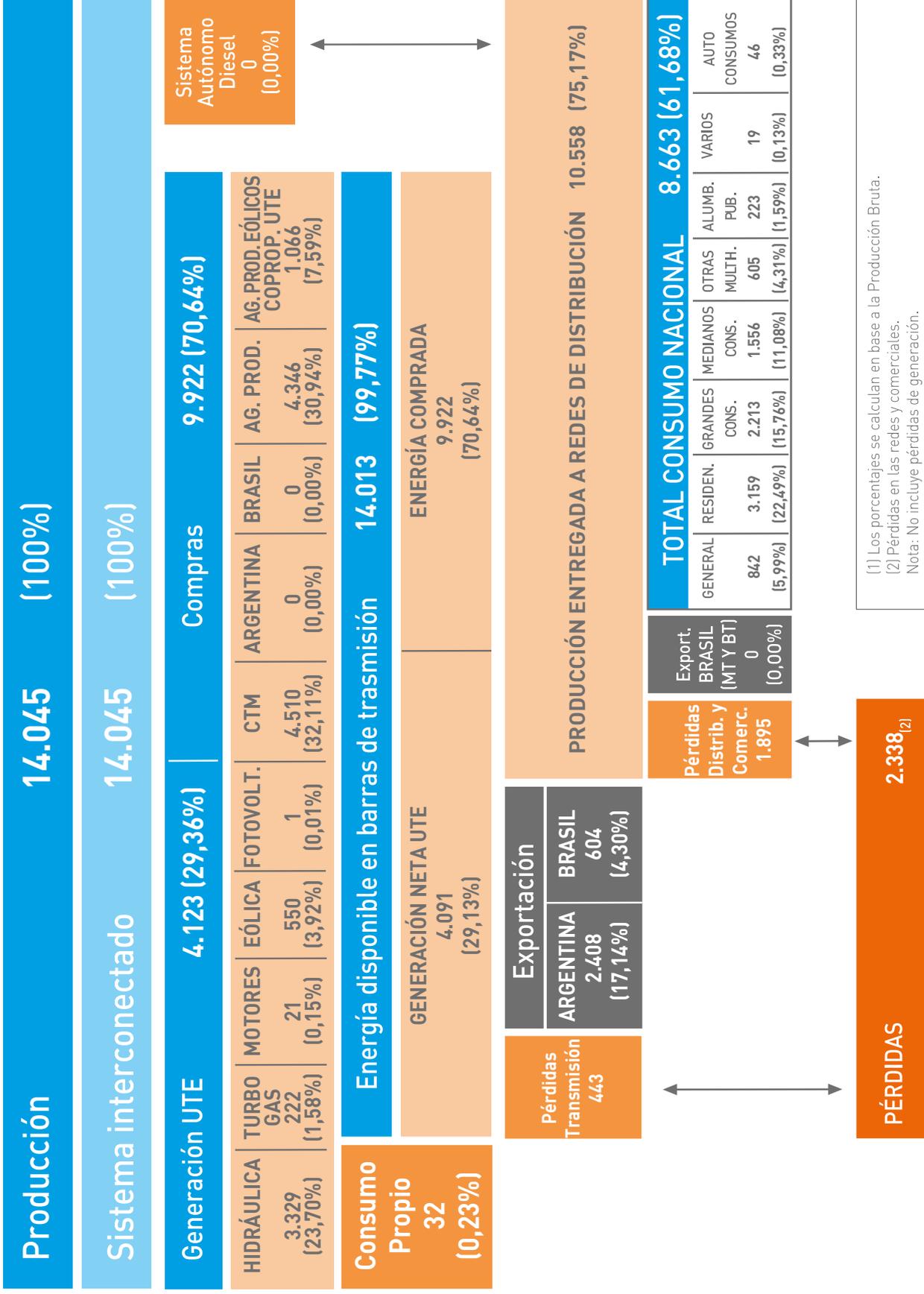




GESTIÓN DE INSTALACIONES



Balance energético 2019 (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 fue de 11.033 GWh, es decir, un 1,3% inferior al valor registrado en el año 2018.

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA TOTAL MENSUAL (2018 - 2019)



DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA ANUAL

La demanda máxima de potencia en el presente año ascendió a 2.121 MW y ocurrió el martes 29 de enero, resultando 58 MW superior que la registrada el año anterior. La misma se abasteció con 51% de energía de origen hidráulico, 3% de origen térmico y 46% de energía de otros recursos (biomasa y eólico).

El máximo de consumo de energía diaria de verano se registró el 29 de enero y fue de 41.436 MWh, un 10,43% mayor al año anterior.

La potencia máxima de invierno alcanzó el valor de 2.034 MW y ocurrió el 13 de agosto, fecha en la cual ocurrió el máximo consumo de energía diario de invierno, habiéndose registrado el valor de 38.608 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 59,4 lo que representó un decremento de 4,0% en relación al año anterior.

EVOLUCIÓN DE LOS PICOS MEDIOS MÁXIMOS PROMEDIO PICO MÁXIMO DÍA HÁBIL

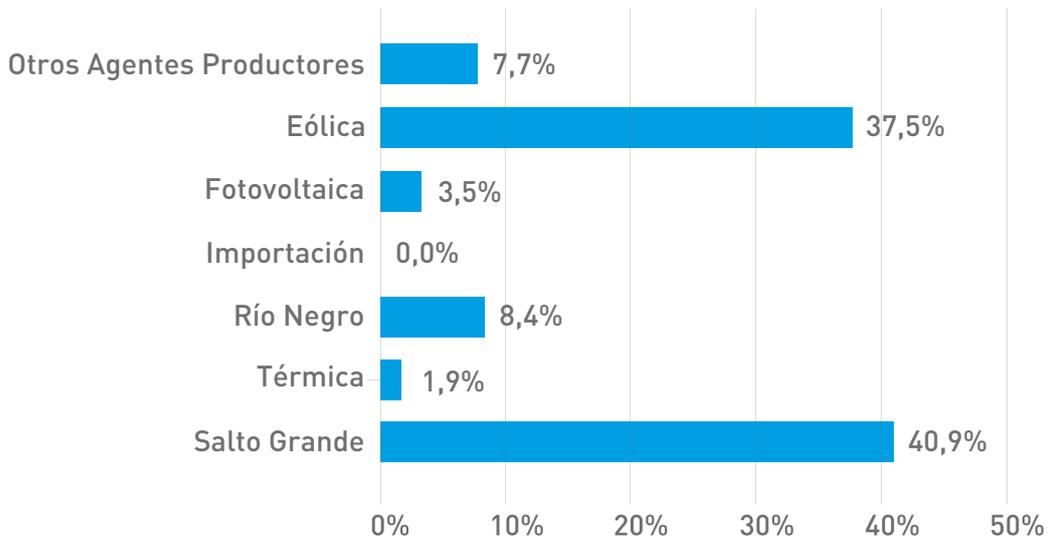


RÉGIMEN IMPERANTE

El suministro de energía para abastecer la demanda del Sistema (11.033 GWh) se compuso de la siguiente forma: Salto Grande aportó a UTE el 40,9%, mientras que las Centrales ubicadas sobre el Río Negro llegaron a abastecer el 8,4%, Generación térmica el 1,9%, Generación eólica el 37,5% y el restante 11,3% se cubrió con energía, biomasa y fotovoltaica.

Con respecto a la generación de energías renovables correspondiente al presente año, la generación eólica se incrementó un 0,34% y la fotovoltaica creció un 0,07% con respecto al año anterior, en cambio la generación con biomasa aumentó un 4,25%.

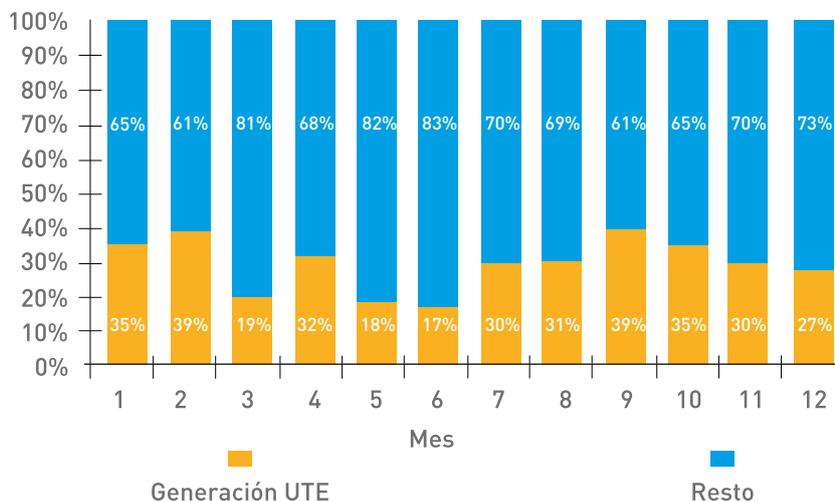
Energía entregada al Sistema Interconectado Nacional (SIN) para abastecer la demanda 2019



La potencia eólica instalada a fines del año fue 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 249,68 MW.

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 enero, febrero, abril y el período julio - noviembre fueron los que tuvieron mayor aporte de energía, rondando el 30% de la generación total, destacándose febrero y setiembre en los que el guarismo llegó al 39% de la generación total del País.

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. Emanuele Cambilargiu y Palomas.

RECURSOS ENERGÉTICOS

Generación térmica

En el presente año la generación térmica de UTE totalizó 243 GWh, siendo 214 GWh para abastecer la demanda del SIN y 29 GWh para exportar. La misma fue un 29% inferior 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 3.329 GWh en el año. Esta generación fue un 31% superior que la total generada en el año anterior. La exportación de energía del Río Negro a Argentina y Brasil representó un 80% (2.408 GWh) de dicho rubro.

Generación eólica

En 2019 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. Emanuele Cambilargiu) y el resto mediante la participación de la Empresa 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 308 GWh.

Contratos

• Contratos de Importación con Países vecinos

En el 2019 no hubo ningún contrato vigente de importación.

• Contratos con agentes del Mercado Nacional

Durante el 2019 UTE compró energía en el mercado de contratos a término por un total de 5.330 GWh, representando United Paper Mills (UPM) (2%) y Compañía de Electricidad de Puerto Plata S.A. (CEPP) (11%) los generadores de biomasa más grandes instalados en el País y el resto de la compra (87%), se comercializó entre la generación de biomasa restante, eólica y fotovoltaica.

Mercado 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.

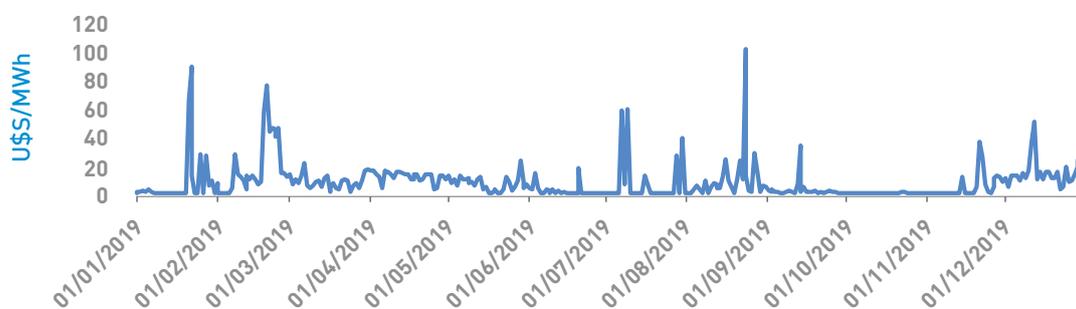
• Evolución del Precio Spot

El precio spot horario promedio sancionado por Administración del Mercado Eléctrico Uruguayo (ADME) para el 2019 fue de 7,53 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 210 U\$/MWh.

El precio spot nulo se dio en el 55% de las horas, mayormente a partir de setiembre.

Evolución Precio SPOT Promedio Diario Año 2019



• Energía comercializada en el Mercado Spot

Durante el año la energía comercializada en el Mercado Spot fue 81,9 GWh, resultando similar al valor del año anterior (81,3 GWh). La misma representó aproximadamente un 0,74% del total de la energía entregada al sistema nacional.

Intercambios internacionales

• Importación

En el período no se importó energía, solamente se realizó un ensayo de la convertidora de Melo (0,24 GWh).

Dicha prueba consistió en transferir durante algunos minutos rampas de potencia de un País al otro.

• Exportación

La exportación de energía al sistema argentino fue de 2.408 GWh.

Del total de energía exportada correspondieron 2.391 GWh a UTE y 17 GWh a otros agentes productores (VECODESA Y CEOSA).

La exportación de energía a Brasil totalizó 604 GWh.

GENERACIÓN

GENERACIÓN TÉRMICA

Las centrales térmicas presentaron durante el ejercicio el siguiente desempeño:

Central	Potencia instalada (MW)	Disponibilidad (%)	Generación (GWh)
Motores Batlle	70	98,06	23,6
Punta del Tigre A	324	96,84	38,8
Punta del Tigre B	533	92,80	217,5
La Tablada	200	91,70	3,2
Total Térmica	1.127	94,09	283,1

Proyecto Central de Generación Térmica de Ciclo Combinado

Se realizó la recepción provisoria de todo el proyecto del Ciclo Combinado "Punta del Tigre B", de 532 MW.

La Central cuenta con dos turbinas de gas, dos calderas de recuperación, una turbina de vapor, sistemas auxiliares, instalaciones de conexión a la red eléctrica, sistemas de alimentación de combustible (gas natural y gasoil) y planta de tratamiento de agua y efluentes.

De las actividades realizadas durante el año 2019 se destacan:

- Recepción Provisoria del sistema de Calderas de Recuperación y Turbina de Vapor.
- Obras anexas a la Central para el cumplimiento de los requisitos establecidos en la Autorización Ambiental de Operación (AAO).

Entre setiembre y octubre de 2019 se realizaron las pruebas de confiabilidad y performance de todo el proyecto del Ciclo Combinado con gas natural y gasoil (funcionamiento en ciclo cerrado: Turbinas de gas, Calderas recuperativas y Turbina de Vapor).

La AAO fue otorgada el 5/12/2019 y comunicada a UTE el 11/12/2019.

Se destaca el hecho del cierre definitivo del litigio que había iniciado Hyundai contra UTE en 2017, mediante la firma de un Acuerdo transaccional en el cual, además de cancelar todas las acciones, Hyundai se compromete a realizar una serie de entregas de suministros y obras en favor de UTE, como forma de pago de multas en especie, por un monto estimado de unos U\$S 50 millones. A vía de ejemplo se destacan los siguientes suministros y obras: Paneles fotovoltaicos para una potencia de 65 MWP, cerco perimetral, obras para el ensanche del canal del Arroyo del Tigre, entrega de las oficinas y obradores principales, entre otros.

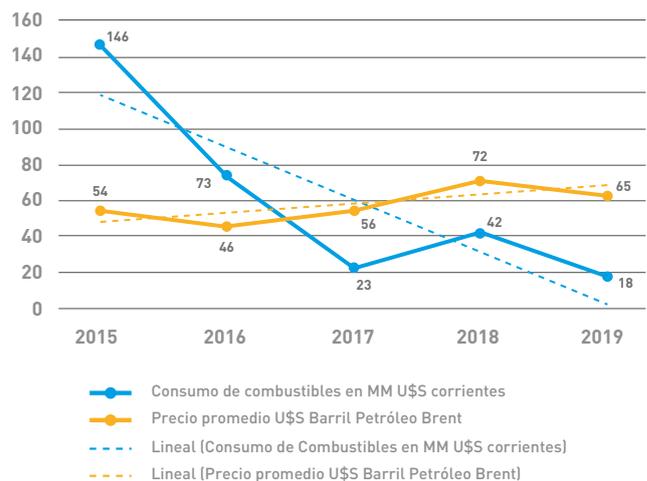
Logística de combustibles

En 2019 hubo cambios en la determinación de la metodología de precios de combustibles líquidos, pasando de precios con referencia internacional en dólares a precios en pesos uruguayos correspondientes a los de venta al público sin impuestos, deduciendo los costos de distribución y tasas asociadas.

De acuerdo a la resolución R19.-2678 de fecha 24 de octubre de 2019, UTE en acuerdo con la Administración Nacional de Combustibles Alcohol y Portland (ANCAP), determinan una nueva metodología de los precios en pesos de gasoil y fuel oil motores para la generación térmica.

A continuación se muestra la evolución del consumo de combustible para Generación Térmica, expresado en valor monetario y la evolución del Precio Internacional del petróleo Brent. La disminución del consumo de combustible responde a una buena disponibilidad de energía renovable en el año.

CONSUMO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN MM U\$S CORRIENTES Y PRECIO PROMEDIO U\$S BARRIL PB



Central de Respaldo La Tablada

Las unidades de la Central de Respaldo han funcionado en forma casi permanente como compensador sincrónico.

Central Punta del Tigre

En lo que respecta a la Central Térmica Punta del Tigre "A", se destaca la inspección interna del gasoducto propiedad de UTE, para revisar el cumplimiento de su estado actual y compararlo con los estándares de diseño, operación y mantenimiento de gasoductos expresados en la Norma Argentina NAG 100 y sus adendas, exigidas por Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA).



GENERACIÓN HIDRÁULICA

En el año 2019, la producción hidráulica del Río Negro aumentó un 45% respecto a lo producido en 2018, con un total de 3.329 GWh, siendo 2.289 GWh en 2018, por lo que resulta un año muy positivo de generación en el Río Negro sustentado por el buen nivel de lluvias y una excelente disponibilidad.

Esta energía representó un 23,7% de la energía entregada al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Se logró una disponibilidad del 97,2%, junto con una tasa de falla correcta, donde se nota la baja provocada en Rincón del Bonete tras la puesta en marcha de los sistemas de regulación nuevos.

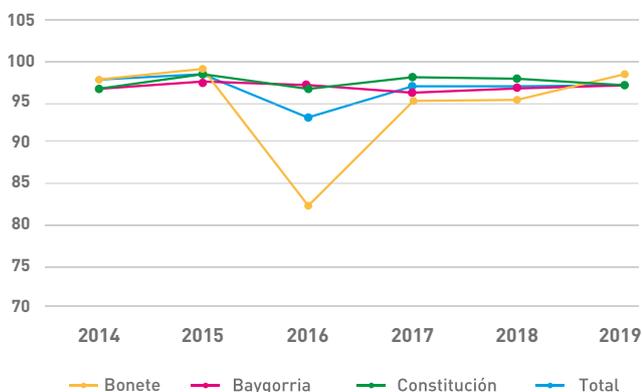
Central	Potencia instalada (MW)	Disponibilidad (%)	Tasa de Falla	Generación (GWh)
Rincón del Bonete	152	98,4	2,81	880
Baygorria	108	97,05	0,44	546
Constitución	333	96,6	3,3	1.903
Total Centrales Río Negro	593	97,2	2,28	3.329

Nota:

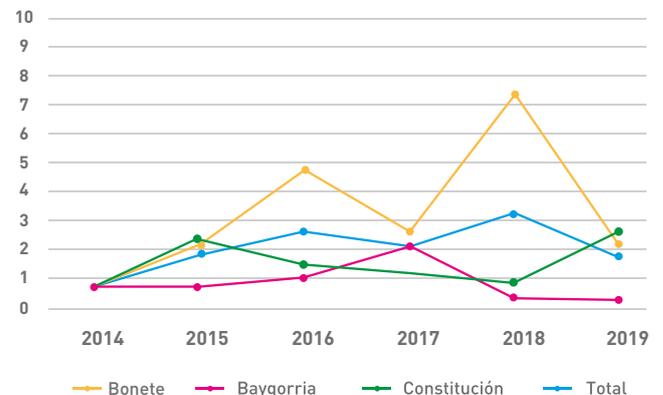
El indicador Tasa de Falla, mide la confiabilidad del sistema. Se interpreta como la probabilidad de que el equipamiento o la función presenten falla durante el servicio, en un período estadístico.

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. Se gráfica la Disponibilidad con el criterio de indicador utilizado para el Sistema de Remuneración Variable (SRV) considerando la Tasa de disponibilidad CIER adicionándole el valor de la Indisponibilidad por Causa Ajena.

Evolución de Disponibilidad



Evolución de Tasa de Falla



Proyecto renovación Central de Generación Rincón de Baygorria

En 2019 se aprobó el pliego de condiciones para la rehabilitación de la Central Hidroeléctrica Rincón de Baygorria. Se prevé la apertura de ofertas para junio del próximo año.

GENERACIÓN EÓLICA

La Generación de fuente eólica de los parques que explota UTE durante 2019 fue de 1.618 GWh. En referencia a la potencia instalada, UTE es gestor y copropietario (en diversos esquemas societarios) de 503,9 MW de un total autorizado de 1.475 MW eólicos, lo que significa un 34,2 % del mercado de generación eólica.

Conformación de los parques eólicos

Características generales:

Parque	Potencia (MW)	Número de aerogeneradores	Propietario	Contratista de O&M
Arias	70	35	Fideicomiso Financiero Arias	Gamesa
Artilleros	65,1	31	ROUAR S.A.	Gestión propia ¹
E. Cambilargiu	20	10	UTE	Gamesa - Gestión propia ²
J. P. Terra	67,2	28	UTE	Nordex
Palomas	70	35	Nicefield	Vestas
Pampa	141,6	59	Fideicomiso Financiero Pampa	Nordex
Valentines	70	35	AREAFLIN S.A.	Gamesa

¹ El mantenimiento se realiza con personal propio de la sociedad anónima, con contrato de asesoramiento técnico para los aerogeneradores y con subcontratos para caminería, eléctrica y otros. UTE participa en la gestión de la Empresa, tanto en los cargos gerenciales como técnicos.

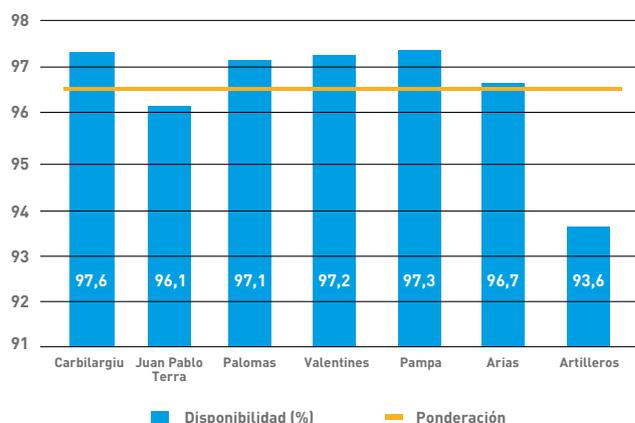
² El contrato con Gamesa incluye sólo el mantenimiento de los aerogeneradores (excluyendo las palas). La instalación eléctrica se mantiene con personal propio y el resto de las instalaciones (palas, caminos, etc.) se mantiene con contratos independientes, gestionados por el equipo de Generación eólica de UTE.

El contratista realiza la operación y mantenimiento de la totalidad del parque eólico (tanto aerogeneradores como el resto de las instalaciones).

UTE realiza el control del adecuado cumplimiento de estos contratos, cuidando los activos con un horizonte de toda la vida útil del parque y la maximización de la generación de energía.

Central (Parque)	Disponibilidad (%)	Generación (GWh)
E. Cambilargiu	97,6	67
Juan Pablo Terra	96,1	239
Palomas	97,1	245
Valentines	97,2	248
Pampa	97,3	400
Arias	96,7	255
Artilleros	93,6	164
Total Eólica	96,54	1.618

Disponibilidad de Parques Eólicos 2019



PROYECTO SOLAR FOTOVOLTAICO

Como se expuso en Generación térmica, se firmó un acuerdo transaccional por el cual Hyundai se compromete con UTE a suministrar 65 MWp de paneles de Generación fotovoltaica. Este motivo generó la necesidad de actualizar los estudios de prefactibilidad, así como la redefinición de las compras de bienes y servicios con el fin de actualizar los pliegos de condiciones para la contratación de las obras. En el segundo semestre del año se publicaron los pliegos minimizando los

atrasos asociados a reprocesos. Se estima que durante 2020 culmine el proceso de adjudicación, fabricación y se inicien las obras.

Es preciso destacar que todas las acciones desarrolladas hasta el momento han permitido al equipo UTE adquirir el conocimiento técnico y comercial de la tecnología fotovoltaica contribuyendo a incrementar el Know-how de la Administración.

TRASMISIÓN

Ampliaciones y mantenimiento del sistema de Trasmisión

Cierre del Anillo de 500 kV en la zona Norte y Centro del País

En noviembre se inauguraron la línea de extra alta tensión Melo - Tacuarembó (inicialmente operando en 150 kV) y la Estación Tacuarembó B de 150 kV, obras imprescindibles para asegurar el suministro de la zona norte del País.

Se finalizaron durante 2019 los estudios, anteproyectos y especificaciones técnicas para culminar el cierre del anillo de 500 kV en la zona norte y centro del País y se realizó la correspondiente invitación a ofertas para realizar las obras. Estas obras incluyen la construcción de 2 tramos de línea de 500 kV, de aproximadamente 360 km totales entre Tacuarembó, Chamberlain y Salto Grande Uruguay, la construcción de una nueva estación 500/150 kV en la zona de Chamberlain y ampliaciones en las estaciones Melo y Salto Grande de Uruguay (500 kV).

Obras de Ampliación de la Red de Montevideo

En julio y agosto de 2019 entraron en explotación los segundos sistemas de transformación de las Estaciones de 500 kV Montevideo A y Montevideo B, con una capacidad de 425 MVA cada uno, para garantizar el suministro de la demanda metropolitana.

Finalizaron las actividades de anteproyecto y especificaciones técnicas y se realizó el llamado a ofertas asociado a la construcción de una nueva subestación 150/31,5 kV con tecnología GIS en la zona del Cordón (subestación Montevideo P) y a su conexión a la red existente, a través de cables subterráneos de 150 kV.

Fueron realizados los estudios y anteproyectos asociados al tendido de 2 nuevas ternas de cables subterráneos de 150 kV (tramos Montevideo A - Norte y Norte - Montevideo P) de aproximadamente 20 km de longitud total y de la renovación y ampliación de las Estaciones Montevideo F y Montevideo H.

Asimismo, concluyeron los anteproyectos y especificaciones y se realizó el llamado a ofertas para renovar el cruce del río Santa Lucía de la línea de 150kV Libertad-Santiago Vázquez.

Proyectos de Estación Cardal y segunda línea a Punta del Tigre

La adjudicación para las obras de la Estación Cardal 500 kV y una línea aérea de aproximadamente 65 km de longitud, fue efectuada, lo que permitirá una segunda conexión a la Red de Trasmisión de 500 kV de la Central de Punta del Tigre.

Obras de ampliación en el Circuito Este

Comenzó la ejecución de las obras correspondientes a la conexión de la estación Punta del Este GIS a la Red de Trasmisión, a través del cambio de tendido de los cables subterráneos de 150kV Maldonado – Punta de Este.

Se realizó la contratación de la licitación para el suministro y construcción de la nueva Estación 150/31,5 kV de tecnología GIS en José Ignacio. Finalizaron las actividades de anteproyecto y especificaciones y se realizó el llamado a ofertas para la construcción de la línea aérea que conectará esta estación a la Red de Trasmisión, en la derivación del vínculo entre las subestaciones de San Carlos y Maldonado.

Concluyeron las actividades de anteproyecto y especificaciones y se realizó el llamado a ofertas para la construcción de la línea aérea de 150 kV que conectará las subestaciones Francisco Veira y La Plata.

