



Memoria Anual 2018

Contenido

Presentación.....	3
Misión, Visión y Valores.....	4
Organigrama.....	5
Autoridades Superiores.....	6
1. Plan Estratégico y MECIP.....	7
2. Producción.....	18
3. Transmisión.....	29
4. Distribución.....	39
5. Comercialización.....	43
6. Tarifas.....	71
7. Recursos Humanos.....	85
8. Gestión de Adquisiciones.....	106
9. Gestión Ambiental.....	115
10. Gestión Financiera.....	123
11. Anexos.....	158
11.1. Anexo I.....	159
11.2. Anexo II.....	170

Presentación

La Memoria Anual es un informe que refleja la naturaleza de la empresa y recoge informaciones sobre las actividades llevadas a cabo por la misma en el periodo definido. De ahí su importancia, ya sea para la propia institución, como para los lectores en general.

En el sentido referido, la Memoria Anual 2018 contiene datos e informaciones de interés general, relacionados con la propia gestión de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), así como las acciones más destacadas en el periodo de referencia: técnica, comercial, financiera, administrativa y ambiental.

Las informaciones incluidas en este documento han sido proveídas por diversas unidades administrativas internas. Las mismas quedan organizadas considerando temas puntuales relacionados a: producción, transmisión, distribución, comercialización, tarifas, financiera, recursos humanos, así como gestión ambiental y social.

Acentuamos nuestro reconocimiento al esfuerzo y colaboración de quienes hicieron posible la elaboración de esta Memoria. Esperamos, además, que este material resulte un documento de interés y provechoso a las instituciones, empresas, investigadores, así como a las múltiples dependencias de la ANDE.

Misión, Visión y Valores

Misión

Satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país y actuar en el sector eléctrico regional, con responsabilidad social y ambiental y excelencia en la administración y el servicio, para contribuir al desarrollo del Paraguay y al bienestar de su población.

