

MEMORIA ANUAL 2021



La energía que nos une





109 años



SUMARIO

Mensaje de la Presidenta	7
Resumen ejecutivo	13
Prácticas de buen gobierno corporativo	17
Gestión de instalaciones	23
Comercialización del producto	43
Gestión de los recursos	53
Consultoría externa	59
Información económica y estados financieros	65

MENSAJE DE LA PRESIDENTA

EN EL CAMINO DE LA SEGUNDA TRANSFORMACIÓN ENERGÉTICA

La historia de UTE la sigue construyendo su gente, durante el año 2021 la pandemia continuó afectando a todo el País, por lo que resultó imprescindible que nuestra gente redoblara esfuerzos para continuar garantizando día a día el suministro eléctrico a la población con la calidad de siempre.

La vocación de servicio del personal quedó demostrada en todo momento, siendo un factor fundamental para continuar trabajando de manera eficiente, demostrando que con orgullo y compromiso fueron capaces de desarrollar siempre su tarea, enfrentando las contingencias que se les presentaron, sean temporales, inundaciones, pandemias o todo a la vez.

Durante el año se adoptaron medidas complementarias especiales, otorgando beneficios económicos a determinados sectores productivos, comerciales y de servicios con el fin de minimizar el impacto de la pandemia en el ingreso de los hogares. Asimismo, siendo UTE un actor social relevante, dispuso soluciones para los sectores más vulnerables otorgando plazos y moratorias, mientras que se mantuvieron suspendidos los cortes de suministro por atraso en el pago del servicio.

Al mismo tiempo, y sin perder de vista la situación imperante, se comenzó a implementar los objetivos estratégicos quinquenales para permitir ofrecer a nuestros clientes el mejor servicio al menor precio posible, tanto para el sector residencial como para el productivo. El desafío es un verdadero salto cualitativo en la gestión empresarial para liderar la segunda transformación energética.

Cabe recordar que se ha logrado una primera transformación energética, alcanzando el 98% de producción eléctrica proveniente de fuentes renovables.

Pretendemos que UTE esté a la vanguardia en innovación y desarrollo para brindar un servicio público eficiente y que resulte un pilar para el desarrollo del País y de su gente.

En este marco, en UTE estamos llevando adelante el nuevo modelo de negocio sostenible con cinco ejes estratégicos: Clientes, Descarbonización, Regulación, Gobernanza Corporativa, y Cultura y Personas.

Trabajando en equipo y en red, este nuevo modelo de negocio tiene el objetivo de instrumentar los cambios necesarios para consolidar una empresa que se preocupa por estar cada vez más cerca del cliente y de la sociedad en su conjunto. Logrando que UTE esté internalizada en la

gente y reconocida como tal por el conjunto de servicios que brinda sin pausa durante todos los días del año.

En tal sentido se han logrado significativos avances durante este último año en electrificación rural, inclusión social, movilidad sustentable y descarbonización y a su vez mejoras en los indicadores de calidad del servicio y el apoyo brindado por UTE, tanto a la producción como a los sectores afectados por la pandemia.

En este año 2021 se destacó la importancia de la exportación de energía a los países vecinos y alcanzar los 180 mil clientes que, a la fecha, se han adherido al Plan Inteligente, el cual mediante una gestión apropiada de sus consumos y la aplicación de tarifas multihorario lograron una consecuente disminución en sus facturas mensuales.

En el marco de una nueva Política Comercial, se comenzó con la instalación de la Teleatención, la cual facilitará la comunicación con clientes de lugares apartados y planes para estimular la adquisición de electrodomésticos eficientes en los hogares y pequeñas empresas.

Procuramos avanzar en nuestro Plan Uruguay 100% Electrificado, por un lado llegar a las 2.500 familias del interior profundo que aún no disponen de energía eléctrica, por otro lado un Bono Social, instrumento que servirá de apoyo a los hogares de contexto vulnerable para su incorporación al servicio regular de electricidad y favoreciendo su permanencia en el sistema, que implica derechos y obligaciones, generando cultura en ese sentido.

En relación a la Descarbonización, podemos destacar el papel de Uruguay como líder latinoamericano en este aspecto y el aumento logrado al subir de la posición 18 en el 2020 a la 13 en el ranking mundial 2021 del Trilema Energético, que promueve el Consejo Mundial de la Energía, que incluye las dimensiones de Seguridad Energética, Sostenibilidad Ambiental y Equidad Energética.

En síntesis, nuestro compromiso es cumplir cada día con el Propósito de: "Transformar con energía nuestro país".

Ing. Silvia Emaldi Ficchio
Presidenta de UTE

ADMINISTRACIÓN NACIONAL DE USINAS Y TRASMISIONES ELÉCTRICAS

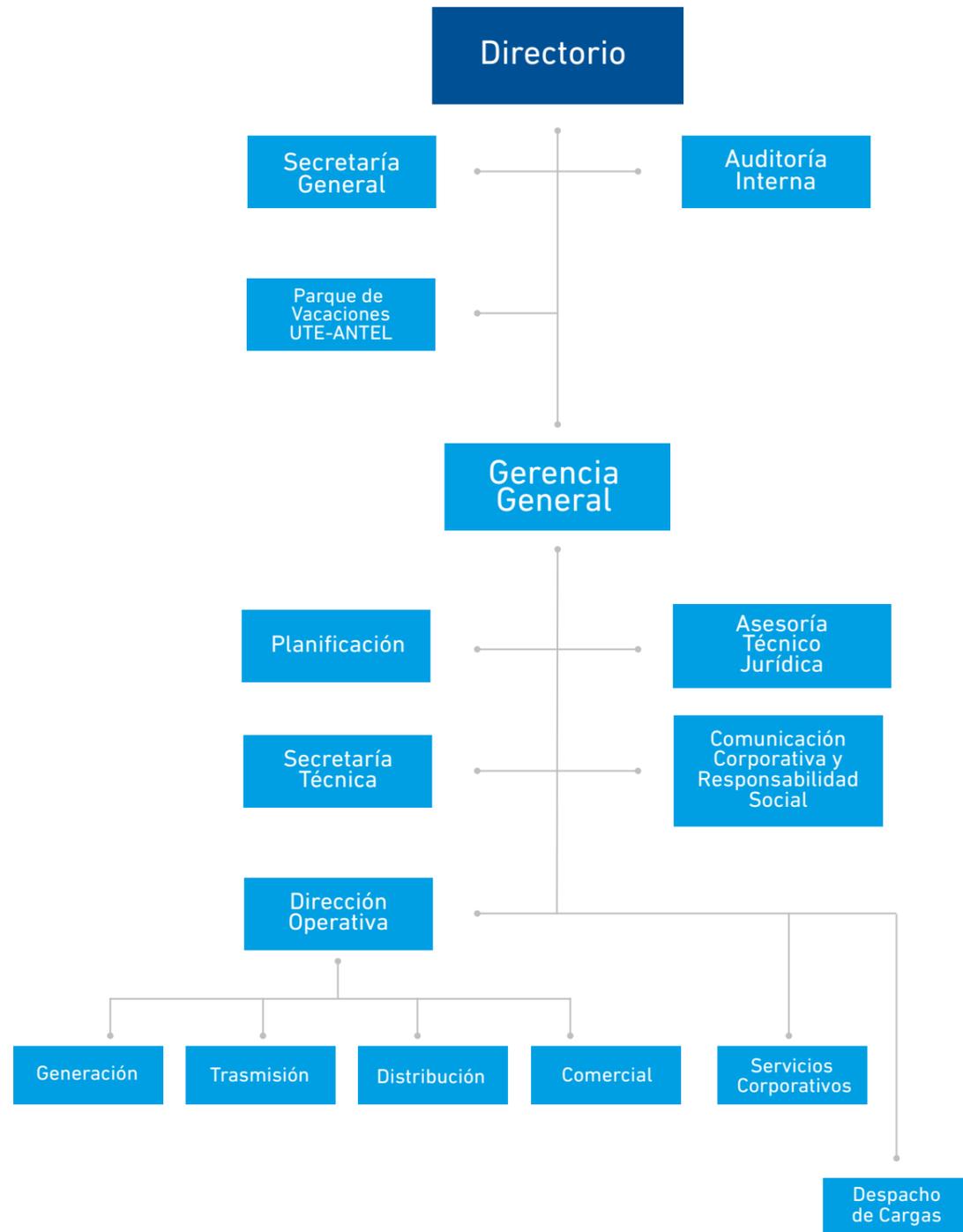
Directorio

Presidente	Ing. Sist. Silvia Emaldi Ficcio
Vicepresidente	Dr. Julio Luis Sanguinetti Canessa
Vocal	Dr. Felipe Algorta Brit
Vocal	Dr. Ec. Enrique Sergio Pées Boz
Vocal	Dra. María Fernanda Cardona Fernández

Personal superior

Gerente General	Ing. Javier San Critóbal
Dirección Operativa	Ing. Luis García
Generación	Ing. Tacuabé Cabrera
Trasmisión	Ing. Daniel Castagna
Distribución	Ing. Luis Cataldo
Comercial	Ing. Pablo Regina
Despacho de Cargas	Ing. Andrés Tozzo
Servicios Corporativos	Cra. Liliana Rodriguez
Asesoría Técnico Jurídica	Dr. José Alem
Planificación	Ing. Pablo Mosto
Secretaría General	Dr. Jorge Fachola
Auditoría Interna	Cra. Adriana Toscano

ORGANIGRAMA GENERAL



INFORMACIÓN RELEVANTE ⁽¹⁾	2019	2020	2021
Potencia Instalada Efectiva (MW)	2.230	2.269	2.264
Carga máxima anual (MW)	2.121	2.088	2.128
Extensión de la red de Trasmisión (km)	5.790	5.790	5.790
Extensión de la red de Distribución (km)	86.235	87.212	88.225
Energía generada por UTE (GWh)	4.164	2.913	5.391
Energía comprada (GWh) ⁽²⁾	9.936	9.262	8.716
Energía exportada (GWh) ⁽³⁾	3.012	1.148	2.844
Energía para uso interno (GWh) ⁽⁴⁾	11.089	11.027	11.263
Energía facturada, mercado regulado (GWh) ⁽⁵⁾	8.684	8.677	8.917
Cantidad de servicios activos (10 ³)	1.512	1.543	1.578
Energía promedio por cliente (kWh)	5.743	5.623	5.651
Extensión de la red por cliente (metros)	61	60	60
Cantidad de funcionarios	6.541	6.183	6.046
Cantidad de servicios por funcionario	231	250	261
Energía promedio por funcionario (kWh)	1.327.626	1.403.364	1.474.859
Ventas Mercado Interno (U\$S 10 ³)	1.447.306	1.323.376	1.370.863

NOTAS

- 1) Los datos corresponden al 31 de diciembre de cada ejercicio, siendo los valores acumulados correspondientes a los últimos 12 meses.
- 2) Corresponde a 2.793 GWh de compras a Salto Grande, 4.691 GWh a Agentes Productores, 1.177 GWh a parques eólicos copropiedad de UTE y 55 GWh a Argentina para el año 2021.
- 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 diésel.
- 5) A efectos del cálculo en mercado interno se incluyen 94 GWh por autoconsumos y consumo de poblaciones de centrales hidroeléctricas para el año 2021.

RESUMEN EJECUTIVO



RESUMEN EJECUTIVO

- La energía anual inyectada a las redes de Trasmisión y Distribución de UTE para abastecer la demanda fue de 11.202 GWh, lo que representa un 2,23% superior al valor registrado en el año 2020. Mientras que la energía anual generada en Uruguay y entregada a las redes de Trasmisión y Distribución de UTE fue de 14.052 GWh, un 20,5% superior a la de 2020. Asimismo, se realizaron importaciones comerciales desde Argentina por 55 GWh.
- De la energía anual generada en Uruguay o importada, entregada a las redes de Trasmisión y Distribución de UTE y destinada a la demanda nacional o a la exportación, 36,6% corresponde a energía eléctrica aportada por centrales hidráulicas, 35,2% por parques eólicos (propios de UTE, copropiedad de UTE y Agentes Productores), 7,3% por biomasa (Agentes Productores), 3,1% por plantas solares fotovoltaicas (propias y Agentes Productores), 17,4% por centrales térmicas y 0,4% por importaciones.
- La demanda máxima de potencia ascendió a 2.128 MW y ocurrió el 28 de junio, resultando superior al máximo histórico de 2.121 MW registrado en el año 2019.
- En cuanto al desarrollo de las energías renovables en nuestro País, se destaca:
 - Los datos de generación de las centrales de mediano y gran porte fueron:

Fuente primaria	Potencia nominal instalada (MW)	Potencia nominal autorizada a inyectarse en la red de UTE (MW)
Eólica	1.505,7	1.476,8
Solar Fotovoltaica	228,8	228,8
Biomasa	408,3	193,8

- Se continuó en el correr del año con el desarrollo en instalaciones de microgeneración en el hogar o industria, totalizando 32 MW de potencia nominal instalada en 1.092 instalaciones (99% son solares fotovoltaicos).
- Asimismo, se ha mantenido el interés de los clientes de UTE en instalar generación de origen renovable exclusivamente para consumo propio. Al 31 de diciembre de 2021, el total de instalaciones que se encuentran en servicio o realizando ensayos para entrar en servicio bajo esta modalidad son:

Origen	Instalaciones	Potencia nominal instalada (MW)
Solar Fotovoltaica	18	6,10
Eólica	5	12,10
Biomasa	1	0,80
Parque de baterías	1	0,03

- En relación a los intercambios internacionales se destacan:
 - Las exportaciones comerciales de energía eléctrica, realizadas a través de las interconexiones existentes, totalizaron: 2.216 GWh a Brasil y 628 GWh a Argentina.
 - Del total exportado, 56% corresponde a energía eléctrica aportada por centrales Hidráulicas, 34% por centrales Térmicas y 10% por fuentes de energía renovable no tradicional.
 - Las exportaciones a Brasil marcaron un récord histórico, debido a que se quintuplicó el volumen de la energía exportada a dicho País, respecto al año anterior. Estas exportaciones se realizaron en el marco de la situación hidrológica históricamente baja de dicho País.
- Las importaciones comerciales de energía eléctrica realizadas desde Argentina en el correr del año totalizaron 55 GWh. No se realizaron importaciones comerciales desde Brasil. Se destaca que estas importaciones respondieron a oportunidades comerciales para compra de energía eléctrica a precios competitivos en la región y no a necesidades eléctricas por insuficiencia de recursos de generación en Uruguay.

- Proyectos eólicos:
 - Parque Pampa (Tacuarembó) – 142 MW. Implementado a través del Fideicomiso Financiero Pampa, siendo UTE el gestor del fiduciario (República AFISA). En abril de 2021, conforme a lo previsto y en función de los fondos disponibles, se efectuó la cuarta 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 Areaflin S.A., siendo UTE el gestor de dicha sociedad. En julio 2021 se efectuó la cuarta distribución de resultados. Asimismo, en diciembre de 2021 se realizó un rescate de capital distribuyendo a los accionistas el monto total de U\$S 5.000.000.
 - Parque 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 preveía distribución de fondos semestrales, en el ejercicio 2021 se efectivizó la correspondiente distribución en los meses de mayo y noviembre, de acuerdo a los flujos disponibles.
- El valor del Tc global: tiempo total de interrupción por cliente, indicador del tiempo que en promedio un cliente queda privado de suministro (incluye el aporte de Trasmisión y no se eliminan los cálculos de temporales) para el año 2021 fue de 9,31 horas.
- El resultado del ejercicio atribuible a UTE fue de una ganancia de \$ 17.262 millones, que traducidos al tipo de cambio promedio del dólar (\$ 43,553) equivalen a U\$S 396,4 millones. En el ejercicio 2020 el resultado había correspondido a una ganancia de \$ 2.966 millones, que traducidos al tipo de cambio promedio de dicho año (\$42,013) equivalía a U\$S 70,6 millones. En tal sentido, se ha verificado una mayor ganancia de U\$S 326 millones.
- Los ingresos por exportaciones de energía aumentaron U\$S 435 millones, considerando los tipos de cambio promedio de cada ejercicio, correspondiendo un incremento de U\$S 365 millones en la exportación a Brasil y U\$S 70 millones a Argentina.
- Los ingresos por ventas de energía al mercado interno aumentaron U\$S 74 millones (5,45%) respecto al ejercicio 2020. En unidades físicas, el incremento correspondió a un 2,75%. Se generó un aumento en las bonificaciones comerciales respecto al ejercicio anterior de U\$S 10 millones.
- Las inversiones ejecutadas alcanzaron la suma de U\$S 222 millones (de acuerdo con el Estado de Flujos de Efectivo).
- La opinión de sus clientes ubicó a UTE en el primer puesto entre las empresas de más de 500 mil consumidores, lo cual le otorgó el 1° premio: ORO, en la XIX edición de la Encuesta de Satisfacción del Cliente Residencial Urbano (ESCR), que coordina la Comisión de Integración Energética Regional (CIER) desde el año 2003 y en la que participan empresas líderes del sector eléctrico, pertenecientes a 12 países latinoamericanos.
- La Empresa a través de su Programa de Inclusión Social, continuó creando las condiciones de acceso y sostenibilidad del servicio eléctrico para los hogares en contexto de vulnerabilidad socioeconómica. Los resultados arrojan un total de 7.527 conexiones.
- En relación al Proyecto Redes Inteligentes, merece destacarse, entre otros:
 - Durante el año se instalaron 301.321 medidores inteligentes, totalizando 698.375 clientes teledirigidos.
 - Los puntos de carga de vehículos eléctricos totalizan 136, instalados en 61 localidades de los 19 departamentos de la República.
 - Se realizaron mejoras en la App UTE-MUEVE y culminó el trámite de gestión de contrato de carga en vía pública y la facturación automática de las cargas (Integración entre los sistemas CargaME y CC&B).
 - En el transporte público de pasajeros se cuenta con 35 ómnibus eléctricos y 85 taxis eléctricos circulando en la capital. Se incorporó el primer taxi eléctrico en el Interior del País, en la ciudad de Paysandú.
 - La Ley N° 16.906 de Inversiones - Promoción Industrial explica la casi totalidad de los 570 vehículos eléctricos livianos y los 42 camiones que se importaron en este año.
- Se continúa el trabajo del Directorio y de la Organización alineado al propósito definido para UTE "Transformamos con energía nuestro País" y enmarcado en las líneas estratégicas del período 2021-2024, a tales efectos se determinaron los ejes estratégicos del nuevo modelo de negocio sostenible.
- El Plan 2022 es un incentivo a clientes residenciales y no residenciales con una potencia contratada menor o igual a 40 kW, que adquirieron electrodomésticos con ciertas características de interés para UTE. El período de vigencia de la promoción se definió desde el 1° de noviembre de 2021 al 31 de marzo de 2022. Al 31 de diciembre de 2021, se registraron 5.637 equipos.
- Se generó un beneficio para las bodegas uruguayas inscriptas en la Organización Nacional de Viticultores (ONV) y relevados por el Instituto Nacional de Vitivinicultura (INAVI). El apoyo constó de un descuento del 20% en la facturación sobre los conceptos energéticos durante 6 meses, desde febrero a julio de 2021. Durante el año 2021 se bonificaron 146 servicios eléctricos, por un monto total a diciembre de \$ 6.844.763.
- Diversas iniciativas fueron implementadas desde UTE para reducir el costo energético de los sectores comerciales más afectados por la pandemia en el año (Hoteleros, Gastronómicos, Salones de Fiestas, Instituciones culturales, Centros deportivos, Agencias de viaje, PYMES, Radio, TV y Comercios fronterizos).
- Ante la situación de pandemia desencadenada en 2020, se continuaron realizando acciones de prevención, seguimiento y control de la epidemia, contando la Empresa con un Protocolo de actuación homologado por resolución de Directorio.

PRÁCTICAS DE BUEN GOBIERNO CORPORATIVO



PRÁCTICAS DE BUEN GOBIERNO CORPORATIVO

El Directorio de UTE continúa su compromiso en la promoción de las buenas prácticas de gobierno corporativo, tanto en la propia Empresa como en aquellas sociedades en las que participe y/o tenga posición dominante.

Enmarcados en las líneas estratégicas para el período 2021-2024 y alineados al propósito de UTE "Transformamos con energía nuestro País", se definieron los ejes estratégicos del nuevo modelo de negocio sostenible:

- Brindar servicios para el bienestar y el desarrollo del Uruguay y estar más cerca de nuestros clientes.
- Liderar un camino sustentable hacia la descarbonización para un Uruguay más natural, especialmente a través del desarrollo de la movilidad eléctrica.
- Actualizar el marco regulatorio, asumiendo el rol preponderante asignado a UTE para el desarrollo de las actividades del sector eléctrico.
- Promover la toma de decisiones ágiles y acciones para una gobernanza más simple, transparente y eficiente.
- Promover una cultura que apunte a hacer de UTE un mejor lugar para trabajar.

ÉTICA Y TRANSPARENCIA

Gerencia General dispuso en 2021 la creación de un grupo de trabajo integrado por representantes de Asesoría Técnico Jurídica, Diseño Organizacional y Gestión del SGI, Gestión de Riesgos, Abastecimientos y Servicios, con el liderazgo de Auditoría Interna, para apoyar en el proceso de certificación de la norma UNIT-ISO 37001:2016 – Sistema de Gestión Antisoborno. Dentro de las acciones previas para la implantación de la misma, se continuó con la formación sobre ética en la función pública mediante talleres y otros temas.

MANUAL DE GOBIERNO CORPORATIVO

UTE cuenta con un Manual de Gobierno Corporativo que incluye temas sobre buenas prácticas de Gobierno Corporativo: retribuciones, comités y comisiones, rendición de cuentas y transparencia, órganos de control y sistema de gestión integral de riesgos. El mismo se encuentra publicado en el portal de la Empresa y en la Intranet Corporativa, para una adecuada difusión.

DENUNCIAS DE TEMAS ÉTICOS

La Comisión de Ética 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 y Gestión Humana.

USO DE INFORMACIÓN PRIVILEGIADA

En la Intranet Corporativa existe un buzón de denuncias anónimas conforme a la reglamentación del Mercado de Valores para el uso de información privilegiada. Estas denuncias deben ser tratadas por la Comisión de Ética del Organismo.

IMPLICANCIAS

La Comisión de Implicancias recibió y gestionó diversas Declaraciones Juradas de Inhabilitación de funcionarios, elevando a Gerencia General y Directorio su dictamen no vinculante para posterior decisión, en cumplimiento de la normativa vigente por Ley N° 19.823 – Declaración de interés general del Código de Ética en la función pública.

DENUNCIAS INTERNAS

Se recibieron y gestionaron denuncias anónimas del personal, 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 servidores públicos.

AUDITORÍA INTERNA

En el año 2021, se actualizó el Estatuto del Comité de Auditoría, órgano ad hoc de gobernanza, al cual reporta funcionalmente la Gerencia de Auditoría Interna, tomando en consideración las recomendaciones del Instituto Global de Auditores Internos de las mejores prácticas en la materia, siendo aprobado por resolución de Directorio el 16 de diciembre. Actualmente se denomina Comité de Auditoría y Riesgos y tiene entre sus cometidos: promover la adecuada gestión de riesgos en la Empresa y profundizar la interacción con la Unidad Gestión de Riesgos que realiza la facilitación de dicha gestión y la difusión permanente de la gestión de riesgos en UTE.

Se trabajó durante el año en las actividades del Plan de Auditoría Interna realizado en base a factores de riesgo, para tareas de aseguramiento y consultoría, aprobados por el Comité de Auditoría y Riesgos y el Directorio en su conjunto. Estos trabajos de auditoría buscan abarcar un amplio rango de actividades, agregando valor a procesos y objetivos.

El Plan de Auditoría Interna está alineado con la estrategia 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; también incluye trabajos para el monitoreo y mejora de la cultura ética empresarial.

Auditores internos participaron en tareas de apoyo a las actividades de gestión integral de riesgos y en Comisiones fiscales o Sindicaturas de empresas vinculadas, para dar cumplimiento a la normativa vigente como lo es la Ley N° 16.060 de Sociedades Comerciales y también a las normas técnicas que emite la Auditoría Interna de la Nación.

MEJORA CONTINUA

La Empresa se mantuvo orientada hacia el logro de la certificación de nuevos procesos y la reedición de aquellos con los que ya cuenta, en algunos casos bajo la norma UNIT-ISO 9001:2015; en otros bajo la norma UNIT-ISO 45001:2018; en tanto varias unidades/procesos certificaron como Sistema de Gestión Integrado de las normas UNIT-ISO 9001:2015, UNIT-ISO 14001:2015 y UNIT-ISO 45001:2018 y otros procesos en la norma UNIT-ISO/IEC 27001:2017.

• El Sistema de Gestión Integrado de la **Gerencia Generación**, que se encuentra certificado desde el año 2008, incorpora la Gestión de Calidad, Medio Ambiente y Seguridad y Salud en el Trabajo.

• En noviembre del año 2021 fue realizada la auditoría externa de seguimiento, por parte del LSQA - LATU Sistemas S.A. y Quality Austria – OQS, a los efectos de evaluar la conformidad en las tres normas UNIT-ISO 9001, UNIT-ISO 14001 y UNIT-ISO 45001.

• Como resultado de la misma, se obtuvo el mantenimiento de la certificación de conformidad con las Normas mencionadas, lo cual pone de relieve que los procesos claves están certificados y trabajando sobre un mismo marco de gestión. El alcance fue a los siguientes procesos, Operación y mantenimiento en Centrales Hidroeléctricas de Rincón del Bonete, Rincón de Baygorria y Constitución; Operación y mantenimiento en Centrales Térmicas en La Tablada, Punta del Tigre A y Batlle y Ordoñez; Explotación de los Parques Eólicos Juan Pablo Terra, Palomas, Pampa, Colonia Arias, Valentines, Emanuele Cambilargiú; Auscultación de Presas, Gestión de Embalses, Estudios Eólicos y Gestión de Proyectos.

• Cabe destacar que se continuó con las actividades vinculadas a la implantación de un Sistema de Gestión de Activos bajo la norma UNIT-ISO 55001:2014, lo cual mereció el reconocimiento por parte de los auditores externos. Dichas actividades consistieron en la conformación de un grupo, con el objetivo de ejecutar la guía de trabajo para la implantación, la difusión del Sistema de Gestión de Activos a nivel gerencial en Generación y la elaboración de la documentación fundamental requerida.

• La **Gerencia Trasmisión** obtuvo:

• La certificación del proceso de Servicios de ejecución de obra civil de transformadores y de secciones de maniobra en 30kV, 60kV, 150kV y 500kV y a su vez, la recertificación de todos los procesos de Montaje Electromecánico y Contralor de Obras Contratadas todo en concordancia con el Sistema de Gestión Integrado de las normas UNIT-ISO 9001:2015, UNIT-ISO 14001:2015 y UNIT-ISO 45001:2018.

• La recertificación del proceso de Gestión de los Trabajos con Tensión (TCT) bajo la norma UNIT-ISO 45001:2018.

• En relación a la **Gerencia Gestión Humana**:

• Obtuvo la certificación, bajo la norma UNIT-ISO 9001:2015, del proceso de Fuero Sindical.

• Mantuvo la certificación de los procesos:

- Suministro de Infraestructura para Capacitación
- Liquidación de Haberes
- Llamados Externos
- Gestión de Incidentes con Lesión
- Ingreso de Personal
- Planificación y Control de Gestión
- Vigilancia Sanitaria y Análisis
- Descripción, Especificación y Valoración de Puestos

• La **Gerencia Económico Financiera** obtuvo:

• La certificación, bajo la norma UNIT-ISO 9001:2015, de los procesos:

- Costeo ABC y Contabilidad Regulatoria
- Pago de Retribuciones Personales
- Gestión de Líneas de Crédito
- Control de Tesorería

• La recertificación bajo la Norma mencionada de los siguientes procesos:

- Pago a Terceros
- Liquidación de Obligaciones Impositivas
- Gestión Estratégica
- Capacitación
- Auditorías de Calidad del Sistema de Gestión de Calidad
- Fondos Fijos

• La **Gerencia Consultoría Externa:**

- Conservó la certificación en la norma UNIT-ISO 9001:2015.
- Recibió en el año 2021 el Premio Compromiso con la Gestión Pública, en la categoría Bronce, implementado por el Instituto Nacional de Calidad (INACAL).

• La **Gerencia Planeamiento Estratégico:**

- Renovó la certificación del proceso Asesoramiento en Sistemas de Gestión Integrados bajo la norma UNIT-ISO 9001:2015.
- Certificó de acuerdo a los requisitos de la norma UNIT-ISO 9001:2015 el proceso de Diseño y Mantenimiento de Estructura Organizativa

• La **Gerencia Auditoría Interna:**

- Recibió la recertificación del Sello de Calidad de acuerdo al Marco Internacional para la Práctica Profesional de la Auditoría Interna durante el año 2020, en el año 2021 se realizaron acciones tendientes a dar cumplimiento a las oportunidades de mejora señaladas por los evaluadores externos de calidad.
- A los efectos de implementar la norma UNIT-ISO 37001:2016 sobre Sistema de Gestión Antisoborno, Gerencia General dispuso la creación de un grupo de trabajo integrado por Asesoría Técnico Jurídica, Diseño Organizacional y Gestión del SGI, Gestión de Riesgos, Abastecimientos y Servicios, liderado por Auditoría Interna, el que ha realizado diversas acciones de formación y actualización de documentación, entre otras.

• **Modelo de calidad con equidad de Género:**

El Modelo de Calidad con Equidad de Género, es una herramienta diseñada para lograr la reducción de las brechas de género en el ámbito laboral por medio de acciones planificadas y procedimientos, que apuntan a transformar las estructuras de trabajo y la gestión del personal hacia formatos más justos y equitativos. El Instituto Nacional de las Mujeres del Ministerio de Desarrollo Social (INMUJERES), otorgó a UTE la certificación del Nivel 1 del Modelo de Calidad con Equidad de Género (MCEG), constituyéndose en un hito histórico dado que UTE conjuntamente con la Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (ANCAP) son las dos únicas Empresas Públicas, certificadas en su totalidad en el Nivel 1 del Modelo referido.

La certificación implicó entre otros aspectos:

- Contar con un Comité de Género en funcionamiento.
- Desarrollar un diagnóstico organizacional con mirada de género y equidad.
- El compromiso de la Dirección.
- La implementación de un plan anual con perspectiva de género.
- La determinación de un presupuesto destinado a género.

GESTIÓN DE RIESGOS

La Unidad Gestión de Riesgos continúa con la implementación del Sistema de Gestión Integral de Riesgos. Se destacan a continuación las acciones realizadas:

- Elaboración de la Guía Metodológica de Riesgos Estratégicos siguiendo los lineamientos de la versión COSO ERM 2017, que pone foco en la integración de la gestión de riesgos desde la definición de la estrategia (planificación) y en la ejecución de la misma (desempeño).
- El seguimiento de los riesgos operativos del Proyecto Redes Inteligentes presentándose a los equipos y al Comité de Dirección del Proyecto los resultados consolidados.
- Se desarrolló durante el año, el Monitor Integral de Riesgos (MIR), el mismo permite visualizar gráficamente la información del estado general de los riesgos analizados y cargados en el sistema SAP GRC Risk de la Empresa.
- La nueva herramienta SAP GRC Risk permitió la posibilidad de incorporar el Módulo de Oportunidades en el nuevo sistema.
- Se comenzó la migración de la información y se continuó con las instancias de capacitación de la Metodología Corporativa al personal de UTE a efectos de concientizar acerca de la necesidad y beneficios de incluir la perspectiva de gestión de riesgos formalmente en todas las actividades de la Empresa.

RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL (INCLUSIÓN SOCIAL)

- Continuó la implementación del convenio entre UTE y el Instituto del Niño y Adolescente del Uruguay (INAU). Se contó con 15 becarios que desempeñaron funciones en diferentes unidades de todo el País. A su vez se encuentran en proceso de selección o designación el resto de los cupos.
- 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 2021 se solicitaron 50 cupos, los cuales fueron en su totalidad para localidades del Interior del País.
- Otras acciones en el ámbito educativo y la comunidad se exponen en el capítulo Comercialización del Producto.



GESTIÓN DE INSTALACIONES



Balance energético 2021 (GWh)⁽¹⁾

Energía inyectada al SIN 14.107 (100%)

Generadores de UTE

5.391 (38,22%)

Compras

8.716 (61,78%)

Generadores de UTE	TURBO GAS	TURBO VAPOR	MOTORES	EÓLICA	FOTVOLTAICA	CTM	ARGENTINA	BRASIL	AG. PROD. AG. PROD.	AG. PROD. EÓLICOS COPROP. UTE
HIDRÁULICA	1.504 (10,66%)	654 (4,64%)	293 (2,08%)	573 (4,06%)	1 (0,01%)	2.793 (19,80%)	55 (0,39%)	0 (0,00%)	4.691 (33,25%)	1.177 (8,34%)

Consumo propio de generadores de UTE, Ag y Gen. Co-propiedad de UTE
73 (0,52%)

Pérdidas Transmisión
418

Exportación
ARGENTINA 628 (4,45%)
BRASIL 2.216 (15,71%)

Producción entregada a redes de Distribución para el abastecimiento de la Demanda Nacional
10.772 (76,36%)

Pérdidas Distrib. y Comerc.
1.884

Export. BRASIL (MT Y BT)
0 (0,00%)

GENERAL	RESIDEN.	GRANDES CONS.	MEDIANOS CONS.	OTRAS MULTH.	ALUMB. PUB.	AGENTES	AUTO CONSUMOS
930 (6,59%)	3.034 (21,51%)	2.283 (16,18%)	1.434 (10,17%)	950 (6,73%)	192 (1,36%)	21 (0,15%)	44 (0,31%)

TOTAL CONSUMO NACIONAL 8.888 (63,00%)

PÉRDIDAS 2.302⁽²⁾

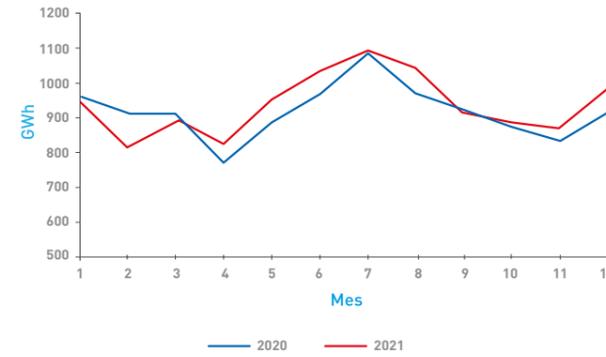
(1) Los porcentajes se calculan en base a la energía inyectada al SIN.
(2) Pérdidas en las redes y comerciales.
Nota: - No incluye pérdidas de generación.
- Informe elaborado a mayo de 2022, fuente Sistema de gestión de Explotación (SGE).