Conexión de Grandes Clientes

Los anteproyectos y especificaciones técnicas correspondientes a la conexión de la nueva planta de UPM a la Red de Trasmisión de 150 kV, alcanzaron la etapa de cierre. Estas obras comprenden una nueva estación de 150 kV (Estación Paso de los Toros) en las cercanías de la planta y una línea aérea de aproximadamente 10 km de longitud que la conecta a la estación Bonete B.

Adecuación y ampliación de la red de abastecimiento de 60kV

Las obras correspondientes a la ampliación de las Estaciones Aguas Corrientes y Colonia Sánchez prosiguieron, a fin de poder alimentar desde ellas nuevas Redes de Distribución de 60 kV. Se firmó el contrato para realizar obras de ampliación en la estación Nueva Palmira, a fin de poder alimentar desde ella nuevas Redes de Distribución de 60 kV.

Extensión de la vida útil de los Disyuntores 500kV

El proyecto de extensión de vida útil de los disyuntores de 500 kV continuó su desarrollo, lo que permite la reutilización de este equipamiento, aumentando su utilización por alrededor de 20 años, lo cual contribuye a la confiabilidad del Sistema de Extra Alta Tensión.

Protección Sistémica de la Red de Trasmisión

Durante 2019 se finalizó el proyecto y habilitó el sistema Remedial Action Scheme (RAS) que provee acciones correctivas y automáticas a la Red de Trasmisión ante contingencias, evitando mayores apagones y colapsos de la red.

Plan Director del Área Metropolitana

El estudio realizado en conjunto con Distribución con la finalidad de detectar eventuales déficits de potencia instalada en el mediano y largo plazo (10 y 20 años) en estaciones de Trasmisión en el Área Metropolitana, así como la determinación de los casos en que sea conveniente insertar nuevas estaciones y dar elementos para definir su localización de preferencia, llegó a su fin. De modo que se podrá iniciar el proceso de construcción de las mismas con la suficiente anticipación, con el fin de tenerlas operativas en las fechas adecuadas. Este estudio propone incorporar ocho nuevas estaciones al Área Metropolitana en el período 2020-2027, cinco de ellas con secundario de 31.5 kV y tres de 22 kV.

UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN



DISTRIBUCIÓN

CALIDAD DE SERVICIO

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

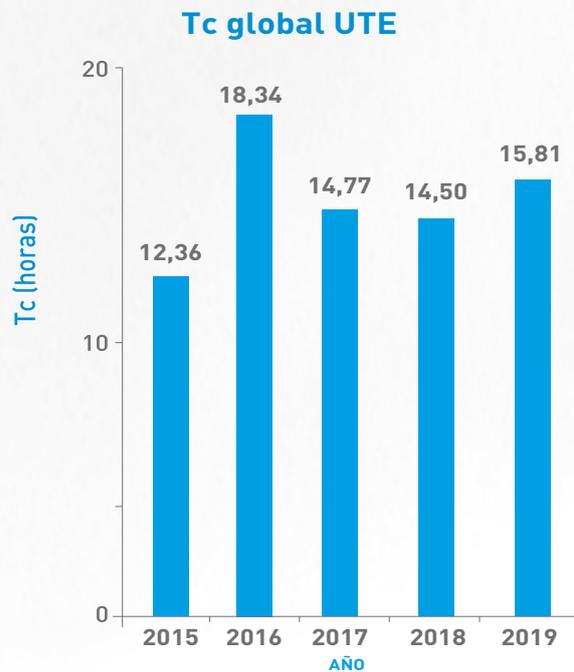
El valor del Tc global de UTE (incluye el aporte de Trasmisión y no se eliminan los efectos de temporales) para el año 2019 fue de 15,81 horas.

El crecimiento de las Redes durante 2019 fue el siguiente:

Redes de ST/MT	699 km
Redes de BT	306 km
Subestaciones MT/BT	960
Estaciones ST/MT	3

Nota: No se incluye las obras de electrificación rural.

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



GENERACIÓN CONECTADA A DISTRIBUCIÓN

Al cierre del presente año, la potencia total instalada en generación conectada a la Red de Distribución en media tensión totaliza 379,21 MW, registrando un decremento de 1,67 MW respecto a la potencia instalada en el año 2018, de los cuales:

- 72,3 MW corresponden a centrales que producen a partir de biomasa
- 172,05 MW a partir de energía eólica
- 6,05 MW a partir de energía fósil (gas natural o gas oil)
- 128,81 MW a partir de energía solar fotovoltaica

Se muestra en la siguiente imagen la generación eléctrica conectada a distribución en el territorio uruguayo.



DESARROLLO DEL TELECONTROL E INCORPORACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS

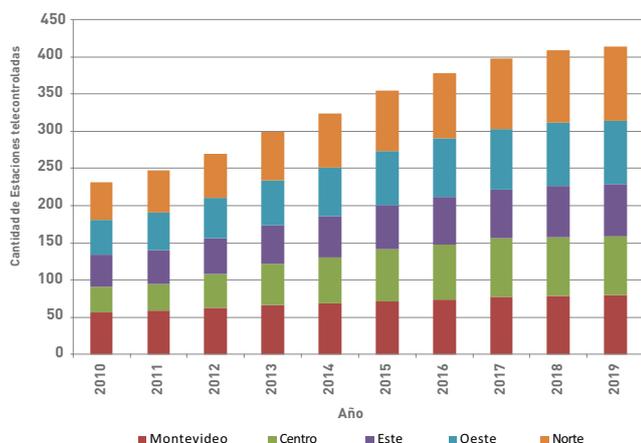
Se continuó con la expansión del sistema de comando y supervisión a distancia de las instalaciones de Distribución, lo que constituye un significativo aporte a la mejora de la calidad del servicio y a la disminución de los costos de explotación.

Desde el año 2018, todas las estaciones nuevas de Distribución se ajustan a la nueva normalización de estaciones digitales. Esto implica, el desarrollo de redes de datos en Estaciones normalizadas y la aplicación extendida de la Norma IEC61850.

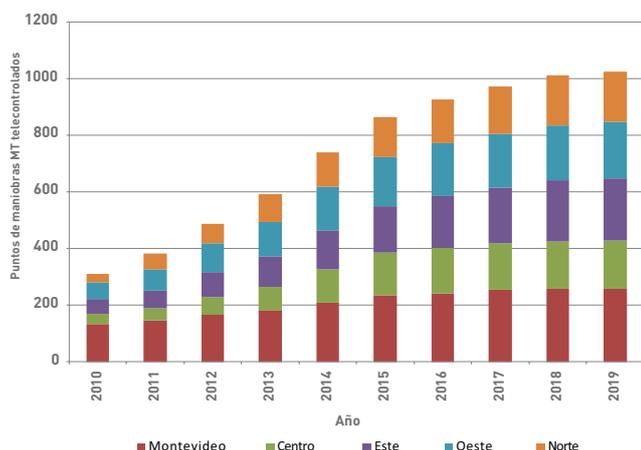
Consecuentemente, se requiere el desarrollo de nuevas actividades especiales como el monitoreo en tiempo real de todos los elementos activos de estas redes y el análisis y desarrollo de la ciber-seguridad.

Actualmente las instalaciones de Distribución telecontroladas totalizaron: 414 estaciones y puestos de conexión y maniobra (EST/PCYM) y 1.024 puntos de maniobra intermedios en redes de media tensión, como se muestra en las siguientes figuras.

ESTACIONES TELECONTROLADAS (ACUMULADO)



PUNTOS DE MANIOBRA EN MT TELECONTROLADOS (ACUMULADO)



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 ha derivado en la creación del proyecto Redes Inteligentes. Su principal objetivo es transformar los procesos fundamentales de la Empresa, añadiendo valor a la sociedad, al medio ambiente, al cliente y a la Empresa.

Es un proyecto transversal a todas las áreas de la Empresa, basado en la tríada constituida por tres iniciativas disruptivas para el sector eléctrico clásico: Descarbonización de la energía, Digitalización del modelo de negocio y Descentralización de fuentes de energía.

La Descarbonización supone la drástica disminución de emisiones de gases de efecto invernadero, mediante la utilización de energías renovables.

A continuación, se detallan los principales logros alcanzados:

- Nuevos productos comerciales. La medición inteligente habilitó los siguientes productos comerciales: Ofertas de Oportunidad y Plan 24 horas orientados a grandes clientes, Descuento Fin de Semana dirigido a clientes residenciales.
- Nuevos servicios de información. El cliente dispone de la información de su curva de carga de cada hora, lo cual le permite analizar las mejores alternativas tarifarias de acuerdo a su consumo.
- Despliegue de medidores inteligentes. Al 31/12/2019 se cuenta con 500.000 medidores inteligentes adquiridos, de los cuales 193.518 fueron desplegados, logrando una tasa de conexión superior al 99%. La medición inteligente se encuentra integrada a la operativa normal, por lo cual no se adquieren más medidores convencionales. Se apoyó al Proyecto Inclusión Social desplegando medición inteligente en 30 barrios regularizados.
- Mejora en la calidad de facturación pasando las estimaciones de lectura de 10% en medidores convencionales a 1% en medidores inteligentes.
- Aumento de eficiencia operativa en Distribución. Identificación rápida de fallas en la red y su resolución. De esta forma, se reducen significativamente las visitas a campo que supone un ahorro de unas 220.000 horas/brigada al año.
- Aumento de la eficiencia operativa en Comercial. La medición inteligente incrementa la eficiencia, por un lado por actividades que se hacen en forma remota (lectura, cambio de potencia y tarifa, corte y reconexión, entre otras), por otro, la simplificación de la gestión de stock (se reduce el número de tipos de medidores ya que no es necesario diferenciarlos por tipo de tarifa). Asimismo, se reduce la cantidad de visitas a coordinar con los clientes.



- Micro balances. Se desplegaron medidores inteligentes en todos los suministros de una localidad del interior y se habilitó la capacidad de realizar micro balances registrando el porcentaje de pérdidas.
- Pérdidas. Los medidores inteligentes disponen de sofisticados mecanismos antifraude que ayudan a localizar posibles manipulaciones y avisan, cuando se pone en riesgo la instalación manipulada y las colindantes, evitando el grave peligro que ello conlleva.
- Unificación del Supervisory Control And Data Acquisition (SCADA) Distribución. Implantación del SCADA Mirage en Montevideo y Canelones, sustituyendo el producto de Siemens y habilitando un mismo software SCADA para Distribución y Trasmisión, propiedad de UTE.
- Gestión activa de la demanda. Se realizó una prueba piloto del Plan Termotanque Inteligente logrando actuar sobre los termotanques de los clientes adheridos, reduciendo en un 10% el pico de consumo en la subestación involucrada y trasladándolo a otros horarios.
- Movilidad eléctrica. Se desarrolló la Red Pública de Recarga de vehículos eléctricos alcanzando a fin de 2019: 58 puntos de carga instalados en 36 localidades de 16 departamentos. La flota propia de UTE compuesta por 92 vehículos recorrió 1,8 millones de km desde su incorporación. Se promueve activamente la inclusión del vector eléctrico en el transporte público, alcanzando la puesta en circulación de 62 taxis y 2 ómnibus eléctricos. Suman 20 las Empresas que incorporaron vehículos eléctricos en sus flotas privadas y a nivel de uso particular se llegó a los 206 vehículos.
- Canales de relacionamiento con el cliente. Se incorporó un nuevo Centro de Contactos sustituyendo la central telefónica de Telegestiones. Esto permitió pasar a una solución basada en software que posibilita descentralizar la atención no presencial al cliente.

UNIVERSALIZACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL MEDIO RURAL

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

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

En Electrificación Rural se coordina con los vecinos y con otras Instituciones de modo de que el proyecto sea sustentable.

Uruguay se consolidó como el País más electrificado de América Latina, con una tasa cercana al 99,9% de las viviendas electrificadas a la fecha. En los últimos 10 años, se construyeron más de 12.000 km de Electrificación Rural, en donde UTE ha aportado más de U\$S 40 millones de dólares.

La Empresa tiene más de 45.000 km de líneas de media tensión, de los cuales 90% son rurales, en donde tiene el 10% de los clientes.

El presente año UTE desplegó 523 kilómetros de redes de media y baja tensión que favorecieron a 289 familias de la zona rural, con una inversión de 80 millones de pesos. Entre 2010 y 2019 la energía eléctrica llegó a 2.000 familias del medio rural. Existen diversas modalidades para acceder a la Electrificación Rural:

Obras Mixtas de Electrificación Rural

Las Obras son llevadas adelante por los interesados, en la cual contratan a una Empresa constructora eléctrica registrada en UTE. La Administración aporta sin cargo 5 materiales básicos (postes y crucetas de madera, columnas de hormigón, conductores aéreos y transformadores), 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) participan con 3 materiales complementarios más (aisladores, seccionadores y descargadores) para todo el proyecto.

A través del Convenio Interinstitucional en el cual participan entidades como: la Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP); los Ministerios de: Ganadería, Agricultura y Pesca, Industria, Energía y Minería, Desarrollo Social, Vivienda Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente; la Administración Nacional de Telecomunicaciones, la Comisión Honoraria Pro Erradicación de la Vivienda Rural Insalubre, el Instituto Nacional de Colonización, Intendencias Municipales y UTE, se están logrando ejecutar muchos proyectos que a los vecinos se les hacían inviables por los costos asociados. Básicamente OPP subsidia el 40% del costo que tienen que aportar los vecinos y las otras entidades, aportan el apoyo logístico (asistencia social, instalaciones interiores, etc.) en cada uno de los grupos. A diciembre del presente año, se han ejecutado 423 kilómetros y hay en ejecución 261 kilómetros mediante esta modalidad.

Conexión a Escuelas Rurales

De acuerdo con el 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 2019 hay 177 escuelas conectadas, 4 en ejecución y otras 6 en proyectos a nivel País. A su vez por el Convenio Organización de Estados Iberoamericanos (OEI) – UTE – Elecnor se colocó panelería solar en aquellas escuelas que están a más de 5 km de las redes. Con ello todas las escuelas tienen energía y también conectividad a través del Plan Ceibal.

Obras por Convenios

UTE – ANTEL: Con el objetivo común de que la Población Rural acceda a las telecomunicaciones y la energía, UTE ejecuta las obras a las radio bases que ANTEL solicita.
UTE – OPP – Asociación de Cultivadores de Arroz (ACA): Este Convenio tiene por objeto sustituir los bombeos para riego de arroz en base a gas-oil por energía eléctrica. En los departamentos de Tacuarembó y Rivera, se han ejecutado 58 kilómetros de red, finalizando con este tipo de suministros.
UTE – MEVIR: Se han ejecutado a la fecha 35 kilómetros de red y hay en ejecución 37 kilómetros.

NUEVAS TECNOLOGÍAS: EQUIPOS ACUMULADORES – BATERÍAS

Ha sido de interés implementar un sistema de acumulación de energía eléctrica con baterías de ION LITIO, que pueda ser conectado en paralelo a la Red de Distribución de UTE. Con el objeto de evaluar la funcionalidad de dicho sistema y generar conocimiento en la Empresa, se elaboró y publicó un pliego de condiciones técnicas para la adquisición del mismo. El sistema se conectará en la salida de Baja Tensión de una subestación ubicada en la localidad de La Paloma, Rocha. Se busca la carga de baterías en los horarios de menor consumo de la subestación y entregar de forma automática energía en el horario de mayor consumo.

MEDIO AMBIENTE

PLAN DE GESTIÓN AMBIENTAL DE CONSTRUCCIÓN Y AUTORIZACIONES AMBIENTALES DE OPERACIÓN EN CENTRALES DE GENERACIÓN

En relación al complejo de Generación térmica de Punta del Tigre se trabajó en el seguimiento ambiental de las obras relacionadas a la construcción y las pruebas de operación del ciclo combinado.

En este marco se obtuvo la Autorización Ambiental de Operación (AAO) para el Ciclo de Recuperación, por lo cual todas las unidades cuentan con los permisos para operar.

PLANES DE GESTIÓN AMBIENTAL DE CONSTRUCCIÓN EN LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN

La línea Tacuarembó - Melo, para su instalación, exigió consideraciones particulares debido a las características del territorio por donde discurre. La misma se considera obra finalizada, en etapa de desmantelamiento de obradores.

MEJORAMIENTO DE LA GESTIÓN AMBIENTAL

Durante el presente año se definieron las acciones que integran el Plan de Gestión Ambiental de UTE para los próximos 5 años, teniendo en cuenta los resultados del Diagnóstico, las mejores prácticas y tendencias normativas a nivel nacional e internacional, que en acuerdo con UTE sean establecidas como los criterios rectores y objetivos ambientales a alcanzar, las cuales se implementarán en el 2020.

Así también se está elaborando un Sistema de Gestión Ambiental que servirá de soporte de la Gestión Ambiental de UTE, ajustado a las particularidades de la Empresa y de Uruguay.

Paralelamente, se dio inicio a la etapa denominada proyectos demostrativos, para lo cual se seleccionaron de las propuestas de mejora que surgieron como resultado del Diagnóstico Ambiental Integral de la Empresa:

- Adecuación de la Planta de Impregnación de Madera.
- Consultoría para la mejora en la gestión de material eléctrico en desuso.
- Adquisición de equipamiento para la mejora en la gestión de SF₆ (hexafluoruro de azufre) en Distribución.

GESTIÓN AMBIENTALMENTE ADECUADA DE INSTALACIONES

Plan de desmantelamiento de las unidades desafectadas de Central Térmica J. Batlle y Ordoñez

Se realizó la estimación de los residuos sólidos peligrosos y no peligrosos a generarse, su cuantificación, gestión y disposición final.

Se realizó un análisis de las zonas potencialmente



contaminadas por las actividades existentes, por lo que se realizó un monitoreo de suelos y aguas subterráneas. Se monitorearon 32 puntos con muestras a diferentes profundidades y 3 muestras de agua subterránea.

Residuos industriales

Se continuó trabajando en la gestión de residuos industriales, en cumplimiento con el 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.

Plan Junta Lámparas

El Plan Junta Lámparas tiene por objetivo la recolección y el tratamiento de Lámparas fluorescentes compactas agotadas (LFCa) para cerrar el ciclo del plan "A todas luces".

En los meses de enero y octubre de 2019 se procesaron 47.984 lámparas.

Monitoreos de ruido y campos electromagnéticos

En cumplimiento con lo establecido en las Autorizaciones Ambientales de Operación de las instalaciones existentes, con especial énfasis en centrales eólicas y térmicas, se realizan monitoreos de ruido para verificar el cumplimiento de lo establecido por Dirección Nacional de Medio Ambiente (DINAMA).

En relación a las líneas de alta tensión, una vez que entran en operación se verifica el cumplimiento de los valores adoptados por el Ministerio de Salud Pública (MSP) que son los establecidos por la Organización Mundial de la Salud (OMS) para campos electromagnéticos (CEM), lo cuales ya habían sido tomados con anterioridad como referencia por parte de UTE.





COMERCIALIZACIÓN DEL PRODUCTO



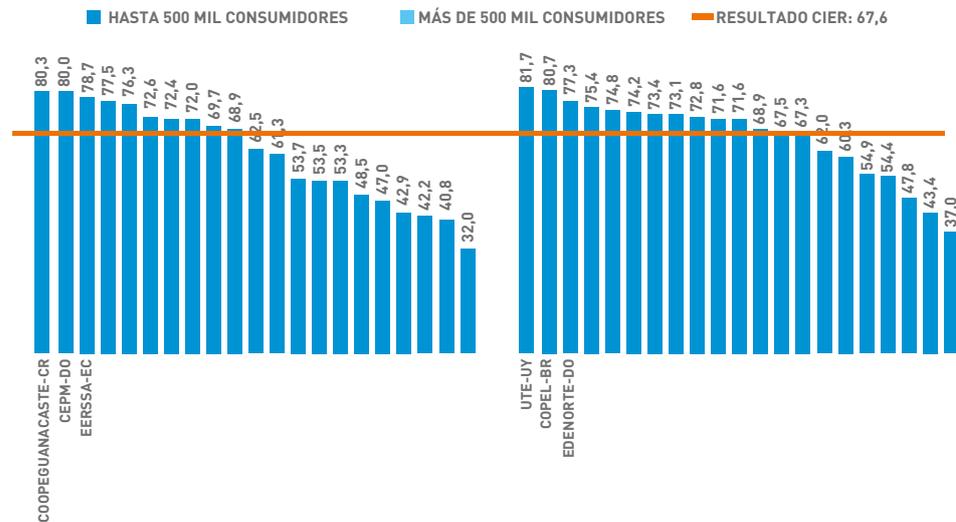
LA SATISFACCIÓN DEL CLIENTE



La opinión de nuestros clientes ubica a UTE en el primer puesto entre las Empresas de más de 500 mil consumidores, lo cual le otorga el 1° premio ORO en la XVII Encuesta de Satisfacción del Cliente Residencial Urbano (ESCR) que coordina la CIER (Comisión de Integración Energética Regional) desde el año 2003 y en la que participan 42 Empresas, pertenecientes a 14 Países.

La tasa de satisfacción merecedora del galardón alcanza un 81,7% en el ISCAL (Índice de Satisfacción de Calidad), índice principal de la encuesta que se toma como referencia para premiar el desempeño conjunto en cinco áreas de calidad: suministro de energía, información y comunicación, factura de energía, atención al consumidor e imagen de Empresa.

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



En los últimos cinco años los clientes de UTE perciben un comportamiento estable en el desempeño de la Empresa y lo manifiestan en la encuesta, lo cual posibilitó la obtención de la "Mención Especial a la Mejor Evolución en el ISCAL en los últimos tres años".

INDICADORES DE MERCADO

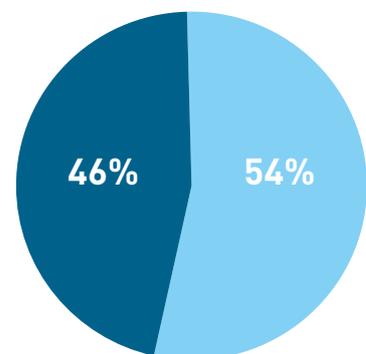
VENTA EN UNIDADES FÍSICAS

La venta de energía eléctrica al mercado interno ascendió a 8.618 GWh en el año 2019, lo que representó una variación de -1,3% respecto al año 2018.

Dicho descenso respecto al año anterior, fue el resultado de un crecimiento en el sector residencial de 1,1% y de un decremento en el no residencial de -3,0%.

Las categorías tarifarias con modulación horaria que permiten gestionar la curva de carga del sistema, representaron el 7,4% del total de clientes y el 54% del consumo total de energía.

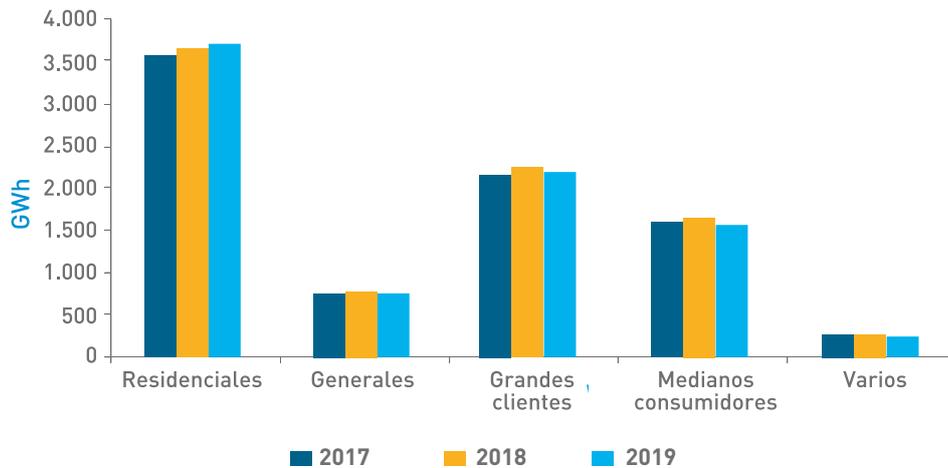
Consumo del total de clientes



- Tarifas horarias
- Tarifas simples

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

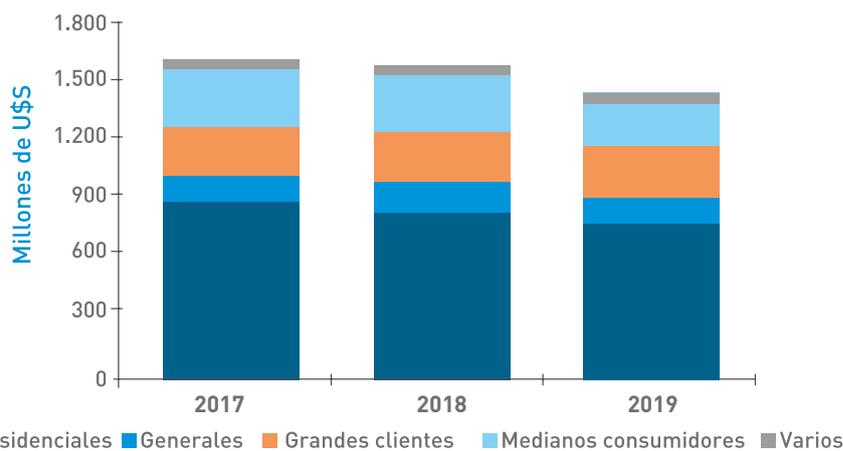
Evolución de la venta de energía (Mercado Interno en unidades físicas)



VENTA EN UNIDADES MONETARIAS

La venta de energía en unidades monetarias alcanzó a U\$S 1.446.601 (en miles de dólares corrientes). La evolución de esta variable para los años 2017 al 2019 se presenta en el cuadro siguiente:

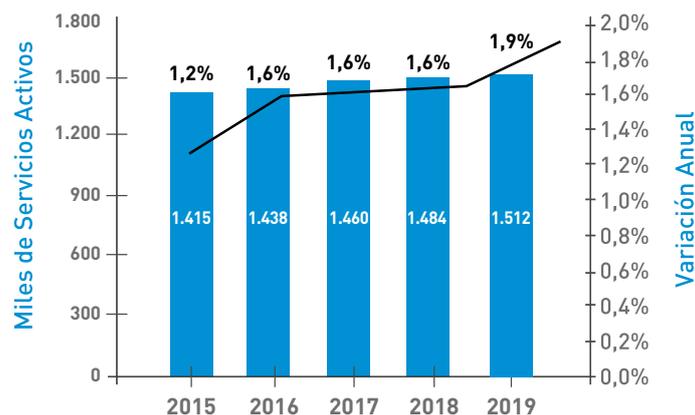
Evolución de la venta de energía (Mercado Interno en unidades monetarias)



SERVICIOS ACTIVOS

La cantidad de servicios activos al 31/12/2019 experimentó un crecimiento del 1,9% respecto a igual período del año 2018, superando el millón y medio de clientes en el mes de agosto 2019.