Visión

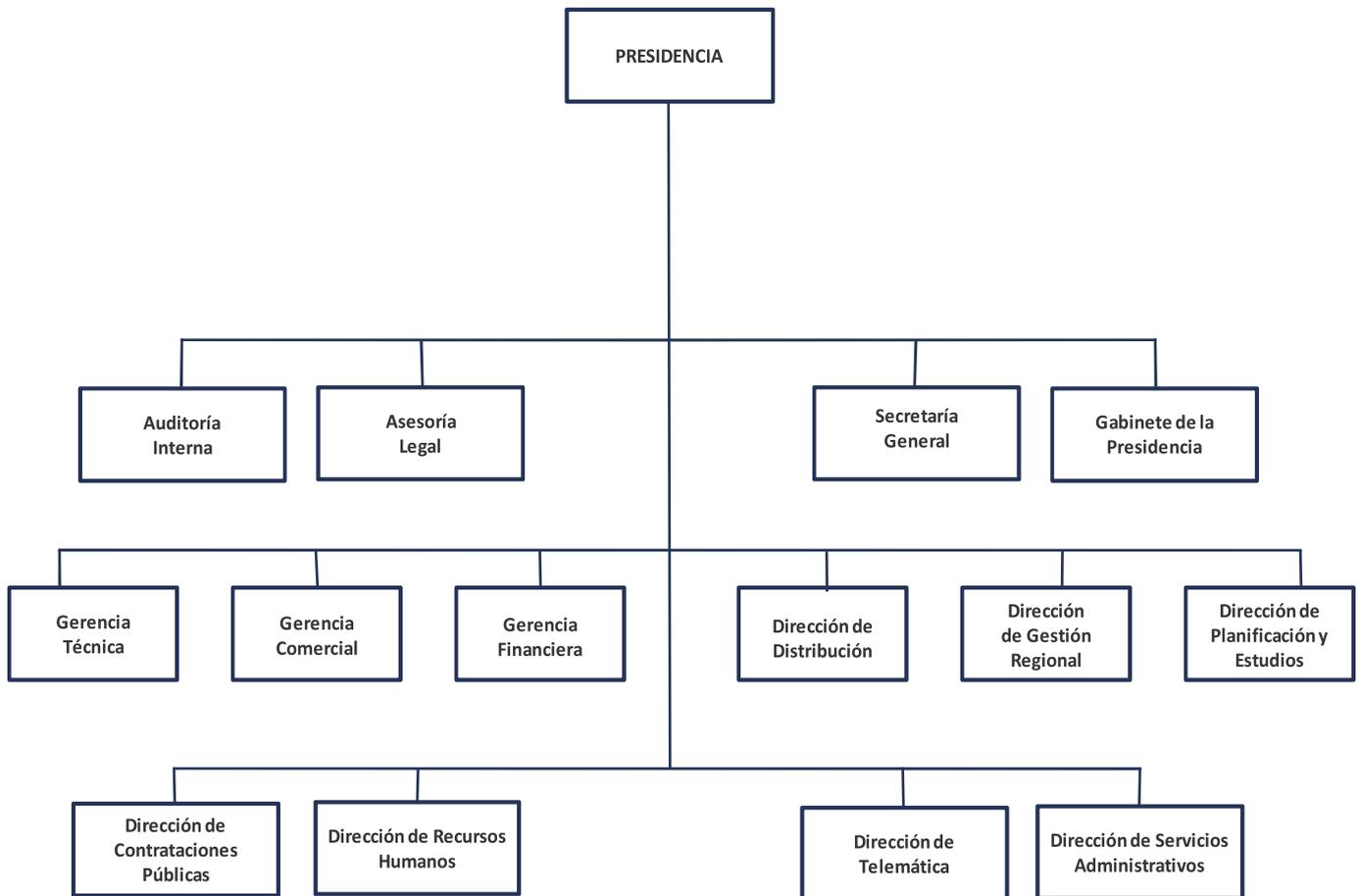
Ser una empresa pública eficaz y eficiente, orientada al cliente, con recursos humanos calificados, líder en la prestación de servicios en el país y reconocida entre las mejores del sector eléctrico de la región.

Valores

- Patriotismo
- Sentido de Pertenencia
- Integridad
- Respeto
- Excelencia
- Responsabilidad Social y Ambiental

Organigrama

Al 31 de diciembre del 2018



Autoridades Superiores

Al 31 de diciembre del 2018

Ing. Pedro Agustín Ferreira Estigarribia	Presidencia
Lic. Carmen Estela Velázquez de Martínez	Gabinete de la Presidencia
Ing. Fabián Cáceres Gadogán	Gerencia Técnica
Ing. Luis Daniel Torres Figueredo	Gerencia Comercial
Lic. Sonia Marycel Rojas de Hayes	Gerencia Financiera
Ing. Andrés Ramírez Benítez	Dirección de Distribución
Ing. Félix Eladio Sosa Giménez	Dirección de Gestión Regional
Ing. Ubaldo Evaristo Fernández Krekeler	Dirección de Planificación y Estudios
Ing. Carlos Gabriel Duarte Ciotti	Dirección de Telemática
Ing. Pedro Alejandrino Cuevas Cáceres	Dirección de Servicios Administrativos
Lic. Carlos Darío Torales Enriquez	Dirección de Contrataciones Públicas
Ing. José Enrique Páez Gueyraud	Dirección de Recursos Humanos
Abog. Jorge Augusto Granada Torres	Asesoría Legal
Lic. María Teresa Peralta de Godoy	Secretaría General
Lic. Pedro Ramón Vargas Riveros	Auditoría Interna