GESTIÓN ENERGÉTICA

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

La energía anual inyectada a las redes de Trasmisión y Distribución de UTE para abastecer la demanda fue de 11.202 GWh, se compone de 10.772 GWh de la producción entregada a redes de Distribución para el abastecimiento de la demanda nacional, 418 GWh de pérdidas de Trasmisión y 12 GWh de consumo de Agentes Productores e incluye la importación de energía proveniente de Argentina, lo que representa un 2,13% superior al valor registrado en el año 2020.

EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA TOTAL MENSUAL



DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA ANUAL

La demanda máxima de potencia anual se registró el 28 de junio y ascendió a 2.128 MW, superando el máximo histórico de 2.121 MW registrado en el año 2019. La potencia máxima fue de 2.702 MW y se abasteció con: 772 MW de Salto Grande, 452 MW del Río Negro, 127 MW de biomasa y 1.351 MW de eólica. De los cuales se exportaron 574 MW.

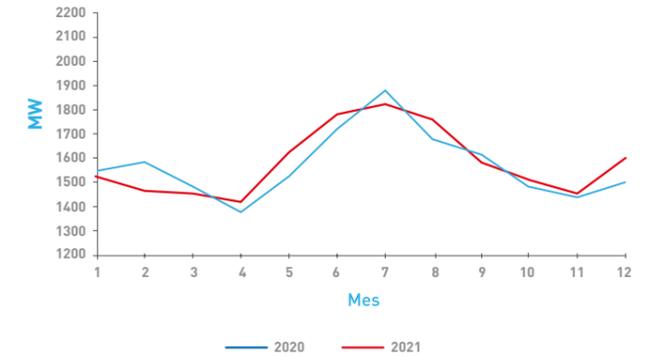
El 28 de junio se verificó el máximo consumo de energía diario de invierno, habiéndose alcanzado el valor de 41.290 MWh, 2,53% superior con respecto al año anterior.

La potencia máxima de verano se registró el 25 de enero y fue 1.883 MW, no superando al máximo anual. Dicha potencia se abasteció con: 776 MW de Salto Grande, 241 MW del Río Negro, 554 MW de térmica, 114 MW de biomasa, 159 MW de fotovoltaica y 39 MW de eólica.

El 26 de enero se alcanzó el máximo consumo de energía diario de verano, habiéndose registrado el valor de 33.358 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 60,1%, lo que representó un incremento de 0,21% en relación al año anterior.

EVOLUCIÓN DE LOS PICOS MEDIOS MÁXIMOS PROMEDIO PICO MÁXIMO DÍA HÁBIL



RÉGIMEN IMPERANTE

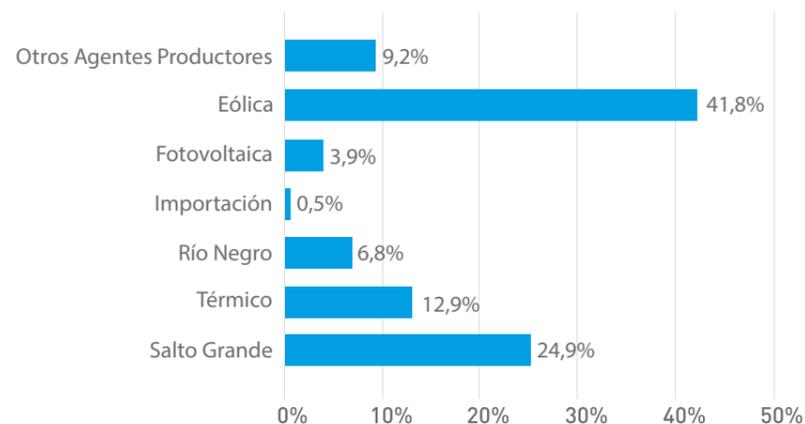
El suministro de energía para abastecer la demanda del Sistema se compuso de la siguiente forma:

Fuente	%
Salto Grande	24,9
Centrales ubicadas sobre el Río Negro	6,8
Centrales térmicas	12,9
Parques eólicos	41,8
Plantas Fotovoltaicas	3,9
Agentes productores	9,2
Importación	0,5

Se abasteció aproximadamente un 90% de la demanda con energías de origen renovable.

Con respecto a la generación de energías renovables no tradicionales, las mismas tuvieron las siguientes variaciones respecto al año anterior: eólica -8,84%, fotovoltaica 3,06% y biomasa 0,49%.

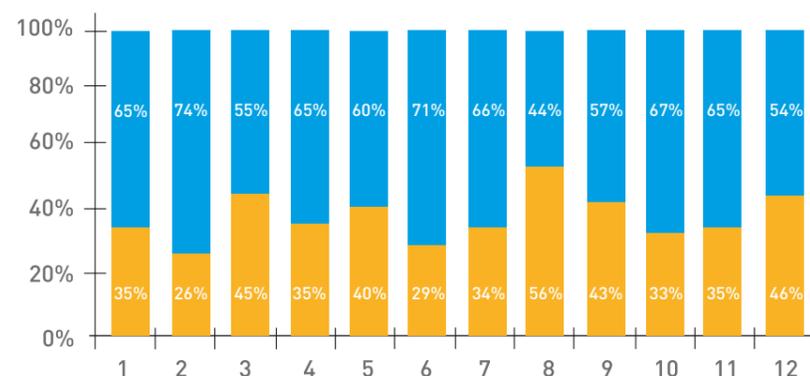
Energía entregada al SIN para abastecer la demanda



La potencia instalada de origen renovable no tradicional a fines del año 2021, fue del orden de 2.173 MW mientras que la autorizada fue de 1.927 MW, de los cuales 504 MW correspondieron a parques donde UTE participa. La potencia instalada eólica fue de 1.506 MW y la fotovoltaica fue del orden de 258 MW incluyendo microgeneración.

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 Trasmisión y Distribución. Con relación al año anterior en la mayoría de los meses se aprecia una mayor participación de la generación propia de UTE en el total, destacándose agosto en el cual el guarismo llegó al 56% de la generación total del País.

Participación de UTE en la generación mensual (%)



Nota: Para la generación de origen eólica de UTE se consideraron los siguientes parques: Juan Pablo Terra, Complejo Ing. Emanuele Cambilargiu y Palomas.

RECURSOS ENERGÉTICOS

GENERACIÓN TÉRMICA

La generación térmica de UTE totalizó 2.451 GWh, de los cuales 1.497 GWh se destinaron para abastecer la demanda del SIN y 954 GWh para exportar. La energía de este origen fue 205% mayor con respecto al año anterior.

GENERACIÓN HIDRÁULICA

La generación hidráulica de UTE (Río Negro) totalizó 2.366 GWh en el año, un 58% superior que la generada en el año anterior. Se exportó el 68% (1.605 GWh) de la misma.

GENERACIÓN EÓLICA

La generación eólica donde UTE participa, estuvo compuesta por siete parques; tres de ellos son propiedad de UTE (Juan Pablo Terra, Palomas y el Complejo Ing. Emanuele Cambilargiu) y el resto son copropiedad de la Empresa bajo diferentes figuras, estos son: Artilleros, Pampa, Arias y Valentines.

La producción total de los parques propios fue de 573 GWh y en los que coparticipa fue de 1.177 GWh; con respecto al 2020 disminuyeron un 6% y un 7% respectivamente.

CONTRATOS

• Contratos de Importación con países vecinos

En el 2021 no hubo ningún contrato vigente de importación.

• Contratos con agentes del Mercado Nacional

Durante el año UTE compró energía en el mercado de contratos a término por un total de 5.768 GWh.

MERCADO SPOT

El precio Spot es el costo de abastecer un MW de demanda adicional en una hora dada, 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 la Administración del Mercado Eléctrico (ADME) para el 2021 fue de 87,41 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 242,3 U\$/MWh.

El precio Spot nulo se dio en el 20% de las horas. El registro de precios más bajos se constató desde mediados de junio a fines de septiembre.

• Energía comercializada en el Mercado Spot

La energía comercializada en el Mercado Spot fue de 89,8 GWh, resultando inferior al valor del año anterior (97,6 GWh). La misma representó aproximadamente un 0,80% del total de la energía entregada al Sistema Nacional.

INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

• Importación

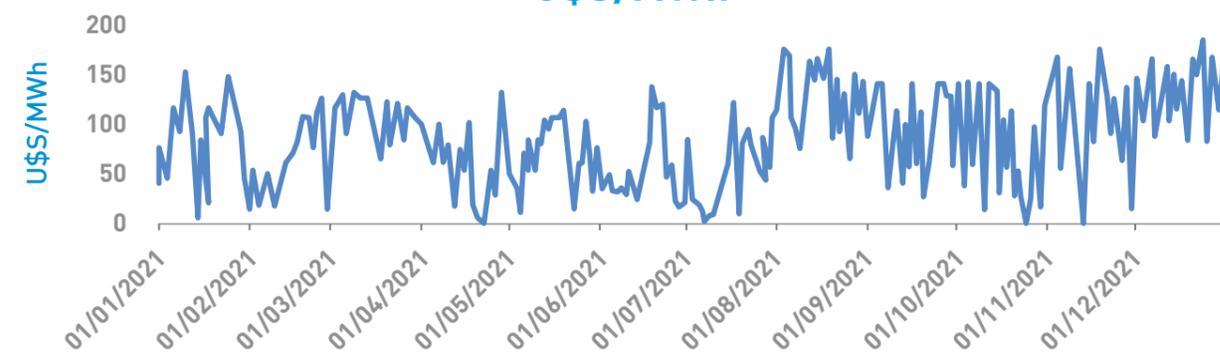
En el período se importó energía por 55 GWh, correspondientes a compras realizadas a Argentina en modalidad Contingencia de origen térmico. No se compró energía a Brasil en el período analizado.

• Exportación

La exportación de energía al sistema argentino fue de 627,6 GWh y al sistema brasileño fue de 2.216 GWh. Las fuentes de generación utilizadas fueron:

Fuente de generación	GWh	%
Térmica	953,8	34
Hidráulica	1.605,2	56
Energías renovables no tradicionales	284,6	10
Total	2.843,6	

Evolución Precio SPOT - Promedio Diario U\$/MWh



GENERACIÓN

La potencia total del Sistema Interconectado Uruguayo (SIN) fue de 4.849 MW al 31/12/2021 y la energía total entregada al mismo durante 2021 fue 14.107 GWh. El Área Generación suministró a la red 5.391 GWh, siendo 44% hidráulica, 45% térmica y 11% eólica.

Se destaca como un logro, haber alcanzado una disponibilidad del 95,2%, a pesar de un cambio de contexto fuertemente afectado por la pandemia, en donde se debió adaptar las tareas y regímenes de trabajo para mantener la continuidad.

PROYECTOS DEL ÁREA GENERACIÓN

SOLAR FOTOVOLTAICO

Este proyecto consistirá en la instalación de un generador fotovoltaico de 30 MWp (27 MVA en el punto de conexión) con una tecnología de paneles mono cristalinos, inversores distribuidos y una estructura fija que se conectará en la subestación de Punta del Tigre (PTI) en la barra de 150 kV. Se estima que la generación anual del primer año será cercana a 47 GWh.

A lo largo del año, el consorcio que integran Hyundai Engineering & Construction – KEPCO – Hyundai Corporation (HDEC) suministró los paneles, inversores y estructuras necesarias para el proyecto; todos ellos ya se encuentran en PTI. El consorcio también realizará las obras civiles y montaje mecánico de los equipos que suministró, trabajos que comenzarán próximamente.

DESMONTAJE Y RECONVERSIÓN DE CENTRAL BATLLE

El Proyecto de Desmontaje y Reconversión de Central Batlle está dividido en siete etapas.

La Etapa 1 consiste en las obras de reubicación y acondicionamiento de las instalaciones que permanecen operativas. Posteriormente se agregó al plan del proyecto una etapa inicial, consistente en el desguace de los tanques de fuel oil N° 4, 5, 8 y 9; la que, por no estar incluida en el plan original, recibió la denominación de Etapa 0.

Se reseñan las siguientes actividades que fueron desarrolladas en 2021, correspondientes a las Etapas 0 y 1 del proyecto:

Etapa 0: se finalizó en su totalidad las tareas de desguace de tanques N° 4, 5, 8 y 9.

Etapa 1:

- Se realizó el desguace de los tanques de la ex planta de agua (tanque de agua y tanque de soda), demoliéndose sus casetas asociadas.

- Se realizó el montaje de la cañería de agua de protección contra incendio para transformadores.

- Se comenzó con la reparación de techos en sala de máquinas.

- Se construyeron freáticos para monitoreo de calidad del suelo en distintos puntos del predio de la Central.

- Se instaló y puso en servicio la nueva planta de tratamiento de agua para motores.

- Se comenzó con la readecuación de la ex sala de trasiego para el nuevo laboratorio de la Unidad Química de la Central.

GENERACIÓN TÉRMICA

GENERALIDADES

- Potencia total instalada 1,1 GW.
- Certificación en normas UNIT-ISO 9001, UNIT-ISO 45001 y UNIT-ISO 14001.
- Rol de aseguramiento de potencia para el SIN.
- Disponibilidad 2021, superó el objetivo fijado por la Empresa.

Central	Disponibilidad (%)
Motores (C Batlle)	92,87
PTA Punta del Tigre A	93,80
PTB Punta del Tigre B	96,69
CTR Central de Respaldo	93,56
Total	95,03

Nota: Si se toma como base para la metodología de cálculo CIER 14 Fase I, la disponibilidad en el benchmarking debería ser PTA, PTB y CTR del 81,75% y Motores 58,09%.

Hitos

- 44 millones de dólares de ganancia para UTE por exportaciones de energía correspondientes a 1.000 GWhR.
- Respaldo energético permanente de las energías renovables, dada la capacidad de arranque rápido y entrega de potencia en forma escalonada de las plantas.
- Compensación de la energía reactiva de la red, regulación de la tensión en anillo de 150 kV de Montevideo, con una producción de 500 GVAR anuales.
- Reparación y sustitución de dos turbinas LM 6.000 de PTA en tiempo record de 3 meses (unidades 5 y 6).
- Reducción de los costos de contratos y servicios en un 20%.

CENTRAL MOTORES

El valor total de disponibilidad de la central de Motores fue 92,87%, teniendo un factor de planta del 47,52%.

Instalación	Disponibilidad %		
	Servicio	Reserva	Total
C.T. Motores Battle	47,52	45,35	92,87

En el año 2021 la generación de motores fue de 292,5 GWh, mientras que en el año 2020 había sido de 119,1 GWh y en 2019 fue de 23,6 GWh. Respecto a la Operación se destaca como ventajas de la central de Motores la inyección de potencia activa directamente en la red de 150 kV del anillo de Montevideo, en la SSEE E, uno de los puntos de dicha red con mayor demanda. Además de ello, al ser 7 unidades de 10 MW, permite trabajar con módulos de potencia menores, pero siempre al rendimiento más eficiente. Por otra parte, es una planta de arranque rápido, la velocidad de puesta en servicio promedio de los 7 motores ha sido de 8 minutos. Se solicitó asistencia técnica al fabricante de los motores (Wärtsilä) con el fin de evaluar el impacto y proponer acciones para disminuir el nivel de ruido irradiado.

CENTRAL DE RESPALDO LA TABLADA (CTR)

La disponibilidad anual de la CTR fue de 93,56%, la indisponibilidad fue de 6,30% programada y un 0,14% forzada.

Instalación	Disponibilidad %			Total
	Generador	Síncrono	Reserva	
C.T. de Respaldo La Tablada	0,69	92,36	0,51	93,56

La Central de La Tablada además de ser una fuente de generación térmica de respaldo, cumple funciones muy importantes para la red, en particular la red de 150 kV del anillo de Montevideo, en lo que respecta al control de la tensión de la misma, además de aportar inercia al SIN y capacidad de arranque.

Cabe indicar que las unidades de la central de Respaldo en el correr del 2021 han funcionado en forma casi permanente como compensador sincrónico:

- Unidad TG1 produjo 237,54 GVARh
- Unidad TG2 produjo 234,28 GVARh

También dicha planta tuvo producción de energía activa, especialmente para exportación:

- Unidad TG1 produjo 5,6 GWh
- Unidad TG2 produjo 5,7 GWh

CENTRAL TÉRMICA PUNTA DEL TIGRE

Central de Generación de Ciclo Combinado

La Central de Punta del Tigre A tuvo una disponibilidad anual de 93,80%, la indisponibilidad programada fue de 2,12% y la indisponibilidad forzada un 4,08%.

El alto valor de la indisponibilidad forzada se debió a la tarea de cambio de sección caliente de la unidad 6 que debido a lo imprevisto de la falla y a demoras logísticas y aduaneras, generó una indisponibilidad de casi 4 meses. De no haber sucedido dicha falla, la indisponibilidad forzada de la planta hubiese sido de aproximadamente 0,5%.

La Central tuvo un factor de planta de un 10,1%, generando un total de 263,9 GWh, de los cuales 258,1 GWh se generaron usando gasoil y 5,8 GWh con gas natural.

La Central de Punta del Tigre B tuvo una disponibilidad de 96,69% y la indisponibilidad fue de: un 2,13% programada y un 1,18% forzada.

Punta del Tigre B generó un total de 1.891 GWh, correspondiendo 1.236 GWh a la generación con gasoil y 655 GWh la generación en la turbina de vapor.

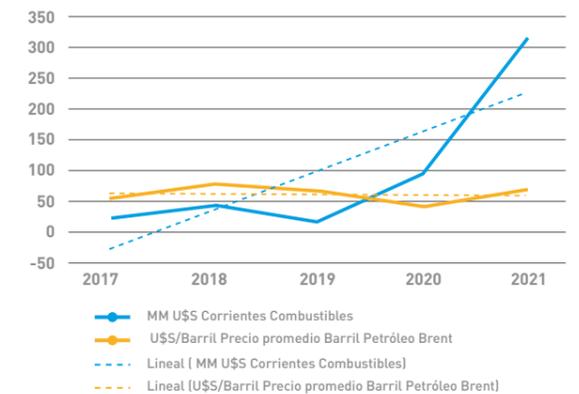
Logística de combustibles

En el año 2021 el gasto en combustibles fue de 305 millones de dólares.

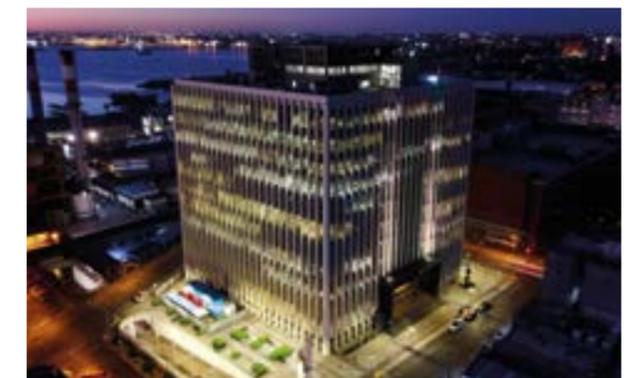
Se exportó el 33,5% de la generación térmica. El costo de combustibles líquidos utilizados para la generación de energía térmica para exportación fue 133,6 millones de dólares. La exportación de energía explica el fuerte incremento del gasto en combustibles respecto al año anterior.

La gestión de la logística de combustibles se realizó con menores niveles de stock, obteniendo una mejora en la rotación, lo que impactó directamente en menores costos financieros asociados al combustible.

CONSUMOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS EN MM U\$S CORRIENTES Y PRECIOS PROMEDIOS U\$S DE BARRIL DE PETRÓLEO BRENT



Nota: MM/U\$S Millones de dólares.

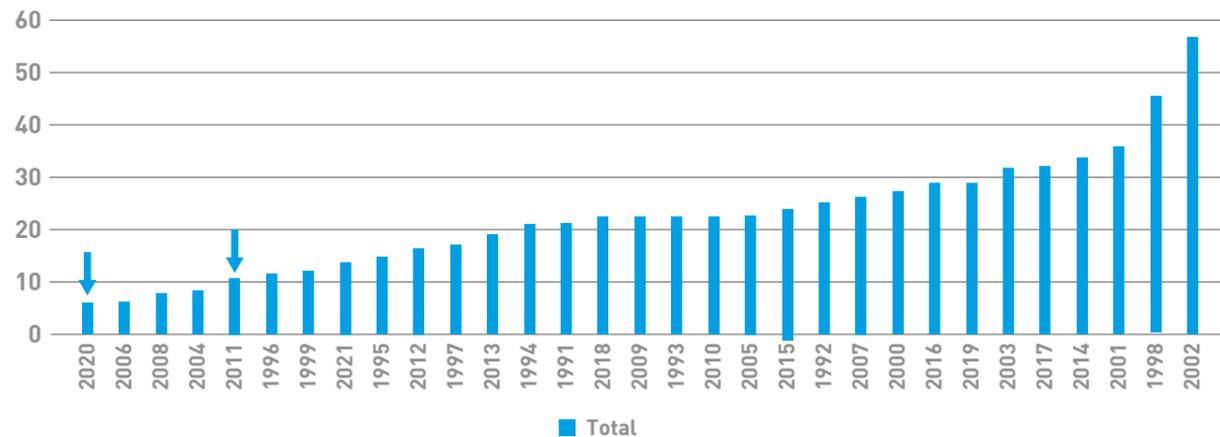


GENERACIÓN HIDRÁULICA

Si bien los aportes hidráulicos (precipitaciones) mejoraron respecto a 2020, el año 2021 sigue siendo una de las crónicas de aportes más bajas de los últimos 30 años.

Se generaron 2.366 GWh, un 58% más que el año anterior, representando un 16,77% de la energía inyectada al SIN.

APORTE DE CUENCA RINCÓN DEL BONETE (km³)

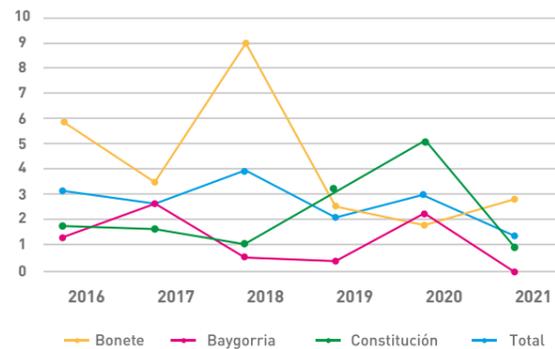


INDICADORES

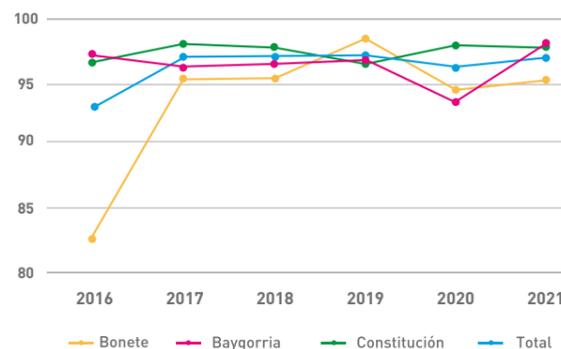
Se mejoraron levemente los indicadores claves de tasa de fallas y disponibilidad respecto al año anterior, según los siguientes gráficos:

Central	Potencia instalada (MW)	Disponibilidad (%)	Tasa de Falla	Generación (GWh)
Rincón del Bonete	152	94,86	2,88	587
Baygorria	108	97,86	0,00	472
Constitución	333	97,62	1,07	1.307
Total Centrales del Río Negro	593	97,00	1,47	2.366

Tasa de Falla



Disponibilidad en (%)



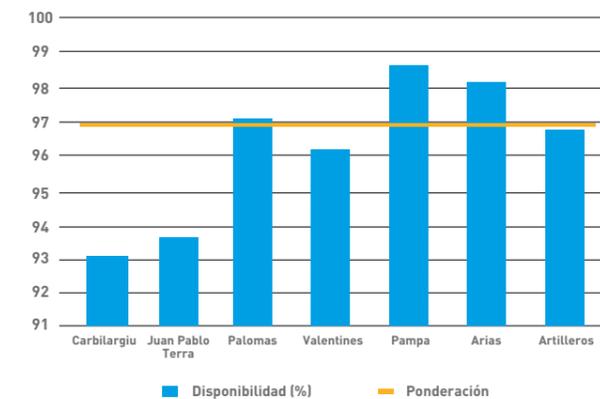
Nota:
 El indicador **Tasa de Falla**, mide la confiabilidad del sistema. Se interpreta como la probabilidad de que el equipamiento o la función presenten falla durante el servicio, en un período estadístico.
 El indicador **Disponibilidad** mide si la planificación del mantenimiento está dentro de los 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 grafica la Disponibilidad con el criterio de indicador utilizado para el SRV considerando la tasa de disponibilidad CIER adicionándole el valor de la Indisponibilidad por Causa Ajena.

GENERACIÓN EÓLICA

La generación eólica correspondiente a los parques eólicos que explota UTE durante 2021 fue de 1.750 GWh. Respecto 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. Se logró una disponibilidad de 96,91% promedio para todos los parques, con una disponibilidad máxima alcanzada de 98,7% en el parque eólico Pampa.

Parque	Potencia instalada (MW)	Disponibilidad (%)	Generación (GWh)	Restricciones operativas (MWh)
E.cambilargiú	20	93,1	59,8	0
J.P.Terra	67,2	93,6	245,3	3.557
Palomas	70	97,1	267,5	465
Valentines	70	96,2	268,0	5.183
Pampa	141,6	98,7	478,4	6.200
Arias	70	98,2	261,6	10.040
Artilleros	65,1	96,8	166,2	419,8

Disponibilidad de Parques Eólicos 2021



Fueron realizados los estudios geotécnicos para las estaciones Chamberlain y Melo y estudios de suelos para las líneas.

PLAN DIRECTOR DEL ÁREA METROPOLITANA

- Construcción de una nueva subestación Montevideo P, de 150/31,5 kV con tecnología de Gas Insulance Substation (GIS) en la zona del barrio Cordón y a su conexión a la red existente a través de cables subterráneos de 150 kV. Renovación y Ampliación de subestación Montevideo F. Se realizó proceso licitatorio, se cumplió la etapa de comunicación definitiva al adjudicatario.
- Construcción de una nueva subestación de 150/22 kV, con tecnología GIS subes, en la zona del Parque Rivera (subestación Montevideo X) y a su conexión a la red existente a través de cables subterráneos de 150 kV. Construcción de una nueva subestación de 150/31,5 kV, con tecnología GIS en el Cerro de Montevideo (Montevideo Q) y su conexión a la red existente: con pliego realizado, la publicación del llamado está prevista para enero 2022.

TRASMISIÓN

AMPLIACIONES Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE TRASMISIÓN

CIERRE DEL ANILLO DE 500 KV EN LA ZONA NORTE Y CENTRO DEL PAÍS

Durante el año se firmó el contrato para la realización del cierre del anillo de 500 kV en la zona Norte y Centro del País.

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 de 500/150 kV en la zona de Chamberlain.
- Ampliaciones en la estación Melo de 500 kV.
- La apertura y conexión en Chamberlain de las líneas de 150 kV: Bonete B – Cuchilla Peralta A.

- Construcción de nueva subestación de 150/22 kV, con tecnología GIS, en la zona del Aeropuerto de Carrasco (subestación AER): con pliego realizado, la publicación del llamado está prevista para enero 2022.

- Ampliación de la subestación Montevideo E en su parte de 31,5 kV: llamado publicado.

- Tendido de 2 nuevas ternas de cables subterráneos de 150 kV (tramos Montevideo A - Norte y Norte - Montevideo P): se finalizó el informe técnico de las ofertas recibidas.

- Instalación de la subestación híbrida Suarez (SUA), el proceso licitatorio se encuentra en etapa de adjudicación, se estima la finalización de la obra para el primer cuatrimestre del año 2022.

- Construcción de secciones de 150 kV en varias estaciones de Montevideo (Montevideo A, Norte, Montevideo K y Montevideo H): la licitación asociada, que incluye obras y suministros que complementan varios de los proyectos de expansión en el Área Metropolitana, fue adjudicada y se firmaron los contratos correspondientes.

- Ampliación de la subestación Montevideo C en su parte de 31,5 kV: obra en ejecución.

PROYECTOS DE ESTACIÓN CARDAL Y SEGUNDA LÍNEA A PUNTA DEL TIGRE

El proyecto comprende la construcción de la estación Cardal 500 kV y el tendido de una línea aérea de aproximadamente 65 km de longitud, lo cual permitirá una segunda conexión a la red de Trasmisión de 500 kV de la Central de Punta del Tigre.

Se inició la construcción de la estación, habiéndose procedido al movimiento de suelos en el predio.

OBRAS DE AMPLIACIÓN EN EL CIRCUITO ESTE

- Construcción de la nueva estación de 150/31,5 kV, de tecnología GIS situada en José Ignacio: se continuó con la ejecución de la obra, avanzándose tanto en la obra civil y montaje, como en la ingeniería de detalle.
- Culminaron 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 150 kV en la llegada a la nueva subestación Punta del Este, con la correspondiente concreción de los empalmes de transición.

CONEXIÓN DE GRANDES CLIENTES

Concluyeron las obras relacionadas a la conexión de la nueva planta de UPM a la red de Trasmisión de 150 kV. Las obras consistieron en la ampliación de la estación Bonete B, la construcción de una nueva subestación de 150 kV (subestación Paso de los Toros) y el tendido de una línea aérea doble terna de 10 km de 150 kV que vincula Bonete B con Paso de los Toros.

ADECUACIÓN Y AMPLIACIÓN DE LA RED DE ABASTECIMIENTO DE 60 KV

Las obras de ampliación en la subestación Nueva Palmira se ejecutaron, a fin de obtener el suministro requerido por las nuevas redes de Distribución de 60 kV.



TENDIDO DE FIBRAS ÓPTICAS EN LÍNEAS AÉREAS DE TRASMISIÓN

- Finalizaron las obras de:
 - Tendido de cable de fibra óptica en las líneas de 150 kV Bonete – Bonete B, Bonete B – Young, Young – Paysandú y Paysandú – Salto.
 - Tendido de cable de guardia en tramos de la línea Bonete – Young – Paysandú.
- En ejecución: obra del tendido de cable de fibra óptica en la línea Tacuarembó – Rivera.

LÍNEAS DE 150 KV FRANCISCO VEIRA – LA PLATA Y SAN CARLOS – JOSÉ IGNACIO

Resultó suscrito el contrato para:

- La construcción de la línea aérea que conectará la subestación José Ignacio a la red de Trasmisión, en la derivación del vínculo entre las subestaciones de San Carlos y Maldonado.
- La construcción de la línea aérea de 150 kV de aproximadamente 30 km de longitud, que conectará las subestaciones Francisco Veira y La Plata. Se iniciaron los estudios de suelos y el relevamiento topográfico.

RENOVACIÓN DE TRANSFORMADORES DE INTENSIDAD DE 500 KV Y 150 KV

Culminó la renovación de transformadores de intensidad de 500 kV en la estación Montevideo A 500 kV, completando así la renovación de estos equipos en Montevideo.

Respecto a la renovación de transformadores de intensidad de 150 kV, durante los años 2020 y 2021 fueron reemplazadas 18 ternas y se efectuó el cambio de relación de transformación en 8 ternas, ubicadas en las subestaciones Montevideo A, Montevideo F, Montevideo I, Montevideo L, Montevideo R, Colonia, Rodríguez, Rosario, Fray Bentos, Mercedes, Tacuarembó y Valentines.

UBICACIÓN GEOGRÁFICA DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN



RED DE UTE HASTA 60 KV



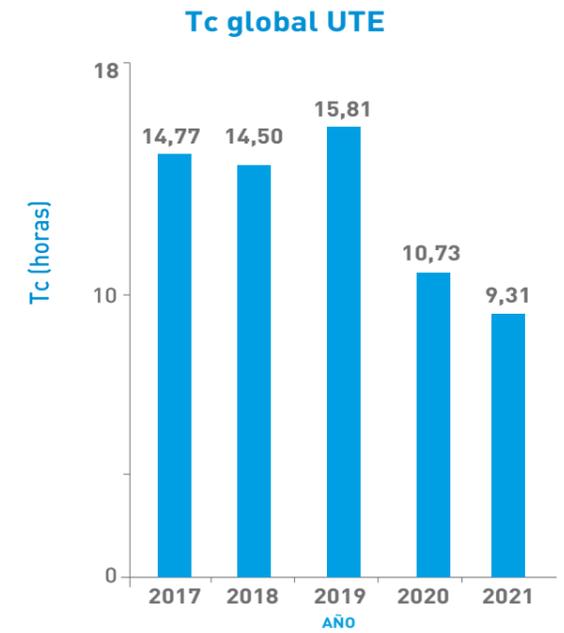
DISTRIBUCIÓN

CALIDAD DE SERVICIO

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

El valor del Tc global de UTE (incluye el aporte de Trasmisión y no se eliminan los cálculos de temporales) para el año 2021 fue de 9,31 horas.