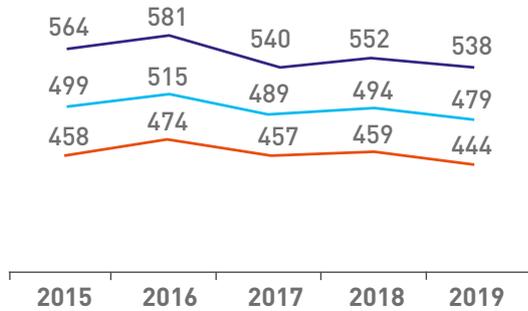
Servicios activos Total del País



VENTA PROMEDIO POR CLIENTE Y POR AÑO

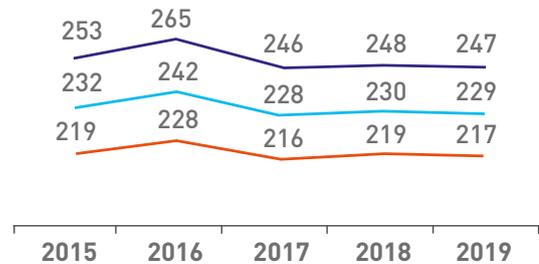
En los gráficos siguientes se muestra la energía vendida promedio mensual por cliente en los últimos cinco años, discriminado en Montevideo, resto del País y total del País, para el total de clientes y clientes residenciales.

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



— Montevideo — Resto País — Total País

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



— Montevideo — Resto País — Total País

GESTIÓN DE LA DEMANDA

PLAN INTELIGENTE



A partir del 1° de junio del 2019 se realizó la campaña de adhesión al Plan Inteligente, que duró hasta el 31 de diciembre de 2019. Consta de dos tipos de tarifas residenciales, que dividen el día en franjas horarias con diferentes precios: la tradicional Tarifa Doble Horario Residencial (TRD) y la Tarifa Triple Horario Residencial (TRT).

Durante el período mencionado se adhirieron 9.340 clientes de los cuales 8.647 corresponden a la TRD y 693 a la TRT.

Se dispuso una mejora en la Tarifa TRT, que implicó la facturación de la misma en los meses de setiembre a noviembre, considerando la energía consumida en horario punta se facturó a precio de llano (aproximadamente un 45% de descuento). Además, de lunes a viernes, un tercio de la energía consumida en punta se facturó a precio de llano (aproximadamente un 15% de descuento).

TARIFA GENERAL HORA ESTACIONAL



Apunta a los suministros generales que tengan su consumo mayor en los horarios valle y llano y con un promedio de consumo superior a 2.000 kWh.

Divide el día en tres franjas horarias (Valle, Llano y Punta), con distintos valores para los precios de la energía, siendo el horario Valle menor precio.

El beneficio para los clientes de esta tarifa es que el precio del horario Punta durante los meses de setiembre, octubre y noviembre resulta igual al precio del horario Llano. Se realizó una campaña de promoción de la Tarifa General Hora Estacional (THE) del 1° de marzo al 31 de diciembre del 2019, a la cual se adhirieron 2.545 servicios.

PLAN PRIMAVERA



Es un beneficio que se otorgó durante los meses de setiembre, octubre y noviembre de 2019, a todos los clientes que tuvieran contratada la Tarifa Residencial Simple (TRS) o la Tarifa de Consumo Básico Residencial (TCB) y que no se hubieran adherido al Plan Más Confort.

Consta de un descuento del 50% del consumo incremental de energía durante los meses mencionados. Para el cálculo del descuento se resta el consumo promedio diario del mes actual contra el mismo mes de menor consumo de años anteriores hasta 2016. Durante el 2019, el Plan Primavera bonificó 3.192.919 facturas por un total de \$ 494.923.169.

PLAN FIN DE SEMANA



Es un beneficio que se otorgó en forma automática durante los fines de semana de los meses de setiembre, octubre y noviembre de 2019, a todos los clientes con tarifas residenciales, que contaban con medidor inteligente.

El beneficio constó de un descuento del 10% en el precio de la energía consumida durante los fines de semana (días sábados y domingos) de los meses mencionados. El Plan Fin de Semana bonificó 402.443 facturas, por un total de \$ 10.719.957.

PLAN MÁS POR MENOS



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

Todos los clientes con una tarifa multihorario contratada entre julio de 2017 y diciembre de 2019 y que registraron un incremento

en el consumo de energía mensual dentro del horario preferencial, tuvieron un descuento del 50% en el precio. Para el cálculo del descuento, se resta el consumo promedio diario del mes contra el mismo mes de menor consumo de años anteriores hasta 2016.

El Plan Más por Menos bonificó 975.981 facturas en 2019, por un total de \$ 1.191.745.253.

PLAN MÁS CONFORT



Es un beneficio que otorgó UTE a los clientes con Tarifa Residencial Simple y Tarifa General Simple.

Todos los clientes que presentaron el Bono Más Confort hasta el 31 de diciembre de 2019 y registraron un incremento en el consumo de energía

mensual tuvieron un descuento del 50% en el precio. Para el cálculo del descuento, se resta el consumo promedio diario del mes actual contra el mismo mes de menor consumo de años anteriores hasta 2016.

Este beneficio se aplica a los clientes durante un año corrido, desde la fecha de ingreso del Bono en la base de datos de UTE.

En el 2019 este Plan bonificó a 254.736 facturas, por un total de \$ 76.004.642.

OFERTAS DE OPORTUNIDAD

Este producto comercial que está vigente desde el año 2016 tiene como finalidad que tanto los consumidores como el sistema eléctrico en su conjunto aprovechen las potencialidades y características que ofrece la nueva matriz energética, además de las posibilidades que brindan las tecnologías de Redes Inteligentes. Trasladar el consumo a los períodos de generación de energía con menores precios (períodos de mayor cantidad de ofertas) beneficia al consumidor al disminuir su gasto energético y también beneficia al sistema eléctrico al adecuar su demanda a los períodos de menores costos. Actualmente pueden acceder a este producto los clientes comprendidos en las tarifas Grandes Consumidores (GC). A diciembre del año 2019 el total de suministros adheridos al padrón de Ofertas fue de 113.

A diferencia de otros productos comerciales, regula su disponibilidad en función de las condiciones del sistema de generación.

Categoría Tarifaria	Suministros a Diciembre 2019
GC1	11
GC2	43
GC3	52
GC4	4
GC5	3
Total	113

PLAN DOBLE UTE PREMIA

En esta edición de UTE Premia, se bonificaron los costos fijos de la factura de diciembre a todos los clientes que cumplieron con alguno de estos ítems:

- Haber realizado los pagos al día los meses de junio, julio, agosto y setiembre.
- Tener contratada alguna de las tarifas del Plan Inteligente.
 - Tener contratada la Tarifa Hora Estacional.
 - Estar adherido al Plan Solar.
 - Estar adherido al Plan Más por Menos.
 - Estar adherido al Plan Más Confort.
 - Utilizar la App de UTE.
 - Recibir tus facturas por correo electrónico.

Este Plan bonificó a 942.604 clientes, por un total de \$455.921.626.

PLAN 24 HORAS



Se extendió la promoción de este plan piloto con los mismos beneficios que los años anteriores.

En 2019 se suscribieron 16 clientes y se bonificó un total de \$90.862.270.

Además, se estableció como fecha límite el 31 de diciembre de 2019 para presentar solicitudes de ingreso al Plan.

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.

Se reeditó el beneficio en 2019 y se extendió hasta marzo 2020.

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

Se bonificaron en el año 2019 un total de 3.833 servicios eléctricos, distribuidos en 128 Empresas y 3.705 productores.

Regantes

En concordancia con el Decreto del Poder Ejecutivo N° 332/017 del 27 de noviembre 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 de 2018 se resolvió la continuidad del beneficio para el período noviembre 2018 - marzo 2019 y su extensión al período noviembre 2019 - marzo 2020.

Por la aplicación de las normas mencionadas, se bonificaron durante el año 2019 un total de 832 servicios eléctricos.

Arroceros

Por nota de la Dirección Nacional de Energía (DNE) del 31/01/2018 y apoyo del Ministerio de Ganadería Agricultura y Pesca (MGAP), UTE aprobó un beneficio para el sector arrocero. El cual consistió en un descuento sobre los consumos de los meses de marzo a mayo del 2018 del 15% en la facturación del cargo de energía eléctrica sin IVA y neto de otros descuentos comerciales.

En octubre de 2018 se extendió el beneficio mencionado anteriormente al período marzo-mayo 2019 manteniendo la posibilidad de ampliar el universo inicial de beneficiarios. En consecuencia, se bonificaron durante el año 2019 un total de 149 servicios eléctricos.

ACCIONES EN EL ÁMBITO EDUCATIVO Y LA COMUNIDAD

Divulgación Escolar



El objetivo de este 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. En 2019 este programa alcanzó a 31.203 alumnos en las 1.369 charlas dictadas por divulgadores a escolares de todo el País.

El objetivo de este programa es concientizar a los niños sobre la relevancia que posee la eficiencia energética y el uso seguro de la energía,

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) y el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), a través de la DNE, El Plan Ceibal, RED Global de aprendizajes 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.

En el presente año, al programa se inscribieron 162 escuelas de Montevideo e Interior del País, de las cuales 98 finalizaron el mismo.

TARIFAS

El ajuste de tarifas de 2019 que rigió a partir del 07/01/2019 presentó las siguientes características:

- El ajuste medio fue de 5,11%. El mismo se compone por un ajuste a todas las categorías tarifarias de 5,7%, con excepción de la Tarifa General Simple (TGS) que no se ajustó.
- Los diferentes cargos tarifarios se correspondieron con el ajuste medio de cada categoría. Como excepción, dado sus altos apartamientos respecto a los valores de los peajes definidos para subtrasmisión y Trasmisión, se incrementaron en mayor medida los Cargos por Potencia de las tarifas de Grandes Consumidores (GC) de estos niveles de tensión.
- Se eliminó la bonificación del 2% sobre los cargos por energía y potencia contratada de los suministros a los cuales se les había aplicado.
- Las tasas de conexión, reconexión y de rehabilitación, así como las tasas de conexión para suministros con Instalación microgeneradora ajustaron 3,02%.
- La Unidad Básica de Tasa (UBT) se ajustó 3,02 %. Por lo que las tasas y servicios que por ella ajustan, lo hicieron en la misma medida.
- Con respecto a la Tarifa Grandes Consumidores, en determinados casos, se eliminó la exigencia de consumo mínimo mensual promedio mayor o igual a 90.000 kWh.
- Se incorporó la Tarifa de Movilidad Eléctrica (TME). La misma ha sido diseñada para la carga de energía de vehículos en puestos ubicados en la vía pública.
- La bonificación a la que acceden los clientes que opten por el envío de su factura vía e-mail se fijó en \$20.

DESCUENTOS COMERCIALES EN TARIFAS

El Poder Ejecutivo exhortó a UTE a otorgar un descuento comercial del 20%, a los clientes con Tarifa General Simple (TGS) el cual fue aplicado a partir de enero de 2019. En igual sentido y condiciones se aprobó un descuento comercial del 24,3% sobre la Tarifa General Hora Estacional (THE).

En mayo de 2019 se aprobaron adecuaciones a los descuentos aplicados a la Tarifa de Consumo Básico a efectos de evitar distorsiones derivadas de tener concentrado todo el descuento comercial en un solo cargo. En igual sentido se aprobó una nueva modalidad de descuento comercial a la Tarifa Residencial Doble Horario.

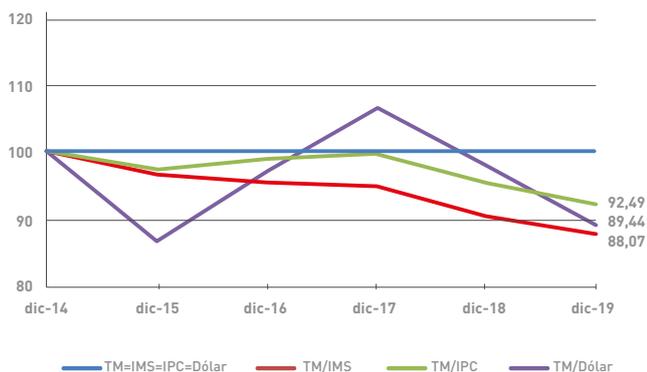




EVOLUCIÓN DE LA TARIFA MEDIA EN EL MEDIANO PLAZO

Se considera la evolución de la Tarifa Media (TM) en relación a las principales variables macroeconómicas: Índice Medio de Salarios (IMS), Índice de Precios al Consumo (IPC) y Dólar, con variaciones interanuales a diciembre en los últimos 5 años.

TARIFA MEDIA EN RELACIÓN AL IPC - IMS - DÓLAR
Base: diciembre 2014 = 100



La evolución de la TM con respecto al Dólar se muestra oscilante, lo cual refleja las fluctuaciones que ha tenido la cotización de la moneda en el período analizado; el precio de la moneda aumenta desde diciembre de 2014 a diciembre de 2015 más de un 22%, lo que provoca que la TM en relación a esta variable caiga un 13% para ese período. En tanto desde 2015 hasta 2017 la Tarifa Media alcanza un 6,8% de encarecimiento con respecto a esta moneda, para finalizar el período un 10,5% por debajo de ésta.

El IPC y la TM presentan trayectorias similares hasta diciembre de 2017, producto de la evolución de los ajustes tarifarios en línea con el indicador inflacionario. En 2018 y 2019 los ajustes se posicionaron por debajo del IPC, concluyendo el final del período con una baja de 7,51% en relación a la inflación.

Con respecto al IMS, la Tarifa continúa evolucionando a la baja, encontrándose a diciembre de 2019 un 11,93% por debajo de su valor al inicio del análisis.

PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Las pérdidas globales de energía eléctrica en las Redes de Distribución - técnicas y no técnicas - a partir de mayo de 2017 tuvieron un leve descenso, pero desde finales del 2017 hasta finales de 2019 se retoma la tendencia alcista cerrando el año con un valor de 18,1%.

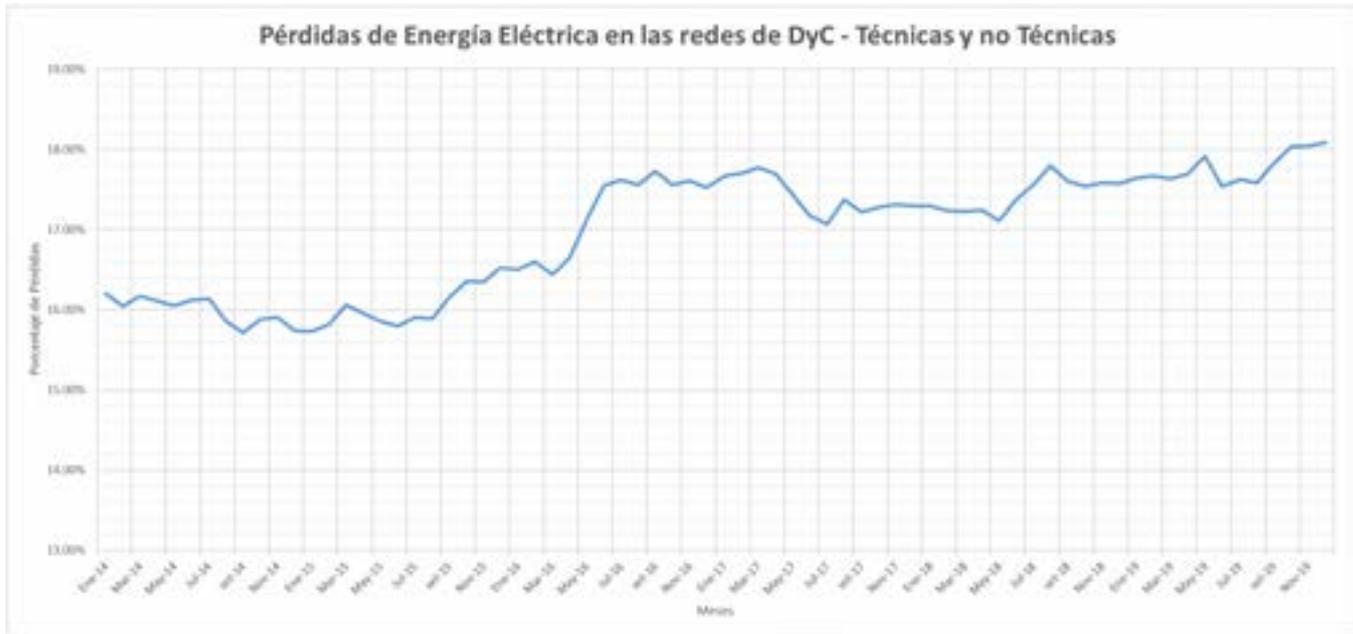
Los últimos 2 inviernos fueron de los más fríos de los últimos 10 años, con la particularidad que en 2019 las bajas temperaturas típicas del invierno, se desarrollaron principalmente durante el mes de julio hasta fines de octubre. Este factor climático junto a otros factores exógenos, como la desaceleración del crecimiento económico y el aumento del desempleo, explican en particular y junto a otros factores el aumento de la demanda y de las pérdidas de energía eléctrica observado en los últimos 2 años y medio.

En las zonas de vulnerabilidad socio económica, el nivel de pérdidas se mantuvo prácticamente estable durante 2019, en un valor del entorno de 6,4%.

A nivel Empresa los valores porcentuales de pérdidas de energía, a diciembre de 2019 fueron:

- Distribución y Comercial 18,1%
- Zonas de vulnerabilidad socioeconómica 6,4%
- Total Empresa (incluye Generación y Trasmisión) 19,7%

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



La reducción de las pérdidas es un Plan Estratégico que involucra a varias unidades de la Empresa. En este sentido se destaca durante 2019 la realización de:

- 93.352 inspecciones.
- 72.007 adecuaciones de puestos de medida.
- 55.847 sustituciones de medidores obsoletos monofásicos y trifásicos.

INCLUSIÓN SOCIAL

Durante el año, se generaron acciones tendientes a que este plan estratégico que nace como proyecto, se convierta en un programa específico de la Empresa consolidando todo el trabajo realizado en las últimas dos décadas. Se conformó una estructura fuerte tanto operativa como funcional.

El objetivo del Plan de Inclusión Social es llevar a todos los hogares del País el servicio de energía eléctrica con iguales condiciones de calidad y seguridad, lo cual es un derecho, a fin de terminar con las conexiones directas a la red que, además de los riesgos que conlleva, son ilegales, con todo lo que ello implica.

La formalización permite crear condiciones de acceso y sostenibilidad al sistema, de los hogares en condiciones de vulnerabilidad socioeconómica. En ese entorno, se trabaja en asegurar la permanencia de las conexiones en procura de una conducta de responsabilidad en las poblaciones abordadas, para lo cual se establece una comunicación personalizada, clara y accesible, y criterios de medición sociales y económicos.

En 2019 se regularizaron las conexiones de 8.984 hogares de contexto vulnerable, de los cuales 2.132 están ubicados en Montevideo, cantidad que supera la meta prevista para el año.

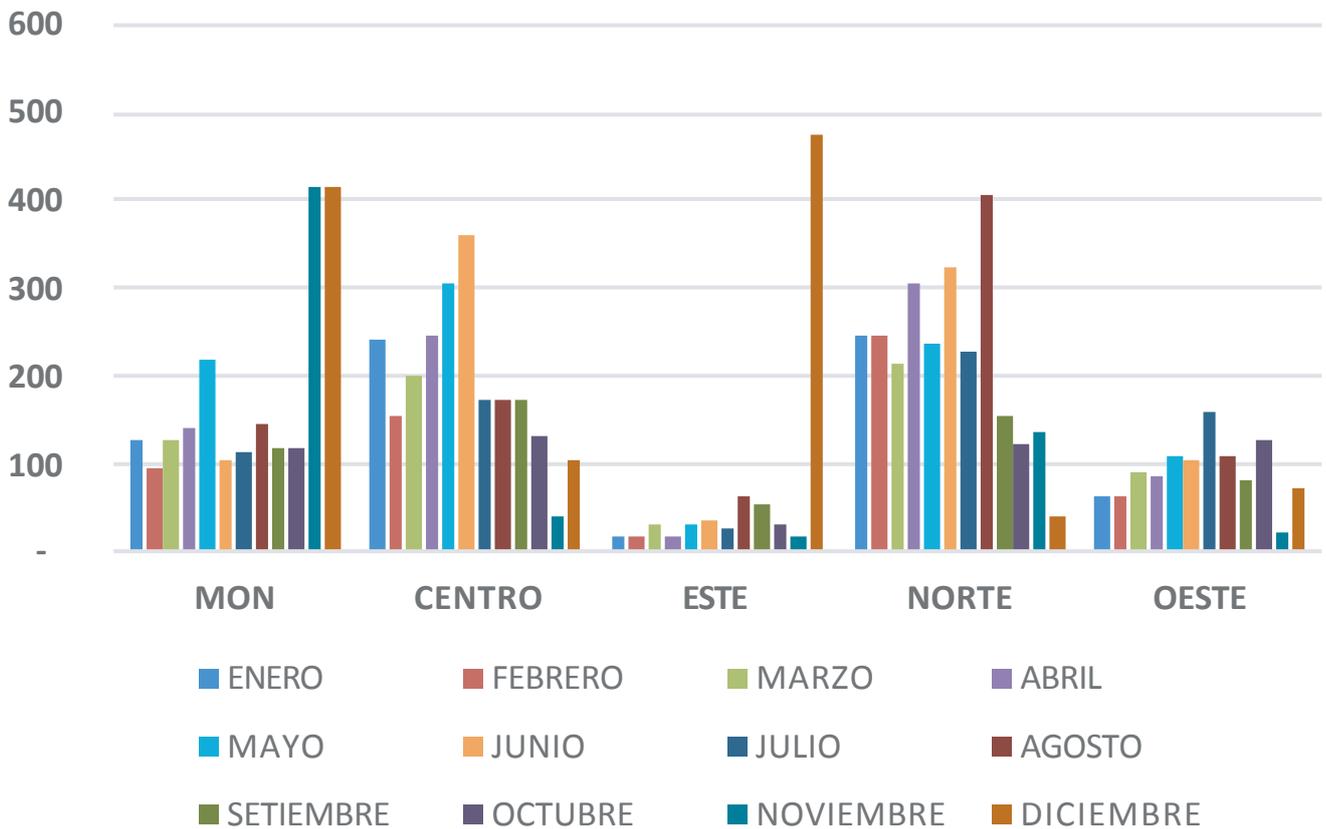
El Plan de Inclusión Social promueve la formalización del suministro de energía eléctrica en barrios o urbanizaciones de todo el País que aún no cuentan con él para mejorar la calidad y seguridad de las personas. La regularización supone un cambio cultural, por eso es abordado por UTE desde distintos ángulos con la actuación de asistentes sociales, además del acompañamiento humano y técnico ofrecido por equipos especializados.

Junto con la conexión a la red eléctrica, UTE implementa una batería de políticas comerciales que posibilita que los hogares se mantengan en el sistema formal. El proceso incluye charlas de información previas a la conexión, relevamiento y diagnóstico, además del acompañamiento permanente a los vecinos para facilitar su adaptación a la nueva realidad, que supone derechos y obligaciones.

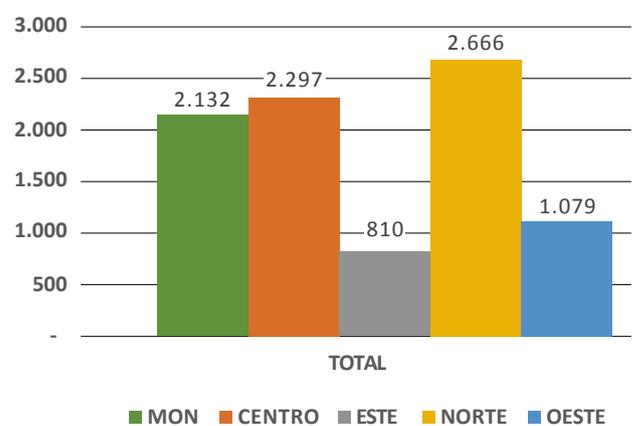
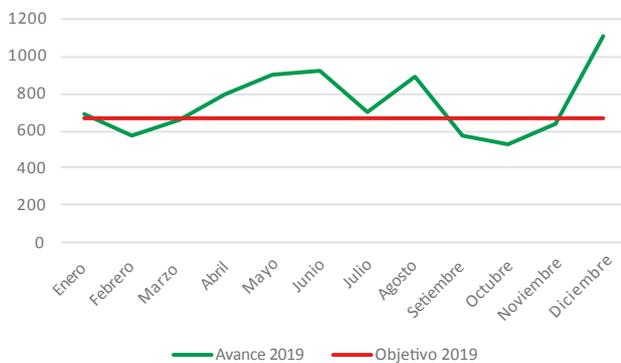
El porcentaje de clientes que mantiene un comportamiento de pago varía entre 93 y 84, según la zona. En promedio, el 66% está al día con su factura y el resto registra algún atraso, pero se mantiene dentro del sistema. El consumo mensual promedio de cada conexión regularizada es de 209 kilovatios hora, con una facturación mensual promedio de 1.084 pesos.

Se confirma a través de los resultados, que la Inclusión Social, es una acción medible, planificable, rentable y que aporta a los objetivos globales de la Empresa.

ZONA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
MON	127	96	126	142	218	105	112	145	116	117	414	414	2.132
CENTRO	240	153	200	245	305	360	174	172	174	130	41	103	2.297
ESTE	18	16	31	16	30	34	26	62	52	29	19	477	810
NORTE	245	245	213	307	238	323	229	407	156	124	137	42	2.666
OESTE	62	63	88	85	109	104	159	109	79	127	22	72	1.079
TOTAL	692	573	658	795	900	926	700	895	577	527	633	1.108	8.984



AVANCE CONEXIONES A DICIEMBRE 2019







GESTIÓN DE LOS RECURSOS



TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES

ADECUACIÓN DE INFRAESTRUCTURA TIC

Se trabajó en la estrategia de los Centros de computos, actualización de hardware y mejora del software de base. En tal sentido cabe destacar:

- Finalización y puesta en marcha del Centro de procesamiento de datos (CPD) de Pando. Se instaló la infraestructura de comunicaciones y la tecnológica. Dicho CPD fue inaugurado en el mes de noviembre.
- Se planificó la remodelación del CPD Agraciada, para darle mayor capacidad y seguridad en equipamientos.
- Se implantó un software de Enterprise File Transfer (EFT) con el objetivo de incrementar la seguridad y efectividad en el intercambio de archivos entre aplicaciones y con otros Organismos.

Debido a la entrada en vigencia de la Ley 19.655, Declaración de interés general Prevención y reducción del impacto ambiental derivado de la utilización de bolsas plásticas, del 17/8/2018, se sustituyó el ensobrado de facturas por su plegado, lo que implicó la adquisición y puesta en servicio del equipamiento necesario.