1

Plan Estratégico y MECIP

1.1. Plan Estratégico de la ANDE
y su avance 2018.

1.2. Modelo Estándar de Control Interno
para Instituciones Públicas del Paraguay
(MECIP).

1. Plan Estratégico y MECIP

1.1 Plan Estratégico de la ANDE y su avance 2018

La ANDE ha aprobado la Misión, Visión, Valores y los Objetivos con sus indicadores y metas correspondientes al Plan Estratégico para el Periodo 2016-2018 a través de la Resolución P/N° 37.397, del 30 de mayo de 2016. Por Resolución P/N° 39.007, se aprueba el Plan Estratégico para el periodo 2017-2018 con la siguiente matriz de Indicadores, según el Objetivo Estratégico de la ANDE.

a) Objetivos del proceso de la Planificación Estratégica

Los principales objetivos comprenden:

- Ratificar el propósito de la Institución (Misión), los resultados futuros a los que aspira (Visión) y los lineamientos que guían sus acciones (Valores).
- Formular y validar estrategias y definir los objetivos coherentes con los resultados de los análisis del ambiente interno, externo y de la marcha de la estrategia establecida;
- Realizar los ajustes en las estrategias, a nivel de las Gerencias, conforme a la evolución del tiempo transcurrido desde su formulación anterior;
- Sincronizar con el Contrato de Gestión, instrumento que establece un mecanismo objetivo de procedimientos para la remisión y control de indicadores entre la ANDE y la Dirección General de Empresas Públicas (DGEP);
- Justificar las partidas presupuestarias asignadas y a ser asignadas a la empresa;
- Definir o ajustar los planes operativos de las unidades administrativas.

b) Matriz Estratégica - Perspectivas

- **Cliente/Sociedad:** Esta perspectiva está encuadrada dentro de tres Ejes de Gobierno Nacional 2030 “*Valorización del Capital Ambiental y Sostenibilidad del Hábitat Global*”; “*Hábitat Adecuado y Sostenible*” y “*Hábitat Adecuado y Sostenible - Servicios Sociales de Calidad*”.

El Objetivo Estratégico contemplado en el primer Eje de Gobierno es “*Desarrollar Proyectos Institucionales en el Área Social y Ambiental*”, dentro del cual se han establecido cinco Indicadores de Gestión, habiendo registrado un resultado de 90%, el indicador “*Avance de Estudios Ambientales elaborados de Infraestructuras existentes y obras proyectadas*”; mientras que el Indicador Territorios Sociales Regularizados, en el 2018 obtuvo como resultado la cantidad de 6.891 territorios, siendo la meta para dicho año un total de 15.000 Familias regularizadas. En cuanto a los indicadores conformados por el segundo objetivo que apunta al segundo Eje de Gobierno, la FEP ha registrado un resultado de 22,8 veces/kVA, para una meta trazada de 16,0; y de 22,9 veces/kVA registrado por la DEP, para una meta establecida de 12,0. Por su parte, los indicadores componentes del último objetivo, orientado al tercer Eje de Gobierno, arrojaron resultados en el 2018 de 44 y 63 puntos para las metas de 35 y 55 puntos, respectivamente. En la Tabla 1.1 se pueden apreciar las descripciones mencionadas.

Tabla 1.1: Cliente/Sociedad

Ejes de Gobierno Nacional 2030	Objetivos Estratégicos	Indicadores Claves de Gestión	Unidad	Metas 2018	Resultados 2018
Valorización del capital ambiental y Sostenibilidad del hábitat global	Desarrollar Proyectos Institucionales en el Área Social y Ambiental	Cantidad de Familias regularizadas en territorios sociales	Cantidad	15.000	6.891
		Cumplimiento del Plan de Gestión Integrada de la Cuenca del Lago Yguazú	%	100%	100%
		Cumplimiento del Plan de Mitigación de Pasivos Ambientales	%	70%	70%
		Avance de Estudios Ambientales elaborados de Infraestructuras existentes y obras proyectadas	%	100%	90%
		Cumplimiento del Plan de implementación del Sistema Integrado de Gestión Ambiental y Social (SIGAS)	%	100%	60%
Hábitat adecuado y sostenible	Mejorar la Calidad del Servicio Eléctrico	Frecuencia Equivalente de Interrupción - FEP (área metropolitana)	veces/kVA	16,0	22,8