Se muestra en el siguiente gráfico la evolución del valor anual del índice Tc para todo el País en los últimos 5 años.



El crecimiento de las redes durante 2021 fue el siguiente:

Redes de ST/MT	759 km
Redes de BT	252 km
Estaciones ST/MT	1
Subestaciones MT/BT	708



GENERACIÓN CONECTADA A DISTRIBUCIÓN

Al cierre del año 2021, la potencia total instalada en generación conectada a la red de Distribución en media tensión totaliza 365,91 MW, de los cuales:

- 67,30 MW corresponden a centrales que producen a partir de biomasa.
- 169,80 MW a partir de energía eólica.
- 128,81 MW a partir de energía solar fotovoltaica.

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



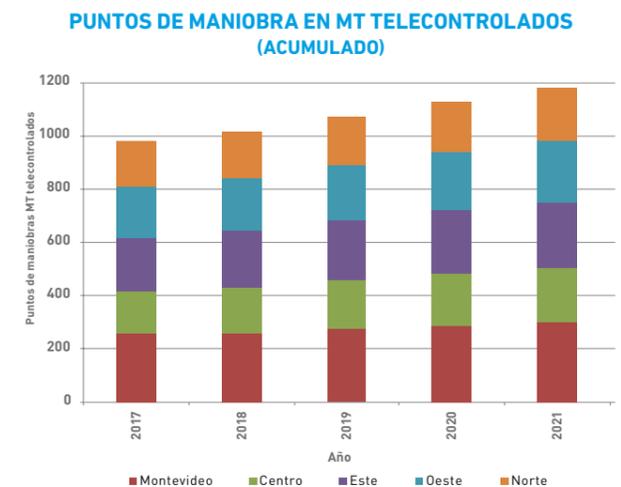
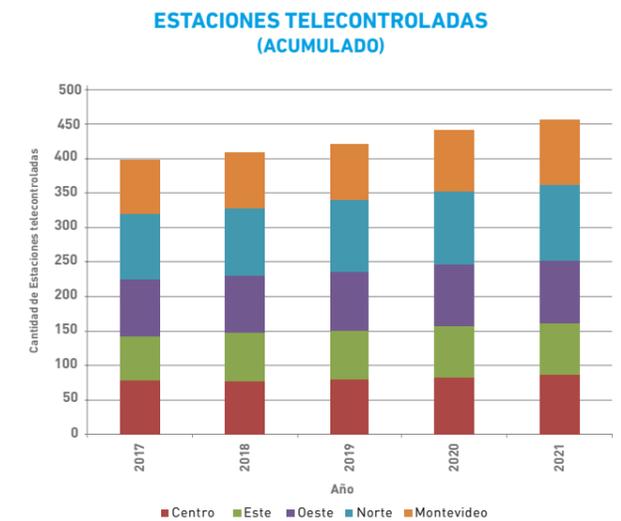
DESARROLLO DEL TELECONTROL E INCORPORACIÓN DE NUEVAS TECNOLOGÍAS

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 ajustaron 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 IEC/ 61850.

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: 457 estaciones, punto de control y medida (EST/PCYM) y 1.172 puntos de maniobra intermedios en redes de media tensión, como se muestra en las siguientes figuras.



PREVISIÓN ESPACIAL DE LA DEMANDA

La Previsión Espacial de la Demanda es una metodología desarrollada e implementada por UTE. Se trata de un modelo de localización geográfica de la distribución de la demanda eléctrica dentro del territorio nacional, que permite realizar proyecciones del crecimiento de la misma en una determinada zona. Con esta herramienta se pueden localizar las zonas de mayor demanda, determinando si la infraestructura eléctrica existente es capaz de abastecerla, detectar zonas potenciales de crecimiento, planificar cuál es la forma óptima de llegar a los clientes y estimar las curvas de carga de las instalaciones de la red aguas arriba, considerando el crecimiento de una determinada zona con sus distintas alternativas de alimentación.

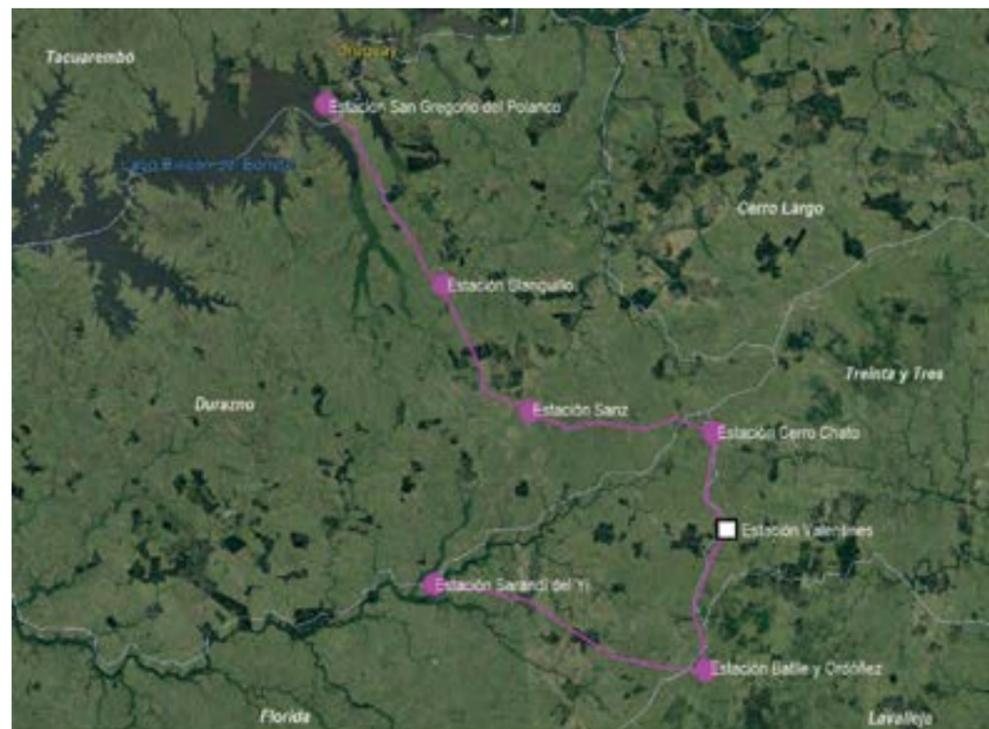
Durante el año se aplicó esta metodología en la localidad rural de Palmitas en el departamento de Soriano.

PROYECTO VALENTINES – PILOTO DE ALMACENAMIENTO POR BATERÍAS

El almacenamiento de energía está desempeñando un papel clave en la transición energética hacia un sistema que permita mayores proporciones de fuentes renovables no gestionables dentro de la matriz energética, descarbonizar el sector de transporte y acelerar la electrificación en puntos aislados de la red. Asimismo, la capacidad de almacenamiento puede reducir las restricciones de las redes y puede diferir la necesidad de inversiones en infraestructura.

La instalación de baterías estacionarias en la red de Distribución permite brindar mejores servicios de red, mejorando la calidad de servicio en las regiones que están afectadas por mayores interrupciones del servicio eléctrico. Los sistemas de baterías colocados en estaciones de punta de línea pueden funcionar como respaldos y por lo tanto disminuir drásticamente la duración de las interrupciones.

El proyecto piloto comenzó en la red de subtransmisión asociada a la estación 150/30 kV Valentines, la cual a través de 195 km de red alimenta a varias localidades tales como Cerro Chato, Santa Clara de Olimar, Sarandí del Yí y San Gregorio de Polanco, suministrando energía eléctrica a 13.300 usuarios, representando una facturación media mensual de 0,6 millones de dólares y un pico de consumo de 11 MW. A este sistema se conecta la central generadora Julieta con dos aerogeneradores, totalizando una potencia instalada de 3,6 MW. Se muestra en la siguiente figura la red de subtransmisión de Valentines.



- Referencias:
- Estación de Transmisión Valentines 150/31,5 kV
 - Estación de Distribución 31,5 kV
 - Red de 31,5 kV

Se propone la instalación de dos equipamientos, instalados en cada una de las puntas de línea (Sarandí del Yí y San Gregorio de Polanco), con una potencia activa estimada total del orden de 6 MW y capacidad de entre 4 y 6 h de duración, con diseño para regulación del factor de potencia en esos nodos entre +/- 0,94. Ambos sistemas serán capaces de funcionar en modalidades de operación de respaldo, de control de tensión y de arbitraje intertemporal de costos marginales del sistema.

En el año 2019 se contrató una consultoría técnica a través de una cooperación con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), la cual realizó un trabajo focalizado en: información de principales componentes de costos de inversión de sistemas de baterías; situación de proveedores y de experiencia de proyectos de similar porte en el mundo y una visión para especificar las características técnicas que habitualmente se solicitan para este tipo de instalaciones.

Teniendo en cuenta el reporte de la consultoría y conjuntamente con el informe realizado por el equipo de técnicos de UTE, el Directorio aprobó el desarrollo de un proyecto piloto de almacenamiento con baterías en Uruguay y el apoyo al mismo a través de una cooperación con el Laboratorio de Innovación del Grupo Banco Interamericano de Desarrollo (BID-LAB).

Durante el año se avanzó en la contratación de un asesor técnico, a los efectos de comenzar con las tareas de elaboración de las especificaciones técnicas de las bases de la contratación, registrándose avances en la ingeniería específica de este tipo de sistemas. En el mismo sentido, se profundizó en el análisis de la operación técnica económica del banco de baterías con el objetivo de dimensionar y definir criterios de despacho para dicho banco, integrado al sistema de Distribución.

GRANDES PROYECTOS - OBRAS FINANCIADAS

En los últimos años, se ha comenzado a utilizar el mecanismo de licitaciones financiadas por proveedor para las obras de subtransmisión de gran porte (31,5 y 63 kV).

Un ejemplo de obra financiada en la primera instancia de estas licitaciones es la siguiente: nuevos tendidos de cable subterráneo en 31,5 kV desde la estación de Transmisión Tacuarembó hacia las estaciones de Distribución Tacuarembó A y C, principales estaciones del casco urbano de la ciudad de Tacuarembó, para sustituir conductores sobrecargados.



PROYECTO REDES INTELIGENTES

Se detallan los siguientes hitos alcanzados durante el año:

- Se gestionó propuesta de tratamiento tarifario de micro generación y suscriptores con generación, a la espera de la respuesta de la Dirección Nacional de Energía (DNE) para definir la instrumentación.

- Se elaboraron y aprobaron los contratos de transporte para clientes no regulados conectados en Trasmisión y subtrasmisión.

- Se reformuló el producto vapor industrial hacia una generalización de energía interrumpible que puede aplicarse a una multiplicidad de procesos. Se confeccionó informe sobre caracterización de energía para el producto comercial: paquetes de energía eléctrica.

- Durante el año se instalaron 301.321 medidores inteligentes, totalizando 698.375 clientes teleducidos. Se puso en producción el corte y reconexión a distancia resolviéndose las contingencias de falla del comando remoto por un dispositivo de emisión y recepción que funciona como un interruptor activado mediante la luz emitida (optocoplador).

- De las nuevas contrataciones de las Tarifas Residenciales Triple o Doble Horario (TRT o TRD) que rondan las 77.000; 32% se resolvió a distancia sin necesidad de cambio de medidor y este valor irá incrementándose directamente vinculado con el avance creciente del despliegue de medidores inteligentes.

- Se continuó con el desarrollo de otras funcionalidades que permitan afianzar la telemedición.

- Se desarrollaron con éxito propuestas en base a Data Science, particularmente para validación de la topología de la red de baja tensión y detección del uso de climatización eléctrica en los hogares, mediante analítica de datos y algoritmos de inteligencia artificial.

- Se realizaron mejoras de performance en validaciones y estimaciones para el proceso de recolección y procesamiento de datos adquiridos en la telemedición; el aseguramiento de la calidad de desempeño del sistema de la Big Data; la generación de informes del sistema Business Intelligence; y el diseño, análisis y generación de la información requerida para la funcionalidad de limitación de potencia.

- Los puntos de carga totalizaron 136 en 61 localidades de los 19 departamentos de la República. Se firmaron 12 convenios con las Intendencias Departamentales a fin de seguir impulsando la medición eléctrica a saber: Artigas, Tacuarembó, Lavalleja, Durazno, Flores, Soriano y Colonia.

- Se realizaron mejoras en la App UTE-MUEVE y culminó el trámite de gestión de contrato de carga en vía pública y la facturación automática de las cargas (Integración entre los sistemas Cárgame y CC&B). En el transporte público de pasajeros se cuenta con 35 ómnibus eléctricos y 85 taxis eléctricos circulando en la capital, como resultado de los llamados realizados por la Intendencia de Montevideo. Se incorporó el primer taxi eléctrico en el Interior del País, en la ciudad de Paysandú. La Ley N° 16.906 de Inversiones Promoción Industrial

explica la casi totalidad de los 570 vehículos livianos y los 42 camiones que se importaron este año.

- Se firmaron convenios con OSE y World Trade Center (WTC), donde el servicio prestado por UTE consiste en conectar los equipos de carga de estas redes privadas al software de gestión desarrollado por UTE, lo que permite entregar al dueño de la red de carga la información detallada de las cargas realizadas.

- Se digitalizaron los siguientes trámites: cambio de horario punta, cambio de Tarifa, cambio de nombre, reclamo de importes facturados, plan 2022. Se trabajó en un nuevo login de acceso personalizado para la WEB a efectos de mejorar la seguridad de los trámites y se implementó la recepción de documentos con firma digital para los trámites comerciales.

- Se aumentó significativamente los cupos de Callback para devolver llamadas en espera, se agregó una nueva opción para la denuncia de riesgo eléctrico en la vía pública. Se rediseñó el menú y ampliaron las opciones del WhatsApp. En cuanto al canal presencial, se implantó para todas las Oficinas Comerciales del Interior la opción de Agenda Telefónica. En el último trimestre se comenzó con el desarrollo de una nueva agenda Web para integrar la atención presencial de las Oficinas Comerciales a la plataforma Omnicanal.

- Se implantó un plan piloto de atención remota comercial por video llamada. Con fecha 29/12 se puso en producción un piloto de teleatención en los Centros de Atención de Toledo y Progreso.

- Se implantó la plataforma central de notificaciones llamada IRIS desarrollada por UTE, a efectos de poder realizar la gestión de SMS en forma autónoma y reducir costos de comunicaciones.

- Se trabajó en el diseño y sistematización de procedimientos de extracción de datos para la elaboración de informes periódicos del estado de situación según los distintos canales de atención (mail, SMS, voz, etc.).

- Este año se puso en producción el módulo Visualización Geográfica de Alertas en red de baja tensión (VAR), que representa geográficamente los eventos (Last Gasp) provenientes de los medidores inteligentes (MBI), utilizado por los operadores de los centros de maniobras de Distribución con el objetivo de identificar incidencias ocurridas en la red de baja tensión. Se continuó con el desarrollo de las Funciones Avanzadas de Operación (FAO), para reponer automáticamente tantos clientes como sea posible en menos de 3 minutos durante un incidente en media tensión.

Teniendo en cuenta la valoración positiva de los resultados obtenidos en los servicios donde se implementó la prueba del modelo de gestión activa de la demanda Termotanque Inteligente, se dieron nuevos pasos para expandir el alcance y desarrollo de esta funcionalidad.



UNIVERSALIZACIÓN DEL SERVICIO ELÉCTRICO EN EL MEDIO RURAL

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

- Universalización del servicio eléctrico, contribuyendo de esta manera a afincar la gente en el medio rural, la energía es un insumo básico e imprescindible para mejorar la calidad de vida de la población rural.

- Impulsor de desarrollo para la producción nacional y con un fuerte compromiso de responsabilidad social, la energía es un insumo básico para distintos sectores productivos como son la lechería, sector arrocerero, etc.

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

UTE tiene más de 51.000 km de líneas de media tensión, de los cuales 90% son rurales, en donde tiene el 10% de los clientes.

UTE posee una de las más altas tasas de Electrificación de América, del orden del 99,99% de las viviendas electrificadas a la fecha. En los últimos 11 años se construyeron más de 9.000 km de Electrificación Rural, en donde UTE ha invertido más de 40 millones de dólares.

Existen diversas modalidades para acceder a la Electrificación Rural:

OBRAS MIXTAS DE ELECTRIFICACIÓN RURAL

Las Obras son llevadas adelante por los interesados, en las cuales contratan a una empresa constructora eléctrica registrada en UTE. La Administración aporta sin cargo 8 materiales básicos (postes y crucetas de madera, columnas de hormigón, conductores aéreos, transformadores, aisladores, descargadores y seccionadores), 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.

A través del Convenio Interinstitucional en el cual participan entidades como: Oficina de Planeamiento y Presupuesto (OPP), Ministerio de Ganadería Agricultura y Pesca (MGAP), Ministerio de Industria y Energía (MIEM), Ministerio de Desarrollo Social (MIDES), Administración Nacional de Telecomunicaciones (ANTEL), Ministerio de Vivienda y Ordenamiento Territorial (MVOT), Ministerio de Ambiente (MA), Movimiento Pro-Eradicación de la

Vivienda Rural Insalubre (MEVIR), Instituto Nacional de Colonización (INC), Intendencias y UTE, se ejecutaron proyectos que a los vecinos se les dificultaba alcanzar por los costos asociados.

A diciembre del presente año se han ejecutado 424 km.

OBRAS REALIZADAS POR UTE

Por este concepto se han ejecutado 36 km de red a diciembre del presente año, instalados en los siguientes departamentos:

Departamento	Km de Red Finalizados en el año
Canelones	5
Florida	1
Cerro Largo	3
Lavalleja	4
Maldonado	2
Rocha	2
Treinta y Tres	2
Artigas	3
Paysandu	0
Río Negro	6
Rivera	2
Salto	1
Tacuarembó	1
Colonia	1
Durazno	1
Flores	0
San José	1
Soriano	1
Total	36

Conexión a Escuelas Rurales:

Escuelas conectadas a la red en el 2021:

- N° 123 - Puntas del Quebracho - Cerro Largo
- N° 72 - Mataojo - Salto
- N° 93 - Cerro de Clara - Tacuarembó

En resumen, en el transcurso del año 2021, se tendieron 460 km de red de media y baja tensión, un 15% adicional a lo previsto.

MEDIO AMBIENTE

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

En el año 2021 se obtuvo la Autorización Ambiental Previa para la construcción de una planta fotovoltaica de 53 MW, próxima a las centrales térmicas de UTE ya existentes.

GESTIÓN AMBIENTALMENTE ADECUADA DE INSTALACIONES

PLAN DE DESMANTELAMIENTO DE LAS UNIDADES DESAFECTADAS DE CENTRAL TÉRMICA J. BATLLE Y ORDÓÑEZ

Durante el año se realizó un seguimiento ambiental de las distintas obras comprendidas en el desmantelamiento de la central térmica J. Batlle y Ordoñez.

Se evaluó el estado ambiental de la central a través del monitoreo de suelos y aguas subterráneas, mediante la realización de siete freáticos y un análisis de riesgo ambiental.

RESIDUOS INDUSTRIALES

La gestión de residuos industriales en UTE es transversal a todos los sectores de actividad, presentando un conjunto diverso sobre el cual se trabaja en forma continua, dando soporte a las distintas unidades generadoras, en cumplimiento con el Decreto 182/013 relativo a la Reglamentación de la Gestión de Residuos Sólidos Industriales y Asimilados.

Las Declaraciones Juradas presentadas anualmente corresponden a los siguientes sectores de actividad o instalaciones: centrales térmicas, Distribución, Trasmisión, Fábrica de elementos de hormigón armado, Planta de impregnación de madera, Abastecimientos y Servicios, Comercial (Montevideo e Interior), Laboratorio, Fabricación y Talleres, Tecnología de la Información y Comunicaciones y Logística del Transporte.

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

PLAN JUNTALÁMPARAS

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.

Durante el período transcurrido entre los meses de enero y setiembre 2021, se procesaron 10.745 lámparas, completando un total de 93.980 lámparas tratadas desde 2018 a la fecha.

PARQUES EÓLICOS

Fueron presentados los informes de desempeño ambiental, correspondiente a los parques eólicos: Caracoles I y II, Juan Pablo Terra, Valentines, Pampa, Palomas y Arias. Los mismos incluyeron información relativa a monitoreo de ruidos, aves y quirópteros, generación de residuos sólidos e información general sobre la operación del parque. Asimismo, se presentó la renovación de la Autorización Ambiental de Operación para los Parques Emanuele Cambilargiú (Caracoles I y II) y Juan Pablo Terra.

En relación al monitoreo de la contaminación acústica, en el entorno a las viviendas afectadas por su cercanía a parques eólicos de UTE, la cantidad de puntos monitoreados así como la frecuencia, se determinó en conjunto con la Dirección Nacional de Aviación Civil e Infraestructura Aeronáutica (DINACIA), a partir de las modelaciones realizadas en los estudios de impacto ambiental y campañas de mediciones estacionales realizadas durante el primer año de operación, donde se identificaron los puntos más comprometidos.

CENTRALES TÉRMICAS

El informe ambiental de operación incluye información relativa al vertido y monitoreo de efluentes líquidos, monitoreo de emisiones atmosféricas y calidad de aire, así como información relativa a la producción de las instalaciones, el consumo de energía, combustible, productos químicos y agua. Fueron presentados los correspondientes a las centrales José Batlle y Ordoñez y Punta del Tigre.

PLANTA DE IMPREGNACIÓN DE MADERAS

En el año 2021 se llevó a cabo el monitoreo de suelos y agua de la Planta de impregnación de maderas. Para ello se realizó la extracción de muestras en 10 puntos de monitoreo de suelos y 4 de agua.

Los muestreos incluyen la toma de muestras, en algunos casos a tres profundidades: superficial, a 50 cm y a 1 m. Los parámetros de monitoreo son Cromo, Arsénico y pH.

PLANES DE GESTIÓN AMBIENTAL DE CONSTRUCCIÓN EN LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN

Previo a la construcción de las líneas de alta tensión (150 y 500 kV) se debe obtener la Autorización Ambiental Previa emitida por el Ministerio de Ambiente (MA). A tales efectos, se deben presentar los estudios correspondientes e implementar un plan de gestión ambiental de construcción apropiado a la zona por donde transcurra la línea.

En el año 2021 se obtuvo la mencionada autorización, de las líneas que se detallan a continuación en los departamentos correspondientes: línea Tacuarembó - Chamberlain - Salto Grande (Tacuarembó, Paysandú, Río Negro y Salto), línea Punta del Tigre - Cardal (San José, Florida), línea La Plata Francisco - Francisco Veira (Lavalleja, Maldonado), línea Conexión MVI - Parque de las Ciencias y otros (Proyecto Radar) (Montevideo, Canelones), línea Desvío MVI - MVK (Montevideo), línea Modificación Santiago Vázquez - Libertad (Montevideo, San José) y línea Conexión estación MVQ (Montevideo).

COMERCIALIZACIÓN DEL PRODUCTO



LA SATISFACCIÓN DEL CLIENTE

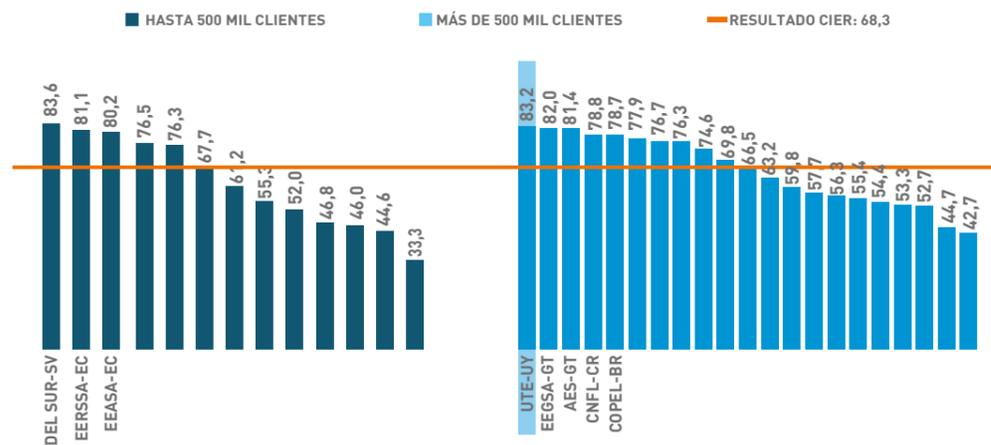


La opinión de sus clientes ubicó a UTE en el primer puesto entre las empresas de más de 500 mil consumidores, lo cual le otorgó el 1° premio: ORO, en la XIX edición de la Encuesta de Satisfacción del Cliente Residencial Urbano (ESCR), que coordina la Comisión de Integración Energética Regional (CIER) desde el año 2003 y en la que participan empresas líderes del sector eléctrico, pertenecientes a 12 países latinoamericanos.

La tasa de satisfacción merecedora del galardón alcanza un 83,2% en el Índice de Satisfacción de Calidad (ISCAL), 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 cliente 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.

ÍNDICE DE SATISFACCIÓN CON LA CALIDAD PERCIBIDA



La encuesta mencionada constituye una excelente herramienta a los efectos de conocer la percepción de los clientes respecto a la actuación de la empresa y aporta a la toma de decisiones desde un enfoque centrado en el cliente con múltiples dimensiones. UTE en ese contexto se posiciona por tres años consecutivos como empresa modelo de satisfacción del cliente residencial urbano.

INDICADORES DE MERCADO

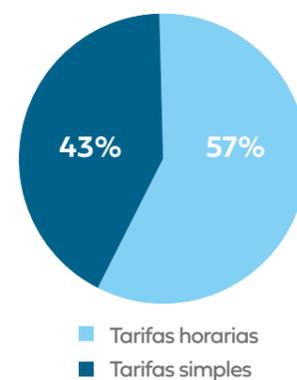
VENTA EN UNIDADES FÍSICAS

La venta de energía eléctrica al mercado interno ascendió a 8.844 GWh en el año 2021, lo que representó una variación interanual de 2,8%.

La referida variación fue el resultado de un crecimiento en Montevideo de 1,1% y en el Interior de 3,9%. Se alcanzó un crecimiento en el sector residencial de 0,4% y en el no residencial de 4,7%. La variación residencial en Montevideo se compensó con la experimentada en el Interior (-2,07% y +2,05% respectivamente) mientras que el sector no residencial registró una variación de 3,6% en Montevideo y 5,5% en el Interior.

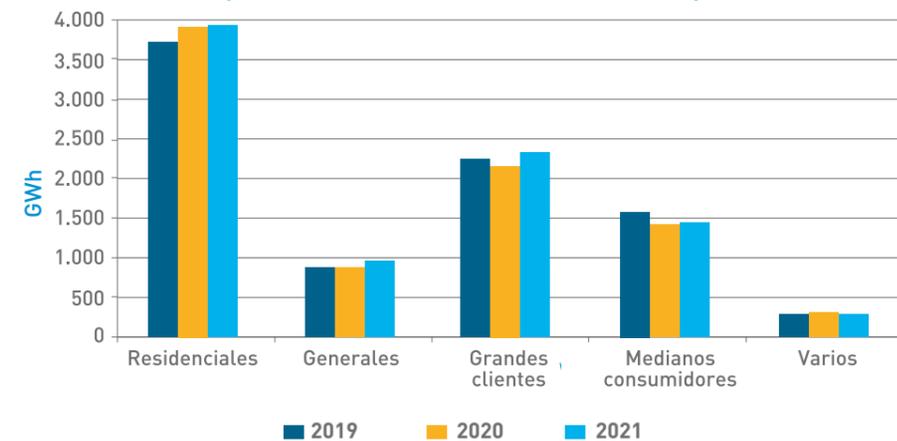
Las categorías tarifarias con modulación horaria que permiten gestionar la curva de carga del sistema, representaron el 13,1% del total de clientes y el 56,7% del consumo total de energía.

Consumo del total de clientes



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

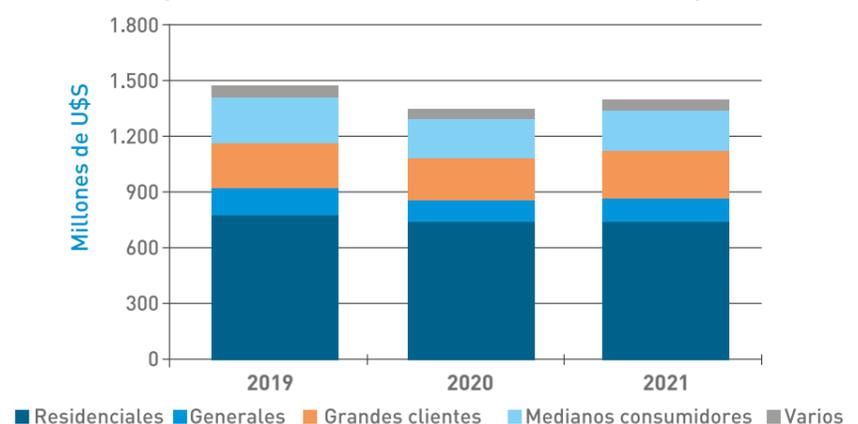
Evolución de la venta de energía (Mercado Interno en unidades físicas)



VENTA EN UNIDADES MONETARIAS

La venta de energía en unidades monetarias alcanzó a U\$S 1.370.864 (en miles de dólares corrientes). La evolución de esta variable para los años 2019 al 2021 se exhibe en el siguiente gráfico:

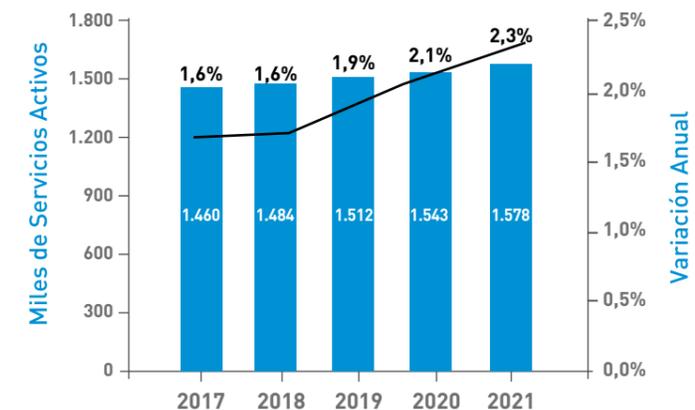
Evolución de la venta de energía (Mercado Interno en unidades monetarias)



SERVICIOS ACTIVOS

La cantidad de servicios activos al 31/12/2021 presentó una variación interanual de 2,3%.

Servicios activos Total del País



VENTA PROMEDIO POR CLIENTE Y POR AÑO

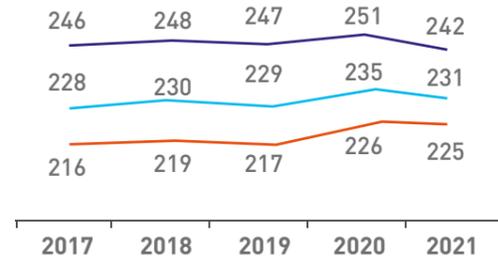
En los gráficos siguientes se muestra la energía vendida promedio mensual por cliente en los últimos cinco años, discriminado en Montevideo, resto del País y total del País, para el total de clientes y clientes residenciales.

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 enero de 2021 se realizó una nueva campaña de adhesión al Plan Inteligente, que duró hasta el 31 de diciembre del mismo año. Consta de dos tipos de Tarifas Residenciales, que dividen el día en franjas horarias con diferentes precios: la Tarifa Doble Horario Residencial (TRD) y la Tarifa Triple Horario Residencial (TRT).

El Plan Inteligente brindó nuevos beneficios que impulsaron la campaña de adhesión, a la vez que favorecieron económicamente a los clientes:

- Reducción del Horario Punta: pasó de 6 a 4 horas en días hábiles. Los fines de semana y feriados no hay horario punta y el consumo se factura a precio Fuera de Punta (para Tarifas TRD) o Llano (para Tarifas TRT).

- Elección del Horario Punta: para los clientes con Medición Inteligente, se puede elegir entre las siguientes posibilidades: de 17 a 21, 18 a 22 o de 19 a 23 horas.

Durante el período mencionado se adherieron 77.643 nuevos clientes, alcanzando un récord de contrataciones desde que se constituyó el Plan.

UTE PREMIA

Se continuó con el Plan y se bonificaron en esta edición los cargos fijos y cargo por potencia contratada de la factura de diciembre, a clientes con Tarifas Residenciales y Generales, que cumplieron con alguno de los siguientes ítems:

- Que hayan tenido comportamiento de buenos pagadores, realizando sus pagos al día durante los meses de octubre 2020 a setiembre 2021.

- Hubieran realizado solamente un pago fuera de fecha en ese período.

- No hayan tenido facturas vencidas pendientes de pago al 30/09/2021.

En consonancia, para los clientes con cualquiera de las Tarifas contratadas de Medianos Consumidores, se bonificó el 100% del cargo fijo, siempre que hayan tenido comportamiento de buenos pagadores y hayan realizado sus pagos al día en el período octubre de 2020 a setiembre 2021.

Este Plan bonificó a 766.060 cuentas.

PLAN 2022



El Plan 2022 es un incentivo a clientes residenciales y no residenciales con una potencia contratada menor o igual a 40 kW, que adquirieron electrodomésticos con ciertas características de interés para UTE.

El beneficio que se reflejó en la factura del servicio, constó de un descuento de \$ 2.022 IVA incluido por equipo, hasta un máximo de seis equipos por cuenta.