DESARROLLO DE APLICACIONES

Corresponde mencionar:

- Soluciones móviles; se implantaron las siguientes aplicaciones: inspección de Líneas y Subestaciones de Trasmisión, inspección de palas y multiplicadores para los parques eólicos, Apoyo Integral a la Gestión Operativa (AMIGO) en todo el interior del País para Distribución y lecturas para el Área Comercial.
- Se implantaron nuevos productos comerciales (Más Primavera, Más por Menos, Más Triple, Fin de Semana, entre otros) e importantes mejoras en la comunicación con los clientes (notificaciones personalizadas asociadas a las bonificaciones comerciales, nuevas comunicaciones con los clientes afectados por fallas en el suministro de energía eléctrica, etc.).
- Impacto de la medición inteligente: se incorporaron actividades de campo remotas para la lectura de puntos de servicio con medidores inteligentes, instalación de centralizaciones, reconfiguración de medidores, configuración de tarifa utilizando curva de carga para movilidad eléctrica, entre otras.
- Se desarrolló e implantó un módulo (NexoUy) para la integración del sistema comercial con la solución para la gestión de actividades de campo.
- Se implementaron varias mejoras en relación al envío de información a los Organismos de contralor: nueva versión de CAPTE para información a la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), se automatizó el envío de la información ambiental de las centrales térmicas a la DINAMA y mejoras en la información enviada a la Dirección General Impositiva (DGI).
- Se inició el proyecto de reingeniería de los procesos Económicos - Financieros y de Logística basado en un proyecto conjunto con la Empresa SAP AG, que tendrá como objetivo final poner en producción la plataforma SAP S/4 Hana con los nuevos procesos implantados.
- A comienzo de año, se llevó a cabo la puesta en producción del nuevo sistema de expediente electrónico (GDC) en UTE.
- Sobre finales de año, se finalizó el diseño del nuevo Sitio WEB de Consultoría Externa de UTE (Conex) : www.conex.com.uy.



TELECOMUNICACIONES

A nivel de Telecomunicaciones se destaca:

- Desarrollo de software de monitoreo de Medidores Inteligentes (MOMI).
- Se elevó a 5 horas la disponibilidad de Energía Segura en los nodos de la red de Telecomunicaciones, vinculados al Sistema de Transmisión y Centrales de Generación.
- Se mejoró la gestión de activos de los nodos de Telecomunicaciones, tomando como referencia la Norma PU UNIT-ISO 55001.
- Implementación de enlaces con tecnología Dense Wavelength Division Multiplexing (DWDM) para interconectar con gran ancho de banda el nuevo CPD en Pando con el CPD de Agraciada.
- Implementación de los servicios de Telecomunicaciones necesarios para la Línea de Transmisión Tacuarembó-Melo.

INNOVACIÓN

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

SEGURIDAD DE LA INFORMACIÓN

El plan de Sensibilización a los usuarios de UTE continuó su desarrollo y se avanzó en la puesta en producción de la plataforma de ciberseguridad, con la instalación de un firewall de aplicaciones WEB (WAF).

GESTIÓN HUMANA

La plantilla al 31 de diciembre de 2019 se compone de 6.536 funcionarios (1.641 mujeres y 4.895 hombres), 5 directores y 174 becarios, totalizando 6.715 personas.

En virtud de la veda electoral, durante 2019 no se gestionaron nuevos llamados externos para el ingreso de funcionarios. El detalle de personal que ingresó a la empresa es: 123 funcionarias y 196 funcionarios, así como 106 becarias y 76 becarios.

Durante el año 2019, Gestión Humana volvió a participar en la Feria de Empleo organizada por la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad de la República, y comenzó a participar en las organizadas por la Universidad ORT y la Universidad Católica del Uruguay, continuando con la utilización del lema "UTE: un buen lugar para trabajar".

Se coordinaron 1.788 acciones formativas que incluyeron 5.461 funcionarios/as con una inversión de 281.436 horas de capacitación.

En el Centro de Capacitación Técnica Norte de Paso de los Toros, se dictaron los Bachilleratos Técnicos para formar estudiantes en Operación y Mantenimiento de Instalaciones Eléctricas de Distribución y Transmisión a 23 estudiantes de Paso de los Toros y se incorporó el dictado de los mismos en Montevideo, alcanzando a 17 estudiantes. A su vez, egresaron los 14 primeros funcionarios que realizaron los Bachilleratos Técnicos a través del programa Trayectos.

Durante el año 2018 y los primeros meses de 2019 se trabajó en conjunto con todas las Áreas en el ajuste y validación de los Perfiles de Competencias de todos los puestos de la Empresa.

También en este ejercicio se continuó con la formación en Liderazgo Transformacional con la realización de 3 cursos en los cuales se capacitó a 53 participantes. Al finalizar el año se alcanzó la meta de 205 funcionarios (considerando Gerentes de Área, Gerentes de División, Gerentes de Sector y Subgerentes).

Durante el año 2019 se diseñó e implementó el Programa "Conoce tus Números". Esta iniciativa busca difundir la problemática de las enfermedades no trasmisibles a través de la medición y registro de algunos indicadores de salud como la Presión Arterial, el índice de Masa Corporal y el Perímetro Abdominal.

Los datos de accidentabilidad fueron los siguientes: se registraron 215 accidentes de trabajo. Los indicadores asociados a accidentabilidad han sido: Frecuencia 17,12, Gravedad 295,11 y Pérdida 5,05.

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 2019 fue de \$ 6.320 millones, que traducidos al tipo de cambio promedio del Dólar (35,255) equivalen a U\$S 179,3 millones. En el ejercicio 2018 el resultado fue de \$ 11.295 millones, que traducidos al tipo de cambio promedio de dicho año (30,725) equivalía a U\$S 367,6 millones. En tal sentido, se ha verificado un decremento de U\$S 188,3.

Dicho decremento se explica fundamentalmente por una disminución de ingresos de actividades operativas (U\$S 212 millones), un incremento en la pérdida por resultados financieros (U\$S 74,1 millones) y un incremento en los gastos varios (U\$S 9,8 millones).

A su vez, se destaca una reducción del consumo de combustible (U\$S 21,2 millones) y una mejora en relación al Impuesto a la renta (U\$S 61,4 millones). Considerando los tipos de cambio promedio de cada ejercicio, los ingresos por ventas de energía al mercado interno disminuyeron U\$S 160,4 millones (9,72%) respecto al ejercicio 2018.



En unidades físicas, la reducción correspondió a un 1,20%. Se generó un incremento en las bonificaciones comerciales respecto al ejercicio anterior de U\$S 61,1 millones, en virtud de la política comercial implementada.

En cuanto a los ingresos por ventas y su relación con la recaudación, ésta sigue estando en niveles altos, siendo el valor alcanzado en 2019 de 99,4% (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 incremento en la pérdida por resultados financieros corresponde principalmente al aumento en la diferencia de cambio y cotización debido a la devaluación del Peso uruguayo frente al Dólar estadounidense (U\$S 37,4 millones) e intereses de préstamos y arrendamientos (U\$S 22,8 millones).

El incremento en los gastos varios se debe fundamentalmente a un aumento en las indemnizaciones por U\$S 5,9 millones (penalizaciones URSEA y condonación de deuda a clientes pertenecientes a planes de Inclusión Social), así como al incremento en las pérdidas por inversiones por U\$S 4,5 millones. Respecto a las inversiones, es de destacar que en el ejercicio 2019 se reconoció una pérdida de U\$S 27 millones por la inversión en Gas Sayago S.A., la cual fue parcialmente compensada por ganancias en otras participaciones mantenidas por UTE.

El consumo de combustibles fue inferior respecto al del año anterior, pasando de U\$S 47 millones en 2018 a U\$S 26 millones en 2019, lo cual implica una reducción del 45%.

Con respecto al resultado por IRAE se produjo un menor gasto por Impuesto corriente de U\$S 41,1 millones y una mayor ganancia por Impuesto diferido de U\$S 20,3 millones.

El patrimonio promedio de UTE en 2019 asciende a U\$S 3.490 millones, por lo que el resultado sobre patrimonio asciende al 5,14% (9% en el ejercicio 2018).

La deuda financiera de UTE, excluyendo la correspondiente a arrendamientos, en términos nominales, tuvo una disminución de U\$S 52 millones, alcanzando al 31 de diciembre de 2019 los U\$S 1.058 millones. Dicha variación se debe, en su mayor parte, al diferencial entre la toma de nuevos financiamientos, cancelaciones de deuda financiera realizadas en el ejercicio y la variación del tipo de cambio.

Considerando los arrendamientos, la deuda financiera de UTE alcanzó los U\$S 1.491 millones, habiéndose incorporado en este ejercicio, de acuerdo a los requerimientos de la Norma internacional de información financiera 16, el pasivo por los arrendamientos anteriormente clasificados como operativos (de acuerdo a la Norma internacional de contabilidad 17) y los nuevos arrendamientos financieros, como la línea Tacuarembó – Melo.

El apalancamiento medido como Deuda Financiera (sin arrendamientos) sobre activos totales (sin incluir los activos en concesión, ni derechos de uso) se ubica en el entorno del 21,5%.

En cuanto a la financiación del crecimiento, aspecto fundamental a efectos de avanzar en el objetivo estratégico de obtener un abastecimiento de la demanda seguro y diversificado, sostenible desde el punto de vista ambiental y a un costo competitivo, así como el mantenimiento de Redes de Trasmisión y Distribución adaptadas y eficientes, UTE mantiene el apoyo de organismos multilaterales de crédito, los cuales financiaron cerca del 70% del Proyecto de Ciclo Combinado en Punta del Tigre y continúan dispuestos a financiar los proyectos de desarrollo que UTE proponga.

El costo de endeudamiento depende de las monedas y del momento en el que se contrajeron los préstamos. Asimismo, la vida promedio de la deuda al 31 de diciembre de 2019 es de 89 meses. 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 el otro 38% tiene un Swap asociado al flujo de deuda correspondiente y el resto permanece a tasa flotante.

Las inversiones ejecutadas en el presente ejercicio alcanzaron la suma de U\$S 244 millones (de acuerdo con el Estado de Flujos de Efectivo), estimándose para los próximos 3 años un plan de inversiones en el orden de los U\$S 600 millones.

De acuerdo a la opinión de los analistas económicos y los problemas globales que afectan la economía mundial, los pronósticos de crecimiento se ven muy comprometidos, es esperable que la economía retroceda durante 2020 y pueda recuperarse en 2021 a una tasa por debajo de las previsiones realizadas con anterioridad. Se estima la demanda será afectada en su crecimiento en el mediano plazo (2020-2021), manteniéndose la necesidad de continuar invirtiendo en infraestructura y tecnología, a efectos de mantener y mejorar la calidad del servicio, preparándose para el momento en que se revierta el decrecimiento de la demanda.

En resumen, la situación financiera de UTE continúa siendo sólida, habiendo mostrado históricamente, dada su prudente estructura financiera, un fuerte poder de adaptación a los factores de volatilidad operacional y financiera que repercuten sobre su flujo de caja, teniendo las condiciones necesarias para afrontar el momento actual.





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 268 profesionales y técnicos de UTE en diversos regímenes de afectación.

PROYECTOS

■ PROYECTOS DE GESTIÓN

• Intendencia Montevideo - Proyecto de implantación - ERP SAP



En agosto del presente año, dio inicio el Proyecto de implantación SAP en la Intendencia de Montevideo en los procesos Financiero Contable, Contrataciones y Almacenes. La aplicación ERP - SAP capitaliza buenas prácticas implementadas a nivel mundial, brindando la posibilidad de introducir mejoras sustanciales a sus procesos.

Durante el año 2019 se completaron las dos primeras etapas (Planificación del Proyecto y Plano Empresarial - Diseño detallado), en diciembre 2019 se presentó el diseño detallado de la aplicación y en febrero 2020 se comenzará con la parametrización del sistema e involucrará la formación de 1.200 usuarios.

• ANTEL - Rediseño de los procesos administrativos



El proyecto en los procesos administrativos de ANTEL consiste en la implantación del ERP SAP con la correspondiente adecuación de los procesos involucrados: Financiero-Contable, Contrataciones, Almacenes Reaprovisionamiento y Gestión Humana.

Se puso en marcha en enero del presente año la capacitación de 2.200 usuarios de los módulos asociados a los procesos Financiero - Contable, Contrataciones, Almacenes y Reaprovisionamiento. Se prepararon más de 80 instructores, a través de cursos presenciales, a distancia y video conferencias.

Para la puesta en producción a partir de agosto 2019 de los procesos asociados a Gestión Humana, se realizaron 173 eventos de capacitación en los cuales participaron 1.915 usuarios, se confeccionaron 27 videos tutoriales y 3 manuales.

• Ministerio de Relaciones Exteriores-Expediente Electrónico



En abril de 2019 se completaron todas las actividades del proyecto para la Implantación del Sistema de Gestión de Expediente Electrónico.

La migración implicó un volumen de 47.500 expedientes, 245.700 informes convertidos a PDF y 970 usuarios migrados.

Debido a la presencia del Ministerio en el exterior se definieron alternativas de seguridad para la firma digital en las diferentes dependencias en el mundo.

• Corte Electoral

Durante el 2019, para el diseño e implementación de la solución de los actos electorarios, se trabajó en conjunto con la Corte Electoral, la Administración Nacional de las Telecomunicaciones (ANTEL), la Agencia de Gobierno Electrónico y Sociedad de la Información y del Conocimiento (AGESIC), la Universidad de la República-Facultad de Ingeniería (UDELAR-FING) y Plan Ceibal.

En este contexto se desarrollaron las siguientes actividades, para cada uno de los tres actos electorarios (elecciones Internas, Nacionales y Balotaje):

- Desarrollo del aplicativo central y del aplicativo de la Comisión Receptora de Votos.
- Contraparte del testing independiente (FING) y pruebas a nivel usuario por parte de la Corte Electoral.
- Adecuación de la infraestructura de soporte técnico en conjunto con ANTEL.
- Realización de tres simulacros con las partes interesadas.
- Preparación y prestación de apoyo in situ en los diecinueve Departamentos.
- Mesa de Ayuda central con veinte puestos de atención.

En diciembre de 2019 comienza el proyecto de Elecciones Departamentales para mayo 2020.

■ PROYECTOS DE OUTSOURCING, MANTENIMIENTO Y GESTIÓN

Bajo esta modalidad se han prestado los siguientes servicios:

- Mantenimiento de GEX en la WEB en las siguientes Instituciones: Presidencia de la República, Oficina Nacional del Servicio Civil, Dirección Nacional de Aduanas, Administración Nacional de Correo, Banco de la República Oriental del Uruguay, Ministerio de Relaciones Exteriores y Ministerio de Ordenamiento Territorial y Medio Ambiente.
- Outsourcing de procesamiento de datos de la Administración Nacional de Correo y outsourcing servidor interconexión Ministerial de la Presidencia de la República.
- 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 Y SERVICIOS DE INGENIERÍA

• Ministerio Del Interior

En los meses de agosto a octubre del 2019 se realizaron varias actividades a solicitud del Ministerio del Interior en el centro penitenciario Unidad N°4 de Santiago Vázquez:

Rediseño del trazado eléctrico, montaje y puesta en servicio de dos transformadores, así como las líneas de alimentación correspondientes al cambio en la Red de Distribución.

• Gerdau Laisa

En el transcurso del año, se realizaron las siguientes intervenciones en la Estación Montevideo A de 150 kV:

- Análisis cromatográfico de aceite en transformador.
- Desmontaje de disyuntor y montaje de un disyuntor exterior de 36 kV 1250 A.

También se comenzaron las actividades de desmontaje de un transformador y montaje de uno nuevo en su sustitución. Este último quedará operativo a partir de febrero 2020.

• Atlantica Yield

Inspección boroscópica en 8 cajas multiplicadoras ubicadas en el parque eólico Melowind, departamento de Cerro Largo.



■ SERVICIOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

• Parque eólico Artilleros

Se continúa brindando apoyo en la Operación y el Mantenimiento de la instalación.

• Ministerio del Interior – Penal de Libertad

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

• Ministerio de Ganadería Agricultura y Pesca

Se continuó brindando el servicio de Mantenimiento Integral de una UPS y Sistema de Refrigeración del Centro de Procesamiento de Datos, que comprende el mantenimiento preventivo, correctivo y guardia en régimen de 24x7 el que finalizó en noviembre.

Con respecto a otras actividades vinculadas al Negocio Eléctrico, se han desarrollado actividades puntuales vinculadas a:

- Cursos, Ensayos, Tareas específicas y otras, a algunos de nuestros clientes: Gerdau, Electrotecnia Novas S.A., Electricidad Durazno SRL, Sie Uruguay S.A., Agridiamond S.A., Instituto Nacional De Rehabilitacion, OSE, Oritecno S.A., Mundel, Rio Golf, Ingener, Abengoa, Alur, ANTEL, Tecnosingeneria, Ciemsa, Coca Cola, Femsa, Montelecnor, UPM, Santa Rosa Automotores S.A., Luis Burguez, Ynel Ltda., TNU.

SERVICIOS DIVERSOS

Se brindó servicio de asesoramiento legal en juicios contenciosos a AREAFLIN S.A. y RAFISA, por los parques eólicos Valentines y Pampa respectivamente.

Comercialización

A lo largo de este año se presentaron 105 propuestas de colaboración profesional, de las cuales 67 fueron aceptadas. Entre ellas se destaca la propuesta presentada a la Intendencia de Montevideo para la implantación del Sistema de Gestión Integrado SAP.

A nivel internacional se destaca el Convenio Marco de Colaboración Mutua con la Agencia de Regulación y Control de Electricidad de Ecuador (ARCONEL) con quien se suscribió el primer Convenio Específico de Colaboración 01/2019 Fase 1.

Se mantuvieron contactos con empresas en el ámbito nacional e internacional, quienes manifestaron su interés en conocer la experiencia de UTE y recibir su asesoramiento. Entre ellos se recibieron visitas de: ANDE (Paraguay), PPL (Estados Unidos de América) y EPEC (Argentina).

Propuestas de Servicios

Se continúan brindando cursos de capacitación en actividades vinculadas al negocio eléctrico a empresas que prestan servicios a UTE, así como a otras empresas del territorio nacional. Durante el año 2019 se presentaron 71 propuestas de las cuales 62 fueron aceptadas.





INFORMACIÓN ECONÓMICA Y ESTADOS CONTABLES



57

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO AL 31.12.2019

(Cifras expresadas en pesos uruguayos)

	Notas	Diciembre 2019	Diciembre 2018
ACTIVO			
Activo corriente			
Efectivo	5.1	8.404.713.657	9.180.103.045
Inversiones en otros activos financieros	5.9	4.870.890.882	4.992.022.531
Deudores comerciales	5.2	7.400.895.778	6.621.091.243
Otras cuentas por cobrar	5.3	1.836.041.396	1.783.268.630
Inventarios	5.4	3.576.418.401	2.905.252.742
Derecho de uso	16.1	-	135.931.376
Total Activo corriente		26.088.960.115	25.617.669.567
Activo no corriente			
Propiedad, planta y equipo	5.5	146.721.726.781	145.054.096.550
Derecho de uso	16.1	11.216.192.633	5.766.822.824
Activos en concesión de servicio	5.10.1	46.951.102.304	49.662.911.834
Activo por impuesto diferido	5.6	21.913.409.348	18.826.970.176
Otras cuentas por cobrar	5.3	442.932.234	630.629.991
Inversiones a largo plazo:			
- Inversiones en otras entidades	5.7	5.489.915.391	5.322.370.756
- Bienes en comodato	5.8	289.117.174	296.960.116
- Inversiones en otros activos financieros	5.9	21.682.378	713.732.561
Total inversiones a largo plazo		5.800.714.944	6.333.063.433
Inventarios	5.4	3.491.506.130	3.576.896.703
Activos biológicos		162.794.362	149.472.074
Deudores comerciales	5.2	84.342.956	77.806.585
Total Activo no corriente		236.784.721.691	230.078.670.169
TOTAL ACTIVO		262.873.681.805	255.696.339.736
PASIVO Y PATRIMONIO			
Pasivo corriente			
Acreedores comerciales	5.11	6.570.822.296	8.754.016.384
Préstamos y otros pasivos financieros	5.12	4.571.394.322	4.170.028.431
Pasivo por arrendamiento	16.2	827.779.760	277.168.513
Otras cuentas por pagar	5.13	4.464.904.215	3.862.628.473
Pasivo por concesión de servicios	5.10.2	2.711.809.530	974.642.864
Provisiones	5.14	1.009.615.797	978.565.445
Total Pasivo corriente		20.156.325.919	19.017.050.110
Pasivo no corriente			
Préstamos y otros pasivos financieros	5.12	49.849.421.177	45.946.738.033
Pasivo por arrendamiento	16.2	12.291.658.214	6.548.326.019
Pasivo por impuesto diferido	5.6	8.527.912	-
Otras cuentas por pagar	5.13	6.626.643.662	6.730.039.351
Pasivo por concesión de servicios Provisiones	5.10.2	44.239.292.774	48.688.268.970
Previsiones	5.14	1.314.053.413	1.297.729.515
Total Pasivo no corriente		114.329.597.152	109.211.101.889
Total Pasivo		134.485.923.152	128.228.151.999
Patrimonio			
Capital y Aportes a capitalizar	5.15	3.636.033.943	3.636.033.943
Reserva por reexpresión	5.15	80.737.855.374	80.737.855.374
Transferencia neta al Fondo de estabilización energética	5.15	647.440.459	647.440.459
Reservas	5.15	21.901.374.309	21.029.119.419
Resultados acumulados		16.613.494.210	16.552.278.947
Patrimonio atribuible a controladora		123.536.198.295	122.602.728.142
Patrimonio atribuible a participaciones no controladoras		4.851.560.439	4.865.459.594
Total Patrimonio		128.387.758.733	127.468.187.736
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO		262.873.681.805	255.696.339.736

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

**ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO EJERCICIO FINALIZADO
EL 31 DE DICIEMBRE DE 2019**
(Cifras expresadas en pesos uruguayos)

	Notas	2019	2018
Venta de energía eléctrica	6.1	50.680.047.374	50.696.226.499
Otros ingresos operativos	6.1	910.201.777	840.088.856
Ingresos de actividades operativas netos		51.590.249.150	51.536.315.355
Costos de ventas	6.2	(30.332.347.190)	(27.891.687.082)
Resultado bruto		21.257.901.960	23.644.628.273
Gastos de administración y ventas	6.2	(11.229.207.399)	(10.395.207.950)
Ingresos varios	6.1	3.867.195.753	3.960.496.464
Gastos varios	6.2	(5.842.444.242)	(4.709.104.840)
Resultado operativo		8.053.446.072	12.500.811.946
Resultados financieros	6.3	(4.089.407.005)	(1.399.887.392)
Resultado antes de impuesto a la renta		3.964.039.067	11.100.924.554
Impuesto a la renta	5.6	2.393.252.900	304.040.058
Resultado del ejercicio		6.357.291.966	11.404.964.612

Resultado del ejercicio atribuible a:			
Controladora		6.319.716.903	11.295.334.112
Participaciones no controladoras		37.575.063	109.630.500
		6.357.291.966	11.404.964.612

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

**ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL CONSOLIDADO AL 31.12.2019**
(Cifras expresadas en pesos uruguayos)

	Notas	2019	2018
Resultado del ejercicio		6.357.291.966	11.404.964.612
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán posteriormente al resultado del ejercicio, neto de impuestos:			
Reserva por conversión	5.15	1.568.243.090	1.746.974.715
Resultado integral del ejercicio		7.925.535.056	13.151.939.327
Resultado integral del ejercicio atribuible a:			
Controladora		7.191.971.792	12.519.354.837
Participaciones no controladoras		733.563.264	632.584.490
		7.925.535.056	13.151.939.327

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

**ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019**
(Cifras expresadas en pesos uruguayos)

	Notas	Capital, Aportes a capitalizar y Reservas por reexpresión	Transferencia neta al Fondo de estabilización energética	Reserva por conversión	Prima (descuento) de emisión	Otras reservas	Resultados acumulados	Patrimonio atribuible a controladora	Patrimonio atribuible a participaciones no controladoras	Patrimonio total
Saldos iniciales al 01.01.18		84.373.889.317	647.440.459	1.486.696.624	(3.193.513)	18.321.595.583	21.906.906.808	126.733.335.279	5.077.238.294	131.810.573.573
Movimientos del ejercicio										
Versión de resultados	5.15						(16.649.961.973)	(16.649.961.973)		(16.649.961.973)
Distribución de utilidades									(844.363.190)	(844.363.190)
Resultado integral del ejercicio				1.224.020.725			11.295.334.112	12.519.354.837	632.584.490	13.151.939.327
Total movimientos del ejercicio				1.224.020.725			(5.354.627.861)	(4.130.607.136)	(211.778.700)	(4.342.385.836)
Saldos finales al 31.12.18		84.373.889.317	647.440.459	2.710.717.349	(3.193.513)	18.321.595.583	16.552.278.947	122.602.728.142	4.865.459.594	127.468.187.736
Movimientos del ejercicio										-
Versión de resultados	5.15						(6.258.501.640)	(6.258.501.640)		(6.258.501.640)
Distribución de utilidades									(599.706.412)	(599.706.412)
Rescate de capital									(147.756.007)	(147.756.007)
Resultado integral del ejercicio				872.254.889			6.319.716.903	7.191.971.792	733.563.264	7.925.535.056
Total movimientos del ejercicio				872.254.889			61.215.263	933.470.152	(13.899.155)	919.570.997
Saldos finales al 31.12.19		84.373.889.317	647.440.459	3.582.972.238	(3.193.513)	18.321.595.583	16.613.494.210	123.536.198.295	4.851.560.439	128.387.758.733

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

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019

(Cifras expresadas en pesos uruguayos)

	Notas	Diciembre 2019	Diciembre 2018
1) Flujo de efectivo por actividades operativas			
Resultado del período atribuible a controladora		6.319.716.903	11.295.334.112
Resultado del período a participaciones no controladoras		37.575.063	109.630.500
Ajustes:			
- Amortización prop., pta. y equipo, derechos de uso y comodato		8.348.655.309	7.657.806.508
- Resultado asociado a la tenencia de efectivo y equivalentes		(1.223.614.056)	(1.262.012.167)
- Diferencia de cambio rubros no operativos		5.060.425.166	3.368.607.448
- Impuesto a la renta diferido		(3.077.911.260)	(2.147.314.795)
- Obligaciones devengadas por impuesto a la renta		684.526.013	1.840.339.220
- Obligaciones devengadas por impuesto al patrimonio		1.050.310.379	1.167.552.624
- Resultado por colocaciones financieras		(2.648.830)	-
- Resultado por inversiones a largo plazo		996.642.028	696.195.629
- Resultado por instrumentos financieros derivados		(416.939.687)	(1.542.763.631)
- Resultado por activos biológicos		(42.625.254)	(19.571.805)
- Resultado por venta de propiedad, planta y equipo y bienes desafectados		(5.133.030)	(3.838.955)
- Ajuste provisión juicios		328.016.071	64.408.038
- Ajuste provisión 200 kWh		151.414.132	(4.007.614)
- Ajuste provisión por obsolescencia de inventarios		33.654.035	13.539.791
- Obligaciones devengadas por incentivo por retiro			43.868
- Obligaciones devengadas por penalizaciones URSEA		(106.612.000)	(112.179.374)
- Obligaciones devengadas por comisión administración CTM		(45.689.797)	245.689.797
- Comisiones de compromiso devengadas		4.168.559	16.894.081
- Intereses y otros gastos de préstamos devengados		2.681.260.241	1.679.241.437
- Intereses de arrendamientos devengados		866.415.629	288.147.521
- Pérdida para deudores incobrables		445.364.850	524.687.497
- Aportes de clientes para obras		(216.684.009)	(372.455.974)
- Ingreso por aportes de generadores privados		(163.186.401)	(145.017.180)
- Bajas de propiedad, planta y equipo		5.156.406	39.157.742
- Otros gastos devengados no pagados		252.839.283	260.097.883
Resultado de operaciones antes de cambios en rubros operativos		21.965.095.743	23.658.212.200
Cambios en activos y pasivos:			
- Disminuciones (incrementos) en deudores comerciales		(1.713.718.923)	832.356.414
- Disminuciones (incrementos) en otras cuentas por cobrar		(697.901.711)	(1.985.943.265)
- Disminuciones (incrementos) en inventarios		(600.777.699)	(875.201.129)
- Incrementos (disminuciones) en acreedores comerciales		572.729.702	465.665.312
- Incrementos (disminuciones) en otras cuentas por pagar		(53.486.203)	2.882.011.655
Efectivo proveniente de actividades operativas antes de impuesto a la renta		19.471.937.911	24.977.101.187
Impuesto a la renta pagado		(1.422.404.195)	(3.667.063.468)
Efectivo proveniente de actividades operativas		18.049.533.716	21.310.037.719
2) Flujo de efectivo por actividades de inversión			
Pagos por compras de propiedad, planta y equipo	7	(6.796.046.683)	(6.058.487.193)
Anticipos para compras de propiedad, planta y equipo		(734.258)	(223.630.600)
Pagos por compras de propiedad, planta y equipo del ejercicio anterior		(2.646.933.977)	(1.980.429.506)
Cobro por venta de propiedad, planta y equipo y bienes desafectados		5.157.701	4.081.108
Cobro por venta de activos biológicos		10.651.544	7.903.210
Pago CAF condonado a Gas Sayago S.A.	7	(10.268.754)	(775.319.458)
Cobro por colocaciones financieras		2.648.830	-
Cobro dividendos de entidades relacionadas	7	193.362.660	-
Efectivo aplicado a actividades de inversión		(9.242.162.937)	(9.025.882.440)

	Notas	Diciembre 2019	Diciembre 2018
3) Flujo de efectivo por actividades de financiamiento			
Versión a cuenta del resultado del ejercicio	5.15	(6.258.501.640)	(10.473.583.973)
Pagos deudas financieras		(4.465.749.685)	(4.528.126.134)
Nuevas deudas financieras		2.682.473.493	3.049.061.889
Pagos de intereses de préstamos y obligaciones negociables		(2.705.402.150)	(2.247.541.646)
Pagos de comisiones de compromiso		(6.489.682)	(18.717.532)
Pagos de otros gastos de préstamos		(3.041.031)	(76.913.249)
Pagos de instrumentos financieros derivados		(874.992)	(8.174.277)
Cobros de instrumentos financieros derivados		76.047.910	41.258.343
Pagos de arrendamientos	16.2	(1.250.036.194)	(847.605.610)
Pagos de garantías por arrendamiento		(6.243.826)	(4.117.196)
Distribución de dividendos y rescate de participaciones	7	(750.819.024)	(868.893.329)
Efectivo aplicado a actividades de financiamiento		(12.688.636.822)	(15.983.352.715)
4) Variación neta del efectivo y equivalentes de efectivo			
		(3.881.266.044)	(3.699.197.436)
5) Saldo inicial del efectivo y equivalentes de efectivo			
		13.301.127.791	15.460.758.954
6) Efecto asociado al mantenimiento de efectivo y equivalentes			
		1.596.523.163	1.539.566.273
7) Saldo final del efectivo y equivalentes de efectivo			
	7	11.016.384.911	13.301.127.791

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

NOTA 1 - INFORMACIÓN BÁSICA SOBRE EL GRUPO

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

La Ley N° 4.273 promulgada el 21 de octubre de 1912 creó la UTE, Ente autónomo al cual se le concedió personería jurídica para cumplir su cometido específico, abarcando éste las etapas de: Generación, Trasmisión, Distribución y Comercialización de la energía eléctrica. Se le confirió el monopolio estatal del suministro eléctrico para todo el territorio nacional y se le amparó reconociéndole derechos y privilegios legales para facilitar su gestión y respaldar su autoridad.