Ejes de Gobierno Nacional 2030	Objetivos Estratégicos	Indicadores Claves de Gestión	Unidad	Metas 2018	Resultados 2018
Hábitat adecuado y sostenible	Mejorar la Calidad del Servicio Eléctrico	Duración Equivalente de Interrupción - DEP (área metropolitana)	horas/kVA	12,0	21,9
Hábitat adecuado y Sostenible - Servicios Sociales de Calidad	Mejorar la Comunicación y Atención al Cliente	Información y Comunicación - IDAR (Índice de Desempeño del Área)	Puntos	35	44
		Atención al Consumidor - IDAR	Puntos	55	63

• Procesos:

Los ejes de Gobierno Nacional 2030 en donde se encuentra encuadrada esta perspectiva son: *“Regionalización y Diversificación Productiva e Integración Económica Regional”* y *“Regionalización y Diversificación Productiva”*.

Son tres los Objetivos Estratégicos formulados para este proceso: *“Mejorar y Ampliar la Infraestructura del Sistema Eléctrico”*; *“Reducir las Pérdidas Eléctricas”* y Proseguir la implementación del MECIP.

El primer Objetivo reúne, a su vez, 28 indicadores. Entre ellos, los que presentaron resultados con más altos logros en el 2018, oscilando entre el 74% y 100%, totalizaron 21 indicadores. No obstante, el indicador *“Ampliar capacidad del SIN - Distribución”* obtuvo un resultado equivalente a 5.757 MVA, para una meta de 6.470 MVA.

Del mismo modo, el indicador *“Ampliar la capacidad del SIN - Transformación en 23 kV (MVA instalados)”* arrojó un resultado logrado para el 2018 de 5.350 MVA, cuya meta ha sido fijada en 6.700 MVA. Por su parte, el indicador *“Reducción de las Pérdidas Totales de Energía* del segundo objetivo *“Reducir las Pérdidas Eléctricas”*, ha obtenido en el 2018 un resultado logrado de 24,49%, siendo la meta establecida de 21,00%. Mientras que, el último Objetivo *“Proseguir la implementación del MECIP”* cuyo indicador es *“Cumplimiento del Plan Anual de Implementación”*, arrojó un resultado obtenido de 40,60%, de una meta fijada de 100,00%. En la Tabla 1.2 se pueden observar los detalles mencionados.

Tabla 1.2: Procesos Internos

Ejes de Gobierno Nacional 2030	Objetivos Estratégicos	Indicadores Claves de Gestión	Unidad	Metas 2018	Resultados 2018
Regionalización y Diversificación Productiva e Integración Económica Regional	Mejorar y ampliar la Infraestructura del Sistema Eléctrico	Ampliación de la capacidad del SIN - Distribución	MVA	6.470	5.757
		Incremento de la capacidad del SIN - Metropolitana	MVA	189	123
		Incremento de la capacidad del SIN - Interior	MVA	231	215
		Aumento de la instalación de conductores protegidos en MT	km	447	589
		Aumento de la instalación de conductores pre ensamblados en BT	km	810	58
		Ampliación de la capacidad del SIN - Transformación en 500/220 kV	MVA	6.700	5.350
		Ampliación de la capacidad del SIN - Transformación en 23 kV	MVA	6.741	5.763
		Construcción de la Línea 500 kV Yacyretá - Ayolas - Villa Hayes (BID - BEI - CAF)	%	100,00%	100,00%
		Ampliación de la Subestación Presidente Franco (BIRF)	%	100,00%	95,00%
		Ampliación de la Subestación Tres Bocas	%	100,00%	89,00%