Los electrodomésticos que integraron el Plan fueron:

- Termotanque de 40 litros o más con clase de eficiencia energética A

- Equipos de aire acondicionado con clase de eficiencia energética A

- Secarropas

- Lavasecarropas

- Lavavajilla

- Horno eléctrico de empotrar o cocina totalmente eléctrica

El período de vigencia de la promoción se definió desde el 1° de noviembre de 2021 al 31 de marzo de 2022.

Al 31 de diciembre de 2021, se registraron 5.637 equipos.

CAMPAÑA ENVÍO DE FACTURA POR CORREO ELECTRÓNICO

Prosiguió la campaña de Envío de Factura Digital, que consiste en la invitación a los clientes a solicitar el envío de la factura mensual a través de su correo electrónico.

Se enviaron más de 200.000 correos en el período de julio a agosto del 2021, logrando una adhesión de 58.254 clientes, con lo cual se arribó a un total de 521.176 clientes adheridos al envío de factura por correo electrónico.

BOMBA DE CALOR

El producto comercial Bomba de Calor supone la aplicación de un descuento en el cargo por potencia máxima medida de la Tarifa Mediano Consumidor durante 10 años (período equivalente a la vida útil de esta tecnología), de acuerdo al siguiente detalle:

- 90% en los meses de octubre a marzo.

- 35% en los meses de abril a setiembre.

Está asociado a servicios con potencia contratada mayor a 40 kW destinados a calentamiento de agua y/o calefacción central en edificios residenciales o de oficinas.

CONVENIO CON ASOCIACIÓN DE PROMOTORES PRIVADOS DE LA CONSTRUCCIÓN DEL URUGUAY (APPCU)

UTE y la APPCU, renovaron su acuerdo de colaboración, generando nuevos incentivos para la industria de la construcción de edificios residenciales u oficinas, donde se prevean y/o instalen tecnologías de interés de UTE:

- Bonificaciones en Suministros Provisorios: consiste en la exoneración del 100% del costo mensual, que será acumulado por el término de los primeros meses de facturación del Suministro Provisorio, reintegrándose posteriormente a la contratación del servicio definitivo de la siguiente forma: en el caso de conjuntos de unidades

menores o igual a 30, se reintegrará un máximo de 24 meses; en tanto para conjuntos de unidades mayores a 30, se reintegrará un máximo de 36 meses.

- Reconocimiento por la instalación de tecnologías de interés al titular de la inversión, por las tecnologías instaladas de acuerdo al siguiente cuadro:

Tecnología de Interés	Reconocimiento económico (U\$S/kW instalado)
Termotanque eléctrico clase A capacidad mayor o igual a 40 ltrs	60
Equipos de Aire Acondicionado clase A	120
Acumuladores de calor con automatismo para tarifas multihorario correspondiente	60
Losa radiante eléctrica (calefacción central o individual) con automatismo para tarifas multihorario correspondiente	60
Bomba de calor (calefacción central o individual) con automatismo para tarifas multihorario correspondiente	200
Caldera eléctrica (calefacción central o individual) con automatismo para tarifas multihorario correspondiente	60
Anafe de inducción	60
Hornos eléctricos de empotrar	60
Bomba de calor para climatización de piscinas con automatismo para tarifas multihorario correspondiente	200
Sistema de alimentación de vehículos eléctricos (SAVE) con protocolo de comunicación que asegure la comunicación con la plataforma de UTE	50

Adicionalmente, se brinda un reconocimiento económico por el local de la subestación, si fuera necesaria, otorgando una bonificación mayor en caso de instalar tecnologías de interés.

Por otra parte, se bonifica la tasa de conexión del servicio definitivo total (incluyendo Costo de Expansión de Red en caso de corresponder), de acuerdo a la potencia total de las tecnologías de interés instaladas.

BENEFICIOS OTORGADOS A SECTORES PRODUCTIVOS

SECTOR LÁCTEO

Por Decreto del Poder Ejecutivo N° 37/2021 del 27 de enero de 2021, se exhortó a UTE a mantener durante un año el programa de beneficios comerciales para productores lecheros y empresas o unidades productivas de la cadena productiva láctea.

Las medidas aplicadas fueron:

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

- Descuentos del 15% en el cargo de energía sin IVA a aquellos productores cuya potencia contratada fuera mayor a 15 kW.

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

Durante el período se inscribieron para solicitar la bonificación 122 empresas productivas de la cadena láctea y 3.536 productores lácteos de todo el País, bonificando un monto total de \$ 205.172.567.

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. En el año 2021 UTE continuó otorgando dicho beneficio.

El mismo consistió en un descuento del 20% del gasto total por conceptos energéticos, en el período noviembre 2020 a marzo 2021.

Como resultado, en el año se bonificaron 968 servicios eléctricos, por un monto total a diciembre de \$ 131.252.838.

BODEGAS URUGUAYAS

Según lo dispuesto por R 21.-143 del 03 de marzo de 2021, se generó un beneficio para las bodegas uruguayas inscriptas en la Organización Nacional de Viticultores (ONV) y relevados por el Instituto Nacional de Vitivinicultura (INAVI).

El apoyo constó de un descuento del 20% en la facturación sobre los conceptos energéticos (cargo fijo, cargo por potencia y cargo por energía), neto de otros descuentos comerciales sin IVA durante 6 meses, desde febrero 2021 a julio 2021.

Durante el año 2021 se bonificaron 146 servicios eléctricos, por un monto total a diciembre de \$ 6.844.763.

BENEFICIOS ESPECIALES A SECTORES AFECTADOS POR LA PANDEMIA COVID-19

Diversas iniciativas fueron implementadas desde UTE para reducir el costo energético de los sectores comerciales afectados por la pandemia en el año 2021, a saber:

- Para Salones de fiestas inscriptos en el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM) e Instituciones culturales inscriptas en el Ministerio de Educación y Cultura (MEC), hasta el 15 de octubre de 2021, se brindó una bonificación del 100% del cargo fijo y del cargo por potencia contratada hasta un máximo de 40 kW de potencia, la que se aplicó a



las facturas de los meses de julio a diciembre de 2021. Adicionalmente, los clientes que mantenían deuda tuvieron la posibilidad de optar por financiarla hasta en 16 cuotas con intereses, difiriendo el pago de la primera cuota a la factura de marzo 2022.

- Las Agencias de viaje e Instituciones deportivas, inscriptas en el Ministerio de Turismo (MINTUR), el MEC y la Secretaría de Deporte, recibieron una exoneración del 100% del cargo fijo y de la potencia contratada hasta el 30 de junio de 2021.

- Para Hoteles y servicios gastronómicos se instrumentó una exoneración del 100% del cargo fijo y de la potencia contratada hasta el 30 de junio de 2021.

- Para PYMES se dispuso una bonificación del 100% del cargo fijo y de la potencia contratada, en el período de abril a junio del 2021.

- Para Servicios de radio y televisoras inscriptos en el MIEM se otorgó una exoneración del 100% del cargo fijo y de la potencia contratada durante los meses de abril, mayo y junio de 2021.

- Bonificaciones en la Tarifa para comercios de frontera: UTE aprobó una bonificación para comercios fronterizos que pudieran verse afectados por la apertura de fronteras con Argentina y Brasil.

La medida consistió en:

- 1) Bonificación del 100% del cargo fijo y del cargo por potencia para los clientes con una potencia contratada menor a 40 kW.

- 2) Bonificación del cargo fijo y el equivalente al cargo por potencia de 40 kW a los clientes con una potencia contratada mayor a 40 kW.

El beneficio se concedió en los meses de octubre de 2021 hasta abril 2022 para los comercios mayoristas y minoristas, que se encuentren a menos de 60 km de los pasos de frontera seca.

ACCIONES EN EL ÁMBITO EDUCATIVO Y LA COMUNIDAD

En 2021, transitando el segundo año de pandemia, se trabajó en consolidar la modalidad de relacionamiento virtual. En este contexto se fomentó la articulación entre propuestas, se elaboraron materiales didácticos para desarrollar en entornos virtuales (videojuegos en Educaplay) y se capacitó a referentes en el uso de Webex de Ceibal, plataforma en la que se desarrollan las charlas virtuales en las escuelas.

PROGRAMA TÚNICAS EN RED

El objetivo general es promover la eficiencia energética en escuelas públicas y privadas de todo el País, en todas sus categorías, impulsando un cambio cultural en relación a los hábitos de consumo. Se propone 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.

El programa se constituye en una herramienta de inserción de la temática energética en el ámbito educativo formal, tratándose desde sus fuentes de generación, hasta la forma en que la energía eléctrica se utiliza cotidianamente, resultando de aplicación directa en el edificio escolar, con extensión hacia los hogares de los estudiantes y docentes.

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 año 2021 se inscribieron 102 brigadas energéticas finalizando el recorrido propuesto el 67% de las mismas, lo cual resulta significativo dada la coyuntura.

A su vez, a fin de año, se realizó la Expo Túnicas en formato virtual por segundo año consecutivo, consistió en 16 conferencias multipunto a través de Webex de Ceibal en las cuales participaron las brigadas finalistas. En cada una de estas conferencias las brigadas presentaron sus investigaciones, hallazgos y propuestas de eficiencia energética para sus centros educativos. Al cierre recibieron devolución de integrantes del Comité Evaluador.

DIVULGACIÓN ESCOLAR

El programa Divulgación Escolar realizó 217 charlas en 147 centros educativos de todo el País, entre mayo y noviembre de 2021. La modalidad virtual amplió el alcance a zonas rurales de todo el País donde se llevaron a cabo 41 charlas en escuelas de contexto rural (19%) y 176 en urbanas (81%).

PROGRAMAS EDUCATIVOS VIRTUALES A DOCENTES Y PERSONAL DE UTE

En relación a docentes y al funcionariado de UTE, se desarrollaron cursos de capacitación sobre temáticas de interés, en formato virtual, a través de la plataforma de aprendizaje en red CREA2 de CEIBAL para docentes y a través de la plataforma MODDLE en el caso del personal de UTE.

Se llevaron a cabo varias ediciones de los cursos disponibles en los que aprobaron la capacitación 1.929 personas. Los cursos impartidos en el año fueron: Demanda de Energía en el hogar, Autogestión de la Tarifa eléctrica y Articulación pedagógica de la Eficiencia Energética con la currícula educativa.

Durante el año 2021 se adquirió una nueva plataforma MODDLE para uso externo, con el propósito de ampliar el alcance de los cursos hacia la comunidad, empresas, Intendencias y ONGs, entre otras.

TARIFAS

El ajuste tarifario que rigió a partir del 01/01/2021 presentó las siguientes características:

El ajuste medio fue de 5%, aplicándose a todas las categorías tarifarias, con excepción de la Tarifa Residencial Triple Horario (TRT), que ajustó 2,71% y la Tarifa Grandes Consumidores en 63 kV (GC4), que ajustó 7%.

Los diferentes cargos tarifarios se correspondieron con el ajuste medio de cada categoría.

Por Resolución de Directorio 109 del 12 de febrero de 2021 se definió un descuentocomercial retroactivo al 1° de enero de 2021, de forma tal que el costo total de conexión de un nuevo servicio, fuera como máximo 5% superior al último valor vigente del año 2020.

Las Tasas por Reconexión y por Rehabilitación se ajustaron por el promedio de 5%. La Unidad Básica de Tasa (UBT) se ajustó 5%, por lo que las tasas y servicios que por ella ajustan, lo hicieron en la misma medida.

MODIFICACIONES

Tarifas Residenciales Inteligentes

Con el objetivo de promocionar y estimular la contratación de las Tarifas Residenciales Inteligentes, en el entendido de que estas son un instrumento para la gestión eficiente de la demanda, se presentaron una serie de mejoras para las mismas. Se implementó una mejora en la señal tarifaria tanto de la TRT como de la Tarifa Residencial Doble Horario (TRD), aprovechando la potencialidad de los Medidores Inteligentes, esta mejora consistió en una reducción en la duración del tramo horario Punta que pasó de seis a cuatro horas, pudiendo el cliente elegir esas cuatro horas consecutivas entre las seis horas del tramo Horario Punta definido históricamente para el sector Residencial (entre las 17 y las 23 horas).

Una reducción en el precio de la energía del tramo Horario Punta tanto para TRD como para TRT en días sábado, domingo y feriados, donde este se iguala al precio del tramo Fuera de Punta o del de Llano, según sea el caso.

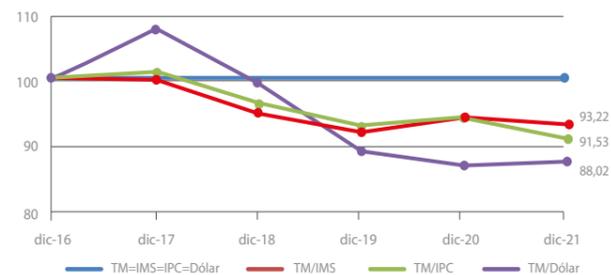
DESCUENTOS COMERCIALES EN TARIFAS

El Poder Ejecutivo exhortó a UTE a otorgar un Descuento Comercial (DC) del 20% aplicado a los clientes con Tarifa General Simple (TGS). En ese sentido, el Directorio aprobó un descuento comercial por dicho porcentaje aplicado a los clientes particulares con TGS, sin fecha de finalización. El mismo se mantuvo vigente durante el año 2021.

TARIFA MEDIA EN RELACIÓN A LAS PRINCIPALES VARIABLES MACROECONÓMICAS

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

TARIFA MEDIA EN RELACIÓN AL IPC - IMS - DÓLAR
Base: diciembre 2016 = 100

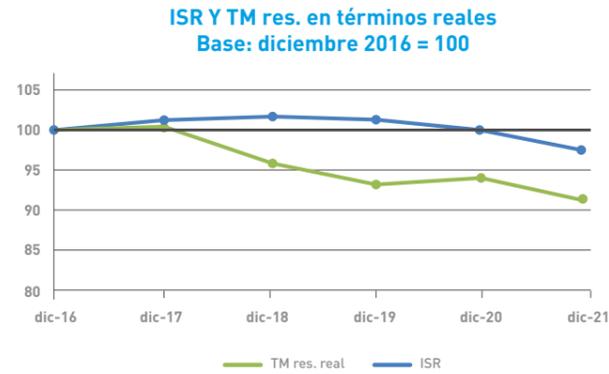


Al analizar la evolución de los últimos cinco años de la TM se ha observado, que en relación al IPC se muestra casi 9% más baja. Si bien presentó un estancamiento entre 2019 y 2020, la tendencia que se observa en el período es a la baja.

El dólar presentó una variación significativa en este período. La TM en relación a la moneda tiene un aumento del 7,3% en el primer año analizado, en los años siguientes cae en forma constante; en el último año se observa una estabilidad respecto de 2020. La caída del indicador en los cinco años fue de 12%.

En relación a los salarios, la TM se muestra 6,8% más baja en el período observado, esta evolución oscila, hasta 2019 donde existe una marcada tendencia a la baja. Esta tendencia se revierte en el período diciembre 2019 – diciembre 2020, donde el indicador muestra que crece casi un 3%. En el último año se observa estable, con un leve descenso del orden del 1%.

A continuación, en la gráfica se muestran los salarios y la Tarifa Media residencial (TM res.) en términos reales. La evolución de ambas variables es similar en el primer año de análisis, con un leve crecimiento. Desde 2017 y hasta 2019 inclusive, la brecha entre TM res. real y el Índice de Salario Real (ISR) se incrementa, tanto por el abaratamiento de la primera, como por el crecimiento del ISR, alcanzando 7,6%. Para 2020 se observa que esa diferencia se reduce a 5,1% por el encarecimiento de la TM res. y también por la caída de los salarios, siempre en términos reales. Para el último año observado, la brecha entre ambas variables logra una leve apertura de 1% en relación con 2020. A pesar de una nueva caída del salario real, el abaratamiento de la TM res. en términos reales es mayor.



PÉRDIDAS DE ENERGÍA

En el año se observó un descenso significativo en el nivel de pérdidas en Distribución y Comercial, cerrando el año 2021 en 17,3%.

Los principales factores que explican este descenso del índice de Pérdidas de Energía a nivel de Distribución y Comercial son:

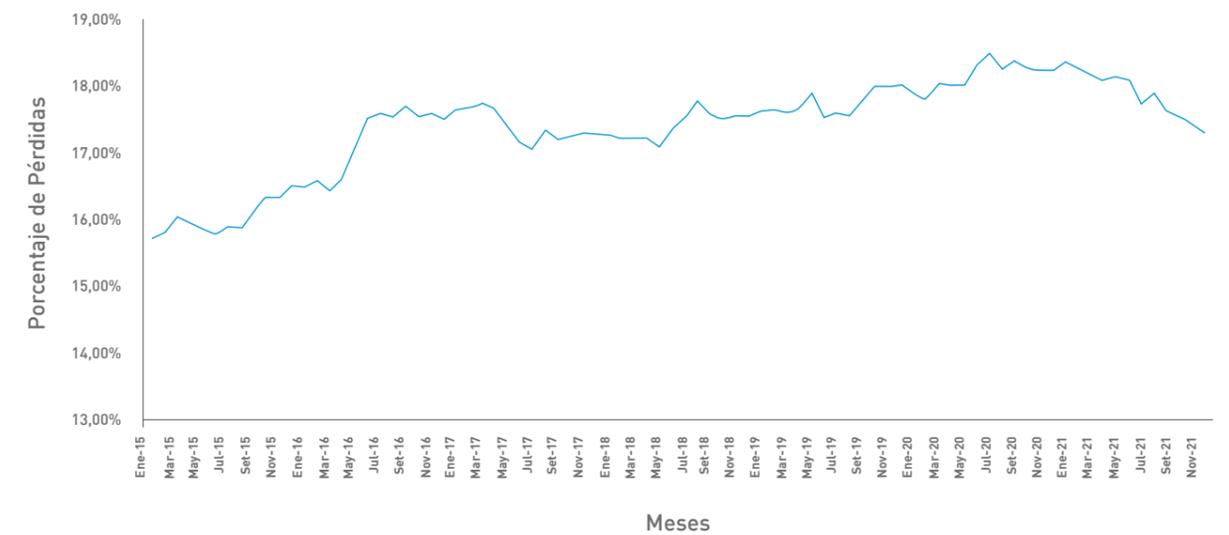
- Las acciones llevadas a cabo en los barrios de Inclusión Social.
- La detección de irregularidades en zonas de hurto disperso.
- La instalación de casi 600.000 medidores inteligentes entre 2020 y 2021.
- La benevolencia de las temperaturas medias mensuales del año 2021 en comparación con las del año 2020 tanto en invierno como en verano.
- La mejora en la situación económica tras la crisis provocada por la pandemia COVID-19.
- La Política Comercial aplicada a clientes con imposibilidad de pago.

A nivel Empresa, los valores porcentuales de pérdidas de energía, al mes de diciembre de 2021 fueron:

- Distribución y Comercial (DyC) 17,3%.
- Zonas de vulnerabilidad socioeconómica 5,7%.
- Total Empresa (incluye GEN y TRA) 16,8%.

Se adjunta gráfica que muestra la evolución de las pérdidas de energía desde enero 2015 a diciembre 2021.

Pérdidas de Energía Eléctrica en las redes de DyC - Técnica y no Técnicas



INCLUSIÓN SOCIAL



El acceso de toda la población al servicio eléctrico seguro y estable, es un objetivo estratégico de UTE. A su vez forma parte del eje social de

la Política Energética Nacional y de los objetivos de desarrollo sostenible de la Organización de las Naciones Unidas (ONU).

La Empresa a través de su Programa de Inclusión Social, crea las condiciones de acceso y continuidad del servicio eléctrico a todos los hogares en contexto de vulnerabilidad socioeconómica.

Con la ayuda de técnicos y trabajadores sociales, se establece una comunicación personalizada con las familias, con el fin de lograr una cultura de uso eficiente de la energía eléctrica y el fortalecimiento del vínculo de este sector de la población con la Organización. A su vez se cuenta con una metodología y políticas comerciales específicas para la consecución de los mencionados procesos.

Los resultados arrojan un total de 7.527 conexiones, según se muestra a continuación:

ZONA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
MON	139	98	117	86	295	96	116	124	115	157	217	303	1.773
CENTRO	106	48	233	110	202	209	263	253	250	231	112	124	2.141
ESTE	17	10	26	11	10	8	79	56	100	45	40	74	476
NORTE	27	22	113	146	109	141	99	60	252	147	245	327	1.688
OESTE	111	69	91	136	136	119	163	90	142	103	141	148	1.449
TOTAL	400	247	580	489	662	573	720	583	859	683	755	976	7.527

GESTIÓN DE LOS RECURSOS



TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES

ADECUACIÓN DE INFRAESTRUCTURA Y ACTUALIZACIÓN TECNOLÓGICA

El requerimiento de acompasar los nuevos desafíos tecnológicos, implica la evolución constante de la infraestructura de las Tecnología de la Información y Comunicaciones (TIC), en tal sentido cabe destacar:

- Baja del centro de procesamiento de calle Paraguay (CPP) e incorporación del nuevo centro de procesamiento en Pando (CPO) para TIC. Este nuevo centro incluye espacios de uso para otras áreas que administran tecnología informática en UTE.

- Actualización, desarrollo y gestión de la capacidad de la infraestructura de TIC, destacándose la actualización de múltiples productos de infraestructura y la instalación del 100% de parches críticos y 100% de parches de severidad alta, instalados en infraestructura de red y seguridad del datacenter. La actualización oportuna de parches críticos es un punto clave para prevenir incidentes.

- Durante el año, se realizó una actualización en el parque de estaciones de trabajo de UTE (aproximadamente 7.500 PC).

- En el marco de la Seguridad de la Información, se debe mencionar:

- Actividad conjunta con Electricité de France (EDF) para la concientización de la Alta Dirección de la Empresa.

- Mejoras en la seguridad de aplicaciones críticas, con la implantación de productos especializados para aumentar el control, entre ellos incorporación de un firewall de aplicaciones Web Aplicación Firewall (WAF), desarrollo de alertas en el software especializado Qradar, implementación de políticas de segmentación de red con el objetivo de aumentar el control y disminuir riesgos.

- A los efectos del cumplimiento de los nuevos desafíos tecnológicos, la automatización de servicios es uno de los objetivos clave. En esa línea se continuó con la incorporación de la plataforma OpenShift. Esta plataforma se basa en un nuevo concepto para la implantación de aplicaciones que se conocen como Contenedores o Containers.

- Aumento y optimización de la capacidad de la Red de Comunicaciones. El desarrollo de la red de conmutación de etiquetas multiprotocolo (MPLS), es una de las principales estrategias para proveer mayor ancho de banda para las aplicaciones y servicios de UTE. En ese sentido se implantó la calidad de servicio para protecciones y sincronismo, migración de la red corporativa para llegar por esta tecnología a 6 sitios.

- Expansión de la red de fibra óptica:
 - Conexión a la red de fibra óptica de distintos tramos en varias localidades.
 - Adecuación de la red de fibra óptica por obras UPM 2, Viaducto y Ferrocarril Central.

DESARROLLO Y MEJORA DE SOLUCIONES TECNOLÓGICAS

Corresponde mencionar:

- En el Área Comercial:
 - Incorporación de mejoras para automatizar el corte y la reconexión remotos.
 - Incorporación de mensajes a los clientes que le indican la deuda de la cuenta al momento de facturar.
 - Implementación de cambios en Tarifas TRS, TRD y TRT para considerar el Bono Social y en las Tarifas de Mediano Consumidor (MD) para Bombas de Calor.

- Implantación de nuevos trámites digitales para que las personas los puedan realizar desde la página WEB de UTE y otros canales como son por ejemplo reclamo por importes facturados, aviso de riesgo eléctrico y cambio de titular de la cuenta.

- En el Área Generación:
 - Implantación de la gestión de activos para los parques eólicos y estaciones meteorológicas.

- En el Área de Distribución:
 - Implantación del módulo de gestión de flota para Distribución.
 - Implantación del módulo de denuncia de robos, en coordinación con el Ministerio del Interior (MI), para el registro automático de las denuncias de robos de cables.

- Desarrollo de soluciones para dispositivos móviles destacándose aplicaciones tales como: ingreso de lectura de medidores, utilización de las aplicaciones móviles para inspecciones y soporte a implantación de gestión de discos de seguridad.

- Implementación de los procesos rediseñados de Económico Financiera, Compras y Logística, en la nueva versión de SAP-SAP S4 HANA.

- Se iniciaron proyectos en conjunto con áreas de UTE asaber: incorporación de un nuevo sistema para gestión de la red eléctrica (ADMS), incorporación de una solución para el desarrollo de la formación en UTE (Educación Corporativa).

- En relación a proyectos externos:
 - Proyecto Corte Electoral - Soporte a todos los actos electorarios y en la trasmisión y publicación de resultados, así como en los escrutinios primarios y definitivos.

- Implantación de la solución SAP en la Intendencia de Montevideo (IM).
- Implementación de la solución GEX en ANTEL.

INNOVACIÓN

El desarrollo de la innovación permite analizar las nuevas tendencias tecnológicas y las posibles aplicaciones en la Empresa.

En este sentido se estudió la tecnología de Realidad Aumentada, sus posibles usos en la Empresa y se implantó una primera aplicación de la misma, consistente en una solución para la asistencia remota a los operadores en los centros de procesamiento de datos.

PROYECTO REDES INTELIGENTES

Se destacaron los siguientes hitos:

- Desarrollos para digitalización de trámites, nuevas funcionalidades de Genesys y piloto de Tótems para videollamada con operador remoto del Centro de Contactos.

- Desarrollo de la plataforma tecnológica basada en BlockChain para la puesta en producción del sistema de Certificación de Energía Renovable.

- Evolución de la solución avanzada de la medición inteligente con aumento de la capacidad del clúster de BigData y desarrollos para consultas con PowerBI para visualizar excesos de potencia, tensiones fuera de rangos, curva acumulada por Tarifa, indicadores de envío de datos a facturar y datos de telemedición.

- Puesta en producción de cortes y reconexiones a distancia.

- Inicio de los proyectos de migración de versiones de HES (Kaifa y Prime), son los softwares que permiten la gestión de los medidores inteligentes de forma centralizada. Son productos estratégicos para el desarrollo de la red de medidores.

GESTIÓN HUMANA

ACCIONES DE PREVENCIÓN Y ESTRATEGIAS DESARROLLADAS – EMERGENCIA SANITARIA COVID-19

Se continuó durante 2021 con el desarrollo de acciones de prevención, seguimiento y control de la epidemia, cabe mencionar:

- En acuerdo a las variaciones de las ordenanzas nacionales, se modificó y mantuvo actualizado el texto de los protocolos de actuación interna de la Empresa.

- Se conservaron vigentes los mecanismos de asesoramiento, seguimiento y monitoreo de la pandemia por COVID-19, entre ellos el correo medicinacoronavirus@ute.com.uy y la guardia telefónica médica y psicológica. A su vez se mantuvo

actualizada la página Coronavirus de Intranet, a los efectos de que se dispusiera de información vigente de la pandemia.

- Se realizó la sanitización de los puestos de trabajo que lo requirieron.

- Se elevó semanalmente informe a Directorio sobre el comportamiento COVID-19.

- El mantenimiento del sistema de “trriage” intraempresarial, único a nivel País, permitió continuar actuando en forma precoz, lo que posibilitó evita situaciones de contagio laboral.

LLAMADOS EXTERNOS

En el año 2021 resultaron ingresados para desempeñar funciones en la Empresa 251 personas, cuyo detalle es el siguiente:

Relación Laboral	Femenino	Masculino	Total
Becarios/as Empleo	32	17	49
Juvenil	-	-	-
Bancarios/as INAU	1	-	1
Becarios/as Ley 18.719	8	12	20
Becarios/as INAU	1	4	5
Pasante Ley 18.719	3	14	17
Funcionarios	7	152	159
Total	52	199	251

ACCIONES FORMATIVAS

Se coordinaron 1.518 acciones formativas con un total de 15.690 participantes, se realizaron 159.821 horas de capacitación.

La formación en Seguridad e Higiene en el Trabajo se continuó impartiendo, alcanzando al personal de UTE y personal externo a través de CONEX, con un total de 1.828 horas-curso impartidas. En el marco de la pandemia, todos los cursos pasibles de reconversión a modalidad a distancia, fueron dictados de forma virtual.

Durante el año 2021 se gestionaron talleres de liderazgo dirigidos al nivel de Jefaturas y Gerentes, relacionados a la Educación Corporativa. Fueron realizados los talleres de Liderazgo Transformador, Liderazgo Efectivo: Teoría y Práctica y Habilidades para la Supervisión, así como cursos de capacitación continua.

Vinculado con el desarrollo de la Educación Corporativa y con la finalidad de identificar plataformas de e-learning que impulsaran el desarrollo de la capacitación virtual, se efectuó un estudio de mercado. Como resultado se tomaron acciones tendientes a la implementación de una prueba piloto para un colectivo de 700 personas.

Con respecto al Convenio con el Consejo de Educación Técnico Profesional, en el presente año se inició el Bachillerato dictado en Paso de los Toros y se continuó con el dictado del Bachillerato en Montevideo, que había comenzado en el año anterior, quedando inconcluso debido a la pandemia.

DATOS DE ACCIDENTABILIDAD

Los datos de accidentabilidad verificados en el año 2021 se detallan a continuación: se registraron 119 accidentes de trabajo, guarismo que representa una disminución de 23,7% con respecto al año anterior. Los indicadores asociados a accidentabilidad fueron los siguientes: Frecuencia 10,13, Gravedad 158,69 y Pérdida 1,61.

Frecuencia: Número de accidentes * 10⁶/horas persona trabajadas.
Gravedad: Número de días perdidos * 10⁶/horas persona trabajadas.
Pérdida: Frecuencia * Gravedad/1.000.

PROMOCIÓN DE LA SEGURIDAD EN EL TRABAJO

En el marco de la Comisión Central de Seguridad Industrial (CCSI) y homologado por la Dirección de UTE, se realizaron intervenciones en todo el País, en implementación del proceso de verificaciones de seguridad en locales de la Empresa, lo que posibilitó la identificación oportuna de desvíos y la detención preventiva de tareas.

Con respecto a la evaluación de riesgos psicosociales, se continuó aplicando la metodología del Instituto Sindical de Trabajo, Ambiente y Salud (ISTAS), a diferentes sectores de la Empresa como TRA, DIS y COR. Asimismo, se iniciaron intervenciones en COM en el área de Telegestiones y en el Centro de maniobras de Distribución de Montevideo.

ENCUESTA REGIONAL DE CALIDAD EN LA GESTIÓN DE LOS RECURSOS HUMANOS - CIER

La Empresa participó de la Encuesta Regional de Calidad en la Gestión de los Recursos Humanos de la Comisión de Integración Energética Regional (CIER), la cual nuclea empresas del Sector Eléctrico de Sudamérica, Centroamérica y el Caribe.

Se destaca que en esta oportunidad se recibió un reconocimiento por parte de CIER, debido al índice de calidad en gestión de Recursos Humanos posicionado en Alta Calidad.

Ello se evidencia en varios capítulos de la encuesta, como son, diversidad generacional, calidad de la función de Recursos Humanos, calidad de la estrategia de Recursos Humanos, calidad del modelo de gestión por competencias, calidad del proceso de selección, calidad del proceso de formación, calidad de la gestión del talento, calidad del programa de remuneraciones, calidad del programa de beneficios, tasa de formación, efectividad del proceso de selección, gestión de la diversidad organizacional y gestión del liderazgo.

ECONÓMICO - FINANCIERA

El resultado del ejercicio atribuible a UTE fue de una ganancia de \$ 17.262 millones, que traducidos al tipo de cambio promedio del dólar (\$ 43,553) equivalen a U\$S 396,4 millones. En el ejercicio 2020 el resultado había correspondido a una ganancia de \$ 2.966 millones, que traducidos al tipo de cambio promedio de dicho año (\$ 42,013) equivalía a U\$S 70,6 millones. En tal sentido, se ha verificado una mayor ganancia de U\$S 326 millones.

Es importante resaltar el contexto en el cual se generaron los resultados detallados anteriormente. En primer lugar, el 11 de marzo de 2020 la Organización Mundial de la Salud declaró al Coronavirus (COVID-19) como pandemia, decretándose el 13 de marzo de 2020 en Uruguay el estado de emergencia nacional sanitaria, situación que se mantuvo durante el año 2021, en el cual se verificaron varias olas del virus, llevándose adelante el proceso de vacunación de la población con el objetivo de inmunizar a la misma y permitir la paulatina apertura de actividades en el País.

Las medidas tomadas a nivel nacional e internacional generaron un notorio impacto en la actividad económica en el año 2020. En el ejercicio 2021 se produjo una mejora importante en la actividad económica, basada en la apertura de las actividades económicas a medida que avanzó la inmunización de la población.

La Empresa ha estado monitoreando permanentemente la evolución de la situación generada por la pandemia, a efectos de detectar posibles deterioros en los activos (en particular cuentas a cobrar), realizando proyecciones de ingresos y egresos, así como eventuales necesidades de fondos. A su vez, en concordancia con las medidas sociales y económicas resueltas por el Poder Ejecutivo, UTE mantuvo y profundizó las acciones adoptadas en su ámbito de competencia tendientes a aliviar la situación de sus clientes y preservar la cobrabilidad de los servicios prestados.