Por Leyes N° 14.694 del 01/09/77, N° 15.031 del 04/07/80 y N° 16.211 del 01/10/91, el Ente deja de cumplir sus funciones específicas en régimen de monopolio y se le amplían sus posibilidades de actuación al campo de prestación de Servicios de Asesoramiento y Asistencia Técnica en las áreas de su especialidad y anexas, tanto en el territorio de la República como en el exterior.

Por el art. 265 de la Ley N° 16.462 del 11 de enero de 1994 se amplía su giro, facultándose su participación fuera de fronteras en las diversas etapas de la generación, transformación, 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 1.876 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 2019 fue de 2.121 MW, ocurrida el 29 de enero.

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, la cual se encuentra operativa al 31 de diciembre de 2019.

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 parque eólico se encuentra operativo al 31 de diciembre de 2019.

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 período 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 el fideicomiso corresponde al 20,085% del total de los certificados de participación emitidos. El referido parque eólico se encuentra operativo al 31 de diciembre de 2019.

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 2019.

NOTA 2 - ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Los presentes Estados financieros han sido aprobados para su emisión por el Directorio de UTE el 17 de marzo de 2020.

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.

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 1º de enero de 2015 debe obligatoriamente cumplir con las Normas Internacionales de Información Financiera adoptadas por el IASB traducidas al idioma español.

3.2 - Bases de consolidación

Los presentes Estados financieros consolidan la información de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y de sus subsidiarias ISUR S.A., AREAFLIN S.A., SOLFIRAL S.A., 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 AREAFLIN 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 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 nuevas normas y/o normas revisadas que entraron en vigencia durante el ejercicio 2019 son las siguientes:

- Modificaciones a NIIF 9: Características de prepago con compensación negativa.
- Modificaciones a NIC 28: Participaciones de largo plazo en asociadas y negocios conjuntos.
- Mejoras anuales a las NIIF Ciclo 2015-2017: Modificaciones a la NIC 12 – Impuesto a las ganancias, NIC 23 – Costos por préstamos, NIIF 3 – Combinaciones de negocios y NIIF 11 – Acuerdos conjuntos.
- Modificaciones a la NIC 19: Modificación, reducción o liquidación del plan de beneficios a empleados.
- NIIF 16 – Arrendamientos.
- CINIIF 23 – Incertidumbre en el tratamiento de Impuestos a las ganancias.
Salvo en lo que refiere a la NIIF 16 (que se menciona en Nota 4), las restantes normas no han generado impacto en los Estados financieros del Grupo.

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

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

- NIIF 7 – Contratos de seguros.
- Modificaciones a NIIF 10 y NIC 28: Venta o contribución de activos entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto.
- Modificaciones a NIIF 3: Definición de un negocio.
- Modificaciones a NIC 1 y NIC 8: Definición de materialidad.
- Marco Conceptual de las Normas Internacionales de Información Financiera.

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

NOTA 4 - POLÍTICAS CONTABLES

4.1 - Bases de preparación

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

Las partidas de los Estados financieros de cada Entidad consolidada son medidas utilizando la moneda del ambiente económico principal en que funciona (la moneda funcional). La moneda funcional de AREAFILIN S.A., SOLFIRAL S.A., 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 cada Entidad (monedas extranjeras) son registradas en pesos uruguayos al tipo de cambio interbancario del día anterior a la transacción.

Los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, fueron arbitrados a dólares estadounidenses (Nota 8) y convertidos a moneda nacional a los tipos de cambio de cierre de cada ejercicio (interbancario \$ 37,308 por dólar al 31/12/19 y \$ 32,406 por dólar al 31/12/18).

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.

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 - Propiedad, 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	5
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 principalmente a la Fundación Parque de Vacaciones para funcionarios de UTE y ANTEL y a la Intendencia Municipal de Soriano.

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

Las amortizaciones se calculan linealmente a partir del mes siguiente al de la incorporación de los bienes, en base a 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.
- Características de los flujos de efectivo contractuales del activo financiero.

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 de la Entidad para gestionar estos activos financieros es mantener los activos financieros para obtener los flujos de efectivo contractuales y las condiciones contractuales del activo financieros 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 de la Entidad 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 gestionan a través de los modelos mencionados en los literales anteriores, sino centrados en la información sobre su valor razonable, a través de la venta de los activos.

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 la Institución ha transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes al derecho de propiedad sobre los mismos.

Deterioro del valor de Activos Financieros

En cada fecha de cierre el Grupo evalúa si existe evidencia objetiva de que exista deterioro en el valor de un activo o de un conjunto de activos financieros, atendiendo a los siguientes criterios:

- 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 corresponde 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 período el importe del cambio en las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida del activo como una ganancia o pérdida por deterioro.

4.8 - Inversiones en otras entidades

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

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

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

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

4.9 - Activos biológicos

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

4.10 - Pérdidas por deterioro de activos tangibles e intangibles

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

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

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

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

4.11 - Provisiones

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

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

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

4.12 Pasivos financieros e instrumentos de capital emitidos por el Grupo

Clasificación como pasivos o patrimonio

Los instrumentos de pasivo o patrimonio se clasifican como pasivos financieros o patrimonio de acuerdo a la sustancia del acuerdo contractual.

Instrumentos de patrimonio

Un instrumento de patrimonio es cualquier contrato que evidencia un interés residual en los activos de cualquier Entidad luego de deducir todos sus pasivos.

Pasivos financieros

Los pasivos financieros que contrajo el Grupo, corresponden a préstamos que son inicialmente medidos al valor razonable neto de costos de transacción. Con posterioridad son medidos al costo amortizado empleando el método de la tasa de interés efectiva para el devengamiento de los intereses.

4.13 - Instrumentos financieros derivados

El Grupo ha recurrido a instrumentos financieros derivados para administrar su exposición a la variabilidad de la tasa de interés y tipo de cambio mediante la contratación de swaps de tasas de interés y compra de dólares a futuro, respectivamente. Los detalles de dichos instrumentos son revelados en la Nota 9.2.

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

4.14 - Beneficios sociales

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

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

4.15 - Impuesto a la renta

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

4.15.1 Impuesto a pagar

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

4.15.2 Impuesto diferido

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

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

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

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

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

En la Nota 5.6 se expone el detalle de la estimación realizada.

4.16 - Tributos

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

1. A partir del 01/05/95 y como consecuencia de la Ley N° 16.697 del 25/04/95 y del Decreto N° 158/95 del 28/04/95, UTE pasó a ser contribuyente del Impuesto al valor agregado, en sustitución del IMESI que se tributaba hasta entonces. (*)
2. En cuanto al Impuesto a la renta, 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, la Empresa pasó a estar comprendida como contribuyente del Impuesto al patrimonio desde el ejercicio 1996 inclusive.
4. La Ley N° 16.853 del 14 de agosto de 1997 facultó al Tribunal de Cuentas de la República a fijar una tasa de hasta el 1,5 o/ooo (uno con cincuenta por diez mil) sobre los ingresos brutos de las Empresas industriales y comerciales del Estado, por la intervención que le compete en los Estados financieros de éstas.
5. A partir de la promulgación del Decreto N° 528/003 del 23/12/03, el Poder Ejecutivo designa a los Entes Autónomos y Servicios Descentralizados que integran el dominio industrial y comercial del Estado como agentes de retención del 60% de IVA por las adquisiciones de bienes y servicios que realicen. Los Decretos N° 363/011 y N° 364/011 del 26/10/11, establecieron cambios en el régimen de retención establecido en el Decreto N° 528/003, reduciendo el porcentaje de retención de IVA a 40% para los servicios de construcción contratados en régimen de licitación pública y la compra de energía eléctrica. En ambos casos la vigencia era a partir del 01/11/11 y hasta el 31/12/12. Con fecha 28/01/13 y 14/02/13, se publicaron los Decretos N° 18/013 y N° 43/013, respectivamente. El primero de ellos estableció que en los casos de compra de energía eléctrica facturados entre el 01/01/13 y el 31/12/14, el porcentaje de retención de IVA ascenderá al 20%. El segundo prorrogó hasta el 31/12/13 el período de aplicación del porcentaje de retención (40%) establecido por el Decreto N° 363/011 para los servicios de construcción contratados en régimen de licitación pública. El Decreto N° 29/014 extendió el plazo de aplicación de las disposiciones establecidas por el Decreto N° 363/011 hasta el 31/12/14. Los Decretos 366/014 del 16/12/2014 y 333/015 del 7/12/2015, prorrogaron las disposiciones hasta el 31/12/2015 y 31/12/2017, respectivamente. 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 20/00 (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° 163/19, se estableció el monto de la tasa en \$ 5,431 por MWh para el año 2019.

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 (IAS).

11. El Decreto 394/013 del 06/12/2013 derogó lo relativo a la suspensión de la aplicación del sistema de retención del IVA y del IRAE a los servicios de seguridad, vigilancia y limpieza y, por lo tanto, a partir del 01/01/2014 comenzó a regir para UTE el régimen de retención establecido en el Decreto 194/000 que dispone la retención de IVA e IRAE en relación a los servicios de seguridad, vigilancia y limpieza.

12. ISUR S.A., AREAFLIN S.A. y SOLFIRAL S.A. son contribuyentes del Impuesto al Control de las Sociedades Anónimas.

13. ISUR S.A., AREAFLIN S.A., SOLFIRAL S.A., y los Fideicomisos Financieros PAMPA y ARIAS son contribuyentes del Impuesto a la renta de las Actividades Económicas (IRAE), del Impuesto al Patrimonio (IP) y del Impuesto al Valor Agregado (IVA). Al cierre del ejercicio SOLFIRAL S.A. no ha iniciado actividades por lo que no ha generado obligaciones asociadas a ninguno de los Impuestos detallados.

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

Beneficios fiscales ISUR

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

1°) Exoneración de todo recargo, incluso el mínimo, del Impuesto Aduanero Único a la Importación, de la Tasa de Movilización de Bultos, de la Tasa Consular y, en general de todo tributo, incluyendo el Impuesto al Valor Agregado e Impuesto de Contribución para el financiamiento de la Seguridad Social, cuya aplicación corresponda en ocasión de la importación de maquinarias y equipos eventualmente necesarios para llevar a cabo la inversión.

2°) Se otorga un crédito por el Impuesto al Valor Agregado e Impuesto de Contribución para el financiamiento de la Seguridad Social incluidos en las adquisiciones en plaza de maquinarias y equipos por hasta los montos imponibles de \$624.548.766.

3°) Se otorga la exoneración del Impuesto al Patrimonio a los bienes intangibles y del activo fijo destinado al proyecto de inversión que se declara promovido por el Decreto por el término de la vida útil del proyecto.

4°) A los efectos del IRAE se otorga un tratamiento de amortización acelerada para los bienes de activo fijo asociados al proyecto de inversión. En cuanto a los intereses financieros derivados del financiamiento de la inversión, serán deducibles de este Impuesto sin tope alguno, cualquiera fuera la modalidad escogida para el financiamiento.

Beneficios fiscales PAMPA

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

1°) Exoneración de tasas consulares, Impuesto único aduanero y todos los demás tributos asociados a la importación de equipos previstos en el proyecto.

2°) Se otorga un crédito por el Impuesto al Valor Agregado incluido en la adquisición de materiales y servicios utilizados en la obra civil por hasta un monto imponible de UI 724.350.986.

3º) 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.

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

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

Beneficios fiscales 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:

1º) Exoneración de tasas consulares, Impuesto único aduanero y todos los demás tributos asociados a la importación de equipos previstos en el proyecto.

2º) 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.

3º) 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.

4º) 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 2019 la Entidad ha utilizado el beneficio fiscal por un total acumulado de \$ 70.034.135.

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:

1º) 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.

2º) 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.

3º) 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.

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

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

Al 31 de diciembre de 2019, 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 2019, se efectuó una estimación de los mismos. Para ello se consideró la facturación real de diciembre de 2019 (la cual incluye consumos de parte de noviembre y diciembre) y en función de su composición por tarifas, se extrapolaron los montos que se facturarán en enero de 2020 (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 ventas 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, 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.

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 (Nota 5.13).

4.20 Política de seguros

En materia de recursos materiales, los seguros contratados cubren los riesgos a que están expuestos los siguientes bienes: centrales hidroeléctricas Rincón del Bonete, Rincón de Baygorria y Constitución, Motores Wäertsila ubicados en Central Battle, Central La Tablada, Central Punta del Tigre, Estación Conversora de Frecuencia de Rivera, parque de Aerogeneradores de Sierra de los Caracoles, parque eólico Juan Pablo Terra, parque eólico Palomas, Instalaciones Electrónicas de Procesamiento de Datos, Plantas Fotovoltaicas de Salto y de Minas, contenido de los Centros Logísticos y depósitos de Montevideo e Interior, flota automotriz, maquinaria pesada automotriz (grúas de alto porte), transporte internacional de mercadería adquirida en el exterior del País, montes forestales, edificio del Palacio de la Luz, planta de preservación de madera de Rincón del Bonete, turbina Solar de Río Branco, instalaciones del local comercial en Ciudad de la Costa, taller de mantenimiento diésel Durazno, transformadores de gran porte trasladados en el País.

Se contrata seguros de responsabilidad civil para los siguientes bienes: mástiles para antenas de comunicación, centros de capacitación Rondeau, Leguizamón y Paso de los Toros, Laboratorio, otra maquinaria pesada y laboratorios móviles, 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 (en el caso que deban viajar con computadoras portátiles se contrata para los equipos un seguro de todo riesgo), seguro por accidentes personales en el marco del Proyecto Plenitud y seguro de responsabilidad civil para 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

El 1° de enero de 2019 entró en vigencia la NIIF 16 "Arrendamientos", la cual comenzó a aplicarse por el Grupo en dicha fecha, generándose cambios en los arrendamientos previamente clasificados como operativos, de acuerdo a la NIC 17.

Al inicio de un contrato, el Grupo en su calidad de arrendatario, evalúa si el mismo corresponde a un arrendamiento, en cuyo caso reconoce un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento, excepto para los arrendamientos con plazo igual o inferior

a doce meses y arrendamientos de bajo valor. Con posterioridad, reconoce el gasto por intereses sobre el pasivo financiero, así como el gasto por depreciación del activo por derecho de uso.

Para los arrendamientos de plazo igual o inferior a doce meses y los de bajo valor, el Grupo reconoce un gasto operativo de forma lineal durante el plazo del arrendamiento.

Medición inicial

El pasivo por arrendamiento se mide al valor presente de las cuotas por arrendamiento pendientes de pago a la fecha. Dichas cuotas se descuentan utilizando la tasa de interés implícita en el arrendamiento, si es fácilmente determinable, en caso contrario, se utiliza la tasa de interés incremental a la que accedería el Grupo.

El activo por derecho de uso se mide al costo, incluyéndose los siguientes componentes:

- el importe de la medición inicial del pasivo por arrendamiento, tal como se indica en el párrafo anterior,
- los pagos por arrendamiento realizados antes o a partir de la fecha de inicio, menos los incentivos de arrendamiento recibidos,
- cualquier costo directo inicial,
- una estimación de los costos en que incurrirá el Grupo en desmantelar y eliminar el activo subyacente, restaurar el sitio en el que se encuentra o restaurar el activo subyacente a la condición requerida por los términos y condiciones del contrato de arrendamiento, a menos que se incurra en esos costos para producir inventarios.

Medición posterior

Luego de la medición inicial, el pasivo por arrendamiento:

- se incrementa para reflejar el devengo de los intereses,
- se reduce para reflejar los pagos de las cuotas por arrendamiento,
- se vuelve a medir el importe en libros para reflejar cualquier modificación en las futuras cuotas por arrendamiento.

El activo por derecho de uso se mide al costo:

- menos la depreciación acumulada y las pérdidas acumuladas por deterioro del valor,
- ajustado por cualquier nueva medición del pasivo por arrendamiento.

Aplicación inicial NIIF 16

En uso de la opción prevista por el párrafo C5(b) de la NIIF 16, no se reexpresó la información comparativa, reconociéndose en la fecha de aplicación inicial (1/1/19) para los arrendamientos anteriormente clasificados como operativos de acuerdo a la NIC 17:

- un pasivo por arrendamiento medido al valor presente de las cuotas por arrendamiento pendientes de pago a la fecha, descontados utilizando la tasa incremental a la que accedería el Grupo a dicha fecha,
- un activo por derecho de uso por un importe igual al pasivo por arrendamiento, ajustado por el importe de cualquier pago por arrendamiento anticipado o devengado relacionado con ese arrendamiento reconocido en el ejercicio anterior al 1/1/19.

A continuación, se expone el detalle de los activos por derechos de uso reconocidos en la fecha de aplicación inicial, que surgen de contratos de arrendamientos anteriormente clasificados como operativos (según NIC 17), coincidiendo con el pasivo por arrendamiento reconocido por dicho concepto:

	Importe en \$
Inmuebles	522.666.783
Vehículos	371.472.870
Almacenamiento de datos	23.274.464
	917.414.117

El promedio ponderado de la tasa incremental utilizada en la medición de los pasivos por arrendamiento reconocidos al 1/1/19 asciende a 4,35%.

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

5.1 - Efectivo

	2019	2018
Bancos	8.396.425.369	9.167.737.666
Fondos en tránsito	185.017	3.247.126
Caja y fondo fijo	8.103.270	9.118.252
	8.404.713.657	9.180.103.045

5.2 - Deudores comerciales

	Corriente		No corriente	
	2019	2018	2019	2018
Deudores simples energía eléctrica	5.683.918.548	4.857.121.224	-	-
Deudores morosos energía eléctrica	1.750.411.835	1.688.305.484	-	-
Recuperación IVA Deudores oficiales y municipales	(7.913.213)	(6.080.282)	-	-
Deudores en gestión judicial	42.238.277	44.416.023	-	-
Deudores documentados energía eléctrica	979.328.831	1.041.206.656	-	-
Fideicomiso por deuda intencional	-	-	84.342.956	77.806.585
Provisión por deudores incobrables	(1.142.070.540)	(1.049.072.982)	-	-
Intereses a devengar	(41.285.257)	(42.476.079)	-	-
Deudores simples por servicio de consultoría	166.287.869	101.701.581	-	-
Provisión por deudores incobrables consultoría	(30.020.572)	(14.030.382)	-	-
	7.400.895.778	6.621.091.243	84.342.956	77.806.585

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 43 días (38 días en el ejercicio 2018). 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%. Cuando se efectúa el pago, se calculan los recargos que se incorporan en la siguiente factura, 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. Transcurrido un plazo de 10 días hábiles (contados desde la entrega de la carta al cliente) sin regularizar la deuda, se procede al corte del suministro.

Luego de cortado el suministro, a los 30 días hábiles siguientes se realiza la baja del acuerdo eléctrico.

Se inician acciones de gestión de deuda para el cobro o su pasaje a incobrables; se adicionan acciones legales a las deudas mayores.

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 0,9% 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 31/12/19 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:

	2019	2018
0 a 60 días	6.467.547	5.720.276
60 a 90 días	76.479	58.555
90 a 360 días	484.515	473.604
> 360 días	1.511.700	1.456.421
Total	8.540.240	7.708.856

* Se incluye la deuda con el Fideicomiso detallado anteriormente.

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

	2019	2018
Saldo inicial	(1.049.072.982)	(753.955.363)
Constituciones	(434.332.915)	(542.933.953)
Usos	341.335.358	247.816.334
Saldo final	(1.142.070.540)	(1.049.072.982)

Para efectuar dicha provisión, se realiza una estimación de las pérdidas esperadas en base a información histórica de facturaciones y cobros. En tal sentido, se aplicaron distintos porcentajes según la clasificación de la deuda, tal como se indica a continuación:

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%

Respecto a los créditos a cobrar por servicios de consultoría, la variación de la provisión por incobrabilidad ha sido la siguiente:

	2019	2018
Saldo inicial	(14.030.382)	(15.097.803)
Constituciones	(15.990.190)	(8.654.379)
Usos	-	9.721.800
Saldo final	(30.020.572)	(14.030.382)

Al igual que para provisionar los créditos por venta de energía, para estos créditos se realiza una estimación de las pérdidas esperadas en base a información histórica de facturaciones y cobros. La clasificación de deuda y los porcentajes aplicados son los siguientes:

Clasificación de Deuda	% Pérdida por deterioro Aplicado
Vigente	0 %
Acumulan hasta 3 meses de facturación	0,5 %
Acumulan hasta 6 meses de facturación	2,5 %
Acumulan hasta 12 meses de facturación	5 %
Acumulan hasta 18 meses de facturación	15 %
Vencida - Mayor a 18 meses	100 %

A su vez, al determinar la recuperabilidad de los créditos por ventas, se considera cualquier cambio en la calidad crediticia de los deudores al cierre de ejercicio, realizándose en caso de corresponder ajustes adicionales en las provisiones detalladas anteriormente.

La Dirección del Grupo estima que el valor registrado de sus créditos comerciales por cobrar no difiere sustancialmente de su valor justo.

5.3 - Otras cuentas por cobrar

	Corriente		No Corriente	
	2019	2018	2019	2018
Adelantos Impuestos al Patrimonio neto de obligaciones devengadas	373.740.580	318.423.375	-	-
Adelantos Impuestos a la Renta neto de obligaciones devengadas	793.900.959	797.626.925	-	-
Otros pagos anticipados	215.394.811	342.237.018	71.383.688	246.102.670
Garantía por cambio comprado a futuro (*)	90.498.548	64.974.030	15.083.092	64.974.030
Garantía por arrendamiento	-	-	174.773.520	151.559.303
Montos consignados en bancos	-	-	135.407.989	117.686.887
Diversos	284.583.711	300.240.441	49.712.857	54.879.430
Crédito fiscal	252.458.762	117.212.417	-	-
Provisión otros créditos incobrables	(172.686.094)	(155.076.460)	-	-
Intereses financieros a devengar	(1.849.882)	(2.369.115)	(3.428.912)	(4.572.330)
	1.836.041.396	1.783.268.630	442.932.234	630.629.991

(*) Corresponde a garantías por los contratos de compraventa de divisas a futuro indicados en Nota 5.9.1, las cuales estaban depositadas en el Banco Central del Uruguay y se liberan en cada fecha de intercambio de monedas. La garantía era equivalente al 5% del monto nacional en U\$S remanente, el cual se actualiza de acuerdo a los cambios en el valor razonable del instrumento financiero. El último intercambio de monedas se realizó el 20/12/19.

5.4 - Inventarios

	Corriente		No Corriente	
	2019	2018	2019	2018
Materiales en depósito	1.381.368.495	954.651.674	4.130.412.844	3.962.991.763
Materiales energéticos	1.135.946.341	1.233.596.388	-	-
Otros materiales para trabajos DYC	900.854.611	632.891.237	-	-
Materiales en tránsito	139.597.532	84.113.443	17.676.698	266.359.235
Inventarios disponibles para la venta	18.651.423	-	-	-
Bienes desafectados de su uso	-	-	18.543.742	18.543.742
Provisión por obsolescencia	-	-	(675.127.155)	(670.998.038)
	3.576.418.401	2.905.252.742	3.491.506.130	3.576.896.703

(*) Corresponde a activos biológicos (montes en pie) para los cuales se acordó su venta, pero los mismos permanecen en poder del Grupo al cierre del ejercicio.