Ejes de Gobierno Nacional 2030	Objetivos Estratégicos	Indicadores Claves de Gestión	Unidad	Metas 2018	Resultados 2018
Regionalización y Diversificación Productiva e Integración Económica Regional	Mejorar y ampliar la Infraestructura del Sistema Eléctrico	Ampliación de la Subestación Lambaré (Bonos I)	%	100,00%	100,00%
		Ampliación de la Subestación Puerto Botánico (Bonos I)	%	100,00%	99,00%
		Ampliación de la Subestación Ayolas 500 kV (BID - BEI - CAF)	%	100,00%	97,00%
		Ampliación de la Subestación Villa Hayes 500 kV (BID - BEI - CAF)	%	100,00%	97,00%
		Construcción - Adecuación de la Subestación Minga Porá 66 kV (BIRF)	%	100,00%	90,00%
		Construcción de la Subestación Barrio San Pedro 220 kV (BIRF)	%	100,00%	100,00%
		Construcción de la Subestación Mariano Roque Alonso 66 kV (CAF- OFID)	%	100,00%	90,00%
		Construcción de la Subestación La Colmena y ampliación de la Subestación Paso Pé (CAF - OFID)	%	100,00%	100,00%
		Construcción de la Subestación La Colmena - Paso Pé (CAF - OFID)	%	100,00%	100,00%
		Construcción de la Línea de Transmisión 66 kV Encarnación - Fram - Coronel Bogado (Bonos II)	%	100,00%	100,00%

Ejes de Gobierno Nacional 2030	Objetivos Estratégicos	Indicadores Claves de Gestión	Unidad	Metas 2018	Resultados 2018
Regionalización y Diversificación Productiva e Integración Económica Regional	Mejorar y ampliar la Infraestructura del Sistema Eléctrico	Construcción de la Subestación Fram (Bonos II)	%	100,00%	90,00%
		Construcción de la Línea de Transmisión 220 kV Puerto Botánico - Villa Aurelia (Bonos II)	%	100,00%	100,00%
		Ampliación de la Subestación Villa Aurelia (Bonos II)	%	100,00%	94,00%
		Construcción de la Subestación Altos 220 kV (Bonos II)	%	100,00%	74,00%
		Construcción de la Línea de Transmisión 2 x 66 kV Alto Paraná - Microcentro	%	100,00%	100,00%
		Construcción de la Línea de Transmisión 66 kV, Subterránea - San Miguel Puesto de Distribución 6 (ANDE-Bonos I)	%	100,00%	100,00%
		Reposición de un tramo de la LST 66 kV Subterránea - Villalbín - Pilar (ANDE)	%	100,00%	100,00%
		Ampliación de la Subestación Coronel Oviedo (BIRF)	%	100,00%	100,00%
Regionalización y Diversificación Productiva	Reducir las Pérdidas Eléctricas	Pérdidas Totales de Energía	%	21,00%	24,49%
	Proseguir la implementación del MECIP	Cumplimiento del Plan Anual de Implementación	%	100,00%	40,60%

• **Financiera:**

Dentro de esta perspectiva han sido fijados dos objetivos enfocados al Eje de Gobierno Nacional 2030: “Reducir la Morosidad” y “Aumentar la disponibilidad de recursos financieros”.

El indicador “Margen de Cobrabilidad General” ha registrado un resultado de 76,88%, en el 2018, para una meta fijada de 90,00%. Sin embargo, el indicador formulado para el segundo objetivo, presentó un logro de 14,01%, superando a la meta fijada de 10,00%, para el presente año.