Por otra parte, durante el ejercicio 2020 se configuró una situación de sequía severa y prolongada que se fue agravando hacia fin del período y que con diferente intensidad se continuó durante el año 2021. Esta situación afectó también a Brasil, provocando que las autoridades del País vecino autorizaran y flexibilizaran sus restricciones a la importación de energía eléctrica desde Uruguay, en base a respaldo térmico de las unidades de UTE, fundamentalmente del Ciclo Combinado y Turbinas de Gas de Punta del Tigre, así como de otros recursos económicos (excedentes de energía de fuentes renovables), lo cual permitió a UTE alcanzar niveles históricos de exportaciones de energía a la región.

La mejora en el resultado (medido en dólares) se explica fundamentalmente por el incremento en las exportaciones de energía (U\$S 435 millones), aumento en las ventas de energía en el mercado interno neto de bonificaciones (U\$S 64 millones), menor gasto en compra de energía eléctrica (U\$S 68 millones), menor pérdida por resultados financieros (U\$S 46 millones) y en contrapartida un incremento en el consumo de combustible (U\$S 214 millones) y un mayor gasto por impuesto a la renta (U\$S 117 millones).

Considerando los tipos de cambio promedio de cada ejercicio, como ya se mencionó, los ingresos por exportaciones de energía aumentaron U\$S 435 millones, correspondiendo un incremento de U\$S 365 millones en la exportación a Brasil y U\$S 70 millones a Argentina.

Los ingresos por ventas de energía al mercado interno aumentaron U\$S 74 millones (5,45%) respecto al ejercicio 2020. En unidades físicas, el incremento correspondió a un 2,75%. Se generó un aumento en las bonificaciones comerciales respecto al ejercicio anterior de U\$S 10 millones.

La recaudación de los ingresos por ventas experimentó un leve descenso respecto al ejercicio anterior, ubicándose en niveles de 97,4% (97,6% en 2020), en un contexto donde persiste aún la afectación económica en algunos sectores debido a la pandemia. Por dicho motivo, al cierre del presente ejercicio se produjo un incremento de los créditos por ventas. En tal sentido, durante el ejercicio 2021 para determinar la probable incobrabilidad de dichos créditos, se continuaron aplicando los porcentajes del 2020, los cuales se habían incrementado respecto a los utilizados en el ejercicio 2019. El riesgo crediticio continúa siendo limitado, debido a que existe una base muy atomizada de la cartera de clientes.

El consumo de combustible para generación se incrementó en U\$S 214 millones, tanto el utilizado para el mercado interno (incremento de U\$S 118 millones) como el utilizado para la exportación de energía (incremento de U\$S 96 millones).

La reducción en la pérdida por resultados financieros (U\$S 46 millones) corresponde principalmente a un menor gasto por diferencia de cambio (U\$S 51 millones), un incremento en el ingreso por multas y recargos a clientes (U\$S 16 millones), una reducción de intereses perdidos (U\$S 8 millones) y en contrapartida un incremento del gasto por instrumentos financieros derivados (U\$S 30 millones).

Con respecto al resultado por IRAE que derivó en un mayor gasto por U\$S 117 millones, se produjo por un incremento por impuesto corriente de U\$S 77 millones en virtud de la mejora considerable en el resultado del ejercicio y una menor ganancia por impuesto diferido de U\$S 40 millones.

El patrimonio promedio de UTE en 2021 asciende a \$ 126.427 millones, equivalente a U\$S 2.829 millones, por lo que el resultado sobre patrimonio asciende al 13,65%, siendo 2,42% en el ejercicio 2020.

La deuda financiera de UTE, excluyendo la correspondiente a arrendamientos, en términos nominales, tuvo una disminución de U\$S 44 millones, alcanzando al 31 de diciembre de 2021 los U\$S 917 millones. Considerando los arrendamientos, la deuda financiera de UTE alcanza los U\$S 1.287 millones.

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 20%.

En cuanto a la financiación del crecimiento, aspecto fundamental a efectos de avanzar en el objetivo estratégico de obtener un abastecimiento de la demanda seguro y diversificado, sostenible desde el punto de vista ambiental y a un costo competitivo, así como el mantenimiento de redes de Trasmisión y Distribución adaptadas y eficientes, UTE mantiene el apoyo de organismos multilaterales de crédito, quienes 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 2021 es de 103 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, para lo cual se concretó una operación de reperfilamiento de deuda y nuevos financiamientos. Respecto de las tasas de interés de los préstamos al 31 de diciembre de 2021, el 56% de la deuda está a tasa fija mientras que 16% tiene cobertura asociada al flujo de deuda correspondiente, por lo que el 28% restante permanece a tasa flotante.

Las inversiones ejecutadas en el presente ejercicio alcanzaron la suma de U\$S 222 millones (de acuerdo con el Estado de Flujos de Efectivo), estimándose para los próximos 4 años un plan de inversiones en el orden de los U\$S 600 millones, sin contar aquellas inversiones que se realizarán a través de vehículos de propósito específico o mediante la figura de leasing operativo para obras de Trasmisión.

De acuerdo a la opinión de los analistas se espera una recuperación a nivel global y de la economía local en el entorno del 5% y 3,5% respectivamente, luego del comienzo de ese proceso en 2021. Sin embargo, a la fecha de este informe los acontecimientos internacionales recientes ponen una fuerte incertidumbre y probablemente muchas dificultades al crecimiento. Se estima que la demanda seguirá creciendo a tasas tendenciales históricas, manteniéndose la necesidad de continuar invirtiendo en infraestructura y tecnología, a efectos de atender dicho crecimiento en condiciones de calidad y competitividad.

En resumen, la situación financiera de UTE continúa mostrando fortalezas y un fuerte poder de adaptación frente a los factores de volatilidad operacional y financiera que repercuten sobre su flujo de caja.

A nighttime photograph of a cityscape featuring several multi-story apartment buildings with illuminated windows. In the foreground, there is a sandy beach and the ocean with gentle waves. The sky is a clear, deep blue. An orange semi-transparent rectangle is overlaid on the right side of the image, containing white text and a logo.

CONSULTORÍA EXTERNA



A través de CONEX, desde su creación, se han desarrollado proyectos en 24 países incluido Uruguay, habiendo contado para ello con la participación de más de 1.700 técnicos provenientes de distintas áreas de UTE.

Durante el año participaron en proyectos de consultoría y prestación de servicios 242 profesionales y técnicos de UTE, con diferentes porcentajes de asignación según los requerimientos de cada prestación.

PROYECTOS DE GESTIÓN

A continuación, se detallan los Proyectos de Gestión en ejecución y finalizados en el período, en el ámbito nacional e internacional.

INTENDENCIA DE MONTEVIDEO

• PROYECTO DE IMPLANTACIÓN – ERP SAP

En agosto de 2019, dio inicio el Proyecto de implantación SAP en la Intendencia de Montevideo en los procesos Financiero - Contable, Contrataciones y Almacenes.

El proyecto se estructuró en las etapas de Planificación del Proyecto, Diseño detallado, Realización, Preparación Final y Puesta en Marcha y Consolidación.

Habiéndose completado previamente las etapas de Planificación, Diseño detallado y estando en curso la de Realización, en enero de 2021 entraron en productivo los almacenes de Vialidad, Conservación del Palacio y Centro de Fotografía de la Intendencia.

Debido a la situación sanitaria de la pandemia, durante el año se trabajó en modalidad mixta, virtual y presencial, dictándose en el último trimestre del año los cursos a usuarios finales y planificándose el corte de operaciones y la migración de datos, con el objetivo de implantar el 10 de enero de 2022.

MINISTERIO DE VIVIENDA Y ORDENAMIENTO TERRITORIAL

• HERRAMIENTA INFORMÁTICA PARA PLANIFICACIÓN Y GESTIÓN DE OBRAS (PGO)

En el mes de agosto comenzaron las actividades del proyecto destinadas a desarrollar la herramienta en cuestión, la que será suministrada a la Dirección Nacional de Vivienda (DINAVI) del Ministerio de Vivienda y Ordenamiento Territorial (MVOT).

El proyecto es realizado en modalidad de Consorcio junto a la Empresa Genexus Consulting y se desarrollará en seis etapas:

- Análisis detallado de requerimientos
- Planificación
- Desarrollo y Testing
- Transferencia
- Capacitación
- Garantía

Durante el año se finalizaron las primeras dos etapas.

CORTE ELECTORAL

• ELECCIONES UNIVERSITARIAS, ELECCIONES DEL BANCO DE PREVISIÓN SOCIAL (BPS) Y REFERÉNDUM

Con el objetivo de actualizar y adecuar el Sistema de Escrutinio a utilizarse en las Elecciones Universitarias y de BPS, se trabajó en el diseño e implementación de ambas soluciones durante el año.

Para la realización de estas actividades se trabajó en conjunto con la Corte Electoral, ANTEL, UDELAR-FING y AGESIC, estando UTE a cargo de la coordinación de la integración de la actividad. En diciembre del 2021 se comenzó a trabajar en el Sistema de Escrutinio a utilizarse en el Referéndum que se realizará por la derogación de 135 artículos de la Ley N° 19.889 de Urgente Consideración (LUC).

Durante el año se realizó la Migración del Sistema de Registro Cívico Nacional a la versión Genexus 16, evitando el riesgo de obsolescencia de la tecnología utilizada y el surgimiento de problemas de compatibilidad y/o seguridad.

ANTEL

• IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE EXPEDIENTE ELECTRÓNICO

El objetivo del Proyecto consistió en implantar el expediente electrónico con la integración de TuID (firma electrónica) en todas las dependencias de ANTEL, tanto en Montevideo como en el Interior.

En enero 2021 dieron comienzo las actividades del proyecto y el 4 de agosto entró en productivo el Sistema de expediente electrónico GEX en ANTEL.

MINISTERIO DE AMBIENTE

• TRANSFERENCIA DE LA INFORMACIÓN DEL SISTEMA DE EXPEDIENTE ELECTRÓNICO Y MANTENIMIENTO

Debido a la creación del Ministerio de Ambiente y su separación del MVOT, se realizó una implantación independiente del Sistema de expediente electrónico para soportar la operativa del nuevo Ministerio.

El objetivo del proyecto consistió en separar la información de GEX correspondiente al Ministerio de Ambiente, alojada en los servidores del MVOT. Para ello se llevaron a cabo tareas de ajuste en cuanto a expedientes, unidades y personas, entre otras.

Las actividades comenzaron en marzo y finalizaron en agosto de 2021.

EXPEDIENTE ELECTRÓNICO

Durante el año se continuó el servicio de mantenimiento y outsourcing de la herramienta expediente electrónico en sus diferentes versiones, de los clientes que se detallan a continuación: Oficina Nacional del Servicio Civil (ONSC), Ministerio de Vivienda y Ordenamiento Territorial (MVOT),

Presidencia de la República, Banco de la República Oriental del Uruguay (BROU), Dirección Nacional de Aduanas (DNA), Ministerio de Relaciones Exteriores (MRE), Administración Nacional de Correos (AMC), Administración Nacional de Telecomunicaciones (ANTEL) y Ministerio de Ambiente (MA).

OUTSOURCING MANTENIMIENTO Y GESTIÓN

Bajo esta modalidad se han desarrollado los siguientes servicios:

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

- Servicios de guardias para brindar soporte al sistema del Registro Cívico Nacional y atender los problemas técnicos que pudieran afectar la disponibilidad del sistema, durante el proceso de entrega de la Credencial Cívica de la Corte Electoral.

- Mantenimiento y outsourcing SAP de la Corte Electoral.

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

- Apoyo profesional y técnico en las áreas de contabilidad, informática, ambiental, jurídica y telecomunicaciones a Gas Sayago S.A.

- Mantenimiento SAP de los Módulos: Financiero-Contable, Logística y Recursos Humanos de ANTEL.

- Colaboración profesional para llevar a cabo la gestión y monitoreo de los parques eólicos Pampa, Arias y Valentines, en el marco de los contratos de gestión firmados con el Fideicomiso Financiero Pampa y el Fideicomiso Financiero Arias y Areafin S.A. respectivamente.

- Asignación del Gerente General Técnico y Servicios de apoyo a la Gestión administrativa y financiera que requiera el parque eólico Artilleros (ROUAR). Comienzo de la actividad marzo-abril de 2021.

ANDE

SISTEMA GESTIÓN COMERCIAL - PARAGUAY

El objetivo del servicio de consultoría consistió en el asesoramiento y colaboración para la elaboración de las especificaciones técnicas, pliego de bases y condiciones para el llamado a licitación que realizará ANDE para la adquisición de un Sistema de Gestión Comercial. Dicha herramienta permitirá a la Empresa incorporar mejoras en los procesos clave de su operativa tales como: atención al cliente vía múltiples canales, ciclo comercial (lectura, facturación y cobranza), servicios técnicos (actividades de campo, medidores, control de pérdidas).

PROYECTOS Y SERVICIOS DE INGENIERÍA

MINISTERIO DEL INTERIOR

Acondicionamiento de la red eléctrica en las instalaciones de la ex Jefatura de Policía de Montevideo y Cárcel Central

Durante el año se comenzaron los trabajos de rediseño de las instalaciones de la ex Jefatura de Policía de Montevideo y de la Cárcel Central, para realizar la separación física de las instalaciones propiedad de UTE de las pertenecientes al Ministerio y el acondicionamiento de la red eléctrica interna de los respectivos edificios. Debido a la demora en las importaciones de materiales por causa de la pandemia, se debieron reprogramar los trabajos y planificar la finalización del servicio para enero de 2022.

CUJÓ

Se realizaron trabajos para la detección de fallas y la reparación de empalmes de un cable subterráneo de 30 kV de 500 mm² ubicado en el departamento de Salto.

TERNA – DIFEBAL S.A.

Se brindó asistencia técnica para la realización de dos ensayos de campos de vibraciones eólicas para la línea de Trasmisión de 500 kV Melo – Tacuarembó, comprendiendo la instalación y el retiro de los equipos de monitoreo y el posterior análisis de datos.

SERVICIOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los servicios de operación y mantenimiento brindados fueron los siguientes:

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. El servicio consiste en el mantenimiento preventivo en media tensión de subestaciones y líneas aéreas; el mantenimiento correctivo en media tensión subestaciones, líneas aéreas y cable subterráneo y tareas de operación en media tensión.

SERVICIOS DIVERSOS

Durante el año se han desarrollado otras actividades puntuales vinculadas al Negocio Eléctrico tales como: formación en trabajos con tensión en baja tensión Comercial, reciclaje, trabajos con tensión en baja tensión Distribución, nivelación, medidores inteligentes, seguridad eléctrica, etc. Ensayos: medición de los valores de la tensión de paso y contacto. Tareas específicas: servicio de la inspección boroscópica de aerogenerador, mantenimiento de transformadores, etc. Otros: exámenes psicofísicos para trabajos con tensión, etc.

Asimismo, durante el año se continuó con el desarrollo de actividades de asesoramiento legal, tales como:

- Servicio de asesoramiento legal en juicios contenciosos a Areaflin S.A. y RAFISA por los parques eólicos Valentines y Pampa respectivamente; actividad que se realiza desde el año 2018 a la fecha.
- En marzo de 2020 se comenzó a brindar el mismo servicio a RAFISA por el parque eólico ARIAS.

COMERCIALIZACIÓN

A lo largo del año se presentaron 91 propuestas de colaboración profesional y asistencia técnica, de las cuales cabe destacar que 53 fueron aceptadas, 29 están pendientes de respuesta por parte del cliente y 5 se encuentran en proceso de ajuste de alcance.

VISITAS DE EMPRESAS

Por la emergencia sanitaria y las restricciones a la movilidad impuesta durante el año, solamente se recibió de manera presencial una delegación reducida de ANDE de Paraguay con el objetivo de conocer la experiencia de UTE en cuanto a la Medición Inteligente y suscribir el Convenio Marco de Colaboración Mutua.

De acuerdo a las posibilidades de cada institución, se mantuvieron comunicaciones principalmente en formato virtual que permitieron continuar con la generación de contactos y mantener los vínculos con dichas organizaciones.



A nighttime photograph of a city skyline with a beach in the foreground. The city lights are reflected in the water, and the sky is a deep blue. The text and logo are overlaid on the right side of the image.

INFORMACIÓN ECONÓMICA Y ESTADOS FINANCIEROS



ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021

(en pesos uruguayos)

	Notas	2021	2020
ACTIVO			
Activo corriente			
Efectivo	5.1	12.597.087.908	7.928.609.584
Inversiones en otros activos financieros	5.9	4.260.809.496	1.456.495.554
Deudores comerciales	5.2	12.570.316.084	9.866.907.076
Otras cuentas por cobrar	5.3	3.037.679.978	2.393.229.845
Inventarios	5.4	3.987.652.225	4.026.711.838
Total Activo corriente		36.453.545.690	25.671.953.898
Activo no corriente			
Propiedad, planta y equipo	5.5	152.564.342.298	149.642.645.333
Derecho de uso	16.1	10.172.488.860	9.861.150.288
Activos en concesión de servicio	5.10.1	41.527.483.245	44.239.292.774
Activo por impuesto diferido	5.6	30.005.957.644	26.738.361.580
Otras cuentas por cobrar	5.3	1.342.325.330	1.214.073.535
Inversiones a largo plazo:			
- Inversiones en otras entidades	5.7	1.493.764.232	3.050.720.850
- Inversiones en otros activos financieros	5.9	454.856.915	-
- Bienes en comodato	5.8	315.807.879	300.387.110
Total inversiones a largo plazo		2.264.429.026	3.351.107.960
Inventarios	5.4	3.918.752.006	3.901.750.364
Activos biológicos		166.470.429	155.996.513
Deudores comerciales	5.2	99.712.993	92.444.347
Total Activo no corriente		242.061.961.830	239.196.822.694
TOTAL ACTIVO		278.515.507.521	264.868.776.592
PASIVO Y PATRIMONIO			
Pasivo corriente			
Acreedores comerciales	5.11	7.266.410.444	9.412.663.761
Préstamos y otros pasivos financieros	5.12	3.482.504.117	5.223.304.868
Pasivo por arrendamiento	16.2	1.053.269.571	858.397.674
Otras cuentas por pagar	5.13	13.162.414.053	4.898.870.282
Pasivo por concesión de servicios	5.10.2	2.711.809.530	2.711.809.530
Provisiones	5.14	1.054.438.094	1.409.238.219
Total Pasivo corriente		28.730.845.809	24.514.284.334
Pasivo no corriente			
Acreedores comerciales	5.11	128.696.637	6.481.444
Préstamos y otros pasivos financieros	5.12	52.801.961.270	51.332.660.071
Pasivo por arrendamiento	16.2	12.569.182.526	11.896.370.586
Pasivo por impuesto diferido	5.6	4.938.172	16.176.288
Otras cuentas por pagar	5.13	6.389.221.171	6.479.201.271
Pasivo por concesión de servicios	5.10.2	38.815.673.715	41.527.483.245
Provisiones	5.14	2.493.960.508	2.334.622.861
Total Pasivo no corriente		113.203.633.999	113.592.995.765
Total Pasivo		141.934.479.808	138.107.280.100
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 Fondo Estabilización Energética	5.15	647.440.459	647.440.459
Reservas	5.15	23.011.324.130	22.806.317.659
Resultados acumulados		23.255.597.503	13.738.055.453
Patrimonio atribuible a controladora		131.288.251.410	121.565.702.889
Patrimonio atribuible a participaciones no controladoras		5.292.776.303	5.195.793.603
Total Patrimonio		136.581.027.713	126.761.496.492
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO		278.515.507.521	264.868.776.592

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 2021

(Cifras expresadas en pesos uruguayos)

	Notas	2021	2020
Venta de energía eléctrica	6.1	81.203.230.301	57.361.450.293
Otros ingresos operativos	6.1	1.025.067.116	1.048.412.133
Ingresos de actividades operativas netos		82.228.297.417	58.409.862.426
Costos de ventas	6.2	(47.374.797.299)	(39.511.125.122)
Resultado bruto		34.853.500.118	18.898.737.304
Gastos de administración y ventas	6.2	(12.871.820.030)	(12.034.305.472)
Ingresos varios	6.1	5.301.092.897	4.276.861.294
Gastos varios	6.2	(4.792.713.374)	(5.759.732.449)
Resultado operativo		22.490.059.612	5.381.560.677
Resultados financieros	6.3	(4.699.109.676)	(6.855.163.817)
Resultado antes de impuesto a la renta		17.790.949.936	(1.473.603.140)
Impuesto a la renta	5.6	(99.011.406)	4.843.692.183
Resultado del ejercicio		17.691.938.530	3.370.089.043

Resultado del ejercicio atribuible a:			
Controladora		17.262.272.412	2.966.355.483
Participaciones no controladoras		429.666.117	403.733.560
		17.691.938.530	3.370.089.043

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

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL CONSOLIDADO EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021

(Cifras expresadas en pesos uruguayos)

	Notas	2021	2020
Resultado del ejercicio		17.691.938.530	3.370.089.043
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán posteriormente al resultado del ejercicio, neto de impuestos:			
Reserva por conversión	5.15	488.557.575	1.566.490.019
Resultado integral del ejercicio		18.180.496.104	4.936.579.063
Resultado integral del ejercicio atribuible a:			
Controladora		17.467.278.883	3.871.298.834
Participaciones no controladoras		713.217.221	1.065.280.229
		18.180.496.104	4.936.579.063

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

**ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO CONSOLIDADO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021**

(Cifras expresadas en pesos uruguayos)

	Notas	Capital, Aportes a capitalizar y Reservas por reexposición	Transferencia neta al Fondo de estabilización energética	Reserva por conversión	Prima (descuento) de emisión	Otras reservas	Resultados acumulados	Patrimonio atribuible a controladora	Patrimonio atribuible a participaciones no controladoras	Patrimonio total
Saldos iniciales al 01.01.20		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	4.851.560.438	128.387.758.733
Movimientos del ejercicio										
Versión de resultados	5.15						(5.841.794.240)	(5.841.794.240)		(5.841.794.240)
Distribución de dividendos y rescate participaciones	5.15								(721.047.064)	(721.047.064)
Resultado integral del ejercicio				904.943.351			2.966.355.483	3.871.298.834	1.065.280.229	4.936.579.063
Total movimientos del ejercicio		-	-	904.943.351	-	-	(2.875.438.757)	(1.970.495.406)	344.233.165	(1.626.262.241)
Saldos finales al 31.12.20		84.373.889.317	647.440.459	4.487.915.589	(3.193.513)	18.321.595.583	13.738.055.453	121.565.702.889	5.195.793.603	126.761.496.492
Movimientos del ejercicio										
Versión de resultados	5.15						(7.744.730.362)	(7.744.730.362)		(7.744.730.362)
Distribución de dividendos y rescate participaciones	5.15								(616.234.522)	(616.234.522)
Resultado integral del ejercicio				205.006.471			17.262.272.412	17.467.278.883	713.217.221	18.180.496.104
Total movimientos del ejercicio		-	-	205.006.471	-	-	9.517.542.050	9.722.548.521	96.982.699	9.819.531.220
Saldos finales al 31.12.21		84.373.889.317	647.440.459	4.692.922.060	(3.193.513)	18.321.595.583	23.255.597.503	131.288.251.410	5.292.776.303	136.581.027.713

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

**ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL CONSOLIDADO
EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021**

(Cifras expresadas en pesos uruguayos)

	Notas	2021	2020
1) Flujo de efectivo por actividades operativas			
Resultado del ejercicio atribuible a controladora		17.262.272.412	2.966.355.483
Resultado del ejercicio atribuible a participaciones no controladoras		429.666.117	403.733.560
Ajustes:			
- Amortización propiedad, planta, equipo, derechos de uso y comodato		8.922.330.247	8.797.320.957
- Resultado asociado a la tenencia de efectivo y equivalentes		(381.660.292)	(955.355.377)
- Diferencia de cambio rubros no operativos		2.641.492.430	4.870.916.957
- Impuesto a la Renta diferido		(3.278.829.158)	(4.817.303.856)
- Obligaciones devengadas por impuesto a la renta		3.359.216.917	(26.544.327)
- Obligaciones devengadas por impuesto al patrimonio		1.292.901.766	1.216.493.018
- Diferencia de cambio por arrendamiento financiero		-	-
- Resultado por colocaciones financieras		(620.470)	(114.928)
- Resultado por inversiones a largo plazo		(930.259.072)	135.331.999
- Resultado por instrumentos financieros derivados		34.064.101	3.272.521.640
- Resultado por activos biológicos		(21.450.013)	12.261.122
- Resultado por venta de propiedad, planta y equipo y bienes desafectados		(23.819.716)	(6.850.228)
- Ajuste provisión juicios		(343.279.513)	727.291.730
- Ajuste provisión 200 kWh		199.333.906	47.184.915
- Ajuste provisión por obsolescencia de inventarios		80.426.871	4.329.149
- Obligaciones devengadas por penalizaciones URSEA		8.077.335	12.243.797
- Obligaciones devengadas por comisión administración CTM		-	(200.000.000)
- Comisiones de compromiso devengadas		2.653.641.848	3.339.810.861
- Intereses y otros gastos de préstamos devengados		3.263.836	-
- Intereses de arrendamientos devengados		1.243.645.382	1.229.992.643
- Pérdida para deudores incobrables		607.029.253	740.227.184
- Intereses devengados de inversiones en activos financieros no equivalentes		-	(180.556)
- Aportes de clientes para obras		(400.852.392)	(329.730.527)
- Ingreso por aportes de generadores privados		(166.036.098)	(161.911.045)
- Bajas de propiedad, planta y equipo		24.445.208	26.940.782
- Otros gastos devengados no pagados		107.940.508	86.321.539
- Ajuste liquidación Impuesto a la Renta		18.623.647	-
Resultado de operaciones antes de cambios en rubros operativos		33.341.565.058	21.391.286.493
Cambios en activos y pasivos:			
- Disminuciones (incrementos) en deudores comerciales		(3.192.936.596)	(3.087.292.393)
- Disminuciones (incrementos) en otras cuentas por cobrar		(1.401.356.673)	(2.467.977.988)
- Disminuciones (incrementos) en inventarios		(41.699.834)	(873.571.560)
- Incrementos (disminuciones) en acreedores comerciales		(1.755.120.634)	2.484.815.835
- Incrementos (disminuciones) en otras cuentas por pagar		397.106.048	313.824.999
Efectivo proveniente de actividades operativas antes de impuesto a la renta		27.347.557.368	17.761.085.387
Impuesto a la Renta pagado		(281.395.517)	(461.611.400)
Efectivo proveniente de actividades operativas		27.066.161.851	17.299.473.987
2) Flujo de efectivo por actividades de inversión			
Pagos por compras de propiedad, planta y equipo	7	(9.532.587.927)	(7.495.766.446)
Anticipos para compras de propiedad, planta y equipo		(45.376.147)	(90.108.149)
Pagos por compras de propiedad, planta y equipo del ejercicio anterior		(352.561.421)	(12.061.914)
Adelanto a cuenta de aporte de capital Fideicomiso Cierre Anillo Trasmisión	7	(886.396.811)	-
Cobro por venta de propiedad, planta y equipo y bienes desafectados		24.345.969	6.904.487
Alta de activos biológicos		-	(1.735.717)
Cobro por venta de activos biológicos		7.777.764	5.307.917
Compra de certificados de depósitos transferibles		-	(639.750.000)
Compra de bonos		(456.488.284)	-
Cobro al vencimiento de certificados de depósitos transferibles		-	640.245.556
Cobro por colocaciones financieras		556.459	-
Cobro Fideicomiso Fondo de Estabilización Energética	7	2.467.689.298	2.622.846.146
Cobro dividendos y rescate acciones de entidades relacionadas	7	86.014.188	140.109.239
Efectivo aplicado a actividades de inversión		(8.687.026.912)	(4.824.008.881)

	Notas	2021	2020
3) Flujo de efectivo por actividades de financiamiento			
Versión a cuenta del resultado del ejercicio	5.15	(3.004.921.602)	(5.581.603.000)
Pagos deudas financieras		(13.615.229.087)	(4.688.395.016)
Nuevas deudas financieras		10.616.170.883	-
Pagos de intereses de préstamos y obligaciones negociables		(2.522.406.928)	(2.772.728.581)
Pagos de comisión compromiso y otros gastos de préstamos		(118.405.696)	(8.881.423)
Pagos de instrumentos financieros derivados		(308.576.853)	(118.516.807)
Cobros de instrumentos financieros derivados		-	18.799.586
Pagos de arrendamientos	16.2	(1.805.399.884)	(1.613.235.305)
Pagos de garantías por arrendamiento		(3.261.635)	(5.753.677)
Distribución de utilidades y rescate de participaciones	7	(615.137.808)	(716.232.911)
Efectivo aplicado a actividades de financiamiento		(11.377.168.611)	(15.486.547.135)
4) Variación neta del efectivo y equivalentes de efectivo		7.001.966.328	(3.011.082.030)
5) Saldo inicial del efectivo y equivalentes de efectivo		9.327.267.021	11.016.384.911
6) Efecto asociado al mantenimiento de efectivo y equivalentes		528.660.565	1.321.964.062
7) Saldo final del efectivo y equivalentes de efectivo	7	16.857.893.915	9.327.266.942

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

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

Por el art. 265 de la Ley N° 16.462 del 11 de enero de 1994 se amplía su giro, facultándose su participación fuera de fronteras en las diversas etapas de la generación, transformación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, directamente o asociada con empresas públicas o privadas, nacionales o extranjeras. Dicha participación estará supeditada a la previa autorización del Poder Ejecutivo.

Con fecha 17 de junio de 1997 el Poder Ejecutivo promulgó la Ley N° 16.832 que sustituye el artículo 2° del Decreto - Ley N° 14.694, estableciendo a su vez un nuevo Marco Regulatorio Legal para el Sistema Eléctrico Nacional. La misma establece un reordenamiento del mercado eléctrico fijando condiciones y creando organismos reguladores.

En la actualidad la empresa cuenta con una potencia puesta a disposición del parque generador hidrotérmico y eólico propio que asciende a 1.914 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, con una potencia autorizada a inyectar en las redes de UTE del orden de 1.770 MW.

La carga máxima requerida al sistema en el ejercicio 2021, fue de 2.128 MW, ocurrida el 28 de junio de 2021.

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 2021.

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 2021.

1.4 - SOLFIRAL S.A. (en Liquidación)

En el primer semestre del ejercicio 2014 UTE adquirió la totalidad de acciones de SOLFIRAL S.A., para llevar a cabo proyectos eólicos. A partir del 13/10/2021 la sociedad se encuentra en proceso de liquidación, no habiéndose realizado actividades desde su adquisición.

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 2021.

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 2021.

NOTA 2 - ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

Los presentes estados financieros han sido aprobados para su emisión por el Directorio de UTE el 29 de marzo de 2022.

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.

3.2 - Bases de consolidación

Los presentes estados financieros consolidan la información de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) y de sus subsidiarias ISUR S.A., AREAFILIN S.A., SOLFIRAL S.A., el Fideicomiso Financiero PAMPA y el Fideicomiso Financiero ARIAS (conjuntamente referidas como "el Grupo"), en el entendido de que sobre las mismas UTE ejerce control. La participación actual de UTE en ISUR S.A. es del 98,61%, en el Fideicomiso Financiero PAMPA asciende al 20,085%, en el Fideicomiso Financiero ARIAS asciende al 20%, en AREAFILIN S.A. es de un 20% y en SOLFIRAL S.A. corresponde al 100% del capital.

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

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

- Se han eliminado:
 - Ingresos y gastos correspondientes a transacciones realizadas con y entre las entidades controladas.
 - Activos y pasivos con dichas entidades.
- Se ha ajustado el valor de los bienes y servicios comercializados entre dichas entidades.
- Se han expuesto las participaciones 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 2021 son las siguientes:

- Modificación a la NIIF 16: relativa a la concesión de contratos de arrendamiento en el marco de la pandemia de COVID-19.

La norma indicada no ha 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 17 – Contratos de seguro, establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación y revelación de los contratos de seguro dentro del alcance de la norma.
- Modificación a la NIC 1, relativa a clasificación de pasivos en corriente y no corriente.
- Modificación a la NIC 16, relativa a la medición del costo de un elemento de propiedad, planta y equipo.
- Modificación a la NIC 12, relativa a la medición del costo de un elemento de propiedad, planta y equipo.
- Modificación a la NIC 8, relativa a la definición de estimaciones contables.

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 la entidad (monedas extranjeras) son registradas en pesos uruguayos al tipo de cambio interbancario del día anterior a la transacción.

Los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera, fueron arbitrados a dólares estadounidenses (Nota 8) y convertidos a moneda nacional a los tipos de cambio de cierre de cada ejercicio (interbancario \$ 44,695 por dólar al 31/12/2021 y \$ 42,34 por dólar al 31/12/2020).

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 equipos de onda	15
Cable fibra óptica	20
Estaciones y sistema control remoto y equipos 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, 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 en que tiene 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 de instrumento, son reconocidos dentro del resultado del ejercicio.

4.14 - Beneficios sociales

No existen planes de jubilación privativos al Organismo; 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 de 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 existan en el futuro 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 5.6. Por Ley N° 18.083 del 27/12/06, se aprobó la entrada en vigencia del Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas (IRAE), para los ejercicios iniciados a partir del 1° de julio de 2007. (*)

3. A partir del 05/01/96 por aplicación del art. 665 de la Ley N° 16.736 y art. 1° del Decreto N° 505/96 del 24/12/96, 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° 377/21, se estableció el monto de la tasa en \$ 6,539 por MWh para el año 2021.

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 (IASS).

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). A partir del 13/10/2021 SOLFIRAL S.A. se encuentra en proceso de liquidación, no habiéndose realizado actividades desde su adquisición, 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 impositivos de \$ 624.548.766.