El Grupo mantiene como política la formación de una provisión 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 provisión por obsolescencia de inventarios ha tenido la siguiente evolución:

	2019	2018
Saldo inicial	(670.998.038)	(686.513.198)
Constituciones	(50.828.074)	(23.318.807)
Desafectaciones	-	-
Usos de la provisión	46.698.958	38.833.967
Saldo final	(675.127.155)	(670.998.038)

5.5 - PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO
5.5.1 - Detalle de Propiedad, planta y equipo (en miles de pesos uruguayos)

	Producción				Trasmisión				Distribución				Comercial		TOTAL Bienes en servicio	Obras en curso	Importaciones en trámite	TOTAL Propiedad, planta y equipo								
	Térmica		Hidráulica y otras		Líneas y cables		Estaciones		Total Transmisión		Líneas y cables		Estaciones						Total Distribución		Líneas y cables		Medidores, limitadores y otros		Total Comercial	
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						
Efecto por conversión	-	-	-	2.743.630	2.743.630	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.743.630	-	-	-	-	-	-			
Capitaliz. obras en curso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(14.301.821)	-	-	(14.301.821)	-	-			
Bajas	(252.137)	7.450	(12.981)	-	(5.530)	-	(480)	(480)	-	(42)	-	(42)	-	-	-	(110)	(258.298)	-	-	-	(258.298)	-	-			
Reclasificaciones	54.045	(56.834)	(1.349)	-	(58.183)	-	-	-	(48)	(2.289)	-	(2.336)	48	-	48	(0)	(6.426)	-	-	-	(6.426)	-	-			
Ajustes	-	-	-	(40.807)	(40.807)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(40.807)	-	-	-	(40.807)	-	-			
Valor bruto al 31.12.19	25.761.085	28.584.914	23.110.255	24.811.281	76.506.449	28.269.500	39.953.202	68.182.702	71.837.778	32.830.865	2.812.453	107.481.096	1.482.400	6.546.842	8.029.242	3.730.371	289.730.942	13.534.371	13.574	303.278.889						
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					
Amortizaciones	831.660	1.060.772	704.076	1.141.877	2.906.725	573.578	855.124	1.428.702	1.383.884	770.019	2.903	2.182.935	23.107	272.549	295.657	179.967	7.825.645	-	-	-	7.825.645					
Efecto por conversión	-	-	-	327.603	327.603	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	327.603	-	-	-	327.603				
Bajas	(251.268)	(885)	(641)	-	(1.526)	-	(160)	(160)	-	(10)	-	(10)	-	-	-	(154)	(253.117)	-	-	-	(253.117)					
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Reclasificaciones	24.792	(24.156)	-	-	(24.156)	-	-	-	(0)	(1.164)	-	(1.165)	0	-	0	(0)	(529)	-	-	-	(529)					
Amortiz. acum. al 31.12.19	16.611.314	7.119.474	11.062.265	5.357.084	23.538.824	19.550.597	18.990.954	38.541.551	44.708.419	23.416.388	1.899.997	70.024.804	1.216.764	3.728.361	4.945.124	2.895.566	156.557.163	-	-	-	156.557.163					
Valor neto al 31.12.19	9.149.770	21.465.440	12.047.990	19.454.197	52.967.625	8.718.903	20.962.248	29.641.151	27.129.360	9.414.476	912.456	37.456.292	265.636	2.818.481	3.084.117	834.825	133.173.779	13.534.371	13.574	146.721.727						

	Producción				Trasmisión				Distribución				Comercial		TOTAL Bienes en servicio	Obras en curso	Importaciones en trámite	TOTAL Propiedad, planta y equipo								
	Térmica		Hidráulica y otras		Líneas y cables		Estaciones		Total Transmisión		Líneas y cables		Estaciones						Total Distribución		Líneas y cables		Medidores, limitadores y otros		Total Comercial	
Valor bruto al 31.12.17	24.119.863	21.587.841	22.680.389	20.140.851	64.409.050	27.345.674	35.253.971	62.559.645	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	21.932.019	4.865	283.645.107						
Efectos por conversión	-	-	-	2.022.608	2.022.608	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Capitaliz. obras en curso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Bajas	(393.426)	(379.17)	-	(4.002)	(41.919)	-	(1.235)	(1.235)	-	-	-	-	-	-	-	-	(436.648)	-	-	-	(436.648)					
Reclasificaciones	(658.366)	658.501	-	-	658.501	-	-	-	80	(72)	-	8	-	-	-	(142)	(436.648)	-	-	-	(436.648)					
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					
Efectos por conversión	-	-	-	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	-	(15)	-	-	-	12	-	-	-	-	-	-	-			
Reclasificaciones	(60.360)	60.363	-	-	60.363	-	-	-	(13)	(1)	-	(15)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
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					
Valor neto 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	145.054.097						

5.5.2 - Capitalización de costos por préstamos

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 se capitalizaron costos por préstamos por un total de \$ 339.138.352 (\$ 1.569.161.059 en 2018), de los cuales \$ 327.627.616 (\$ 1.152.023.987 en 2018) corresponden a préstamos específicos para la construcción de la Central de Ciclo combinado de Punta del Tigre y \$ 11.510.736 (\$ 41.744.608 en 2018) a la construcción de la Línea de 150 kV Artigas-Rivera.

En el presente ejercicio no se capitalizaron costos por préstamos genéricos. En el ejercicio 2018 se capitalizaron \$ 375.392.463 (la tasa de capitalización aplicada a los desembolsos en dichos activos ascendió a 12%).

5.6 Impuesto a la renta

5.6.1 Saldos por impuesto diferido

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

Saldos al 31/12/19:							
	Activo neto por Impuesto Diferido					Pasivo neto Imp.Dif.	Total Impuesto Diferido
Concepto	UTE	ISUR S.A.	AREAFLIN S.A.	Fid. Fin. PAMPA	Subtotal	Fid.Fin.ARIAS	
Activo por impuesto diferido	21.760.286.455	715.486.155	77.655.351	179.094.144	22.732.522.105	24.093.581	22.756.615.686
Pasivo por impuesto diferido	(792.721.451)			(26.391.306)	(819.112.757)	(32.621.493)	(851.734.250)
	20.967.565.004	715.486.155	77.655.351	152.702.838	21.913.409.348	(8.527.912)	21.904.881.436

Saldos al 31/12/18:						
	Activo neto por Impuesto Diferido					Total Impuesto Diferido
Concepto	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)
	17.681.628.427	777.624.849	115.697.400	206.606.962	45.412.538	18.826.970.176

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

	Saldos al 31.12.18	Reconocido en resultados	Saldos al 31.12.19
Propiedad, planta y equipo (*1)	16.424.486.097	3.170.049.823	19.594.535.920
Provisión deudores incobrables	299.618.900	21.520.522	321.139.422
Anticipos a proveedores	(44.907.916)	(5.245.245)	(50.153.161)
Anticipo de clientes	54.830.598	37.332.549	92.163.148
Deudores por venta precio efectivo	(587.214)	126.651	(460.563)
Provisiones	461.408.467	(198.537.784)	262.870.683
Bienes desafectado del uso	(586.491)	-	(586.491)
Obligaciones devengadas retiro incentivado	11.335	(11.335)	-
Provisión 200 kWh	97.478.583	37.853.533	135.332.116
Provisión por obsolescencia	167.749.510	1.032.279	168.781.789
Provisión desmantelamiento	9.037.919	3.714.741	12.752.660
Pérdidas fiscales (*2)	155.099.986	(35.384.971)	119.715.015
Inventarios	(93.593.261)	12.428.453	(81.164.808)
ingresos diferidos aporte obras de clientes	1.526.137.012	(19.830.526)	1.506.306.486
Instrumentos financieros	(396.495.557)	(159.109.340)	(555.604.897)
Costos financ. por obtención de financ.	(6.874.138)	672.790	(6.201.348)
Descuentos a devengar	(4.139.087)	46.827	(4.092.260)
Derechos de uso	178.295.435	211.252.291	389.547.727
Total	18.826.970.176	3.077.911.260	21.904.881.436

	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)
Anticipo 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 desafectado 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 diferidos 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

(*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	2019	2018
Año 2020 ISUR	354.274.104	565.736.732
Año 2024 AREAFLIN	311.464.868	-
Año 2033 AREAFLIN	-	136.658.030
Total	665.738.972	702.394.762
Activo por impuesto diferido asociado a pérdidas fiscales acumuladas	119.715.015	155.099.986

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

Concepto	2019	2018
IRAE	651.190.324	1.831.152.616
IRAE diferido	(3.077.911.260)	(2.147.314.795)
IRAE - Ajuste por liquidación con obligación devengada del ejercicio anterior	33.468.036	12.122.121
Total (ganancia) pérdida	(2.393.252.900)	(304.040.058)

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

Concepto	2019	2018
Resultado del ejercicio	6.357.291.966	11.404.964.611
Impuesto ala renta neto del ejercicio	(2.393.252.900)	(304.040.058)
Resultado antes de IRAE	3.964.039.067	11.100.924.553
IRAE (25 %)	991.009.767	2.775.231.138
Ajustes:		
Impuestos y sanciones	265.401.619	296.235.525
Ajuste valuación inversiones en el exterior	220.448.552	55.605.228
Rentas no gravadas y gastos asociados a las mismas	(22.219.507)	(58.964.018)
Ajustes posteriores a provisión	48.221.515	-
Gastos pequeñas empresas	8.952.353	7.242.619
Gastos no deducibles (costos financ. externos - retenc. IRNR)	13.351.655	9.604.279
Diferencia de valor gasoducto	29.220.867	21.453.672
Ajuste pérdida fiscal ejercicio anterior	184.938.073	(91.315.945)
Ajuste por inflación fiscal de propiedad, planta y equipo	(4.153.602.488)	(3.560.324.045)
Provisión deudores incobrables (permanente)	10.113.273	979.452
Contribuciones a favor del personal y capacitación	(365.389)	-
Ajuste FOCEM	(12.528.248)	(12.528.248)
Donaciones e indemnizaciones	91.579.334	36.282.044
Intereses fictos, arrendamiento, publicidad	5.696.104	5.889.389
Arrend. Financieros	(110.891.667)	96.520.905
Aj. saldos iniciales instrumentos financieros	359.113	-
Alta exoneración de software a proveedores	31.931.609	8.822.325
Ajuste por moneda funcional	3.792.329	91.612.218
Ajuste tasa efectiva de interés	1.744.614	-
Otros	(406.375)	13.613.405
Impuesto a la renta (ganancia) pérdida	(2.393.252.900)	(304.040.058)

5.7 Inversiones en otras entidades

Nombre	Lugar en el que opera	Participación en el patrimonio	Valor contable		Actividad principal
			2019	2018	
Central Puerto S.A.	Argentina	0,94 %	317.095.045	413.265.279	Generador termoeléctrico
Gas Sayago S.A.	Uruguay	79,35 % (*)	-	343.671.712	Construcción, operación y mantenimiento de una planta de regasificadora de gas natural licuado
ROUAR S.A.	Uruguay	50%	1.014.854.939	1.040.795.631	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	4.157.965.407	3.524.638.134	Administrar bienes para reducir el impacto negativo de los déficits hídricos sobre la situación financiera de UTE y las finanzas públicas.
			5.489.915.391	5.322.370.756	

(*) 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.

El valor de la inversión en Gas Sayago S.A. al 31/12/19 corresponde a un pasivo por \$ 653.570.280, que se expone como Provisiones, en el Pasivo no Corriente (Nota 5.14.4).

En el presente ejercicio, se generó una pérdida por las inversiones en las entidades detalladas, por un total de \$ 996.579.828 (\$ 696.195.629 en 2018).

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

	2019	2018
Total de activos	238.885.975	1.806.710.315
Total de pasivos	1.062.543.593	1.373.594.514
Activos netos	(823.657.617)	433.115.801
Participación de UTE en los activos netos	(653.570.280)	343.671.712

	2019	2018
Resultado operativo	(683.814)	(154.352.804)
Resultado antes de impuesto a la renta	(826.338.751)	(366.023.537)
Resultado del ejercicio	(1.269.714.507)	(689.952.927)
Participación de UTE en el resultado	(1.007.510.746)	(547.481.410)

Tal como se indica en Nota 12, a la fecha de cierre del presente ejercicio, Gas Sayago S.A. está en proceso de liquidación.

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

	2019	2018
Total de activos	3.869.664.980	3.638.174.972
Total de pasivos	1.839.955.102	1.556.583.711
Activos netos	2.029.709.879	2.081.591.261
Participación de UTE en los activos netos	1.014.854.939	1.040.795.631

	2019	2018
Resultado operativo	150.689.784	135.232.725
Resultado antes de impuesto a la renta	59.223.356	38.875.904
Resultado del ejercicio	25.674.725	15.463.044
Participación de UTE en el resultado	12.583.892	7.984.992

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

	2019	2018
Total de activos	4.158.060.991	3.525.045.041
Total de pasivos	95.584	406.907
Activos netos	4.157.965.407	3.524.638.134
Participación de UTE en los activos netos	4.157.965.407	3.524.638.134

	2019	2018
Resultado operativo	1.163.180	(1.428.852)
Resultado antes de impuesto a la renta	94.517.260	131.429.183
Resultado del ejercicio	94.517.260	131.194.362
Participación de UTE en el resultado	94.517.260	131.194.362

5.8 Bienes en comodato

A continuación, se detalla la composición de bienes en comodato expresada en miles de pesos:

Concepto	Generación	Parque de Vacaciones	Otros	Total
Valor bruto al 31.12.18	349.256	157.556	2.404	509.216
Altas	-	-	-	-
Bajas	-	-	-	-
Traslado	6.426	-	-	6.426
Valor bruto al 31.12.2019	355.682	157.556	2.404	515.642
Amortización acumulada al 31.12.18	141.956	7.895	2.404	212.255
Amortizaciones	10.941	2.799	-	13.740
Bajas	-	-	-	-
Traslado	529	-	-	529
Amortización acumulada al 31.12.2019	153.426	70.694	2.404	226.524
Valores netos al 31.12.2019	202.256	86.861	-	289.117

Concepto	Generación	Parque de Vacaciones	Otros	Total
Valor bruto al 31.12.17	349.256	157.556	2.404	509.216
Altas	-	-	-	-
Valor bruto al 31.12.2018	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 31.12.2018	141.956	67.895	2.404	212.255
Valores netos al 31.12.2018	207.300	89.661	-	296.960

5.9 Instrumentos financieros

5.9.1 Inversiones en otros activos financieros

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

2019							
	Vencimiento	Moneda	Saldos en moneda de origen	Tasa promedio	Corriente	No corriente	Total equivalente en pesos
Activos financieros mantenidos hasta el vencimiento							
Certificados de depósitos transferibles	Enero 2020	U\$S	70.002.982	0,50%	2.611.671.253	-	2.611.671.253
Swaps de tasa de interés (*)	-	U\$S	1.789.050	-	66.745.882	-	66.745.882
Activos financieros al valor razonable con cargo a resultados							
Cambio comprado a futuro (**)	dic. 2020 y feb. 2021	-	-	-	2.192.473.746	21.682.378	2.214.156.125
					4.870.890.882	21.682.378	4.892.573.260
2018							
	Vencimiento	Moneda	Saldos en moneda de origen	Tasa promedio	Corriente	No corriente	Total equivalente en pesos
Activos financieros mantenidos hasta el vencimiento							
Certificados de depósitos transferibles	Enero 2019	\$	2.500.645.078	2,23 %	2.500.645.078	-	2.500.645.078
Certificados de depósitos transferibles	Enero 2019	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	-	299.102.031	-	299.102.031
Activos financieros al valor razonable con cargo a resultados							
Cambio comprado a futuro (**)	diciembre. 2020				571.895.754	713.732.561	1.285.628.315
					4.992.022.531	713.732.561	5.705.755.093

(*) Corresponde al valor razonable de los swaps de tasa de interés. Al 31/12/19 se incluyen los contratados con Bank of America N.A., Citibank N.A. London Branch y Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A. Al 31/12/18 adicionalmente se incluyen los contratados con Santander New York y HSBC New York. Las operaciones de cobertura contratadas consisten en swaps de tipo de interés variable contra interés fijo, los cuales se encuentran detallados en Nota 9.2.2. En el ejercicio 2019 la valuación de dichos instrumentos generó una pérdida de U\$S 2.532.596, equivalente a \$ 87.708.262 (ganancia de U\$S 3.785.358 equivalente a \$ 102.713.321 en ejercicio 2018).

(**) Corresponde al valor razonable de los contratos de compraventa de divisas a futuro celebrados con el Banco Central del Uruguay (BCU) con fecha 11 de diciembre de 2017 y 10 de junio de 2019, los cuales se detallan en Nota 9.2.1. En el ejercicio 2019 se generó por estos contratos una ganancia de U\$S 58.541.860, equivalente a \$ 2.047.087.129 (U\$S 48.415.514 equivalente a \$ 1.685.261.619 en ejercicio 2018).

5.9.2 Mediciones a valor razonable en el Estado de situación financiera

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

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

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

Instrumento financiero	Total equivalente en moneda nacional		Nivel
	2019	2018	
Acciones en Central Puerto S.A.	317.095.045	413.265.279	1
Swap de tasa de interés - Activo	66.745.882	299.102.031	2
Swap de tasa de interés - Pasivo	(46.556.101)	-	2
Cambio comprado a futuro - Activo C/P	2.192.473.746	571.895.754	2
Cambio comprado a futuro - Activo L/P	21.682.378	713.732.561	2

5.10 Acuerdos de concesión de servicios

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

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

Al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, 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 Norma Internacional de Contabilidad del Sector Público (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 31.12.18	45.010.417.966	12.170.158.985	57.180.576.952
Altas	-	-	-
Bajas	-	-	-
Valor bruto al 31.12.19	45.010.417.966	12.170.158.985	57.180.576.952
Amortización acumulada al 31.12.18	6.766.172.203	751.492.915	7.517.665.118
Amortizaciones	2.265.476.185	446.333.345	2.711.809.530
Bajas	-	-	-
Amortización acumulada al 31.12.19	9.031.648.388	1.197.826.260	10.229.474.647
Valores netos al 31.12.19	35.978.769.579	10.972.332.725	46.951.102.304
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
Valores netos al 31.12.18	38.244.245.763	11.418.666.071	49.662.911.834

5.10.2 Pasivo por concesión de servicios

En virtud de los acuerdos descritos 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 2019 se reconoció un ingreso por \$ 2.711.809.530 (\$ 2.638.479.298 en igual período del 2018). El pasivo por dicho concepto se detalla a continuación:

	2019	2018
Ingreso diferido por acuerdos de concesión C/P	2.711.809.530	974.642.864
Ingreso diferido por acuerdos de concesión L/P	44.239.292.774	48.688.268.970
Saldo final	46.951.102.304	49.662.911.834

5.11 Acreedores comerciales

A continuación, se presenta el detalle de las deudas comerciales:

	Corriente		No Corriente	
	2019	2018	2019	2018
Proveedores por compra de energía	590.091.343	157.000.729	-	-
Acreedores comerciales	2.687.867.037	4.049.374.171	-	-
Adelantos derecho uso Estación Conversora	561.892.144	511.625.744	-	-
Depósitos recibidos en garantía	411.099.707	348.377.589	-	-
Obligaciones devengadas por compra de energía	873.045.626	1.213.318.508	-	-
Otras obligaciones devengadas comerciales	978.437.775	1.099.417.105	-	-
Anticipos de clientes	229.270.052	251.867.395	-	-
Retenciones a terceros	239.118.611	237.545.577	-	-
Deuda documentada acreedores	-	885.489.567	-	-
	6.570.822.296	8.754.016.384	-	-

5.12 Préstamos y otros pasivos financieros

	Corriente		No corriente	
	2019	2018	2019	2018
Endeudamiento con el exterior				
Finan. de inversiones-Organismos multilaterales (i)	2.551.316.587	2.072.737.077	24.234.348.488	21.898.587.503
Finan. de inversiones-Inst. financieras varias (ii)	1.363.238.404	1.378.839.983	10.407.947.004	9.903.061.762
Comisión de compromiso	-	2.126.174	-	-
Intereses a pagar	1.572.433.324	1.189.045.681	6.898.942.319	5.479.399.409
Intereses a vencer	(1.202.606.474)	(985.242.574)	(6.898.92.319)	(5.479.399.409)
Costos financieros a devengar (*)	(145.736.913)	(143.520.842)	(513.989.667)	(568.375.058)
Total del endeudamiento con el exterior	4.138.644.929	3.513.985.499	34.128.305.825	31.233.274.207
Endeudamiento local				
Financiamiento de inversiones (iii)	124.721.206	115.055.621	748.327.239	805.389.348
Obligaciones negociables en UI (iv)	136.244.567	424.461.148	11.130.010.550	10.393.148.184
Obligaciones negociables en UR (iv)	3.546.798	3.153.371	3.842.777.564	3.514.926.294
Intereses a pagar	603.894.735	576.686.802	6.447.665.832	6.499.566.243
Intereses a vencer	(482.214.014)	(463.314.010)	(6.447.665.832)	(6.499.566.243)
Total del endeudamiento local	386.193.293	656.042.932	15.721.115.352	14.713.463.826
Instrumentos financieros derivados (Nota 5.12.3)	46.556.101	-	-	-
Total	4.471.394.322	4.170.028.431	49.849.421.177	45.946.738.033

(*) 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 devengan como costos por intereses en base a la metodología de la tasa efectiva establecida por la NIC 39. Fueron imputados al costo del activo apto (parque eólico) durante el período de construcción y posteriormente se reconocen como gastos por intereses.

5.12.1 Resumen de las condiciones de los préstamos

(i) Se trata de obligaciones por endeudamiento con el exterior contratadas a mediano y largo plazo con organismos multilaterales de los cuales Uruguay es miembro, destinadas a financiamiento de inversiones. Dicho pasivo se amortiza semestralmente en períodos de 5 a 25 años de plazo. Los saldos adeudados al 31/12/19 corresponden a un total equivalente a U\$S 228.750.692 pactados a tasa de interés fija y U\$S 489.209.667 a tasa de interés variable en función de la LIBOR más un spread.

En abril de 2019 el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) aprobó la 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 41.103.727
- Monto convertido: \$ 1.387.045.261 (tipo de cambio 33,745)
- Plazo: 15 años (vencimiento 15/09/33)

En agosto de 2019 el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) aprobó la 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 43.033.870
- Monto convertido: \$ 1.523.399.005 (tipo de cambio 35,400)
- Plazo: 18 años (vencimiento 15/09/37)

(ii) Conciernen a préstamos obtenidos de diversas instituciones financieras del exterior para financiamiento de inversiones, contratados a mediano y largo plazo. Los mismos se amortizan semestralmente en períodos de 8 a 25 años. Los saldos adeudados por dicho concepto al 31/12/19 arbitrados a dólares estadounidenses, corresponden a U\$S 308.013.708 pactado a tasa de interés fija y U\$S 7.500.000 pactado a tasa de interés variable.

(iii) Se trata de endeudamiento local contratado para financiamiento de inversiones a mediano y largo plazo. El saldo de la deuda al 31/12/19, que devenga intereses a tasa fija, asciende a un total equivalente a U\$S 23.401.106.

(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. El 30/12/19 se procedió al último pago de amortización e intereses de las obligaciones negociables emitidas en diciembre 2009 (serie I) por UI 37.117.750 y 974.341, respectivamente.
- 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 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 31/12/19 por la totalidad de obligaciones negociables emitidas es de UI 2.580.866.191 y UR 3.209.041 de acuerdo al siguiente detalle:

Emisión	Moneda	Monto	Tasa	Prox. vencimiento de amortización	Obs.
III	UI	30.035.417	3,38 %	30/03/2020	
Dic. 2012	UI	786.569.422	3,18 %	26/12/2040	(1)
Dic. 2013	UI	929.761.456	4,50 %	02/12/2026	(1)
Ago. 2014	UR	3.209.041	2,77 %	06/08/2024	(1)
Feb. 2015	UI	834.499.896	4,65 %	25/02/2033	(1)

(1) En cumplimiento a lo establecido en la NIIF 9 – “Instrumentos Financiero”, las obligaciones emitidas en los ejercicios 2012 a 2015 se registraron a su valor razonable (valor emitido más/menos las primas por emisión obtenidas), devengando el interés a la tasa efectiva correspondiente.

5.12.2 Líneas de crédito aprobadas pendientes de utilización

Al 31/12/19 no existen préstamos pendientes de utilización.

5.12.3 Instrumentos financieros derivados

Swaps de tasas de interés

Al cierre del ejercicio anterior UTE había contratado instrumentos financieros derivados para cubrirse del riesgo de tipo de interés con los siguientes bancos: Bank of America N.A., Citibank N.A. London Branch, Santander New York, HSBC New York y Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A. El valor razonable de dichos instrumentos al 31/12/18 se detalla en Nota 5.9.1, ya que correspondió a un activo. Sin embargo, el valor razonable al 31/12/19 de algunos de los instrumentos señalados corresponde a un activo (detallado en Nota 5.9.1) y el resto a un pasivo por un total de U\$S 1.247.885 (equivalente a \$ 46.556.101). El detalle de los swaps se encuentra en Nota 9.2.2.

Por los instrumentos expuestos en el pasivo, se generó en el presente ejercicio una pérdida de U\$S 4.050.927, equivalente a \$ 139.773.094.

5.13 Otras cuentas por pagar

A continuación, se presenta el detalle de las otras cuentas por pagar:

	Corriente		No corriente	
	2019	2018	2019	2018
Deudas con el personal	888.732.869	823.778.701	-	-
Obligac. dev. por aguinaldo, licencia, hs. extras, etc.	1.422.984.545	1.297.794.513	-	45.341
Obligaciones devengadas por incentivo productividad	820.375.474	738.231.124	-	-
Ingreso diferido por subvenciones	50.112.992	50.112.992	1.774.835.127	1.824.948.119
Ingreso diferido por aportes de generadores	135.826.299	134.550.943	4.851.808.535	4.905.045.891
Acreedores fiscales	435.152.160	356.460.884	-	-
IVA a pagar	10.145.676	18.111.609	-	-
Tasa alumbrado público Intendencias	469.222.693	301.826.669	-	-
Deudas varias	169.175.627	86.774.862	-	-
Obligaciones devengadas por impuesto a la renta	12.030	11.120	-	-
Obligaciones devengadas varias	63.163.850	54.975.056	-	-
	4.464.904.215	3.862.628.473	6.626.643.662	6.730.039.351

5.14 Provisiones

A continuación, se presenta el detalle de las provisiones:

	Corriente		No corriente	
	2019	2018	2019	2018
Provisión por juicios	982.092.694	954.035.990	66.730.490	896.192.962
Provisión por beneficios a los empleados	27.523.103	24.529.455	513.805.363	365.384.879
Provisión por desmantelamiento	-	-	79.947.280	36.151.674
Otras provisiones	-	-	653.570.280	-
	1.009.615.797	978.565.445	1.314.053.413	1.297.729.515

5.14.1 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 193 juicios en curso por un monto pretendido total de U\$S 193.211.678 equivalente a \$ 7.208.341.279 al 31/12/19. 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 aquellos que de acuerdo a la opinión profesional del área jurídica del Grupo, es altamente probable que el resultado final del mismo, sea desfavorable. Asimismo, se provisionaron indemnizaciones por servidumbre en vía administrativa para las que se estimó muy probable su pago.

Los saldos de la provisión son los siguientes:

	Corriente		No corriente	
	2019	2018	2019	2018
Provisión por juicios	982.092.694	954.035.990	66.730.490	896.192.962

Conciliación entre saldo inicial y final:

	2019	2018
Saldo inicial	1.850.228.952	1.685.338.545
Dotaciones e incrementos	278.865.165	381.987.454
Importes objeto de reversión	(731.577.972)	(213.212.539)
Importes utilizados contra la provisión	(348.692.963)	(3.884.507)
	1.048.823.183	1.850.228.952

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

Al cierre del ejercicio están pendientes 18.403 acciones promovidas por el Grupo por un monto reclamado total, actualizado al 31/12/19 de U\$S 43.982.621 equivalente a \$ 1.640.903.621, dentro de los cuales se incluyen fundamentalmente los conceptos de juicios ejecutivos e irregularidades tarifarias.

5.14.2 Provisión por beneficios a los empleados

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

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

A continuación, se detalla el pasivo reconocido por este concepto:

	Corriente		No corriente	
	2019	2018	2019	2018
Provisión 200 kWh	27.523.103	24.529.455	513.805.363	365.384.879

El cargo al resultado del ejercicio correspondiente a la prestación de consumo de energía eléctrica, corresponde a un incremento de gastos de \$ 202.611.294 en 2019 (incremento de gastos de \$ 42.685.232 en 2018), el cual se incluye dentro del capítulo Gastos de personal.

5.14.3 Provisión por desmantelamiento

La provisión por desmantelamiento corresponde a la estimación del valor actual de los costos a incurrir por el Grupo en el desmantelamiento de parques eólicos. Dicha estimación incluye la realización de supuestos clave, considerando principalmente el valor de desmontaje de bases, palas y torres, transporte, mano de obra, rehabilitación del sitio y la tasa efectiva de interés para el cálculo del valor presente.

A continuación, se detalla el pasivo reconocido por este concepto:

	No corriente	
	2019	2018
Provisión desmantelamiento parques eólicos	79.947.280	36.151.674

5.14.4 Otras provisiones

Se incluye el pasivo generado por la participación de UTE en Gas Sayago S.A. El saldo por dicho concepto asciende a:

	No corriente	
	2019	2018
Provisión por participación en Gas Sayago S.A.	653.570.280	-

5.15 Patrimonio neto

- Capital, Aportes a capitalizar y Reserva por reexpresión

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

- Reservas por conversión

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

- Prima (descuento) de emisión

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

- Otras reservas

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

- Transferencia neta al Fondo de estabilización energética

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

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

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

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

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

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

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

- Versión de resultados

Por R19.-89 del 24 de enero de 2019 se aprobó el pago de adelanto de versión de resultados de 2019 por \$ 2.736.701.640 (en 12 cuotas mensuales) y por R19.-1246 del 16 de mayo el ajuste de la versión de 2018 por U\$S 100.000.000. En tal sentido, durante el ejercicio 2019 fue vertida a Rentas Generales un total equivalente a \$ 6.258.501.640, lo que determina una reducción de resultados acumulados por el referido importe, tal como se indica a continuación:

	Pagado	Pasivo	Total
Ajuste versión 2018	3.521.800.000	-	3.521.800.000
Adelanto a cuenta versión 2019	2.736.701.640	-	2.736.701.640
Reducción de resultados de períodos anteriores	6.258.501.640	-	6.258.501.640

En el ejercicio 2018 fue vertida a Rentas Generales la suma de \$ 10.473.583.973, reconociéndose una disminución de los resultados acumulados por el referido importe. Dicha cifra incluía \$ 2.543.875.860 por concepto de versión a cuenta del resultado del ejercicio 2018 y \$ 7.929.708.113 por ajuste de la versión del ejercicio 2017.

A su vez, en el ejercicio 2018 se había reconocido una reducción de resultados acumulados de \$ 6.176.378.000 (equivalente a U\$S 194.000.000) correspondiente a la suma vertida por la administradora del Fideicomiso de Administración del Fondo de Estabilización Energética a Rentas Generales, en cumplimiento del art.2 de la Ley 19.620.

NOTA 6 INFORMACIÓN REFERENTE A PARTIDAS DEL ESTADO DE RESULTADOS

6.1 Detalle de ingresos por su naturaleza

Venta de energía eléctrica	2019	2018
Venta de energía eléctrica local:		
Residencial	22.240.955.450	21.207.780.678
Consumo básico residencial	3.148.256.620	2.717.007.390
Bonificación consumo básico residencial	(1.578.039.977)	(1.389.341.491)
Medianos consumidores	8.889.556.776	9.015.684.649
Grandes consumidores	8.434.233.671	8.192.729.335
General	5.170.215.836	4.954.217.053
Cargos fijos	4.336.268.038	4.010.079.660
Alumbrado público	1.523.371.266	1.474.937.409
Zafra	253.384.107	367.747.003
Otras tarifas	103.979.154	149.851.713
	52.522.180.941	50.700.693.399
Venta de energía eléctrica al exterior	2.522.799.273	1.921.518.625
Bonificaciones	(4.364.932.840)	(1.925.985.525)
Total	50.680.047.374	50.696.226.499

Otros ingresos operativos	2019	2018
Derechos de carga	345.618.307	370.301.178
Ingresos por peajes	243.565.066	211.585.130
Ingresos por consultorías	164.310.351	132.693.215
Otros ingresos	121.237.564	79.404.674
Tasas	104.458.672	98.861.651
Ingresos por derechos de uso estación convertidora	26.068.611	22.856.137
Bonificaciones derechos de conexión y tasas	(95.056.795)	(75.613.130)
Total	910.201.777	840.088.856

Ingresos varios	2019	2018
Ingreso por bienes en concesión de servicios (Nota 5.10.2)	2.711.809.530	2.638.479.298
Aportes de clientes y generadores para obras	380.317.781	517.722.785
Ventas varias y de otros servicios	278.758.770	250.264.938
Ingresos por bienes producidos y reparados	259.194.184	209.534.824
Multas y sanciones	119.419.329	193.055.610
Ingresos por subvenciones	50.112.992	50.112.992
Resultado por activos biológicos	42.320.308	20.112.990
Ingresos varios	22.194.999	35.717.404
Ingresos por eficiencia energética	3.067.861	45.495.624
Total	3.867.195.753	3.960.496.464

6.2 Detalle de gastos por su naturaleza

Costos de ventas	2019	2018
Compra de energía eléctrica	14.146.747.411	12.170.289.282
Amortizaciones	7.250.895.179	6.979.529.817
Personal	5.690.449.230	5.217.887.873
Suministros y servicios externos	2.621.722.120	2.211.107.089
Materiales energéticos y lubricantes	927.466.866	1.460.642.998
Materiales	422.919.825	410.029.422
Transporte	207.054.704	316.669.360
Tributos	48.937.470	39.875.360
Trabajos para inversiones en curso - personal (*)	(983.845.614)	(914.344.118)
Total	30.332.347.190	27.891.687.082

Gastos de administración y ventas	2019	2018
Personal	5.547.976.275	5.261.711.779
Suministros y servicios externos	2.421.313.763	2.092.443.537
Impuesto al patrimonio	1.046.386.358	1.164.791.751
Amortizaciones	1.039.293.627	633.919.503
Pérdida por deudores incobrables	446.050.046	524.687.497
Tributos	373.777.970	352.026.322
Transporte	232.479.921	255.851.072
Materiales	186.911.971	164.207.747
Trabajos para inversiones en curso - personal (*)	(64.982.533)	(54.431.258)
Total	11.229.207.399	10.395.207.950

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

Otros gastos	2019	2018
Amortización Parques eólicos en concesión (Nota 5.10.1)	2.711.809.530	2.638.479.298
Indemnizaciones	322.704.226	101.134.597
Subsidios y transferencias	358.705.431	281.205.510
Pérdida por inversiones (Nota 5.7)	996.579.828	696.195.629
Aportes a asociaciones y fundaciones	80.798.136	81.157.081
Pérdida por obsolescencia	51.189.964	30.408.884
Varios	10.557.742	19.111.242
Costo de ventas eficiencia energética	6.492.480	22.115.422
Pérdida por baja de propiedad, planta y equipo	5.699.431	38.088.943
Donaciones	1.725.301	-
Costo de ventas de equipos y otros bienes	8.011	409.575
Gastos Servicios Auxiliares		
Personal	706.159.298	401.629.043
Suministros y servicios externos	307.063.693	201.704.364
Materiales	182.818.115	125.236.216
Amortizaciones	58.466.503	44.357.188
Varios	23.401.592	14.947.568
Transporte	10.842.141	7.606.431
Tributos	7.422.821	5.317.851
Total	5.842.444.242	4.709.104.841

6.3 Resultados financieros

	2019	2018
Resultado por instrumentos financieros derivados (*3)	1.819.605.774	1.787.974.934
Multas y recargos a clientes (Nota 5.2)	1.307.172.901	1.256.784.937
Ingresos por intereses	179.034.762	261.159.338
Otros cargos financieros netos	(3.253.437)	1.465.166
Gastos de préstamo y otros financiamientos	(17.461.144)	(40.324.032)
Multas y recargos (BPS - DGI - Intendencias)	(13.371.466)	(7.595.256)
Descuento por pronto pago concedidos	(86.337.936)	(80.370.992)
Egresos por intereses (*1)	(3.555.531.954)	(2.358.486.884)
Diferencia de cambio y cotización (*2)	(3.719.264.505)	(2.220.494.604)
Total	(4.089.407.005)	(1.399.887.392)

(*1) En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 los egresos por intereses ascendieron a un total equivalente a \$ 3.755.227.779 (\$ 3.213.833.402 en 2018), de los cuales \$ 199.695.826 (\$ 855.346.518 en 2018) 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 (Nota 16.2).

(*2) En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 la diferencia de cambio y cotización corresponde a una pérdida de \$ 3.858.707.031 (\$ 2.934.309.145 en 2018) de los cuales \$ 139.442.526 (\$ 713.814.541 en 2018) se capitalizaron como parte del costo de obras en curso.

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

	2019	2018
Disponibilidades	8.404.713.657	9.180.103.045
Inversiones en otros activos financieros	2.611.671.254	4.121.024.746
	11.016.384.911	13.301.127.791

En el ejercicio 2019 se realizaron altas de propiedad, planta y equipo (netas de capitalizaciones de obras en curso) por \$ 7.129.133.296 (\$ 8.480.589.790 en 2018). En el Estado se expone una aplicación de \$ 6.796.046.683 (\$ 6.058.487.193 en 2018), 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 período por \$ 257.788.360 (\$ 49.538.170 en 2018),
- altas de bienes pendientes de pago por \$ 12.015.262 (\$ 35.050.565 en 2018)
- bajas obras en curso por reversión de provisión de juicios, por \$ 501.401.668,
- aportes de clientes para obras por \$ 216.684.009 (\$ 372.455.974 en 2018),
- aportes de generadores (Nota 5.13) por \$ 8.862.299 (\$ 321.720.297 en 2018),
- capitalización de costos de préstamos por \$ 339.138.352 (\$ 1.569.161.059 en 2018),
- uso de certificados de créditos por \$ 74.176.533 en 2018.

Aportes a entidades relacionadas:

- Se realizó un pago de U\$S 297.559, equivalente a \$ 10.268.754 a efectos de cancelar intereses del pasivo mantenido por Gas Sayago S.A. con el Banco de Desarrollo de América Latina (CAF), según se detalla en Nota 12. En el ejercicio 2018 el pago del pasivo mencionado fue de U\$S 24.028.992, equivalentes a \$ 775.319.458.

Cobro de dividendos de entidades relacionadas:

- En asamblea general extraordinaria de accionistas celebrada el 5 de diciembre de 2019, ROUAR S.A. aprobó la distribución de dividendos a los accionistas, recibiendo el Grupo la suma de U\$S 5.224.888, equivalente a \$ 193.362.660.

Distribución de dividendos y rescate de participaciones:

- En asamblea general ordinaria de accionistas celebrada el 23 de abril de 2019, AREAFILIN S.A. aprobó una distribución de dividendos en efectivo, por la cual se pagó a las participaciones no controladoras U\$S 1.051.484, equivalentes a \$ 36.870.811. En el ejercicio 2018 se pagó por este concepto la suma de U\$S 4.322.640, equivalentes a \$ 119.213.049.
Por otra parte, con fecha 30 de setiembre de 2019 la asamblea general extraordinaria de accionistas resuelve reducir el capital integrado de la sociedad mediante el procedimiento de rescate de acciones previsto en el artículo 290 de la Ley 16.060. Por tal motivo el Grupo pagó U\$S 4.000.000, equivalentes a \$ 150.916.000 a las participaciones no controladoras.
- El Fideicomiso Financiero PAMPA, el 23 de abril de 2019 realizó una distribución de fondos a los titulares de Certificados de participación, correspondiendo a las participaciones no controladoras el cobro de U\$S 8.790.701, equivalentes a \$ 300.205.813. En el ejercicio 2018 se pagó por este concepto el monto de U\$S 17.581.405, equivalente a \$ 504.793.080 a participaciones no controladoras.
- El Fideicomiso Financiero ARIAS, en el ejercicio 2019 distribuyó fondos a los titulares de Certificados de participación, siendo U\$S 7.200.000, equivalentes a \$ 262.826.400, el importe correspondiente a las participaciones no controladoras. En el ejercicio 2018 el Grupo pagó por este concepto, la suma de U\$S 7.600.000, equivalente a \$ 244.887.200.

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 2019 y 31 de diciembre de 2018, expresados en moneda de origen y la posición total expresada en pesos uruguayos, se exponen a continuación:

Posición al 31/12/19

	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	123.559	2.000	0	-	-	486	4.711.472
Inversiones en otros activos financieros	129.546	-	-	-	-	-	4.833.117
Deudores Comerciales	23.287	-	-	-	-	-	868.806
Otras cuentas por cobrar	5.144	311	-	-	-	2.058	281.672
Total Activo corriente	281.536	2.311	0	-	-	2.544	10.695.067
Activo no corriente							
Otras cuentas por cobrar	4.433	4	18.820	-	-	6.174	570.667
Inversiones en otros activos financieros	581	-	-	-	-	-	21.682
Deudores Comerciales	-	-	-	19.321	-	-	84.343
Total Activo no corriente	5.014	4	18.820	19.321	-	6.174	676.692
TOTAL ACTIVO	286.550	2.315	18.820	19.321	-	8.718	11.371.760
PASIVO							
Pasivo corriente							
Acreedores comerciales	91.957	4.223	332	-	-	6	3.610.538
Préstamos y otros pasivos financieros	70.752	6.369	-	77.841	39	-	3.292.032
Pasivo por arrendamiento	15.953	-	21.349	7.132	-	-	824.583
Otras cuentas por pagar	17.372	249	-	-	-	58	660.674
Total Pasivo corriente	196.034	10.841	21.681	84.973	39	64	8.387.828
Pasivo no corriente							
Préstamos y otros pasivos financieros	327.898	52.187	-	2.721.082	3.206	-	30.135.636
Pasivo por arrendamiento	240.781	-	302.295	113.637	-	-	12.286.425
Otras cuentas por pagar	-	-	-	-	-	229	8.528
Provisiones	964	-	-	-	-	-	35.970
Total Pasivo no corriente	569.643	52.187	302.295	2.834.719	3.206	229	42.466.559
TOTAL PASIVO	765.677	63.027	323.976	2.919.691	3.245	292	50.854.387
POSICIÓN NETA PASIVA (ACTIVA)	479.127	60.712	305.156	2.900.370	3.245	(8.426)	39.482.627

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
Inversiones en otros activos financieros	76.810	-	-	-	-	-	2.489.093
Deudores Comerciales	8.944	-	-	(2.916)	-	-	278.095
Otras cuentas por cobrar	5.364	3.315	-	-	-	2.756	385.992
Total Activo corriente	263.830	5.056	0	(2.916)	-	3.217	8.829.561
Activo no corriente							
Otras cuentas por cobrar	10.112	482	18.115	-	-	11.347	864.818
Inversiones en otros activos financieros	22.025	-	-	-	-	-	713.733
Deudores Comerciales	-	-	-	19.321	-	-	77.807
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
PASIVO							
Pasivo corriente							
Acreedores comerciales	134.222	32.302	(2.505)	-	-	6	5.526.035
Préstamos y otros pasivos financieros	77.648	3.377	-	152.393	39	-	3.297.467
Pasivo por arrendamiento	3.546	-	19.396	-	-	-	277.169
Otras cuentas por pagar	9.398	90	-	-	-	1.373	352.376
Total Pasivo corriente	224.814	35.769	16.890	152.393	39	1.379	9.453.047
Pasivo no corriente							
Préstamos y otros pasivos financieros	405.595	58.548	-	2.780.864	3.209	-	30.027.095
Pasivo por arrendamiento	121.922	-	310.444	-	-	-	6.548.326
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
POSICIÓN NETA PASIVA (ACTIVA)	456.364	88.779	309.219	2.916.852	3.248	(13.185)	35.542.550

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

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

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

	2019	2018
Deuda (i)	67.540.253.473	56.942.260.997
Efectivo y equivalentes	(11.016.384.911)	(13.301.127.791)
Deuda neta	56.523.868.562	43.641.133.206
Patrimonio (ii)	123.536.198.295	122.602.728.142
Deuda neta sobre patrimonio	45,8 %	35,6 %

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

(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 12,58% (2018: 8%) o escenario 2 devaluación del 9,09% (2018: 3,38%) 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	
	2019	2018
Escenario 1: Pérdida	2.537.408.627	1.447.192.021
Escenario 2: Pérdida	1.834.375.546	610.342.356

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 8,7% (2018: 7,9%) o escenario 2 inflación del 7,7% (2018: 7%). Las tasas de sensibilidad consideradas, corresponden al resultado de las encuestas que realiza el Banco Central del Uruguay a analistas económicos y son tomadas por la Dirección del Grupo como una base razonable para el análisis de los riesgos financieros derivados de cambios en el valor de la UI y UR. En particular, las tasas consideradas corresponden a la inflación mínima y máxima esperada, respectivamente.

	Impacto valor de la Unidad Indexada y Unidad Reajutable	
	2019	2018
Escenario 1: Pérdida	1.439.864.510	1.208.971.885
Escenario 2: Pérdida	1.274.362.842	1.071.240.911

Contratos de compraventa de divisas a futuro

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 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 (\$)
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 2019 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó en el corto plazo un activo de U\$S 56.246.405 (equivalentes a \$ 2.098.440.874). Al 31/12/18 el activo ascendía a U\$S 17.647.835 (equivalentes a \$ 571.895.754) en el corto plazo y a U\$S 22.024.704 (equivalentes a \$ 713.732.561) en el largo plazo.

El 10 de junio de 2019, se firmó un contrato de compraventa de divisas a futuro con el Banco Central del Uruguay (BCU) en similares condiciones al anterior, 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 (\$)
23/01/2020	36,740	10.000.000	367.399.100
21/02/2020	36,956	10.000.000	369.561.800
24/03/2020	37,221	10.000.000	372.209.800
24/04/2020	37,472	10.000.000	374.717.500
26/05/2020	37,750	10.000.000	377.495.500
26/06/2020	37,979	10.000.000	379.791.000
24/07/2020	38,190	10.000.000	381.902.300
21/08/2020	38,395	10.000.000	383.954.600
24/09/2020	38,648	10.000.000	386.483.900
23/10/2020	38,873	10.000.000	388.727.400
24/11/2020	39,115	10.000.000	391.146.400
23/12/2020	39,343	10.000.000	393.429.600
27/01/2021	39,613	10.000.000	396.130.100
24/02/2021	39,830	10.000.000	398.295.300

Al 31 de diciembre de 2019 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó en el corto plazo un activo de U\$S 2.520.448 (equivalentes a \$ 94.032.873) y en el largo plazo un activo de U\$S 581.172 (equivalentes a \$ 21.682.378).

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 31/12/19. 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 de doce meses, que puede tener la fluctuación anteriormente mencionada, se resume en el siguiente cuadro:

	Reducción	Incremento
Escenario incremento de tasas	-	61.405.755
Escenario reducción de tasas	15.351.430	-

Swaps de tasas de interés

El 27 de octubre de 2011, se contrató un instrumento financiero derivado con Santander New York (posteriormente Banco Santander S.A. de Madrid) con el objetivo de cubrirse del riesgo de tipo de interés originado por el préstamo de la CAF de U\$S 150.000.000 de diciembre 2008. Dicho instrumento es para cubrir un monto de hasta U\$S 100.000.000. El 12 de agosto de 2015, se contrató un instrumento financiero derivado con Citibank N.A. London Branch, con el objetivo de cubrirse del riesgo de tipo de interés originado por el préstamo de la CAF de U\$S 200.000.000 de diciembre de 2013. Dicho instrumento es para cubrir un monto de hasta U\$S 79.714.338.

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

El 17 de agosto de 2017, se contrató un instrumento financiero derivado con HSBC Nueva 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 79.625.693.

El 18 de agosto de 2017, se contrató un instrumento financiero derivado con Bank of América N.A con el objetivo de cubrirse del riesgo de tipo de interés originado por el préstamo de la CAF de U\$S 180.000.000 de diciembre de 2012. Dicho instrumento es para cubrir un monto de hasta U\$S 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	National amount (en dólares)
27/10/2011	22/12/2011	100.000.000
22/12/2011	22/06/2012	100.000.000
22/06/2012	22/12/2012	100.000.000
22/12/2012	22/06/2013	100.000.000
22/06/2013	22/12/2013	95.454.545
22/12/2013	22/06/2014	90.909.090
22/06/2014	22/12/2014	86.363.635
22/12/2014	22/06/2015	81.818.180
22/06/2015	22/12/2015	77.272.727
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	4.545.455

-Tasa de interés

- Santander S.A.: U\$S-LIBOR-BBA a 6 meses vigente al primer día de cada período de cálculo de intereses.
- 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 2019 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un pasivo de U\$S 352.113 (equivalentes a \$ 13.136.615). Al 31/12/18 se había reconocido un activo por U\$S 639.885 (equivalentes a \$ 20.736.108).

Swap Citibank N.A., London Branch

-Notional amount (monto imponible)

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

-Tasa de interés

a) Citibank N.A., London Branch: 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 2019 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un activo de U\$S 465.541 (equivalentes a \$ 17.368.404). Al 31/12/18 el activo ascendía a U\$S 2.928.629 (equivalentes a \$ 94.905.151).

Swap Bank of America (nº1)

-Notional amount (monto imponible)

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

-Tasa de interés

a) Bank of America, N.A.: 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 2019 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un activo de U\$S 285.079 (equivalentes a \$ 10.635.727). Al 31/12/18 el activo ascendía a U\$S 2.342.052 (equivalentes a \$ 75.896.537).

Swap HSBC Bank USA

-Notional amount (monto imponible)

Fecha de inicio	Fecha de vencimiento	National amount (en dólares)
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	69.672.394
10/06/2019	08/12/2019	64.695.794
09/12/2019	08/06/2020	59.719.195
09/06/2020	08/12/2020	54.742.595
09/12/2020	08/06/2021	49.765.996
09/06/2021	08/12/2021	44.789.396
09/12/2021	08/06/2022	39.812.797
09/06/2022	08/12/2022	34.836.197
09/12/2022	08/06/2023	29.859.597
09/06/2023	08/12/2023	24.882.998
09/12/2023	08/06/2024	19.906.398
09/06/2024	08/12/2024	14.929.799
09/12/2024	08/06/2025	9.953.199
09/06/2025	08/12/2025	4.976.600

-Tasa de interés

a) HSBC Bank USA: U\$S-LIBOR-BBA a 6 meses vigente al primer día de cada período de cálculo de intereses.

b) El Grupo paga una tasa fija.

Al 31 de diciembre de 2019 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un pasivo de U\$S 460.985 (equivalentes a \$ 17.198.415). Al 31/12/18 se había reconocido un activo por U\$S 1.734.435 (equivalentes a \$ 56.206.102).

Swap Bank of America (n°2)

-Notional amount (monto imponible)

Fecha de inicio	Fecha de vencimiento	National amount (en dólares)
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 2019 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un pasivo de U\$S 434.788 (equivalentes a \$ 16.221.071). Al 31/12/18 se había reconocido un activo por U\$S 1.218.313 (equivalentes a \$ 39.480.651).

Swap Citibank N.A., London

-Notional amount (monto imponible)

Fecha de inicio	Fecha de vencimiento	National amount (en dólares)
19/11/2015	07/03/2016	67.500.000
07/03/2016	06/09/2016	60.000.000
06/09/2016	06/03/2017	52.500.000
06/03/2017	05/09/2017	45.000.000
05/09/2017	05/03/2018	37.500.000
06/03/2018	05/09/2018	30.000.000
05/09/2018	05/03/2019	22.500.000
06/03/2019	05/09/2019	15.000.000
05/09/2020	05/03/2020	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 2019 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un activo de U\$S 25.918 (equivalentes a \$ 966.949). Al 31/12/18 el activo ascendía a U\$S 296.041 (equivalentes a \$ 9.593.505).

Swap BBVA S.A., España

-Notional amount (monto imponible)

Fecha de inicio	Fecha de vencimiento	National amount (en dólares)
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 2019 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un activo de U\$S 1.012.513 (equivalentes a \$ 37.774.835). Al 31/12/18 el activo ascendía a U\$S 70.480 (equivalentes a \$ 2.283.976).

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 31/12/19, considerando capital e intereses:

(Cifras expresadas en pesos uruguayos)

	Menos de 1 mes	1-3 meses	3 meses - 1 año	1 - 5 años	Más de 5 años	Total
Deudas financieras a tasa fija	-	1.027.228.037	3.906.934.347	18.797.690.132	34.172.823.223	57.904.675.740
Deudas financieras a tasa variable	-	284.865.518	1.111.113.453	4.201.707.171	6.537.798.498	12.135.484.640
	-	1.312.093.555	5.018.047.800	22.999.397.302	40.710.621.721	70.040.160.379

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 2019 el monto total de estos contratos asciende aproximadamente a U\$S 4.206 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	605.166.633	22.577.556.733
Eólica (*)	2.919.668.297	108.926.984.814
Fotovoltaica (*)	681.458.636	25.423.858.774
	4.206.293.565	156.928.400.321

De acuerdo con los contratos firmados, se realizó una estimación de los pagos a efectuar, a partir del próximo ejercicio, determinándose los siguientes periodos y montos:

Importe en U\$S								
	2020	2021-2024	2025-2029	2030 - 2034	2035-2039	2040-2044	2045-2047	Total
Biomasa	152.237.123	294.470.692	158.458.818	-	-	-	-	605.166.633
Eólica(*)	184.968.206	739.860.919	914.143.966	908.859.976	171.835.330	-	-	2.919.668.297
Fotovoltaica(*)	25.277.745	101.110.979	126.388.723	126.388.723	126.388.723	123.738.882	52.164.861	681.458.636
	362.483.074	1.135.442.489	1.198.991.507	1.035.248.699	298.224.053	123.738.882	52.164.861	4.206.293.565

(*) 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.

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 tuvo 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 2019, por concepto de capital, asciende a U\$S 7.500.000.

10.2.2 - Garantías en relación a ROUAR S.A.

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.

Con el objetivo de minimizar los costos de funcionamiento de la Sociedad, los accionistas contando con la aprobación del poder ejecutivo, procedieron a realizar un pago parcial de la deuda que Gas Sayago mantenía con la CAF por un monto total de U\$S 29.982.459 correspondiente a 7 cuotas de amortización y U\$S 299.825 correspondiente a la comisión del 1% por concepto de prepago. Dicha cancelación fue realizada por UTE y ANCAP en diciembre 2018 en función de su respectiva participación accionaria en la Sociedad. Una vez verificado el pago, los accionistas procedieron a condonar la deuda a Gas Sayago, renunciando a los derechos de subrogación que pudieran corresponder. En este sentido, en el mes de abril 2019 (al momento de cancelación de cuota), procedieron al pago de los intereses incluidos en dicha liquidación por un monto de U\$S 374.995 el cual fue de igual manera condonado a Gas Sayago.