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

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

Beneficios fiscales PAMPA

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

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

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

3°) Exoneración del pago del Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas por UI 1.474.098.016 que será aplicable por un plazo de 15 años a partir del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 inclusive, o desde el ejercicio que se obtenga renta fiscal, siempre que no hayan transcurrido cuatro ejercicios de la declaratoria promocional. En ese caso el referido plazo máximo se incrementará en cuatro años y se computará desde el ejercicio en que se haya dictado la presente declaratoria. El monto exonerable en cada ejercicio no podrá superar la menor de las siguientes cifras:

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

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

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

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:

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

2°) Se otorga un crédito por el Impuesto al Valor Agregado incluido en la adquisición de materiales y servicios utilizados en la obra civil por hasta un monto imponible de UI 519.205.493.

3°) Exoneración del pago del Impuesto a la Renta de las Actividades Económicas por UI 842.686.126, equivalente a 58,4% de la inversión elegible, que será aplicable por un plazo de 14 años a partir del ejercicio finalizado en 2016 o desde el ejercicio en que se obtenga renta fiscal, siempre que no hayan transcurrido cuatro ejercicios de la declaratoria promocional. En ese caso, el referido plazo máximo se incrementará en cuatro años y se computará desde el ejercicio en que se haya dictado la declaratoria promocional. El monto exonerable en cada ejercicio no podrá superar la menor de las siguientes cifras:

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

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2021 la entidad ha utilizado el beneficio fiscal por un total acumulado de \$ 74.253.914.

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 2021, 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 2021, se efectuó una estimación de los mismos. Para ello se consideró la facturación real de diciembre de 2021 (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 2022 (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 Ente 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 Ente 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 a UTE.

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 Gabriel Terra, Rincón de Baygorria y Constitución, Motores Wartsila ubicados en Central Batlle, Central La Tablada, Central Punta del Tigre, Estación Conversora de Frecuencia de Rivera, Parque de Aerogeneradores de Sierra de los Caracoles, 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, laboratorios móviles, 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, equipos y transformadores de gran porte trasladados en el país, y antenas en estaciones de medición eólica.

Se contrata seguros de responsabilidad civil para los siguientes bienes: mástiles para antenas de comunicación, centros de capacitación Rondeau, Leguizamón, Paso de los Toros y Parque de Vacaciones UTE-ANTEL, Laboratorio, otra maquinaria pesada y laboratorios móviles, ascensores del Palacio de la Luz, drones, plantas fotovoltaicas de Salto y de Minas, y antenas en estaciones de medición eólica.

En materia de recursos humanos se contratan para todo el personal seguro por accidentes de trabajo y enfermedades profesionales y seguro de vida, así como también seguro por accidentes personales y seguro de vida 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, seguro de responsabilidad civil para Directores y Gerentes, y seguro de accidentes personales y servicio de asistencia en viajes para Directores y Gerente General.

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

En aplicación de la NIIF 16 "Arrendamientos", 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.

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

5.1 - Efectivo

	2021	2020
Bancos	12.581.666.241	7.919.188.238
Fondos en tránsito	934.873	210.154
Caja y fondo fijo	14.486.794	9.211.192
	12.597.087.908	7.928.609.584

5.2 - Deudores comerciales

	Corriente		No corriente	
	2021	2020	2021	2020
Deudores simples energía eléctrica	8.883.070.437	7.441.107.136	-	-
Deudores morosos energía eléctrica	3.117.565.729	2.388.212.178	-	-
Recuperación IVA Deudores oficiales y municipales	(6.236.226)	(7.559.566)	-	-
Deudores en gestión judicial	14.822.143	16.389.199	-	-
Deudores documentados energía eléctrica	2.535.175.572	1.464.330.420	-	-
Fideicomiso por deuda intendencias	-	-	99.712.993	92.444.347
Provisión por deudores incobrables	(1.903.730.044)	(1.452.093.321)	-	-
Intereses a devengar	(156.790.590)	(44.197.700)	-	-
Deudores simples por servicio de consultoría	99.141.151	109.558.818	-	-
Provisión por deudores incobrables consultoría	(12.702.089)	(48.840.088)	-	-
	12.570.316.084	9.866.907.076	99.712.993	92.444.347

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 45 días (50 días en el ejercicio 2020). 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.

Tal como se indica en Nota 18 por motivo de la pandemia por Coronavirus, UTE ha adoptado diversas medidas en beneficio a los clientes, en particular se suspendieron los cortes por falta de pago. Durante el ejercicio 2021 se mantuvo la suspensión de cortes a clientes residenciales, retomándose hacia fines del año la gestión habitual para clientes no residenciales.

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 0,49% 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 31/12/2021 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:

	2021	2020
0 a 60 días	11.827.254	8.664.878
60 a 90 días	197.301	169.454
90 a 360 días	729.529	614.839
> 360 días (*)	1.896.263	1.953.313
Total	14.650.347	11.402.483

* 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:

	2021	2020
Saldo inicial	(1.452.093.321)	(1.142.070.540)
Constituciones	(612.790.308)	(558.911.475)
Usos	161.153.585	248.888.693
Saldo final	(1.903.730.044)	(1.452.093.321)

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	% Aplicado
Vigente	1,5%
Vencida - entre 30 y 90 días	3%
Vencida - entre 90 días y 18 meses	65%
Vencida - Mayor a 18 meses	100%

Los porcentajes detallados anteriormente son los mismos que los aplicados en el ejercicio anterior. Tal como se indica en la Nota 18, la situación de pandemia generó en el año 2020 una reducción en el nivel de cobranza, por lo cual se incrementaron los porcentajes para determinar la probable incobrabilidad de los créditos, alcanzándose durante el presente ejercicio un nivel de cobranza similar al del ejercicio anterior.

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

	2021	2020
Saldo inicial	(48.840.088)	(30.020.572)
Constituciones	36.137.999	(18.819.516)
Usos	-	-
Saldo final	(12.702.089)	(48.840.088)

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	% 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	
	2021	2020	2021	2020
Adelantos Impto.al Patrimonio neto de obligaciones devengadas	110.801.409	119.225.788	-	-
Adelantos Impto.a la Renta neto de obligaciones devengadas	-	388.495.914	-	-
Anticipos a partes vinculadas	345.853.338	-	-	-
Adelanto por Fideicomiso Cierre Anillo Trasmisión (*)	-	-	902.630.096	-
Otros pagos anticipados	151.528.144	517.766.105	85.236.723	99.858.909
Garantía por cambio comprado a futuro (**)	1.546.670.475	762.120.000	-	762.120.000
Garantía por arrendamiento	-	-	164.977.389	160.025.401
Montos consignados en bancos	-	-	162.078.943	153.544.686
Crédito por uso del Fondo de Estabilización Energética	-	418.105.764	-	-
Diversos	505.726.471	187.011.468	28.497.250	41.099.151
Crédito fiscal	580.785.009	320.487.067	-	-
Provisión otros créditos incobrables	(202.307.794)	(318.636.297)	-	-
Intereses financieros a devengar	(1.377.076)	(1.345.963)	(1.095.073)	(2.574.612)
	3.037.679.978	2.393.229.845	1.342.325.330	1.214.073.535

(*) Corresponde a adelantos efectuados a República Administradora de Fondos de Inversión S.A. (RAFISA) por un total de U\$S 20.195.326 a cuenta de los aportes que UTE, en calidad de Fideicomitente, deberá realizar al Fideicomiso Financiero Cierre del Anillo de Trasmisión de 500 kV (Tacuarembó - Salto), una vez que haya culminado el proceso de aprobación del contrato de dicho Fideicomiso por parte del Banco Central del Uruguay.

(**) Corresponde a garantías por los contratos de compraventa de divisas a futuro indicados en Nota 9.2.1, las cuales están depositadas en el Banco Central del Uruguay y se van liberando en cada fecha de intercambio de monedas. Las garantías inicialmente corresponden al 5% del monto nominal en U\$S remanente de los contratos celebrados, y posteriormente se actualizan de acuerdo a los cambios en el valor razonable del instrumento financiero. El último intercambio de monedas se realizó el 23/12/2021 (tanto para el contrato firmado el 21/12/2020 como para el firmado el 22/04/2021).

5.4 - Inventarios

	Corriente		No Corriente	
	2021	2020	2021	2020
Materiales en depósito	1.398.082.320	1.406.414.101	4.628.977.519	4.486.129.994
Materiales energéticos	1.197.591.265	1.346.058.064	-	-
Otros materiales para trabajos DYC	1.319.763.497	1.157.590.515	-	-
Materiales en tránsito	59.070.127	106.702.476	9.316.064	65.491.931
Inventarios disponibles para la venta (*)	13.145.016	9.946.683	-	-
Bienes desafectados de su uso	-	-	18.543.742	18.543.742
Provisión por obsolescencia	-	-	(738.085.319)	(668.415.304)
	3.987.652.225	4.026.711.838	3.918.752.006	3.901.750.364

(*) 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:

	2021	2020
Saldo inicial	(668.415.304)	(675.127.155)
Constituciones	(78.806.472)	(1.854.414)
Desafectaciones	-	-
Usos de la provisión	9.136.457	8.566.264
Saldo final	(738.085.319)	(668.415.304)

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

	Producción				Trasmisión				Distribución				Comercial		Otras instalaciones eléctricas	TOTAL Bienes en servicio	Obras en curso	Importaciones en trámite	TOTAL Propiedad, planta y equipo
	Térmica	Hidráulica	Edílica y otras	Total Producción	Líneas y cables	Estaciones	Otros	Total Distribución	Líneas y cables	Medidores, limitadores y otros	Total Comercial	Medidores, limitadores y otros	Total Comercial						
Valor bruto al 31.12.20	26.498.091	28.462.827	177.337	27.629.989	23.153.972	27.629.989	27.629.989	79.246.788	28.276.609	41.385.243	887.231	887.231	109.268.173	1.482.400	7.040.745	8.523.145	15.489.955	183.769	312.788.931
Efecto por conversión	-	-	-	1.318.117	-	-	-	1.318.117	-	-	-	-	4.175.490	(134)	720.244	720.244	7.502.586	(182.237)	17.616.725
Capitaliz. obras en curso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.318.117
Bajas	(72.173)	(4.746)	-	(4.746)	-	(11.796)	(11.796)	(4.746)	-	(11.796)	(66)	(66)	(66)	-	-	-	(6.948.299)	-	(6.948.299)
Reclasificaciones	(717)	-	-	490	(53.789)	(53.789)	(53.789)	490	-	(53.789)	262	262	(11.599)	-	-	-	(21)	-	(90.915)
Ajustes	(5.464)	2.054.584	-	2.054.584	(10.524)	(23.118)	(33.642)	2.054.584	-	(33.642)	256	256	256	-	-	-	(14)	-	(30.632)
Valor bruto al 31.12.21	27.889.377	30.690.001	23.135.962	28.950.291	23.135.962	28.950.291	28.950.291	82.776.254	28.349.712	42.237.560	70.607.272	70.607.272	113.432.254	1.482.266	7.761.123	9.243.389	30.786.076	18.807.406	326.669.466
Amortiz. acum. al 31.12.20	16.910.869	8.343.766	11.773.705	7.115.269	27.232.739	20.128.928	19.942.607	40.071.535	44.646.948	24.198.214	1.933.122	1.933.122	70.776.284	1.231.173	4.025.139	5.256.312	2.896.548	-	16.314.6.287
Amortizaciones	1.030.853	1.178.525	711.193	1.371.048	3.260.766	541.809	978.603	1.520.412	1.115.617	703.616	34.684	34.684	1.853.917	13.925	292.995	306.920	206.362	-	8.179.230
Efecto por conversión	-	-	-	292.463	-	-	-	292.463	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	292.463
Bajas	(71.345)	(1.043)	-	(1.043)	-	-	-	(1.043)	-	(5.616)	(66)	(66)	(66)	-	-	-	-	-	(79.019)
Ajustes	9.547	2.592.133	-	2.592.133	(11.437)	(11.437)	(23.768)	2.592.133	-	(35.205)	(132)	(132)	(132)	-	-	-	-	-	2.566.343
Reclasificaciones	674	-	-	95	(672)	-	(672)	95	-	(102)	102	102	102	-	-	-	-	-	-
Amortización acumulada al 31.12.21	17.880.599	12.113.380	12.484.898	8.776.875	33.371.152	20.658.627	20.891.826	41.590.454	45.762.463	24.901.764	1.967.776	1.967.776	72.632.003	1.245.098	4.318.134	5.563.232	3.101.865	-	174.105.305
Valor bruto al 31.12.21	10.008.778	18.576.621	20.171.417	49.399.102	7.711.085	21.345.734	29.056.819	30.090.558	9.822.735	886.958	40.800.251	40.800.251	237.168	3.442.990	3.680.157	810.298	133.755.402	18.807.406	152.564.342

	Producción				Trasmisión				Distribución				Comercial		Otras instalaciones eléctricas	TOTAL Bienes en servicio	Obras en curso	Importaciones en trámite	TOTAL Propiedad, planta y equipo
	Térmica	Hidráulica	Edílica y otras	Total Producción	Líneas y cables	Estaciones	Otros	Total Distribución	Líneas y cables	Medidores, limitadores y otros	Total Comercial	Medidores, limitadores y otros	Total Comercial						
Valor bruto al 31.12.19	25.761.085	23.110.255	43.717	24.811.281	23.110.255	24.811.281	24.811.281	76.506.449	28.269.500	39.953.202	68.222.702	68.222.702	107.481.096	1.482.400	6.546.842	8.029.242	3.730.371	13.574	303.278.889
Alíneas	1.534.758	60.050	-	2.247	2.247	2.247	2.247	106.015	7.109	1.439.425	1.446.534	1.446.534	2.934.404	-	492.450	492.450	214.694	-	15.049.683
Efecto por conversión	-	-	-	2.816.461	-	-	-	2.816.461	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.816.461
Capitaliz. obras en curso	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6.170.191)
Bajas	(603.736)	-	-	-	-	-	-	-	-	(7.384)	(7.384)	(7.384)	(7.384)	-	-	-	-	-	(6.170.191)
Reclasificaciones	5.983	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.978.915)
Ajustes	(182.137)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(24.859)
Valor bruto al 31.12.20	26.498.091	28.462.827	27.629.989	79.246.788	23.153.972	27.629.989	27.629.989	79.246.788	28.276.609	41.385.243	887.231	887.231	109.268.173	1.482.400	7.040.745	8.523.145	15.489.955	183.769	312.788.931
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	1.899.997	70.024.804	1.216.764	3.728.361	4.945.124	2.895.546	-	156.557.163
Amortizaciones	901.351	1.224.290	711.440	1.327.259	3.262.989	576.331	953.942	1.532.273	1.080.522	782.020	33.124	33.124	1.895.667	14.409	295.325	309.734	208.104	-	8.110.118
Efecto por conversión	-	-	-	430.926	-	-	-	430.926	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	430.926
Bajas	(602.665)	-	-	-	-	-	-	-	-	(195)	(195)	(195)	(1.142.187)	-	-	-	-	-	(1.951.920)
Ajustes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reclasificaciones	870	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Amortiz. acum. al 31.12.20	16.910.869	8.343.766	11.773.705	7.115.269	27.232.739	20.128.928	19.942.607	40.071.535	44.646.948	24.198.214	1.933.122	1.933.122	70.776.284	1.231.173	4.025.139	5.256.312	2.896.548	-	163.146.287
Valor bruto al 31.12.20	9.787.221	20.119.063	11.380.267	20.514.721	52.014.048	8.147.681	21.442.656	29.590.317	27.977.775	9.644.051	868.064	868.064	38.489.889	251.227	3.015.606	3.266.833	820.611	133.968.918	149.642.445

5.5.2 - Capitalización de costos por préstamos

En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020 no se capitalizaron costos por préstamos.

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:

Concepto	Activo neto por Impuesto Diferido					Pasivo neto Imp.Dif.	Total Impuesto Diferido
	UTE	ISUR S.A.	AREAFLIN S.A.	Fid. Fin. PAMPA	Subtotal	Fid.Fin.ARIAS	
Activo por Impuesto diferido	29.118.494.844	650.987.817	114.491.973	229.441.367	30.113.416.001	35.367.332	30.148.783.333
Pasivo por Impuesto diferido	(72.009.411)	-	-	(35.448.946)	(107.458.357)	(40.305.504)	(147.763.861)
	29.046.485.433	650.987.817	114.491.973	193.992.421	30.005.957.644	(4.938.172)	30.001.019.472

Concepto	Activo neto por Impuesto Diferido					Pasivo neto Imp.Dif.	Total Impuesto Diferido
	UTE	ISUR S.A.	AREAFLIN S.A.	Fid. Fin. PAMPA	Subtotal	Fid.Fin.ARIAS	
Activo por Impuesto diferido	25.923.070.690	685.469.306	82.890.227	206.848.301	26.898.278.524	42.953.634	26.941.232.158
Pasivo por Impuesto diferido	(127.882.388)	-	-	(32.034.556)	(159.916.944)	(59.129.922)	(219.046.866)
	25.795.188.302	685.469.306	82.890.227	174.813.745	26.738.361.580	(16.176.288)	26.722.185.292

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

	Saldos al 31.12.20	Reconocido en resultados	Saldos al 31.12.21
Propiedad, planta y equipo (*1)	22.797.711.286	3.125.990.388	25.923.701.673
Provisión deudores incobrables	437.784.088	72.997.285	510.781.373
Anticipos a proveedores	57.140.122	69.606.497	126.746.618
Anticipos de clientes	24.684.345	(55.963.473)	(31.279.127)
Deudores por venta precio efectivo	(608.679)	(2.754.200)	(3.362.879)
Provisiones y obligaciones devengadas	568.296.730	(94.145.689)	474.151.041
Bienes desafectados del uso	(586.491)	-	(586.491)
Provisión 200 kWh	147.128.345	49.833.477	196.961.821
Provisión por obsolescencia	167.103.826	17.417.504	184.521.330
Provisión desmantelamiento	16.143.951	(5.481.444)	10.662.507
Pérdidas fiscales (*2)	139.628.113	(11.779.618)	127.848.495
Inventarios	(75.475.680)	4.052.760	(71.422.920)
Ingresos diferidos aporte generadores	1.475.706.141	(17.042.293)	1.458.663.849
Instrumentos financieros	161.307.615	(44.508.286)	116.799.329
Costos financ.por obtención de financ.	(5.670.045)	-	(5.670.045)
Descuentos a devengar	(4.282.230)	(93.241)	(4.370.450)
Derechos de uso	816.173.857	170.699.492	986.873.349
Total	26.722.185.292	3.278.829.158	30.001.019.472

	Saldos al 31.12.19	Reconocido en resultados	Saldos al 31.12.20
Propiedad, planta y equipo (*1)	19.594.535.920	3.203.175.366	22.797.711.286
Provisión deudores incobrables	321.139.422	116.644.666	437.784.088
Anticipos a proveedores	(50.153.161)	107.293.282	57.140.122
Anticipos de clientes	92.163.148	(67.478.802)	24.684.345
Deudores por venta precio efectivo	(460.563)	(148.116)	(608.679)
Provisiones y obligaciones devengadas	262.870.683	305.426.047	568.296.730
Bienes desafectados del uso	(586.491)	-	(586.491)
Provisión 200 kWh	135.332.116	11.796.229	147.128.345
Provisión por obsolescencia	168.781.789	(1.677.963)	167.103.826
Provisión desmantelamiento	12.752.660	3.391.291	16.143.951
Pérdidas fiscales (*2)	119.715.015	19.913.098	139.628.113
Inventarios	(81.164.808)	5.689.128	(75.475.680)
Ingresos diferidos aporte generadores	1.506.306.486	(30.600.345)	1.475.706.141
Instrumentos financieros	(555.604.897)	716.912.512	161.307.615
Costos financ.por obtención de financ.	(6.201.348)	531.303	(5.670.045)
Descuentos a devengar	(4.092.260)	(189.970)	(4.282.230)
Derechos de uso	389.547.727	426.626.130	816.173.857
Total	21.904.881.436	4.817.303.856	26.722.185.292

(*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 reconocido el activo por impuesto diferido generado por pérdidas fiscales que estima serán recuperables.

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

Año en que prescribirán	2021	2020
Año 2023 Areaflin	310.598.828	287.705.443
Año 2024 Areaflin	380.609.499	353.120.118
Año 2025 Areaflin	224.696.679	197.079.587
Año 2026 Areaflin	75.853.396	-
Año 2023 F.F.PAMPA	648.281.354	600.486.796
Año 2024 F.F.PAMPA	809.225.457	749.565.301
Año 2025 F.F.PAMPA	475.926.394	720.704.960
Año 2026 F.F.PAMPA	1.678.834	-
Año 2023 F.F.ARIAS	190.781.770	171.323.221
Año 2024 F.F.ARIAS	494.916.495	176.716.363
Año 2025 F.F.ARIAS	343.439.017	458.428.729
Año 2026 F.F.ARIAS	160.992.463	315.614.554
Pérdidas fiscales	4.117.000.186	4.030.745.072
Pérdidas fiscales no recuperables (*3)	(2.838.515.306)	(2.634.463.942)
Efecto beneficio proyecto de inversión Areaflin	(321.980.724)	-
Total monto deducible	956.504.156	1.396.281.130
Activo por Impuesto diferido asociado a pérdidas fiscales acumuladas	127.848.495	139.628.113

(*3) Corresponde a pérdidas fiscales generadas por Areaflin S.A., el Fideicomiso Financiero PAMPA y el Fideicomiso Financiero ARIAS, que el Grupo estima no serán recuperables antes de su prescripción legal.

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

Concepto	2021	2020
IRAE	3.342.698.889	130.543.496
IRAE diferido	(3.278.829.158)	(4.817.303.856)
IRAE - Ajuste por liquidación con obligación devengada del ejercicio anterior	35.141.675	(156.931.823)
Total (ganancia) pérdida	99.011.406	(4.843.692.183)

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

Concepto	2021	2020
Resultado del ejercicio	17.691.938.530	3.370.089.043
Impuesto a la renta neto del ejercicio	(99.011.406)	(4.843.692.183)
Resultado antes de IRAE	17.592.927.124	(1.473.603.140)
IRAE (25%)	4.398.231.781	(368.400.785)
Ajustes:		
Impuestos y sanciones	321.903.624	320.424.103
Ajuste valuación inversiones en el exterior	(342.248.985)	(104.320.193)
Rentas no gravadas y gastos asociados a las mismas	(182.209.012)	(125.967.801)
Ajustes posteriores a estimación IRAE	(2.379.720)	(471.232)
Gastos pequeñas empresas	7.433.595	7.148.634
Gastos no deducibles (costos financ.externos-retenc.IRNR)	17.282.109	33.797.304
Diferencia de valor Gasoducto (Link)	14.038.176	29.995.798
Ajuste pérdida fiscal ejercicio anterior	31.282.116	(40.166.071)
Ajuste por inflación fiscal de propiedad, planta y equipo	(4.298.563.177)	(4.708.707.619)
Provisión deudores incobrables (permanente)	2.812.921	994.995
Contribuciones a favor del personal y capacitación	20.461.048	6.390.389
Ajuste FOCEM	(12.263.320)	(11.998.998)
Donaciones e indemnizaciones	97.782.016	59.965.029
Intereses fictos, arrendamiento, publicidad	7.627.192	3.697.354
Arrend. Financieros	57.964.545	(134.734.958)
Ajuste saldos iniciales instrumentos financieros	-	241.737
Alta exoneración de software a proveedores	36.957.785	39.052.369
Ajuste por moneda funcional	(53.737.854)	29.000.364
Ajuste tasa efectiva de interés	(2.129.152)	(2.096.512)
Gastos en Calidad	(571.530)	(960.211)
Acuerdo con Hyundai-transformadores	134.387.188	45.534.218
Otros	(155.049.939)	77.889.902
Impuesto a la renta (ganancia) pérdida	99.011.406	(4.843.692.183)

5.7 Inversiones en otras entidades

Nombre	Lugar en el que opera	Participación en el patrimonio	Valor contable		Actividad principal
			2021	2020	
Central Puerto S.A.	Argentina	0,94%	400.603.172	257.487.783	Generador termoeléctrico
Gas Sayago S.A. (en liquidación)	Uruguay	79,35% (*)	-	-	Construcción, operación y mantenimiento de una planta de regasificación de gas natural licuado
ROUAR S.A.	Uruguay	50%	1.070.645.652	1.057.382.514	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	22.515.408	1.735.850.553	Administrar bienes para reducir el impacto negativo de los déficits hídricos sobre la situación financiera de UTE y las finanzas públicas
			1.493.764.232	3.050.720.850	

(*) 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 31/12/2021 corresponde a un pasivo por \$ 796.463.385, que se expone como Provisiones, en el Pasivo no Corriente (Nota 5.15.4).

En el presente ejercicio, se generó una ganancia por las inversiones en las entidades detalladas, por un total de \$ 479.772.909 (pérdida \$ 135.291.775 en 2020).

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

	2021	2020
Total de activos	265.616.201	255.604.304
Total de pasivos	1.269.353.907	1.292.923.841
Activos netos	(1.003.737.706)	(1.037.319.538)
Participación de UTE en los activos netos	(796.463.385)	(823.110.485)

	2021	2020
Resultado operativo	95.027.427	(38.194.157)
Resultado antes de Impuesto a la renta	37.969.500	(213.541.320)
Resultado del ejercicio	37.900.620	(213.661.920)
Participación de UTE en el resultado	26.647.100	(169.540.205)

Tal como se indica en Nota 15, 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:

	2021	2020
Total de activos	4.146.984.501	4.136.551.400
Total de pasivos	2.005.693.196	2.021.786.373
Activos netos	2.141.291.305	2.114.765.027
Participación de UTE en los activos netos	1.070.645.652	1.057.382.514

	2021	2020
Resultado operativo	191.951.987	236.688.946
Resultado antes de Impuesto a la renta	81.445.751	131.337.668
Resultado del ejercicio	85.808.776	89.577.789
Participación de UTE en el resultado	42.904.388	44.788.895

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

	2021	2020
Total de activos	22.779.904	2.154.270.281
Total de pasivos	264.496	418.419.728
Activos netos	22.515.408	1.735.850.553
Participación de UTE en los activos netos	22.515.408	1.735.850.553

	2021	2020
Resultado operativo	(1.563.420)	(1.565.219)
Resultado antes de Impuesto a la renta	(625.469)	49.066.797
Resultado del ejercicio	(625.469)	49.066.797
Participación de UTE en el resultado	(625.469)	49.066.797

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 31.12.20	355.682	182.414	2.404	540.500
Altas	-	30.609	24	30.632
Bajas	-	-	-	-
Valor bruto al 31.12.2021	355.682	213.023	2.428	571.133
Amortización acumulada al 31.12.20	164.372	73.337	2.404	240.113
Amortizaciones	10.946	4.266	-	15.212
Bajas	-	-	-	-
Amortización acumulada al 31.12.2020	175.317	77.603	2.404	255.325
Valores netos al 31.12.2021	180.364	135.419	24	315.808

Concepto	Generación	Parque de Vacaciones	Otros	Total
Valor bruto al 31.12.19	355.682	157.556	2.404	515.642
Altas	-	24.859	-	24.859
Bajas	-	-	-	-
Valor bruto al 31.12.2020	355.682	182.414	2.404	540.500
Amortización acumulada al 31.12.19	153.426	70.694	2.404	226.524
Amortizaciones	10.946	2.643	-	13.589
Bajas	-	-	-	-
Amortización acumulada al 31.12.2020	169.372	73.337	2.404	240.113
Valores netos al 31.12.20	191.310	109.077	-	300.387

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:

2021							
	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 2022	\$	800.047.698	2,20%	800.047.698	-	800.047.698
Letras de regulación monetaria	Enero 2022	\$	2.692.907.046	6,20%	2.692.907.046	-	2.692.907.046
Plazo fijo en Scotiabank	Febrero 2022	U\$S	9.500.078	0,15%	424.605.988	-	424.605.988
Bonos internacionales		U\$S	7.679.802	-	343.248.764	-	343.248.764
Activos financieros al valor razonable							
Bonos globales		U\$S	10.176.908	-	-	454.856.915	454.856.915
					4.260.809.496	454.856.915	4.715.666.411
2020							
	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 2021	\$	700.047.358	2,50%	700.047.358	-	700.047.358
Plazo fijo en Scotiabank	Febrero 2021	U\$S	16.502.710	0,15%	698.724.754	-	698.724.754
Activos financieros al valor razonable con cargo a resultados							
Cambio comprado a futuro *	Febr.2021	-	-	-	57.723.442	-	57.723.442
					1.456.495.554	-	1.456.495.554

(*) El saldo al 31/12/2020 corresponde al valor razonable del contrato de compraventa de divisas a futuro celebrado con el Banco Central del Uruguay (BCU) el 10/6/2019, cuyo último intercambio se produjo el 24/02/2021.

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
	2021	2020	
Acciones en Central Puerto S.A.	400.603.172	257.487.783	1
Swap de tasa de interés - Pasivo	(57.593.659)	(409.134.342)	2
Cambio comprado a futuro - Activo C/P	-	57.723.442	2
Cambio comprado a futuro - Pasivo C/P	(425.991.575)	(181.696.905)	2
Cambio comprado a futuro - Pasivo L/P	-	(147.569.622)	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 2021, 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 31.12.20	45.010.417.966	12.170.158.985	57.180.576.952
Altas	-	-	-
Bajas	-	-	-
Valor bruto al 31.12.21	45.010.417.966	12.170.158.985	57.180.576.952
Amortización acumulada al 31.12.20	11.297.124.572	1.644.159.605	12.941.284.177
Amortizaciones	2.265.476.185	446.333.345	2.711.809.530
Bajas	-	-	-
Amortización acumulada al 31.12.21	13.562.600.757	2.090.492.950	15.653.093.707
Valores netos al 31.12.21	31.447.817.210	10.079.666.035	41.527.483.245
Concepto	Parques generadores de fuente eólica	Parques generadores de fuente fotovoltaica	Total
Valor bruto al 31.12.19	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	57.180.576.951
Amortización acumulada al 31.12.19	9.031.648.388	1.197.826.260	10.229.474.647
Amortizaciones	2.265.476.185	446.333.345	2.711.809.530
Bajas	-	-	-
Amortización acumulada al 31.12.20	11.297.124.572	1.644.159.605	12.941.284.177
Valores netos al 31.12.20	33.713.293.395	10.525.999.379	44.239.292.774

5.10.2 Pasivo por concesión de servicios

En virtud de los acuerdos descriptos precedentemente, UTE no tiene una obligación incondicional de pagar efectivo u otro activo financiero al operador por la construcción de tales parques, por lo cual en aplicación de la NICSP 32, el Grupo al reconocer los activos señalados anteriormente también reconoce un pasivo, el cual se refleja en resultados durante la vida útil de los parques. En tal sentido, en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021 se reconoció un ingreso por \$ 2.711.809.530, al igual que en el ejercicio 2020. El pasivo por dicho concepto se detalla a continuación:

	2021	2020
Ingreso diferido por acuerdos de concesión C/P	2.711.809.530	2.711.809.530
Ingreso diferido por acuerdos de concesión L/P	38.815.673.715	41.527.483.245
Saldo final	41.527.483.245	44.239.292.774

5.11 Acreedores comerciales

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

	Corriente		No Corriente	
	2021	2020	2021	2020
Proveedores por compra de energía	277.004.480	971.830.949	-	-
Acreedores comerciales	3.666.909.376	3.999.621.043	-	-
Adelantos derecho uso Estación Conversora	608.152.275	606.893.529	-	-
Depósitos recibidos en garantía	411.062.515	375.502.298	-	-
Obligaciones devengadas por compra de energía	1.485.475.206	1.775.779.176	-	-
Otras obligaciones devengadas comerciales	387.699.887	1.034.074.869	-	-
Anticipos de clientes	175.766.072	281.395.852	-	-
Retenciones a terceros	217.439.617	230.066.526	-	-
Deuda documentada acreedores	36.901.015	137.499.520	128.696.637	6.481.444
	7.266.410.444	9.412.663.761	128.696.637	6.481.444

5.12 Préstamos y otros pasivos financieros

	Corriente		No corriente	
	2021	2020	2021	2020
Endeudamiento con el exterior				
Finan. de inversiones-Organismos multilaterales (i)	1.208.214.741	2.899.788.860	25.113.868.318	23.805.183.556
Finan. de inversiones-Inst. financieras varias (ii)	1.297.462.799	1.258.874.114	9.894.308.312	10.793.381.064
Comisión de compromiso	249.087	-	-	-
Intereses devengados a pagar	340.084.382	352.127.820	-	-
Costos financieros a devengar (*)	(145.489.421)	(156.167.237)	(307.191.595)	(426.760.399)
Total del endeudamiento con el exterior	2.700.521.587	4.354.623.557	34.700.985.035	34.171.804.220
Endeudamiento local				
Financiamiento de inversiones (iii)	147.449.478	136.701.049	589.797.911	683.505.244
Obligaciones negociables en UI (iv)	6.529.290	5.834.278	13.145.439.578	12.193.247.219
Obligaciones negociables en UR (iv)	4.265.291	3.928.005	4.365.738.746	4.136.533.765
Intereses devengados a pagar	140.153.237	131.386.732	-	-
Total del endeudamiento local	298.397.297	277.850.063	18.100.976.235	17.013.286.228
Instrumentos financieros derivados (Nota 5.12.3)	483.585.234	590.831.247	-	147.569.622
Total	3.482.504.117	5.223.304.868	52.801.961.270	51.332.660.071

(*) Los costos financieros a devengar corresponden a costos incurridos para la obtención de financiamiento de corto y largo plazo por parte de AREAFILIN 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 NIIF 9 – "Instrumentos Financieros". 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 31/12/2021 corresponden a un total equivalente a U\$S 187.639.112 pactados a tasa de interés fija y U\$S 401.287.683 a tasa de interés variable en función de la LIBOR más un spread.

El 22/06/2021 entró en vigencia el préstamo de Corporación Andina de Fomento por un monto de hasta U\$S 300.000.000, para financiar el Programa de Fortalecimiento del Sector Eléctrico del Uruguay-Fase III. El préstamo tiene un plazo de 18 años, incluyendo un período de gracia de 60 meses, ambos desde la fecha de entrada en vigencia.

El primer desembolso se recibió el 2/07/2021 por U\$S 242.677.390 equivalente a \$ 10.594.081.463 (incluye comisión de financiamiento por U\$S 2.550.000 y gastos de evaluación por U\$S 25.000).

El 9/07/2021 se realizó la pre cancelación de los préstamos de Corporación Andina de Fomento CFA 8080 Ciclo Combinado y CFA8398 Préstamo Corporativo, por un total de U\$S 219.888.448, equivalente a \$ 9.649.584.655.

(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 31/12/2021 arbitrados a dólares estadounidenses, corresponden a U\$S 250.403.202 pactado a tasa de interés fija.

(iii) Se trata de endeudamiento local contratado para financiamiento de inversiones a mediano y largo plazo. El saldo de la deuda al 31/12/2021, que devenga intereses a tasa fija, asciende a un total equivalente a U\$S 16.495.075.

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

- 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 31/12/2021 por la totalidad de obligaciones negociables es de UI 2.548.436.071 Y UR 3.203.040 de acuerdo al siguiente detalle:

Emisión	Moneda	Monto	Tasa	Prox. vencimiento de amortización
Dic. 2012	UI	785.047.548	3,18%	26/12/2040
Dic. 2013	UI	929.776.387	4,50%	02/12/2026
Ago. 2014	UR	3.203.040	2,77%	06/08/2024
Feb.2015	UI	833.612.136	4,65%	25/02/2033

En cumplimiento a lo establecido en la NIIF 9 – "Instrumentos Financieros", las obligaciones se registran 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 31/12/2021 existía un saldo de U\$S 57.322.610 pendiente de utilización, correspondiente a la línea de crédito con la Corporación Andina de Fomento (CAF), detallada en 5.12.1 (i).

UTE pagará una Comisión de Compromiso de 0,35% anual devengada a los 60 días de la fecha de entrada en vigencia, sobre los saldos no desembolsados del préstamo.

5.12.3 Instrumentos financieros derivados

Swaps de tasas de interés

Al cierre del ejercicio anterior el Grupo 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. Al 31/12/2021 sólo quedan vigentes los correspondientes a Santander New York y Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A., los cuales se detallan en la Nota 9.2.2. El valor razonable de ambos instrumentos al 31/12/2021 corresponde a un pasivo por U\$S 1.288.593 (equivalente a \$ 57.593.659), mientras que al 31/12/2020 el valor razonable de la totalidad de los instrumentos señalados correspondió a un pasivo por U\$S 9.663.069 (equivalente a \$ 409.134.342).

Por los instrumentos señalados se generó en el presente ejercicio una ganancia de U\$S 1.361.848, equivalente a \$ 62.182.054 (pérdida de U\$S 12.274.461, equivalente a \$ 530.287.715 en 2020).

Cambio comprado a futuro

Tal como se indica en Nota 9.2.1, UTE ha celebrado contratos de compraventa de divisas a futuro con el Banco Central del Uruguay (BCU). Al 31/12/2021 están vigentes los contratos celebrados el 21/12/2020 y el 22/04/2021, los cuales están detallados en dicha nota.

El valor razonable al 31/12/2021 de ambos contratos correspondió a un pasivo de corto plazo por U\$S 9.531.079 (equivalente a \$ 425.991.575). Al cierre del ejercicio anterior el valor razonable del contrato celebrado el 21/12/2020 correspondió a un pasivo de corto plazo por U\$S 4.291.377 (equivalente a \$ 181.696.905) y un pasivo de largo plazo por U\$S 3.485.348 (equivalente a \$ 147.569.622).

Por los contratos señalados, en el presente ejercicio, se generó una pérdida de U\$S 10.712.442, equivalente a \$ 425.233.730 (ganancia de U\$S 28.859.915, equivalente a \$ 1.285.056.108 en 2020).

5.13 Otras cuentas por pagar

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

	Corriente		No corriente	
	2021	2020	2021	2020
Deudas con el personal	970.155.485	920.415.289	-	-
Obligac.dev.por aguinaldo, licencia, hs. extras, etc.	1.876.478.297	1.715.780.923	-	-
Obligaciones devengadas por incentivo productividad	888.384.734	841.068.468	-	-
Ingreso diferido por subvenciones	50.112.992	50.112.992	1.675.551.104	1.724.722.135
Ingreso diferido por aportes de generadores	138.114.420	138.114.420	4.713.670.067	4.754.479.136
Acreedores fiscales	343.820.345	354.489.555	-	-
Tasa alumbrado público Intendencias	634.167.841	465.502.808	-	-
Deuda por versión a cuenta de resultados (Nota 5.15)	5.000.000.000	-	-	-
Deudas varias (*)	158.482.966	95.845.946	-	-
Obligac.deveng. Impto.a la Renta neto de adelantos	3.029.746.269	-	-	-
Versión para aporte al Fdo.Estab.Energét.	-	260.191.240	-	-
Obligaciones devengadas varias	72.950.704	57.348.640	-	-
	13.162.414.053	4.898.870.282	6.389.221.171	6.479.201.271

(*) Convenio con Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

El 12 de junio de 2020 se firmó un convenio de cooperación técnica no reembolsable para la innovación en los sistemas eléctricos de distribución mediante el uso de baterías de almacenamiento, con el objetivo de mejorar la calidad del servicio eléctrico a la población vulnerable, residente en el interior del país.

Está previsto que el costo del proyecto ascienda a U\$S 5.414.000, de los cuales el BID contribuiría con un total de U\$S 1.000.000. Dicha contribución será no reembolsable en la medida que se destine, por parte de UTE, exclusivamente a la adquisición de bienes y contratación de servicios directamente necesarios para la ejecución del proyecto, contemplados en el presupuesto.

En tal sentido, en las deudas varias se incluyen los anticipos recibidos del BID, en su condición de administrador del Fondo Multilateral de Inversiones (BID Lab), hasta tanto las rendiciones de cuentas de los gastos efectuados por UTE con cargo al proyecto mencionado, sean aprobadas por el BID.

Al 31/12/2021 se han recibido anticipos por un total de U\$S 71.075,30 (U\$S 50.000 en 2020 y U\$S 21.075,30 en 2021).

Por su parte, con los fondos recibidos UTE ha efectuado gastos, en particular servicio de consultoría, por un total de U\$S 42.150,65, realizándose la correspondiente rendición de cuentas.

5.14 Provisiones

A continuación, se presenta el detalle de las provisiones:

	Corriente		No corriente	
	2021	2020	2021	2020
Provisión por juicios	1.016.064.677	1.376.876.821	880.100.224	898.296.077
Provisión por beneficios a los empleados	38.373.417	32.361.398	749.473.870	556.151.983
Provisión por desmantelamiento	-	-	67.923.029	57.064.315
Otras provisiones	-	-	796.463.385	823.110.485
	1.054.438.094	1.409.238.219	2.493.960.508	2.334.622.861

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 125 juicios en curso por un monto pretendido total de U\$S 315.455.253 equivalente a \$ 14.099.272.545 al 31/12/2021. 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	
	2021	2020	2021	2020
Provisión por juicios	1.016.064.677	1.376.876.821	880.100.224	898.296.077

Conciliación entre saldo inicial y final:

	2021	2020
Saldo inicial	2.275.172.898	1.048.823.183
Dotaciones e incrementos	53.512.445	1.327.958.769
Importes objeto de reversión	(344.441.713)	(22.527.909)
Importes utilizados contra la provisión	(88.078.729)	(79.081.144)
	1.896.164.901	2.275.172.898

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

Al cierre del ejercicio están pendientes 18.499 acciones promovidas por el Grupo por un monto reclamado total, actualizado al 31/12/2021 de U\$S 63.031.027 equivalente a \$ 2.817.171.768, dentro de los cuales se incluyen fundamentalmente los conceptos de juicios ejecutivos e irregularidades tarifarias.

5.14.2 Provisión por beneficios a exempleados

Corresponde a un beneficio aprobado por el Directorio de UTE mediante las resoluciones R97.-2849 del 17 de diciembre de 1997, R99.-2085 del 26 de agosto de 1999, R13.-1060 del 25 de julio de 2013 y R18.-2832 del 25 de octubre de 2018, las cuales otorgaron a los ex funcionarios (jubilados) que tengan una antigüedad no inferior a 15 años de servicio en el Ente o al cónyuge supérstite, así como al cónyuge o concubino/a supérstite del funcionario que hubiere fallecido mientras se encontraba en actividad en UTE, una bonificación en el consumo de energía eléctrica de hasta 200 kWh.

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	
	2021	2020	2021	2020
Provisión 200 kWh	38.373.417	32.361.398	749.473.870	556.151.983

El cargo al resultado del ejercicio correspondiente a la prestación de consumo de energía eléctrica, corresponde a un incremento de gastos de \$ 263.999.978 en 2021 (incremento de gastos de \$ 104.857.737 en 2020), 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	
	2021	2020
Provisión desmantelamiento parques eólicos	67.923.029	57.064.315

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	
	2020	2020
Provisión por participación en Gas Sayago S.A.	796.463.385	823.110.485

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

Durante el ejercicio 2021 se realizaron las siguientes versiones de resultados a Rentas Generales:

- Aporte por el ejercicio 2020 para el Fondo de Estabilización Energética por U\$S 6.145.282, equivalente a \$ 271.246.602. Al cierre del ejercicio anterior se había reconocido por este concepto, un pasivo por \$ 260.191.240, por lo cual la reducción en los resultados acumulados del presente ejercicio asciende a \$ 11.055.362.

- Versión a cuenta del resultado del ejercicio 2021 por \$ 2.733.675.000, lo que determina una reducción de los resultados acumulados por el referido importe.

A su vez, se reconoció una disminución de los resultados acumulados por \$ 5.000.000.000, así como el pasivo asociado, por el monto a verter a Rentas Generales en concepto de aporte adicional por el ejercicio 2021.

En el ejercicio 2020 fue vertida a Rentas Generales la suma de \$ 5.581.603.000, habiéndose reconocido a su vez una disminución de los resultados acumulados por \$ 260.191.240 (equivalente a U\$S 6.145.282), por el monto vertido en el presente ejercicio, tal como se indicó anteriormente, en concepto de aporte al Fondo de Estabilización Energética.

NOTA 6 - INFORMACIÓN REFERENTE A PARTIDAS DEL ESTADO DE RESULTADOS

6.1 Detalle de ingresos por su naturaleza

	2021	2020
Venta de energía eléctrica		
Venta de energía eléctrica local:		
Residencial	25.627.555.647	24.833.984.393
Consumo básico residencial	4.390.431.934	3.877.011.167
Bonificación consumo básico residencial	(1.954.513.427)	(1.711.610.440)
Medianos consumidores	9.743.679.917	8.733.795.943
Grandes consumidores	10.384.313.334	8.835.442.864
General	6.624.731.036	5.659.589.986
Cargos fijos	5.461.242.155	4.804.335.718
Alumbrado público	1.560.871.123	1.573.320.840
Zafral	436.417.463	398.929.262
Otras tarifas	41.203.037	9.889.131
Bonificaciones	(3.499.805.451)	(2.974.660.142)
	58.816.126.768	54.040.028.723
Venta de energía eléctrica al exterior	22.387.103.534	3.321.421.570
Total	81.203.230.301	57.361.450.293

	2021	2020
Otros ingresos operativos		
Derechos de carga	582.114.773	397.728.857
Ingresos por peajes	285.061.112	289.281.217
Ingresos por consultorías	206.446.230	206.094.932
Ingresos por derechos de uso	130.272.546	147.429.470
Tasas	42.599.536	77.372.907
Otros ingresos	26.174.285	21.920.461
Bonificaciones derechos de conexión y tasas	(247.601.366)	(91.415.711)
Total	1.025.067.116	1.048.412.133

	2021	2020
Ingresos varios		
Ingreso por bienes en concesión de servicios (Nota 5.10.2)	2.711.809.530	2.711.809.530
Ganancia por inversiones	930.259.072	-
Aportes de clientes y generadores para obras	607.920.715	511.793.248
Ingresos por bienes producidos y reparados	288.834.127	340.655.867
Multas y sanciones	329.895.206	323.078.586
Ventas varias y de otros servicios	290.553.952	240.548.122
Ingresos varios	50.621.313	74.556.580
Ingresos por subvenciones	50.935.418	50.112.992
Ingresos por eficiencia energética	16.643.900	26.379.686
Resultado por activos biológicos	23.619.665	(2.073.317)
Total	5.301.092.897	4.276.861.294

6.2 Detalle de gastos por su naturaleza

	2021	2020
Costos de ventas		
Compra de energía eléctrica	17.397.133.186	19.390.905.422
Amortizaciones	7.661.855.426	7.569.834.751
Personal	5.955.575.929	5.936.469.885
Suministros y servicios externos	3.332.105.993	3.062.651.176
Materiales energéticos y lubricantes	13.393.304.750	3.912.777.429
Materiales	407.101.679	432.223.450
Transporte	181.034.862	171.233.742
Tributos	57.055.005	38.543.866
Trabajos para inversiones en curso - personal (*)	(1.010.369.531)	(1.003.514.602)
Total	47.374.797.299	39.511.125.122

Gastos de administración y ventas	2021	2020
Personal	5.982.407.361	5.735.082.869
Suministros y servicios externos	2.997.030.730	2.531.024.296
Impuesto al patrimonio	1.287.166.821	1.216.493.018
Amortizaciones	1.196.887.768	1.164.946.328
Pérdida por deudores incobrables	607.029.253	740.227.184
Tributos	497.355.127	352.485.010
Transporte	241.119.475	223.769.701
Materiales	126.600.065	149.185.878
Trabajos para inversiones en curso - personal (*)	(63.776.570)	(78.908.813)
Total	12.871.820.030	12.034.305.472

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

Otros gastos	2021	2020
Amortización Parques eólicos en concesión (Nota 5.10.1)	2.711.809.530	2.711.809.530
Subsidios y transferencias	709.732.269	344.796.760
Varios	106.207.698	44.945.434
Pérdida por obsolescencia	80.240.633	14.551.242
Aportes a asociaciones y fundaciones	79.982.772	66.545.464
Costo de ventas eficiencia energética	1.688.235	18.025.845
Donaciones	317.961	368.209
Pérdida por inversiones	-	135.291.775
Indemnizaciones	(176.950.812)	993.764.616
Total	4.792.713.374	5.759.732.449

6.3 Resultados financieros

	2021	2020
Multas y recargos a clientes (Nota 5.2)	1.531.674.162	784.337.635
Ingresos por intereses	197.585.407	138.075.138
Otros cargos financieros netos	(7.663.871)	(19.406.459)
Multas y recargos (BPS - DGI - Intendencias)	(10.477.558)	(65.203.395)
Descuento por pronto pago concedidos	(86.426.089)	(84.886.281)
Gastos de préstamos y otros financiamientos	(119.231.603)	(4.871.499)
Resultado por instrumentos financieros derivados (*3)	(363.051.677)	754.735.709
Diferencia de cambio y cotización (*2)	(1.909.663.359)	(3.774.733.507)
Egresos por intereses (*1)	(3.931.855.088)	(4.583.211.159)
Total	(4.699.109.676)	(6.855.163.817)

(*1) En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020 no se capitalizaron costos por préstamos (Nota 5.5.2).

En los egresos por intereses se incluyen los generados por los arrendamientos (Nota 16.2).

(*2) En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2021 y 2020 no se capitalizó diferencia de cambio y cotización.

(*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:

	2021	2020
Disponibilidades	12.597.087.908	7.928.609.584
Inversiones en otros activos financieros	4.260.806.007	1.398.657.358
Total	16.857.893.915	9.327.266.942

En el ejercicio 2021 se realizaron altas de propiedad, planta y equipo (netas de capitalizaciones de obras en curso) por \$ 10.668.425.386 (\$ 8.879.491.915 en 2020). En el estado se expone una aplicación de \$ 9.532.587.927 (\$ 7.495.766.446 en 2020), debido a que se dedujeron por no implicar movimiento de fondos del ejercicio, los siguientes conceptos:

- anticipos declarados anteriormente como aplicación de fondos y que corresponden a altas del presente ejercicio por \$ 64.680.115 (\$ 53.903.852 en 2020),
- altas de bienes pendientes de pago por \$ 84.703.602 (\$ 357.128.814 en 2020),
- alta de obras en curso por provisión de juicios por \$ 53.046.400 (\$ 506.447.740 en 2020),
- alta de bienes por acuerdo con Hyundai por \$ 524.078.022 (\$ 182.136.870 en 2020),
- aportes de clientes para obras por \$ 400.852.392 (\$ 329.730.527 en 2020),
- aportes de generadores por \$ 8.476.928 (reducción de aportes por diferencia entre real y estimado por \$ 45.622.335 en 2020).

Adelanto a cuenta de futuros aportes a entidades relacionadas:

- Se realizó un pago de U\$S 20.195.326, equivalente a \$ 886.396.811 por concepto de adelanto a cuenta de aporte de capital al Fideicomiso Cierre del Anillo de Trasmisión (Nota 5.3).

Cobro de dividendos y rescate de acciones de entidades relacionadas:

- En asamblea de accionistas celebrada el 30 de junio de 2021, ROUAR S.A. aprobó una distribución de dividendos en efectivo, correspondiendo al Grupo U\$S 1.019.302 equivalentes a \$ 43.418.188. En el ejercicio 2020 el Grupo recibió la suma de U\$S 3.301.426, equivalente a \$ 140.109.239.

Por otra parte, en este ejercicio ROUAR S.A. efectivizó un rescate de acciones mediante la reducción proporcional de los rubros patrimoniales. Por tal motivo el Grupo, en proporción a su participación, recibió U\$S 1.000.000, equivalentes a \$ 42.596.000.

Distribución de dividendos y rescate de participaciones:

- En asamblea general ordinaria de accionistas celebrada el 15 de junio de 2021, AREAFLIN S.A. aprobó una distribución de dividendos en efectivo, por la cual se pagó a las participaciones no controladoras U\$S 905.354, equivalente a \$ 39.444.015. En el ejercicio 2020 se pagó por este concepto la suma de U\$S 804.275, equivalente a \$ 34.709.909.

Por otra parte, con fecha 30 de setiembre de 2021 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 a las participaciones no controladoras U\$S 4.000.000, equivalente a \$ 170.339.005. En el ejercicio 2020 se pagó por este concepto la suma de U\$S 4.000.000, equivalente a \$ 169.736.000.

- El Fideicomiso Financiero PAMPA, en abril de 2021 realizó una distribución de fondos a los titulares de Certificados de participación, correspondiendo a las participaciones no controladoras el cobro de U\$S 5.194.505, equivalentes a \$ 229.298.828. En el ejercicio 2020 se pagó por este concepto el monto de U\$S 5.194.505, equivalente a \$ 218.868.422.

- El Fideicomiso Financiero ARIAS, en el ejercicio 2021 distribuyó fondos a los titulares de Certificados de participación, siendo U\$S 4.000.000, equivalentes a \$ 176.055.960, el importe correspondiente a las participaciones no controladoras. En el ejercicio 2020 el Grupo pagó por este concepto, la suma de U\$S 6.880.000, equivalente a \$ 292.918.580.

Uso del fondo de estabilización energética:

En el ejercicio 2021, UTE recibió en concepto de utilización del fondo de estabilización energética U\$S 56.500.325, equivalente a \$ 2.467.689.298. Durante el ejercicio 2020 UTE recibió U\$S 61.760.529, equivalente a \$ 2.622.846.146.

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 2021 y 31 de diciembre de 2020, expresados en moneda de origen y la posición total expresada en pesos uruguayos, se exponen a continuación:

Posición al 31/12/21

	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	200.776	1.850	0	-	-	462	9.087.838
Deudores Comerciales	61.223	-	-	-	-	-	2.736.370
Otras Cuentas por cobrar	39.403	989	-	-	-	338	1.826.215
Total Activo corriente	301.403	2.839	0	-	-	801	13.650.423
Activo no corriente							
Otras Cuentas por cobrar	25.599	96	20.590	-	-	6.902	1.622.475
Inversiones en otros activos financieros	10.177	-	-	-	-	-	454.857
Deudores Comerciales	-	-	-	19.321	-	-	99.713
Total Activo no corriente	35.776	96	20.590	19.321	-	6.902	2.177.045
TOTAL ACTIVO	337.179	2.935	20.590	19.321	-	7.703	15.827.468
PASIVO							
Pasivo corriente							
Acreedores comerciales	97.682	773	727	-	-	1.837	4.492.901
Préstamos y otros pasivos financieros	29.827	6.299	-	47.559	39	-	1.949.799
Pasivo por arrendamiento	15.707	-	28.274	23.467	-	-	1.049.689
Otras cuentas por pagar	5.136	27	-	-	-	1.116	280.787
Total Pasivo corriente	148.353	7.098	29.001	71.026	39	2.953	7.773.176
Pasivo no corriente							
Préstamos y otros pasivos financieros	290.536	39.532	-	2.661.455	3.200	-	33.084.119
Pasivo por arrendamiento	206.263	-	289.742	195.193	-	-	12.547.778
Pasivo por impuesto a la renta diferido	-	-	-	-	-	110	4.938
Provisiones	1.064	-	-	-	-	-	47.545
Total Pasivo no corriente	497.862	39.532	289.742	2.856.648	3.200	110	45.684.380
TOTAL PASIVO	646.215	46.630	318.743	2.927.674	3.239	3.064	53.457.556
POSICIÓN NETA PASIVA (ACTIVA)	309.037	43.695	298.152	2.908.353	3.239	(4.639)	37.630.088

Posición al 31/12/20

	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	95.117	3.514	-	-	-	407	4.227.421
Inversiones en otros activos financieros	1.363	-	-	-	-	-	57.723
Deudores Comerciales	44.391	-	-	-	-	-	1.879.504
Otras Cuentas por cobrar	22.370	3.477	-	-	-	3.275	1.266.786
Total Activo corriente	163.242	6.991	-	-	-	3.682	7.431.435
Activo no corriente							
Otras Cuentas por cobrar	23.940	41	19.573	-	-	6.087	1.433.493
Inversiones en otros activos financieros	-	-	-	-	-	-	-
Deudores Comerciales	-	-	-	19.321	-	-	92.444
Total Activo no corriente	23.940	41	19.573	19.321	-	6.087	1.525.937
TOTAL ACTIVO	187.182	7.032	19.573	19.321	-	9.769	8.957.372
PASIVO							
Pasivo corriente							
Acreedores comerciales	113.964	6.583	345	-	-	6	5.170.938
Préstamos y otros pasivos financieros	73.621	6.367	-	47.609	39	-	3.726.366
Pasivo por arrendamiento	13.084	-	25.966	18.229	-	-	853.486
Otras cuentas por pagar	21.979	246	-	-	-	222	952.768
Total Pasivo corriente	222.649	13.196	26.312	65.838	39	228	10.703.559
Pasivo no corriente							
Préstamos y otros pasivos financieros	270.050	45.826	-	2.691.291	3.203	-	30.832.178
Pasivo por arrendamiento	200.286	-	296.274	204.625	-	-	11.881.390
Otras cuentas por pagar	-	-	-	-	-	823	34.835
Provisiones	1.003	-	-	-	-	-	42.452
Total Pasivo no corriente	471.339	45.826	296.274	2.895.916	3.203	823	42.790.855
TOTAL PASIVO	693.987	59.022	322.586	2.961.754	3.242	1.051	53.494.414
POSICIÓN NETA PASIVA (ACTIVA)	506.805	51.989	303.013	2.942.433	3.242	(8.718)	44.537.042

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:

	2021	2020
Deuda (i)	69.906.917.484	69.310.733.200
Efectivo y equivalentes	(16.857.893.915)	(9.327.266.942)
Deuda neta	53.049.023.569	59.983.466.257
Patrimonio (ii)	131.288.251.410	121.565.702.889
Deuda neta sobre patrimonio	40,4%	49,3%

(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 6,72% (2020: 9,12%) o escenario 2 apreciación del 6,03% (2020: 4,35%) 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 y apreciación del peso uruguayo frente al dólar, corresponden al tipo de cambio máximo y mínimo esperado, respectivamente.

	Impacto moneda extranjera	
	2021	2020
Escenario 1: Pérdida	1.077.107.137	2.202.942.457
Escenario 2: Ganancia	965.991.259	1.050.107.285

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

El Grupo se encuentra expuesto a variaciones en el valor de la Unidad Indexada (UI) y Unidad Reajutable (UR). La UI se reajusta de acuerdo a la inflación, medida por el Índice de Precios al Consumo, mientras que la UR se reajusta en función del Índice Medio de Salarios. La siguiente tabla muestra la sensibilidad de la posición en las unidades mencionadas en caso de: escenario 1 inflación del 7,7% (2020: 8,5%) o escenario 2 inflación del 6,5% (2020: 6,2%). 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 máxima y mínima esperada, respectivamente.

	Impacto valor de la Unidad Indexada y Unidad Reajutable	
	2020	2020
Escenario 1: Pérdida	1.495.965.378	1.552.521.807
Escenario 2: Pérdida	1.262.827.916	1.132.427.671

Contratos de compraventa de divisas a futuro

El 21 de diciembre de 2020, 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 (UYU)
25/01/2022	45,993	30.000.000	1.379.783.100
23/02/2022	46,220	30.000.000	1.386.596.100
25/03/2022	46,479	30.000.000	1.394.372.400
26/04/2022	46,730	30.000.000	1.401.895.500
26/05/2022	46,972	30.000.000	1.409.165.100
27/06/2022	47,222	30.000.000	1.416.666.000
26/07/2022	47,456	30.000.000	1.423.671.600
26/08/2022	47,697	30.000.000	1.430.907.300
27/09/2022	47,946	30.000.000	1.438.371.000
26/10/2022	48,178	30.000.000	1.445.340.600
25/11/2022	48,410	30.000.000	1.452.297.300
27/12/2022	48,674	30.000.000	1.460.221.500

Al 31 de diciembre de 2021 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó en el corto plazo un pasivo de U\$S 7.589.716 (equivalentes a \$ 339.222.348). Al 31/12/2020 el pasivo ascendía a U\$S 4.291.377 (equivalentes a \$ 181.696.905) en el corto plazo y a U\$S 3.485.348 (equivalentes a \$ 147.569.622) en el largo plazo.

El 22 de abril de 2021, 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 (UYU)
25/01/2022	46,052	7.500.000	345.392.625
23/02/2022	46,275	7.500.000	347.063.775
25/03/2022	46,537	7.500.000	349.029.600
26/04/2022	46,786	7.500.000	350.893.875
26/05/2022	47,012	7.500.000	352.588.200
27/06/2022	47,247	7.500.000	354.353.400
26/07/2022	47,469	7.500.000	356.018.025
26/08/2022	47,701	7.500.000	357.753.750
27/09/2022	47,942	7.500.000	359.562.150
26/10/2022	48,169	7.500.000	361.267.500
25/11/2022	48,398	7.500.000	362.986.200
27/12/2022	48,653	7.500.000	364.898.475

Al 31 de diciembre de 2021 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó en el corto plazo un pasivo de U\$S 1.941.363 (equivalentes a \$ 86.769.227).

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 31/12/2021. 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	-	132.237.968
Escenario reducción de tasas	33.059.514	-

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 16 de marzo de 2017, se contrató un instrumento financiero derivado con el Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A. (BBVA - España) con el objeto de cubrirse del riesgo de interés. Posteriormente, con fecha 15 de noviembre de 2021 se modificaron parcialmente los términos y condiciones del instrumento.

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

Los detalles de las transacciones son los siguientes:

Swap Santander Madrid

- Notional amount (monto imponible)

Fecha de inicio	Fecha de vencimiento	Notional amount (en U\$S)
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 2021 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un pasivo de U\$S 328.290 (equivalentes a \$ 14.672.917). Al 31/12/2020 el pasivo ascendía a U\$S 933.325 (equivalentes a \$ 39.516.999).

Swap BBVA S.A. (España)

- Notional amount (monto imponible)

Fecha de inicio	Fecha de vencimiento	Notional amount (en U\$S)
15/11/2021	16/05/2022	12.236.833
16/05/2022	15/11/2022	11.829.556
15/11/2022	15/05/2023	11.490.159
15/05/2023	15/11/2023	11.150.762
15/11/2023	15/05/2024	10.811.365
15/05/2024	15/11/2024	10.471.968
15/11/2024	15/05/2025	10.132.571
15/05/2025	17/11/2025	9.538.626
17/11/2025	15/05/2026	8.944.681
15/05/2026	16/11/2026	8.350.736
16/11/2026	17/05/2027	7.756.791
17/05/2027	15/11/2027	7.162.846
15/11/2027	15/05/2028	6.416.173
15/05/2028	15/11/2028	5.652.529
15/11/2028	15/05/2029	4.888.886
15/05/2029	15/11/2029	4.108.272
15/11/2029	15/05/2030	3.327.659
15/05/2030	15/11/2030	2.547.046
15/11/2030	15/05/2031	1.766.432
15/05/2031	17/11/2031	968.849
17/11/2031	17/05/2032	171.266

- 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 2021 se registró la estimación del valor razonable de este instrumento, lo cual arrojó un pasivo de U\$S 960.303 (equivalentes a \$ 42.920.742). Al 31/12/2020 el pasivo ascendía a U\$S 1.931.995 (equivalentes a \$ 81.800.668).

Tal como se describe en Nota 5.12.3, al cierre del ejercicio anterior existían otros contratos de swap de tasa de interés firmados con los bancos Bank of America N.A., Citibank N.A. London Branch y HSBC New York, los cuales se habían contratado para cubrirse del riesgo de tipo de interés originado por préstamos de la Corporación Andina de Fomento. Durante el presente ejercicio, en virtud de la pre cancelación de dichos préstamos (nota 5.12.1 (i)), se procedió a la cancelación de los contratos de swap mencionados.

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.

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 e intereses devengados a pagar al 31/12/2021, considerando a su vez los intereses a pagar pendientes de devengar:

(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	-	1.021.159.972	2.963.918.524	21.440.160.527	25.081.665.224	50.506.904.247
Deudas financieras a tasa variable	-	-	472.474.529	2.818.271.399	15.321.586.768	18.612.332.695
	-	1.021.159.972	3.436.393.053	24.258.431.926	40.403.251.992	69.119.236.942

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 2021 el monto total de estos contratos asciende aproximadamente a U\$S 3.543 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	454.945.119	20.333.772.112
Eólica (*)	2.483.355.442	110.993.571.466
Fotovoltaica (*)	604.339.110	27.010.936.535
	3.542.639.671	158.338.280.112

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

	Importe en U\$S							Total
	2022	2023-2026	2027-2031	2032-2036	2037-2041	2042-2046	2047	
Biomasa	271.929.741	105.358.912	77.656.467	-	-	-	-	454.945.119
Eólica (*)	181.331.054	718.557.809	889.739.251	658.786.251	34.941.076	-	-	2.483.355.442
Fotovoltaica (*)	24.212.545	96.850.180	121.062.725	121.062.725	121.062.725	106.308.346	13.779.864	604.339.110
	477.473.340	920.766.901	1.088.458.443	779.848.976	156.003.801	106.308.346	13.779.864	3.542.639.671

(*) 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 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, con las siguientes condiciones:

Financiado	Importe (U\$S)	Tasa	Vencimiento
CII	49.367.226	Fija	Pagos semestrales, ultimo 15/11/2034
CII	19.197.846	Libor+ spread	Pagos semestrales, ultimo 15/11/2034
CII	16.969.855	Libor + spread	Pagos semestrales, ultimo 15/11/2032
Fondo Chino	24.683.613	Fija	Pagos semestrales, ultimo 15/11/2034
Fondo Chino	9.598.923	Libor + spread	Pagos semestrales, ultimo 15/11/2034
	119.817.463		

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

- Prenda sobre los aerogeneradores, cuentas bancarias y acciones en poder de UTE.
- 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 AREAFLIN S.A. en sus obligaciones.

Al 31 de diciembre de 2021 AREAFLIN ha recibido desembolsos asociados con el préstamo mencionado por U\$S 119.817.463 y realizó el pago de las diez primeras cuotas de amortización de capital, así como una amortización anticipada por U\$S 10.000.000 (efectuado el 15/11/2021).

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

10.2.2 - Garantías en relación al Fideicomiso Financiero PAMPA

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.

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 caso de reducción de hidráulidad, tiende a aumentar el complemento requerido de fuentes convencionales.

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 actualizó su contratación de acceso a gas natural, realizando en 2021 dos contratos con proveedores desde Argentina, con volúmenes asociados a las capacidades de transporte y a los consumos de unidades como por ejemplo la central de Ciclo Combinado de 540 MW.

La contratación es de suministro interrumpible e incluye mecanismos de nominación operativa semanal y diaria. Como complemento al contrato de suministro mencionado, se desarrollaron sobre el final de 2021 las instancias de autorización de exportación por parte de las autoridades de Argentina. Una vez cumplidas esas aprobaciones formales, quedó habilitado el despacho de dichos suministros. Teniendo en cuenta que la vigencia de dicha contratación es de 1 año, se espera sobre ese plazo realizar un procedimiento de convocatoria y contratación, a efectos de mantener esa posibilidad de alimentación al respaldo térmico instalado en Uruguay. En forma acorde, se cuenta también con acuerdo de disponibilidad de transporte de gas natural en Uruguay, a través del Gasoducto Cruz del Sur.