Con fecha 20/11/2019 Gas Sayago SA canceló en forma anticipada la totalidad de la deuda mantenida con CAF.

10.2.4 - Garantías en relación a AREAFLIN S.A.

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

Financiador	Monto	Tasa	Vencimiento
CII	49.367.226	Fija	Pagos semestrales, ultimo 15/11/2034
CII	19.197.486	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 otorgados a AREAFILIN S.A., tanto por el contrato de compraventa de energía firmado con UTE y de arrendamiento, al banco.
- 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.

Al 31 de diciembre de 2019 se han recibido desembolsos asociados con el préstamo mencionado por U\$S 119.817.463 y se realizó el pago de las seis primeras cuotas de amortización de capital.

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

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

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, así como en modalidades de transporte interrumpible más recientes.

Especialmente en los últimos años, ha sido notorio el cambio en la matriz de generación del sector eléctrico uruguayo, destacándose la muy importante incorporación de energía eólica (similar potencia instalada que la de las centrales hidroeléctricas del Río Negro), pero también siendo notorios los proyectos de biomasa y de solar fotovoltaica. Ello ha determinado que el uso térmico sea principalmente de respaldo a la variabilidad de las fuentes renovables disponibles y esto se traduce al tipo de suministro y transporte de gas asociado.

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, con 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. Una vez cumplidas esas aprobaciones formales, quedó habilitado luego de enero de 2019 el despacho de dichos suministros. Teniendo en cuenta que la vigencia de dicha contratación es de 1 año, se espera a comienzos de 2020 realizar similar acción a efectos de mantener esa posibilidad de alimentación al respaldo térmico instalado en Uruguay.

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)	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Títulos de deuda	-	-	2.611.671.254	4.121.024.747	-	-
Créditos	-	-	519.658.116	485.714.412	-	25.864
Créditos con ISUR S.A.	-	-	-	-	-	-
Créditos CONEX	23.683.406	7.304.497	112.863.754	90.794.402	-	-
Otros créditos	-	-	58.531.771	156.948.242	-	-
Créditos con bancos	-	-	5.682.486.979	6.729.571.458	-	-
Cambio comprado a futuro	-	-	2.214.156.125	1.285.628.315	-	-
Garantía por cambio comprado a futuro	-	-	105.581.640	129.948.060	-	-
Préstamos y pasivo por arrendamiento	-	-	12.894.377.912	923.282.423	-	-
Acreedores comerciales	42.060.679	44.399.937	103.146.144	219.486.875	200.288.842	328.878.813
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)	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Venta de energía	524.825	852.171	5.286.395.087	5.324.289.171	164.441	331.986
Ingresos ajenos a la explotación	223.007	-	235.224.878	235.221.920	96.373	63.429
Ingresos por servicios de CONEX	25.395.138	15.694.416	198.147.133	151.570.977	-	943.127
Compra de energía	522.301.930	410.274.102	-	-	955.354.446	720.480.871
Compra de bienes y contratación de servicios	-	-	1.625.025.804	2.940.609.428	71.559.614	245.689.797
Reintegro de gastos Fid. Fin. ARIAS	-	-	-	-	-	-
Reintegro de gastos Fid. Fin. PAMPA	-	-	-	-	-	-
Distribución de utilidades Fid.Fin. ARIAS	-	-	-	-	-	-
Distribución de utilidades Fid.Fin. AREAFILIN S.A.	-	-	-	-	-	-
Distribución de utilidades Fid.Fin. PAMPA	-	-	-	-	-	-
Distribución de utilidades Fid.Fin. ROUAR S.A.	193.362.660	-	-	-	-	-
Rescate de Capital AREAFILIN S.A.	-	-	-	-	-	-
Garantías recibidas de Subsidiarias	-	-	-	-	-	-
Intereses y otros resultados financieros	-	-	36.098.161	37.853.739	-	-
Intereses ganados	-	-	117.313.376	204.431.999	-	-
Versión de resultados	-	-	6.258.501.640	16.649.961.973	-	-

Las retribuciones al Directorio ascendieron a \$ 10.026.770 en el ejercicio 2019 (\$ 9.326.272 en 2018). El Directorio de ISUR 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:

a) que desarrolla actividades de negocios de las que puede obtener ingresos e incurrir en gastos (incluidos los ingresos y los gastos por transacciones con otros componentes de la misma Entidad)

b) cuyos resultados de operación son revisados de forma regular por la máxima autoridad en la toma de decisiones de operación de la Entidad, para decidir sobre los recursos que deben asignarse al segmento y evaluar su rendimiento y

c) en relación con el cual se dispone de información financiera diferenciada.

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

Los activos, pasivos y resultados de los segmentos incluyen los saldos y transacciones directamente atribuibles a éstos, así como aquéllos que pueden ser distribuidos sobre una base razonable. Los saldos y transacciones no distribuidos comprenden principalmente los activos distintos a la propiedad, planta y equipo (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)

2019							
	Generación (1)	Trasmisión (2)	Distribución (3)	Comercial (4)	Servicios de consultoría	Otros (5)	Total
Ingresos	-	-	-	50.680.047	164.996	4.612.402	55.457.445
Costo de ventas	(20.689.315)	(3.760.656)	(6.213.847)		(131.527)	462.997	(30.332.347)
Gastos de adm. y ventas	-	-	-	(4.615.280)	-	(6.613.927)	(11.229.207)
Resultados financieros	-	-	-	-	-	-	(4.089.407)
Otros gastos	-	-	-	-	-	-	(5.842.444)
Impuesto a la renta	-	-	-	-	-	-	2.393.253
	-	-	-	-	-	-	6.357.292
Total de activo	126.345.303	30.330.050	45.795.322	4.031.123	136.357	56.235.526	262.873.682
Total de pasivo	-	-	-	-	-	-	134.485.923
Incorporaciones de propiedad, planta y equipo en servicio	4.489.498	4.662.097	3.482.648	533.894	-	1.667.128	14.835.264
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
Costo de ventas	(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	-	-	-	-	-	-	(1.399.887)
Otros gastos	-	-	-	-	-	-	(4.709.105)
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

(1) Los gastos de generación incluyen miles de \$ 14.146.747 (miles de \$ 12.170.289 en 2018) por concepto de compra de energía. Adicionalmente, incluyen miles de \$ 2.906.725 (miles de \$ 2.862.211 en 2018) por concepto de depreciaciones de propiedad, planta y equipo, y miles de \$ 201.856 (miles de \$ 263.944 en 2018) por concepto de depreciación de activos por derecho de uso directamente atribuibles al segmento.

(2) Los gastos de transmisión eléctrica incluyen miles de \$ 1.428.702 (miles de \$ 1.375.570 en 2018) por concepto de depreciaciones de propiedad, planta y equipo, y miles de \$ 116.501 (miles de \$ 95.803 en 2018) por concepto de depreciación de activos por derecho de uso directamente atribuibles al segmento.

(3) Los gastos de distribución eléctrica incluyen miles de \$ 2.182.935 (miles de \$ 2.098.590 en 2018) por concepto de depreciaciones de propiedad, planta y equipo, y miles de \$ 97.780 por concepto de depreciación de activos por derecho de uso directamente atribuibles al segmento.

(4) Los gastos de comercial incluyen miles de \$ 295.657 (miles de \$ 285.627 en 2018) por concepto de depreciaciones de propiedad, planta y equipo, y miles de \$ 40.148 por concepto de depreciación de activos por derecho de uso 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 venta se incluyen los correspondientes al Despacho Nacional de Cargas. Se incluyen miles de \$ 21.273 por concepto de depreciación de activos por derecho de uso directamente atribuibles al segmento.

NOTA 14 - INFORMACIÓN EXIGIDA POR LEY N° 17.040 ART. 2

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

Ejercicio	Funcionarios	Becarios	Pasantes
2015	6.616	199	9
2016	6.397	70	10
2017	6.662	166	7
2018	6.610	163	-
2019	6.536	164	10

Literal B Ingresos desagregados según actividad del Grupo para el ejercicio 2019 en pesos uruguayos

Ingresos operativos		51.590.249.150
Venta de energía eléctrica	55.044.980.214	
Bonificaciones	(4.364.932.840)	
Servicios de consultoría	164.310.351	
Otros ingresos operativos	745.891.426	
Ingresos varios		3.867.195.753
Total de ingresos		55.457.444.903

Literal C Gastos por actividad y resultado del Grupo para el ejercicio 2019 en pesos uruguayos

Costos de ventas		30.332.347.190
Generación	3.152.598.467	
Trasmisión	1.701.286.559	
Distribución	4.763.009.941	
Despacho Nacional de Cargas	170.128.602	
Consultoría externa	131.526.645	
Compra de energía	14.146.747.411	
Amortización	7.250.895.179	
Trabajos para incersiones en curso	(983.845.614)	
Gastos de administración y ventas		11.229.207.399
Comerciales	4.799.596.567	
Administración de operación y mantenimiento	1.729.405.716	
Servicios administrativos de apoyo	4.765.187.650	
Trabajos para inversiones en curso	(64.982.533)	
Gastos varios		5.842.444.242
Resultados financieros		4.089.407.005
Impuesto a la renta		(2.393.252.900)
Total de gastos		49.100.152.937
Resultado atribuible a la controladora		6.319.716.903
Resultado atribuible a participaciones no controladoras		37.575.063
Resultado del ejercicio		6.357.291.966

Literal D Impuestos pagados por el Grupo en el ejercicio 2019 en pesos uruguayos

IVA		4.246.436.457
IMPUESTO A LA RENTA		
- Crédito 2018		(769.148.050)
- Anticipos		1.427.056.027
- Anticipos a la renta en la importación		3.001.544
IMPUESTO AL PATRIMONIO		
- Anticipos		1.541.644.791
- Crédito 2018		(436.833.510)
ICOSA		48.257
RETENCIONES		3.379.229.718
- Impuesto al patrimonio	1.848.653	
- IVA e IRNR empresas del exterior	92.528.839	
- IVA Dec. 528/003	3.174.928.872	
- IRPF trabajadores independientes	2.135.678	
- IRPF arrendamientos	2.479.845	
- IRPF microgeneradores	444.736	
- IRPF obligaciones negociables	2.674.334	
- 90% IVA servicios de salud	677.051	
- IASS	197.436	
- IVA e IRAE empresas de Seguridad, Vigilancia y Limpieza	101.314.274	
Tasa Tribunal de Cuentas		10.878.519
Aporte al Fideicomiso Uruguayo de Ahorra y Eficiencia Energética (FUDAEE)		62.440.810
Tasa control marco regulatorio de energía y agua (URSEA)		57.518.707
Retenciones URSEA (Decreto 134/017)		26.639.693
Tasa despacho de cargas (ADME)		127.368.222
Crédito fiscal aplicación Ley 19.210 - Inclusión financiera		(192.317.337)
Total		9.483.872.847

Literal E Transferencias a Rentas Generales

El pago de versión de resultados realizado en el presente ejercicio ascendió a \$ 6.258.501.640 (ver Nota 5.15).

NOTA 15 - PROYECTO DE REGASIFICACIÓN DE GNL

El proyecto se desarrolló como estrategia de obtención de gas natural en el País, ante la importante 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 del sector eléctrico nacional, 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, llegando incluso a cumplir actividades de detalle con un oferente hasta mayo de 2018 para la asignación de la obra. Al no concretarse dicha posibilidad, Gas Sayago S.A. quedó liberada para emprender nuevas acciones.

Las labores de 2018 se focalizaron a la documentación técnico-económica de todo el proceso, a una reducción de costos de mantenimiento de activos y a la preparación de posible transferencia de los mismos. Durante 2019 se desarrolló un proceso de venta del 100% del paquete accionario de la sociedad, resultando ante definiciones del MIEM y de ANP, que el Directorio de UTE dispuso en el mes de diciembre dejar sin efecto el mismo. En tal contexto, también se resolvió a fines de 2019 iniciar las acciones para el cierre y liquidación de Gas Sayago S.A., tareas que se irán desarrollando en los meses siguientes.

Al 31 de diciembre de 2019 existen situaciones litigiosas y procesos judiciales iniciados contra Gas Sayago, cuyos montos reclamados totalizan U\$S 91.153.779 y \$ 46.983.881 (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, con 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. En este sentido en el mes de abril 2019 los accionistas de Gas Sayago procedieron al pago de los intereses incluidos en dicha liquidación por un monto de U\$S 374.995 (equivalente a \$ 12.941.089), de los cuales UTE abonó U\$S 297.559 (equivalente a \$ 10.268.754), que de igual forma condonó a Gas Sayago.

NOTA 16 - ARRENDAMIENTOS

Tal como se indica en Nota 4.23, al inicio de un contrato de arrendamiento, el Grupo en su calidad de arrendatario, reconoce un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento. Posteriormente, reconoce el gasto por intereses sobre el pasivo financiero, así como el gasto por depreciación del activo por derecho de uso.

16.1 - Activo por derecho de uso

A continuación, se expone el detalle de los activos por derechos de uso, incluyéndose los saldos iniciales, las incorporaciones del ejercicio, los cargos por depreciación (amortizaciones) y los saldos finales según la clase de activo:

Concepto	Instalaciones de Trasmisión en Brasil (ELECTROBRAS)	Parque Eólico Palomas (NICEFIELD S.A.)	Línea Tacuarembó - Melo	Medidores Inteligentes		Inmuebles	Vehículos	Almacenamiento de datos	Equipos	Total
				Instalados	Pendientes de Instalar					
Valor bruto al 31.12.18	2.874.075.023	3.362.821.000	-	43.639.924	135.931.376	-	-	-	-	6.416.467.323
Altas	106.697.383	85.203.418	4.282.063.602	-	-	-	-	-	-	-
Reclasificaciones	-	-	-	217.479.189	(217.479.189)	579.298.502	479.028.376	61.421.508	184.543	5.732.403.323
Efecto por conversión	-	-	-	-	-	59.704.549	-	-	-	59.704.549
Valor bruto al 31.12.19	2.980.772.406	3.448.024.418	4.282.063.602	261.119.113	56.958.177	639.003.051	479.028.376	61.421.508	184.543	12.208.575.194
Amortización acumulada al 31.12.18	247.489.794	266.223.329	-	-	-	-	-	-	-	513.713.123
Amortizaciones	99.694.199	172.767.480	-	4.363.992	-	31.874.653	155.347.171	13.480.211	30.757	477.558.463
Efecto por conversión	-	-	-	-	-	1.110.975	-	-	-	1.110.975
Amortización acumulada al 31.12.19	347.183.992	438.990.809	-	4.363.992	-	32.985.628	155.347.171	13.480.211	30.757	992.382.561
Valores netos al 31.12.19	2.633.588.414	3.009.033.609	4.282.063.602	256.755.121	56.958.177	606.017.423	323.681.206	47.941.296	153.786	11.216.192.633

Concepto	Instalaciones de Trasmisión en Brasil (ELECTROBRAS)	Parque Eólico Palomas (NICEFIELD S.A.)	Línea Tacuarembó - Melo	Medidores Inteligentes		Inmuebles	Vehículos	Almacenamiento de datos	Equipos	Total
				Instalados	Pendientes de Instalar					
Valor bruto al 31.12.17	2.874.075.023	3.362.821.000	-	-	-	-	-	-	-	6.236.896.023
Altas	-	-	-	-	179.571.299	-	-	-	-	179.571.299
Reclasificaciones	-	-	-	43.639.924	(43.639.924)	-	-	-	-	-
Valor bruto al 31.12.18	2.874.075.023	3.362.821.000	-	43.639.924	135.931.376	-	-	-	-	6.416.467.322
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	135.931.376	-	-	-	-	5.902.754.200

16.2 Pasivo por arrendamiento y gasto por intereses

Durante el presente ejercicio se efectuaron pagos de cuotas de arrendamiento por un total equivalente a \$ 1.250.036.194 (\$ 847.605.610 en 2018), de acuerdo al siguiente detalle:

Arrendamiento	2019	2018
Insalaciones de Trasmisión en Brasil (ELETROBRAS)	403.275.181	362.841.283
Parque eólico Palomas	552.191.813	472.786.560
Línea Tacuarembó - Melo	-	-
Medidores Inteligentes (1er compra)	47.724.102	11.977.767
Medidores Inteligentes (ampliación)	12.364.875	-
Inmuebles	38.160.431	-
Vehículos	179.787.366	-
Almacenamiento de datos	16.489.210	-
Equipos	43.217	-
	1.250.036.194	847.605.610

A continuación, se presenta un resumen de las cuotas pendientes de pago por arrendamientos, y su correspondiente valor presente:

Plazo	Valor nominal en \$	Valor presente en \$
Hasta un año	1.725.136.907	1.639.519.335
Entre uno y cinco años	6.033.558.420	4.639.528.247
Más de cinco años	15.219.799.442	6.751.031.398
	22.978.494.770	13.030.078.980

El gasto por intereses de los pasivos por arrendamiento en el presente ejercicio, asciende a \$ 866.415.629 (\$ 684.807.375 en 2018). El detalle de dichos gastos, según la clase de activos arrendados, se detalla a continuación:

Arrendamiento	2019	2018
Insalaciones de Trasmisión en Brasil (ELETROBRAS)	265.888.043	250.893.640
Parque eólico Palomas	479.934.075	417.722.318
Línea Tacuarembó - Melo	35.208.978	-
Medidores Inteligentes (1er compra)	35.553.832	16.191.416
Medidores Inteligentes (ampliación)	13.225.266	-
Inmuebles	20.545.193	-
Vehículos	14.551.953	-
Almacenamiento de datos	1.506.300	-
Equipos	1.990	-
	866.415.626	684.807.375

16.3 Detalle de arrendamientos

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 31/12/19 asciende a R\$ 3.763.946.

Por la actualización de las cuotas según el índice de precios mencionado, en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019, se reconoció un alta en el activo por derecho de uso por \$ 106.697.383 (Nota 16.1). En el ejercicio 2018 (antes de la aplicación inicial de la NIIF 16) se reconoció una pérdida financiera por \$ 78.411.421.

Al 31 de diciembre de 2019 el importe de las cuotas pendientes de pago por el arrendamiento asciende a un total de R\$ 519.424.483, equivalente a \$ 4.823.749.142.

A continuación, se presenta el detalle del pasivo por arrendamiento y su correspondiente valor presente:

Plazo	Valor nominal		Valor presente	
	Importe en R\$	Equivalente en \$	Importe en R\$	Equivalente en \$
Hasta un año	45.167.346	419.456.447	43.015.330	399.471.275
Entre uno y cinco años	180.669.385	1.677.825.789	137.841.813	1.280.098.160
Más de cinco años	293.587.751	2.726.466.907	140.348.254	1.303.374.780
	519.424.483	4.823.749.142	321.205.397	2.982.944.215

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 31/12/19 el valor ajustado de la cuota mensual asciende a U\$S 1.313.016.

Por la actualización de las cuotas según el índice de precios mencionado, en el período finalizado el 31 de diciembre de 2019, se reconoció un alta en el activo por derecho de uso por \$ 85.203.418 (Nota 16.1). En el ejercicio 2018 (antes de la aplicación inicial de la NIIF 16) se reconoció una pérdida financiera por \$ 78.452.357.

Al 31 de diciembre de 2019 el importe de las cuotas pendientes de pago por el arrendamiento asciende a un total de U\$S 275.766.205, equivalente a \$ 10.288.285.588.

A continuación, se presenta el detalle del pasivo por 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	15.756.187	587.831.841	14.821.017	552.942.496
Entre uno y cinco años	63.024.750	2.351.327.364	44.950.449	1.677.011.347
Más de cinco años	196.985.268	7.349.126.383	59.115.191	2.205.469.545
	275.766.205	10.288.285.588	118.886.657	4.435.423.387

c) Línea Tacuarembó-Melo

Con fecha 9 de diciembre de 2016 se suscribió contrato con la Empresa DIFEBAL S.A., con el objeto de suministrar a UTE, mediante la modalidad de arrendamiento, el uso de la Línea aérea que conectará la Conversora de frecuencia 50/60Hz de Melo con la estación Tacuarembó 500kV.

El plazo del contrato es de 359 meses, contados a partir de la entrega del acta de habilitación, que acredite que la Línea se encuentra en condiciones de operar. Dicha condición fue cumplida el 24/10/19, firmándose el acta el 15/11/19.

De acuerdo al contrato, la cuota mensual inicial se estableció en U\$S 658.333, ajustándose por índices hasta la fecha de la firma del acta de habilitación. Se acordó que se pagarán 180 por dicho valor, 179 cuotas por el 20% de la cuota inicial. Luego de la última cuota, UTE podrá ejercer la opción de compra abonando una cuota adicional correspondiente al valor de la cuota inicial incrementada en un 60%. A la fecha de firma del acta de habilitación, el valor de la cuota fue actualizada a U\$S 716.319.

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 31/12/19 el valor ajustado de la cuota mensual asciende a U\$S 717.572.

Durante el presente ejercicio se reconoció el activo por derecho de uso y el correspondiente pasivo por un total de \$ 4.282.063.602 (Nota 16.1), correspondiendo \$ 4.274.449.663 al reconocimiento inicial y \$ 7.613.939 a la actualización de las cuotas según el índice de precios mencionado.

Al 31 de diciembre de 2019 el importe de las cuotas pendientes de pago por el arrendamiento asciende a un total de U\$S 156.000.264, equivalente a \$ 5.820.057.836.

A continuación, se presenta el detalle del pasivo por 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	10.208.143	380.845.403	10.031.983	374.273.204
Entre uno y cinco años	34.443.458	1.285.016.528	31.112.881	1.160.759.371
Más de cinco años	111.348.663	4.154.195.905	73.977.967	2.759.970.003
	156.000.264	5.820.057.836	115.122.831	4.295.002.578

d) Medidores Inteligentes

a. Arrendamiento inicial

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 arrendamiento, 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 31/12/19 el valor ajustado de la cuota mensual asciende a U\$S 104.685.

Al 31 de diciembre de 2019 el importe de las cuotas pendientes de pago por el arrendamiento asciende a un total de U\$S 10.787.162, equivalente a \$ 402.447.434.

A continuación, se presenta el detalle del pasivo por 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	1.260.808	47.038.215	1.145.659	42.742.244
Entre uno y cinco años	5.024.890	187.468.599	2.969.843	110.798.920
Más de cinco años	4.501.464	167.940.620	1.339.000	49.955.402
	10.787.162	402.447.434	5.454.502	203.496.567

b. Ampliación de arrendamiento

En el año 2018, se adjudicó la ampliación del arrendamiento indicado anteriormente con la Empresa ISBEL S.A., correspondiente a cien mil Medidores Básicos Inteligentes adicionales.

El plazo de dicho contrato es de 119 meses, contados a partir del 24/07/19, fecha de finalización de la entrega del material.

La cuota mensual fue fijada en U\$S 79.799, la cual 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 31/12/19 el valor ajustado de la cuota mensual asciende a U\$S 83.455.

Al 31 de diciembre de 2019 el importe de las cuotas pendientes de pago por el arrendamiento asciende a un total de U\$S 9.600.986, equivalente a \$ 358.193.589.

A continuación, se presenta el detalle del pasivo por 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	1.005.116	37.498.865	900.745	33.604.984
Entre uno y cinco años	4.005.842	149.449.968	2.246.928	83.828.386
Más de cinco años	4.590.028	171.244.755	1.106.393	41.277.318
	9.600.986	358.193.589	4.254.066	158.710.688

e) Inmuebles

El Grupo ha efectuado diversos contratos de arrendamiento de inmuebles para instalación de centros de atención, depósitos y parques eólicos.

Al 31 de diciembre de 2019 el importe de las cuotas pendientes de pago por dichos contratos de arrendamiento asciende a un total equivalente a \$ 841.096.519.

A continuación, se presenta el detalle del pasivo por arrendamiento y su correspondiente valor presente:

Plazo	Valor nominal en \$	Valor presente en \$
Hasta un año	39.906.582	31.625.104
Entre uno y cinco años	150.365.105	113.011.417
Más de cinco años	650.824.831	390.984.350
	841.096.519	535.620.870

f) Vehículos

UTE ha efectuado diversos contratos de arrendamiento de vehículos, principalmente camionetas y camiones, para llevar a cabo sus actividades operativas.

Al 31 de diciembre de 2019 el importe de las cuotas pendientes de pago por dichos contratos de arrendamiento asciende a un total de U\$S 10.371.477, equivalente a \$ 386.939.072.

A continuación, se presenta el detalle del pasivo por 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	5.194.266	193.787.661	4.995.471	186.371.031
Entre uno y cinco años	5.177.212	193.151.411	4.758.149	177.517.032
Más de cinco años	-	-	-	-
	10.371.477	386.939.072	9.753.620	363.888.063

g) Almacenamiento de datos

Corresponde a la contratación en la modalidad de arrendamiento, de la virtualización de storage y de almacenamiento híbrido.

Al 31 de diciembre de 2019 el importe de las cuotas pendientes de pago por dicho contrato de arrendamiento asciende a un total de U\$S 1.542.900, equivalente a \$ 57.562.513.

A continuación, se presenta el detalle del pasivo por 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	500.400	18.668.923	492.856	18.387.470
Entre uno y cinco años	1.042.500	38.893.590	976.884	36.445.604
Más de cinco años	-	-	-	-
	1.542.900	57.562.513	1.469.740	54.833.074

h) Equipos

Corresponde a la contratación en la modalidad de arrendamiento, de un finisher que será utilizado en una fotocopiadora.

Al 31 de diciembre de 2019 el importe de las cuotas pendientes de pago por dicho contrato de arrendamiento asciende a un total de U\$S 4.370, equivalente a \$ 163.036.

A continuación, se presenta el detalle del pasivo por 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	2.760	102.970	2.721	101.526
Entre uno y cinco años	1.610	60.066	1.555	58.010
Más de cinco años	-	-	-	-
	4.370	163.036	4.276	159.537

16.4 - Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

Tal como se indica en Nota 4, para los arrendamientos a corto plazo y de bajo valor, el Grupo reconoce un gasto operativo de forma lineal durante el plazo de arrendamiento.

En tal sentido, el gasto reconocido durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019 por dichos arrendamientos asciende a un total equivalente a \$ 36.535.978, de acuerdo al siguiente detalle:

Concepto	Arrendamiento a corto plazo	Arrendamiento de bajo valor	Total
Inmuebles	10.567.195	-	10.567.195
Vehículos	18.390.502	-	18.390.502
Equipos de oficina	1.031.031	29.462	1.060.493
Software	80.746	-	80.746
Maquinaria	1.903.320	-	1.903.320
Otros arrendamientos	3.635.402	898.320	4.533.722
	35.608.197	927.781	36.535.978

NOTA 17 - VALORES RECIBIDOS EN GARANTÍA Y OTRAS CUENTAS DE ORDEN

	2019	2018
Valores recibidos en garantía	9.451.976.753	9.014.451.129
Cartas de crédito abiertas en M/E	1.047.983.273	709.925.965
Conformes clientes fideicomiso electrificación rural	111.310.747	129.900.920
	10.611.270.773	9.854.278.014

NOTA 18 - HECHOS POSTERIORES

Con posterioridad al 31 de diciembre de 2019 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 2019

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: xxxxx
N° Depósito Legal: xxxxx