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)	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Títulos de deuda	-	-	3.492.954.744	700.047.358	-	-
Créditos	-	-	555.500.715	590.167.811	-	-
Anticipos	-	-	345.853.338	-	-	-
Asistencia Financiera Gas Sayago S.A.	-	127.873.566	-	-	-	-
Créditos CONEX	1.053.098	39.728.099	35.791.408	65.578.461	-	-
Otros créditos	-	-	41.565.156	70.166.884	-	-
Créditos con bancos	-	-	10.605.415.686	5.805.159.737	-	-
Cambio comprado a futuro	-	-	(425.991.575)	(271.543.051)	-	-
Garantía por cambio comprado a futuro	-	-	1.546.670.475	1.524.240.000	-	-
Préstamos y pasivo por arrendamiento	-	-	1.295.260.395	1.447.178.529	-	-
Crédito por uso del Fondo de Estabilización Energética	-	418.105.764	-	-	-	-
Versión a pagar por aporte al Fdo. Estab. Energética	-	-	-	260.191.240	-	-
Versión a pagar a Rentas Generales	-	-	5.000.000.000	-	-	-
Acreeedores comerciales	41.876.896	48.463.078	707.998.087	986.045.290	23.424.733	30.243.376
Acreeedores por garantías recibidas	12.016	-	-	-	-	-

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)	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Venta de energía	348.257	421.353	6.305.600.720	5.837.503.794	-	-
Ingresos ajenos a la explotación	-	-	239.869.889	231.626.076	19.577	-
Ingresos por servicios de CONEX	28.229.037	23.195.241	111.035.120	250.503.624	-	-
Compra de energía	659.715.261	648.634.189	-	-	728.622.591	618.945.447
Compra de bienes y contratación de servicios	-	-	25.646.839.658	6.164.705.710	100.063.919	116.801
Distribución de utilidades ROUAR SA	43.418.188	140.109.239	-	-	-	-
Rescate de Capital ROUAR SA	42.596.000	-	-	-	-	-
Asistencia financiera Gas Sayago S.A.	-	127.873.566	-	-	-	-
Intereses y otros resultados financieros	-	-	50.811.249	54.502.830	-	-
Intereses ganados	-	-	53.079.204	84.475.380	-	-
Uso del Fondo de Estabilización Energética	2.467.689.298	2.622.846.146	-	-	-	-
Versión de resultados	-	-	7.744.730.362	5.841.794.240	-	-

Las retribuciones al Directorio ascendieron a \$ 14.120.787 en el ejercicio 2021, incluyéndose \$ 449.799 por concepto de subsidio a ex directores. En el ejercicio anterior las retribuciones ascendieron a \$ 15.035.501, incluyéndose \$ 1.691.623 por concepto de subsidio a ex directores y \$ 854.255 por liquidaciones por egreso de ex directores.

NOTA 13 - INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE OPERACIÓN

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

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

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

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

2021							
	Generación (1)	Trasmisión (2)	Distribución (3)	Comercial (4)	Servicios de consultoría	Otros (5)	Total
Ingresos				81.203.230	206.790	6.119.370	87.529.390
Costo de ventas	(37.101.656)	(3.224.842)	(6.143.330)		(157.068)	(747.901)	(47.374.797)
Gastos de adm. y ventas				(5.137.848)		(7.733.972)	(12.871.820)
Resultados financieros							(4.699.110)
Otros gastos							(4.792.713)
Impuesto a la renta							(99.011)
							17.691.939
Total de activo	95.489.431	37.107.987	50.470.222	6.423.353	95.982	88.928.533	278.515.508
Total de pasivo							141.934.480
Incorporaciones de propiedad, planta y equipo en servicio	161.022	1.044.647	4.175.490	720.244		1.401.183	7.502.586
2020							
	Generación (1)	Trasmisión (2)	Distribución (3)	Comercial (4)	Servicios de consultoría	Otros (5)	Total
Ingresos				57.361.450	206.707	5.118.566	62.686.724
Costo de ventas	(29.355.432)	(3.177.708)	(6.170.170)		(181.743)	(626.073)	(39.511.125)
Gastos de adm. y ventas				(5.217.069)		(6.817.237)	(12.034.305)
Resultados financieros							(6.855.164)
Otros gastos							(5.759.732)
Impuesto a la renta							4.843.692
							3.370.089
Total de activo	100.182.134	36.427.333	47.644.111	5.097.960	69.758	75.447.480	264.868.777
Total de pasivo							138.107.280
Incorporaciones de propiedad, planta y equipo en servicio	106.015	1.446.534	2.934.404	492.450		1.749.452	6.728.854

(1) Los gastos de generación incluyen miles de \$ 17.397.133 (miles de \$ 19.390.905 en 2020) por concepto de compra de energía. Adicionalmente, incluyen miles de \$ 3.260.766 (miles de \$ 3.262.989 en 2020) por concepto de depreciaciones de propiedad, planta y equipo, y miles de \$ 230.871 (miles de \$ 209.637 en 2020) por concepto de depreciación de activos por derecho de uso directamente atribuibles al segmento.

(2) Los gastos de trasmisión eléctrica incluyen miles de \$ 1.520.412 (miles de \$ 1.532.273 en 2020) por concepto de depreciaciones de propiedad, planta y equipo, y miles de \$ 233.438 (miles de \$ 220.553 en 2020) por concepto de depreciación de activos por derecho de uso directamente atribuibles al segmento.

(3) Los gastos de distribución eléctrica incluyen miles de \$ 1.853.917 (miles de \$ 1.895.667 en 2020) por concepto de depreciaciones de propiedad, planta y equipo, y miles de \$ 116.802 (miles de \$ 103.850 en 2020) por concepto de depreciación de activos por derecho de uso directamente atribuibles al segmento.

(4) Los gastos de comercial incluyen miles de \$ 306.920 (miles de \$ 309.374 en 2020) por concepto de depreciaciones de propiedad, planta y equipo, y miles de \$ 71.748 (miles de \$ 65.898 en 2020) 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 ventas se incluyen los correspondientes al Despacho Nacional de Cargas. Se incluyen miles de \$ 47.670 (miles de \$ 46.316 en 2020) por concepto de depreciación de activos por derecho de uso directamente atribuibles al segmento.

NOTA 14 - INFORMACIÓN EXIGIDA POR LEY N° 19.889 ART. 289

Literal A - Número de funcionarios, detallando el tipo de vínculo funcional, sean funcionarios públicos presupuestados, funcionarios contratados, pasantes, becarios o cualquier otro vínculo de la naturaleza que se trate, incluyendo la variación de los últimos cinco ejercicios

Ejercicio	Funcionarios	Becarios	Pasantes
2017	6.662	166	7
2018	6.610	163	-
2019	6.536	164	10
2020	6.178	235	10
2021	6.041	145	14

Literal B - Convenios colectivos vigentes con los funcionarios o trabajadores y detalle de beneficios adicionales

Además de los beneficios generales, los funcionarios de UTE perciben los siguientes beneficios:

- Prestación 200 kW : corresponde a una bonificación en el consumo de energía eléctrica de hasta 200 kW a los funcionarios que tengan como mínimo un año de antigüedad en el Ente.

- Reintegro CEIP: partida que tiene por objeto contribuir a solventar los gastos de atención en centros de educación inicial al que asisten los menores (de hasta tres años de edad inclusive) a cargo de funcionarios que cuenten con una antigüedad mayor a un año en la Administración. El monto de la partida se ha definido como máximo en 1,5 BPC mensuales por cada menor beneficiario. Por Resolución de Directorio R20.-1266 del 20/08/20 se extendió el pago del reintegro hasta los cinco años de edad inclusive, para los hijos de funcionarios, que presenten discapacidad intelectual, física, sensorial y psicosocial que interfiera con el proceso de aprendizaje en etapa preescolar.

- Prestación por alimentación: corresponde a una prestación mensual por alimentación que se abona a todos los funcionarios. Durante el ejercicio 2021 ascendió a \$ 14.016.

- Becas para hijos de funcionarios: consiste en una partida mensual por concepto de becas con destino a hijos menores de 25 años, a cargo de funcionarios, que estudien a una distancia superior a 50 Km del domicilio de éste, en Universidad de la República, en los Centros de Educación Técnico Profesional en su nivel Terciario, Institutos de Formación Docente, Magisterio u otro de naturaleza pública y nivel universitario, terciario o secundario y no dispongan de medios económicos que les permitan iniciar o continuar los estudios mencionados. Se establecen como requisitos excluyentes, que no exista en la localidad del domicilio del funcionario, ningún centro de estudios de características similares y que el beneficiario no sea funcionario de UTE o titular de otra beca de estudio de trabajo. El monto abonado por este concepto no puede exceder de 150 partidas de alimentación (\$ 2.102.400 en total en el ejercicio 2021) dividido entre la cantidad de hijos de funcionarios a los que se les otorgue dicha beca, con un monto máximo de una partida de alimentación (\$ 14.016 en 2021) por hijo beneficiario.

- Premio por antigüedad: corresponde a una estadía en el Parque de Vacaciones de UTE-ANTEL y gastos de traslado, de acuerdo a los años trabajados en UTE que registre el funcionario.

Literal C - Ingresos, desagregados por división o grupo de servicios y de bienes de la actividad de la entidad, así como los retornos obtenidos sobre el capital invertido

i) Ingresos desagregados según actividad de la empresa para el ejercicio 2021 en pesos

Ingresos operativos		82.228.297.417
Venta de energía eléctrica	84.703.035.752	
Bonificaciones	(3.499.805.451)	
Servicios de consultoría	206.446.230	
Otros ingresos operativos	818.620.886	
Ingresos varios		5.301.092.897
Total de ingresos		87.529.390.314

ii) Retorno obtenido en el ejercicio 2021 sobre el capital invertido

Resultado atribuible a la controladora	17.262.272.412
Patrimonio promedio atribuible a la controladora	126.426.977.149
Retorno obtenido	13,65%

Literal D - Informe referente a utilidades y costos desagregados para el ejercicio 2020 expresado en pesos uruguayos

Costos de ventas		47.374.797.299
Generación	16.194.250.917	
Trasmisión	1.733.667.023	
Distribución	5.057.219.659	
Despacho Nacional de Cargas	183.972.164	
Consultoría externa	157.068.456	
Compra de energía	17.397.133.186	
Amortización	7.661.855.426	
Trabajos para inversiones en curso	(1.010.369.531)	
Gastos de administración y ventas		12.871.820.030
Comerciales	5.328.384.751	
Administración de operación y mantenimiento	1.834.080.434	
Servicios administrativos de apoyo	5.773.131.415	
Trabajos para inversiones en curso	(63.776.570)	
Gastos varios		4.792.713.374
Resultados financieros		4.699.109.676
Impuesto a la Renta		99.011.406
Total de gastos		69.837.451.785
Resultado del ejercicio		17.691.938.530
Resultado atribuible a la controladora		17.262.272.412
Resultado atribuible a participaciones no controladoras		429.666.117
Resultado del ejercicio		17.691.938.530

Literal E - Información respecto de los tributos abonados en el ejercicio 2021 expresado en pesos uruguayos

IVA		2.536.840.019
IMPUESTO A LA RENTA		
- Crédito 2020		(315.152.564)
- Anticipos		312.586.157
IMPUESTO AL PATRIMONIO		
- Anticipos		1.405.279.238
- Crédito 2020		(123.964.589)
ICOSA		62.570
RETENCIONES		4.117.865.080
- Impuesto al Patrimonio	863.493	
- IVA e IRNR empresas del exterior	48.543.320	
- IVA Dec. 528/003	3.931.401.196	
- IRPF trabajadores independientes	3.837.477	
- IRPF arrendamientos	1.998.683	
- IRPF microgeneradores	1.657.732	
- IRPF obligaciones negociables	10.818	
- 90% IVA servicios de salud	2.793.232	
- IASS	229.698	
- IVA e IRAE empresas de Seguridad, Vigilancia y Limpieza	126.529.431	
Tasa Tribunal de Cuentas		16.054.691
Aporte al Fideicomiso Uruguayo de Ahorra y Eficiencia Energética (FUDAEE)		74.391.034
Tasa control marco regulatorio de energía y agua (URSEA)		122.004.748
Retenciones URSEA (Decreto 134/017)		33.986.969
Tasa despacho de cargas (ADME)		88.817.538
Crédito fiscal aplicación Ley 19.210 - Inclusión financiera		(266.381.905)
Total		8.002.388.987

Literal F - Transferencias a Rentas Generales

El pago de versión de resultados realizado en el presente ejercicio ascendió a \$ 3.004.921.602 (ver Nota 5.15).

Literal G - Remuneración de los directores y gerentes de la entidad

Las remuneraciones nominales mensuales a directores y gerentes de UTE durante el ejercicio 2021 se detallan a continuación:

Cargo	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4	Nivel 5
Presidente Directorio (*)			188.005		
Otros Directores (*)			154.231		
Gerente Grado 1			356.765		
Gerente Grado 2			321.595	350.444	
Gerente Grado 3			271.002		
Gerente Grado 4	172.692	194.873	216.784	245.586	260.607

(*) Incluye gastos de representación a presidencia de directorio por \$ 53.192 y \$ 37.003 al resto de directores.

El Directorio de Areaflin S.A. está integrado por tres miembros, dos de los cuales son designados por UTE y no perciben remuneración, mientras que el director independiente representante de los accionistas titulares de las acciones preferidas clase B, percibió por parte de Areaflin S.A. durante el ejercicio 2021 un total de U\$S 16.961 (equivalente a \$ 738.707).

NOTA 15 - PROYECTO DE REGASIFICACIÓN DE GNL

A fines del año 2019 se iniciaron las acciones para el cierre y liquidación de Gas Sayago S.A., tareas que a la fecha de emisión de los presentes estados financieros se continúan realizando.

Al 31 de diciembre de 2021 existen situaciones litigiosas y procesos judiciales iniciados contra Gas Sayago, cuyos montos reclamados totalizan U\$S 91.345.318 y \$ 54.208.972 (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.

NOTA 16 - ARRENDAMIENTOS

Tal como se indica en Nota 4.22, 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 y ajustes del ejercicio, los cargos por depreciación (amortizaciones) y los saldos finales según la clase de activo:

Concepto	Instalaciones de Trasmisión en Brasil (ELETROBRAS)	Parque Eólico Palomas (NICEFIELD S.A.)	Línea Tacuarembó - Melo	Medidores Inteligentes		Datacenter - CPD (Antel)	Inmuebles	Vehículos	Otros	Total
				Instalados	Pendientes de Instalar					
Valor bruto al 31.12.20	3.088.097.306	3.505.580.234	2.910.241.961	325.347.955	5.869.632	441.580.027	664.501.366	482.680.106	74.446.050	11.498.344.638
Altas	125.139.879	347.275.102	221.480.920	5.667.012	-	-	9.640.893	281.600.765	-	990.804.569
Ajustes y Reclasificaciones (*)	-	-	-	5.869.632	(5.869.632)	-	-	-	-	-
Efecto por conversión	-	-	-	-	-	-	24.203.796	-	-	24.203.796
Valor bruto al 31.12.21	3.213.237.185	3.852.855.336	3.131.722.881	336.884.599	-	441.580.027	698.346.055	764.280.870	74.446.050	12.513.353.002
Amortiz.acum.al 31.12.20	450.940.963	615.062.929	97.008.065	33.516.872	-	22.079.001	69.212.058	320.062.657	29.311.803	1.637.194.350
Amortizaciones	108.680.507	197.225.933	104.645.338	32.800.186	-	22.079.001	38.963.703	179.400.575	16.733.078	700.528.322
Efecto por conversión	-	-	-	-	-	-	3.141.470	-	-	3.141.470
Amortiz.acum.al 31.12.21	559.621.470	812.288.863	201.653.404	66.317.059	-	44.158.002	111.317.231	499.463.232	46.044.881	2.340.864.142
Valor neto al 31.12.21	2.653.615.715	3.040.566.473	2.930.069.477	270.567.540	-	397.422.025	587.028.823	264.817.638	28.401.169	10.172.488.860

Concepto	Instalaciones de Trasmisión en Brasil (ELETROBRAS)	Parque Eólico Palomas (NICEFIELD S.A.)	Línea Tacuarembó - Melo	Medidores Inteligentes		Datacenter - CPD (Antel)	Inmuebles	Vehículos	Otros	Total
				Instalados	Pendientes de Instalar					
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	61.606.051	12.208.575.194
Altas	107.324.900	57.555.816	37.041.330	9.758.554	-	441.580.027	(30.012.245)	3.651.730	12.839.999	639.740.111
Ajustes y Reclasificaciones	-	-	(1.408.862.971)	54.470.288	(51.088.545)	-	-	-	-	(1.405.481.228)
Efecto por conversión	-	-	-	-	-	-	55.510.561	-	-	55.510.561
Valor bruto al 31.12.20	3.088.097.306	3.505.580.234	2.910.241.961	325.347.955	5.869.632	441.580.027	664.501.366	482.680.106	74.446.050	11.498.344.638
Amortiz.acum.al 31.12.20	-	-	-	-	-	-	3.174.986	-	-	3.174.986
Amortizaciones	347.183.992	438.990.809	97.008.065	4.363.992	-	-	32.985.628	155.347.171	13.510.968	992.382.561
Efecto por conversión	103.756.971	176.072.120	97.008.065	29.152.880	-	22.079.001	33.051.444	164.715.487	15.800.835	641.636.803
Amortización acumulada al 31.12.20	450.940.963	615.062.929	97.008.065	33.516.872	-	22.079.001	69.212.058	320.062.657	29.311.803	1.637.194.350
Valor neto al 31.12.20	2.637.156.343	2.890.517.305	2.813.233.896	291.831.082	5.869.632	419.501.026	595.289.309	162.617.449	45.134.247	9.861.150.288

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 \$ 1.805.399.884 (\$ 1.613.235.305 en 2020), de acuerdo al siguiente detalle:

Arrendamiento	2021	2020
Instalaciones de Trasmisión en Brasil (ELETROBRAS)	307.369.508	264.770.602
Parque Eólico Palomas	707.979.537	608.885.433
Línea Tacuarembó-Melo	387.254.390	364.908.153
Medidores Inteligentes	109.862.717	88.976.339
Inmuebles	50.519.541	43.381.334
Vehículos	219.121.442	220.780.843
Otros	23.292.748	21.532.601
1.805.399.884	1.613.235.305	

A continuación, se presenta un resumen de las cuotas pendientes de pago por arrendamientos, y su correspondiente valor presente al 31 de diciembre de 2021:

Plazo	Valor nominal en \$	Valor presente en \$
Hasta un año	2.292.662.563	2.166.743.544
Entre uno y cinco años	7.168.789.333	5.283.442.117
Más de cinco años	15.544.520.587	6.067.511.604
	25.005.972.483	13.517.697.266

El gasto por intereses de los pasivos por arrendamiento en el presente ejercicio, asciende a \$ 1.245.984.851 (\$ 1.229.992.643 en 2020). El detalle de dichos gastos, según la clase de activos arrendados, se detalla a continuación:

Arrendamiento	2021	2020
Instalaciones de Trasmisión en Brasil (ELETROBRAS)	235.149.451	237.461.499
Parque Eólico Palomas	602.176.313	568.926.055
Línea Tacuarembó-Melo	284.032.801	296.886.014
Medidores Inteligentes	76.188.757	76.177.612
Data Center (ANTEL)	19.230.244	19.981.786
Inmuebles	22.159.498	17.818.520
Vehículos	5.881.504	11.211.581
Otros	1.166.282	1.529.576
1.245.984.851	1.229.992.643	

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 03/06/2016.

El plazo del contrato es de 30 años prorrogables, abonándose durante 15 años el canon de inversión en cuotas mensuales de R\$ 2.244.124 reajustados anualmente, desde la firma del contrato, de acuerdo con el Índice Nacional de Precios a los Grandes Consumidores, calculado por el Instituto Brasileño de Geografía y Estadística. El valor del canon ajustado al 31/12/2021 asciende a R\$ 4.118.068.

Por la actualización de las cuotas según el índice de precios mencionado, en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, se reconoció un alta en el activo por derecho de uso por \$ 125.139.879 (\$ 107.324.900 en ejercicio 2020).

Al 31 de diciembre de 2021 el importe de las cuotas pendientes de pago por el arrendamiento asciende a un total de R\$ 471.690.733, equivalente a \$ 3.779.360.425.

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	55.765.879	446.816.824	53.411.395	427.951.827
Entre uno y cinco años	197.667.257	1.583.783.098	150.810.349	1.208.348.234
Más de cinco años	218.257.597	1.748.760.504	113.794.019	911.759.725
	471.690.733	3.779.360.425	318.015.763	2.548.059.787

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 31/12/2021 el valor ajustado de la cuota mensual asciende a U\$S 1.418.891.

Por la actualización de las cuotas según el índice de precios mencionado, en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, se reconoció un alta en el activo por derecho de uso por \$ 347.275.102 (\$ 57.555.816 en ejercicio 2020).

Al 31 de diciembre de 2021 el importe de las cuotas pendientes de pago por el arrendamiento asciende a un total de U\$S 265.400.917, equivalente a \$ 11.862.093.997.

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	19.857.534	887.532.467	18.682.176	834.999.852
Entre uno y cinco años	68.106.758	3.044.031.567	48.115.948	2.150.542.277
Más de cinco años	177.436.625	7.930.529.963	57.913.467	2.588.442.410
	265.400.917	11.862.093.997	124.711.591	5.573.984.539

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 Convertora 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 24/10/2019, firmándose el acta el 15/11/2019.

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 31/12/2021 el valor ajustado de la cuota mensual asciende a U\$S 775.434.

Por la actualización de las cuotas según el índice de precios mencionado, en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, se reconoció un alta en el activo por derecho de uso por \$ 221.480.920 (\$ 37.041.330 en ejercicio 2020).

Al 31 de diciembre de 2021 el importe de las cuotas pendientes de pago por el arrendamiento asciende a un total de U\$S 149.789.905, equivalente a \$ 6.694.859.793.

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	10.852.222	485.040.061	10.371.804	463.567.800
Entre uno y cinco años	37.220.811	1.663.584.142	28.735.290	1.284.323.801
Más de cinco años	101.716.872	4.546.235.589	39.996.241	1.787.631.973
	149.789.905	6.694.859.793	79.103.335	3.535.523.575

d) Medidores Inteligentes

1. 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 13/07/2018, 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 31/12/2021 el valor ajustado de la cuota mensual asciende a U\$S 108.536.

Por la actualización de las cuotas según el índice de precios mencionado, en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2021, se reconoció un alta en el activo por derecho de uso por \$ 3.220.430 (\$ 5.518.093 en ejercicio 2020).

Al 31 de diciembre de 2021 el importe de las cuotas pendientes de pago por el arrendamiento asciende a un total de U\$S 8.582.764, equivalente a \$ 383.606.637.

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	1.419.401	63.440.137	1.303.236	58.248.120
Entre uno y cinco años	5.209.718	232.848.364	3.123.970	139.625.861
Más de cinco años	1.953.644	87.318.136	711.865	31.816.819
	8.582.764	383.606.637	5.139.072	229.690.801

2. 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 24/07/2019, 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 31/12/2021 el valor ajustado de la cuota mensual asciende a U\$S 86.525.

Por la actualización de las cuotas según el índice de precios mencionado, en el período finalizado el 31 de diciembre de 2021, se reconoció un alta en el activo por derecho de uso por \$ 2.446.581 (\$ 4.240.462 en 2020).

Al 31 de diciembre de 2021 el importe de las cuotas pendientes de pago por el arrendamiento asciende a un total de U\$S 7.880.476, equivalente a \$ 352.217.891.

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	1.131.547	50.574.477	1.027.126	45.907.405
Entre uno y cinco años	4.153.188	185.626.716	2.329.576	104.120.384
Más de cinco años	2.595.742	116.016.698	751.266	33.577.838
	7.880.476	352.217.891	4.107.968	183.605.626

e) Data Center - ANTEL

El 3 de setiembre de 2014 se suscribió un Convenio Marco entre UTE y Administración Nacional de Telecomunicaciones (ANTEL), en virtud del cual una vez que ANTEL concluyera la construcción del Data Center Internacional Ing. José Luis Massera, brindaría el servicio de alojamiento a UTE en una sala de servidores de uso exclusivo.

Al inicio del ejercicio 2020, UTE había comenzado a hacer uso del espacio arrendado en el Data Center de ANTEL. Inicialmente estaba prevista una modalidad de pago variable, por compensación, según el consumo de energía eléctrica de las salas no afectadas a UTE. Sin embargo, luego de varias instancias de negociación entre ambos entes, por Resolución de Directorio de UTE R20.-1813 se autorizó la suscripción de una adenda al Convenio Marco, acordándose el pago por parte de UTE de 240 cuotas mensuales, iguales y consecutivas de UI (unidades indexadas) 617.090,15.

Al 31 de diciembre de 2021 el importe de las cuotas pendientes de pago por el arrendamiento asciende a un total de UI 145.938.228, equivalente a \$ 753.158.005.

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

Plazo	Valor nominal		Valor presente	
	Importe en UI	Equivalente en \$	Importe en UI	Equivalente en \$
Hasta un año	20.668.926	106.668.195	20.509.979	105.847.900
Entre uno y cinco años	29.620.327	152.864.586	26.240.839	135.423.722
Más de cinco años	95.648.974	493.625.225	60.934.094	314.468.670
	145.938.228	753.158.005	107.684.912	555.740.292

f) 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 2021 el importe de las cuotas pendientes de pago por dichos contratos de arrendamiento asciende a un total equivalente a \$ 842.773.413.

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	46.991.669	38.295.578
Entre uno y cinco años	179.018.664	142.036.182
Más de cinco años	616.763.080	399.810.298
	842.773.413	580.142.058

g) 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 2021 el importe de las cuotas pendientes de pago por dichos contratos de arrendamiento asciende a un total equivalente a \$ 297.645.678.

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	189.282.816	175.787.306
Entre uno y cinco años	108.362.863	101.222.221
	297.645.678	277.009.528

h) Otros arrendamientos

UTE ha efectuado otros contratos de arrendamiento, entre los cuales se incluye:

- Virtualización de storage y de almacenamiento híbrido.
- Espacio en azotea y una sala del Hospital de Clínicas.

Al 31 de diciembre de 2021 el importe de las cuotas pendientes de pago por los contratos mencionados asciende a un total equivalente a \$ 40.256.633.

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	16.315.956	16.137.755
Entre uno y cinco años	18.669.287	17.799.434
Más de cinco años	5.271.390	3.870
	40.256.633	33.941.059

16.4 - Arrendamientos de corto plazo y bajo valor

Tal como se indica en Nota 4.22, 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 2021 por dichos arrendamientos asciende a un total equivalente a \$ 24.861.589, de acuerdo al siguiente detalle:

Concepto	Arrendamiento a corto plazo	Arrendamiento de bajo valor	Total
Inmuebles	11.539.619	-	11.539.619
Equipos de oficina	1.073.923	35.643	1.109.566
Software	72.804	-	72.804
Maquinaria	5.059.157	62.202	5.121.359
Otros arrendamientos	5.709.438	1.308.802	7.018.240
	23.454.941	1.406.647	24.861.589

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

	2021	2020
Valores recibidos en garantía	7.911.442.700	10.131.457.788
Cartas de crédito abiertas en M/E	857.365.281	1.192.723.109
Conformes clientes fideicomiso electrificación rural	132.386.431	124.002.783
	8.901.194.412	11.448.183.680

NOTA 18 - CONTEXTO ACTUAL

El 11 de marzo de 2020 la Organización Mundial de la Salud declaró al Coronavirus (COVID-19) como pandemia, decretándose el 13 de marzo de 2020 en Uruguay el estado de emergencia nacional sanitaria, con la consiguiente implementación de medidas para preservar la salud de la población.

Las medidas tomadas tanto por Uruguay como a nivel internacional, obviamente han tenido un impacto notorio en la actividad económica. El Grupo está monitoreando permanentemente la situación generada por la pandemia, a efectos de detectar posibles deterioros en los activos (en particular cuentas a cobrar), realizando proyecciones de ingresos y egresos, así como eventuales necesidades de fondos.

En concordancia con las medidas sociales y económicas resueltas por el Poder Ejecutivo, UTE ha adoptado medidas en su ámbito de competencia. En tal sentido, corresponde destacar los principales beneficios que UTE ha otorgado a sus clientes:

- El pago de las facturas de servicios eléctricos con vencimiento desde el 13/3/20 y hasta el 31/7/20 no han generado multas ni recargos, salvo para grandes consumidores.

- Financiación especial para el sector hotelero, restaurantes, gastronomía y ramas afines, así como para salones de fiesta, de hasta el 70% de facturas correspondientes a consumos de abril/20 a marzo/21. El 9 de setiembre se autorizó que a las instituciones culturales y salones de fiesta se les otorgue una nueva financiación de sus deudas hasta en 16 cuotas, difiriendo el vencimiento de la primera cuota a marzo 2022.

- Exoneración de cargos fijos y de potencia entre los meses de abril a setiembre/20 a jardines de infantes y otras instituciones indicadas por el Ministerio de Educación y Cultura. Posteriormente se extendió el beneficio a instituciones culturales hasta mayo/21, bonificando el total de los conceptos mencionados si la potencia contratada es menor a 40 kW y en caso contrario, en proporción a los consumos del mismo mes del año 2019. A partir de abril/21 y hasta diciembre/21 se ha exonerado el 100% del cargo fijo y potencia contratada.

- Política comercial diferencial desde abril/20 hasta junio/21 a clientes en condiciones de vulnerabilidad socioeconómica.

- Exoneración de cargos fijos y de potencia entre los meses de abril y setiembre/20 a las Inmobiliarias que figuren en los listados remitidos por el Ministerio de Turismo.

- Exoneración de cargos fijos y de potencia entre los meses de abril y noviembre/20 a las agencias de viajes que figuren en los listados remitidos por el Ministerio de Turismo. Posteriormente se extendió el beneficio hasta mayo/21, bonificando el total de los conceptos mencionados si la potencia contratada es menor a 40 kW y en caso contrario, en proporción a los consumos del mismo mes del año 2019. A partir de abril/21 y hasta junio/21 se ha exonerado el 100% del cargo fijo y potencia contratada.

- Exoneración parcial de cargos fijos y de potencia, en el período abril a noviembre/20, a prorrata del consumo promedio de cada mes, comparado con el mismo mes del año 2019, a los hoteles, restaurantes, gastronomía, ramas afines y salones de fiesta. Posteriormente se extendió el beneficio, a los sectores mencionados, hasta mayo/21, bonificando el total de los conceptos mencionados si la potencia contratada es menor a 40 kW y en caso contrario, en proporción a los consumos del mismo mes del año 2019. A partir de abril/21 y hasta junio/21 se ha exonerado el 100% del cargo fijo y potencia contratada. El 9 de setiembre del presente se extendió la exoneración del 100% del cargo fijo y potencia contratada hasta un máximo de 40 kW a salones de fiesta hasta diciembre/21.

- Exoneración a clientes particulares no residenciales, así como a clientes con tarifas de carácter residencial pero que desarrollen una actividad comercial, industrial o de servicios, del pago de la tasa de rehabilitación o reconexión por los servicios que hayan sido dados de baja en el marco de la emergencia sanitaria, entre el 13/3/20 y 31/12/20 y que sean rehabilitados o reconectados en igual período.

- Suspensión de cortes a clientes residenciales morosos. El mismo criterio se aplicó para la casi totalidad de los clientes no residenciales morosos, aunque en el presente ejercicio se ha comenzado con la gestión habitual de la deuda.

- Exoneración de cargos fijos y de potencia, entre los meses de abril/21 a junio/21, a los clientes del sector Deporte, de acuerdo a la nómina proporcionada por la Secretaría de Deporte.

- Exoneración de cargos fijos y de potencia, en el período abril/21 a junio/21, a los clientes que pertenecen a las categorías tarifarias: General Simple, General Hora Estacional y Mediano Consumidor, con potencia contratada menor o igual a 40 kW y que cumplan la condición de haber registrado una disminución en su consumo de energía eléctrica en el período marzo – diciembre 2020, respecto a igual período del año anterior.

- Descuento comercial sobre conceptos energéticos, en el período febrero/21 a julio/21, a los servicios eléctricos relevados por el Instituto Nacional de Vitivinicultura.

- Exoneración de cargos fijos y de potencia, en el período abril/21 a junio/21, a los clientes del sector Radios y Televisoras con potencia contratada menor o igual a 40 kW, según nómina proporcionada por el Ministerio de Industria, Energía y Minería.

- Bonificación en el período octubre/2021 a abril/2022, a los suministros correspondientes a comercios particulares identificados con la rama de actividad de Comercios ubicados a menos de 60 km de los pasos de frontera seca, del 100% del Cargo Fijo y del Cargo por Potencia para clientes con potencia contratada menor a 40 kW, y del Cargo Fijo y el equivalente al Cargo por Potencia de 40 kW a clientes con potencia contratada mayor a ésta.

En el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020 se produjo una reducción en los niveles de cobranza, generándose un importante incremento en los créditos por ventas de energía eléctrica. Atendiendo a dicha situación y a partir de un análisis histórico de la facturación y cobrabilidad, así como de una proyección futura de dichas variables, se incrementaron los porcentajes a aplicar para determinar la probable incobrabilidad de dichos créditos. Durante el ejercicio 2021 el nivel de cobranza fue similar al del ejercicio anterior, lo cual determinó un nuevo incremento de la deuda. Por tal motivo, durante el presente ejercicio para determinar la probable incobrabilidad de los créditos, se continuaron aplicando los porcentajes (incrementados) del ejercicio anterior (Nota 5.2).

NOTA 19 - HECHOS POSTERIORES

Con posterioridad al 31 de diciembre de 2021 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 2021

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