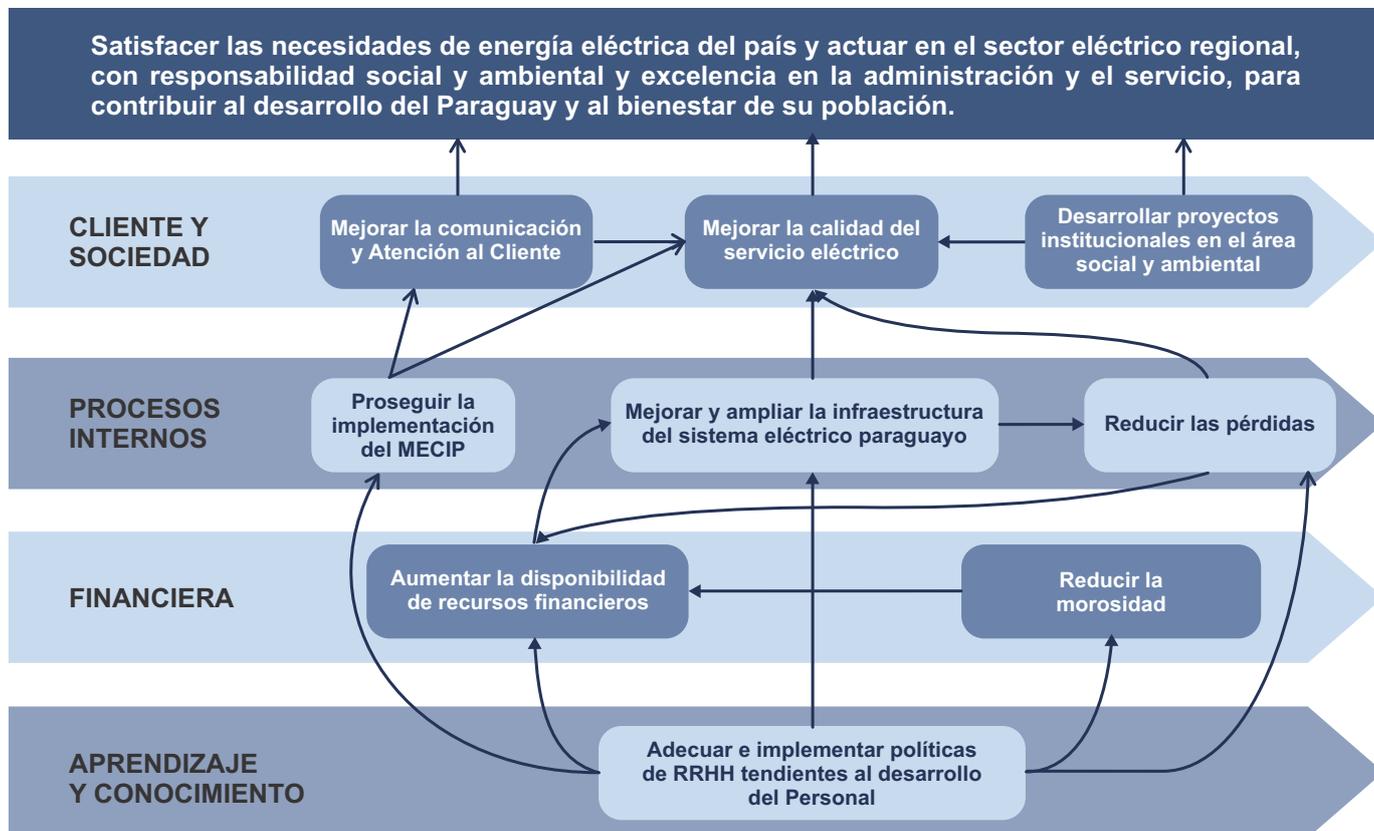
A los efectos de una mejor ilustración de lo expuesto precedentemente, se presenta la Tabla 1.3, a continuación.

Tabla 1.3: Financiera

Ejes de Gobierno Nacional 2030	Objetivos Estratégicos	Indicadores Claves de Gestión	Unidad	Metas 2018	Resultados 2018
Integración Económica Regional	Reducir la Morosidad	Margen de Cobrabilidad General	%	90,00%	76,88%
	Aumentar la disponibilidad de recursos financieros	Aumento de la recaudación anual en concepto de venta de energía	%	10,00%	14,01%

A continuación, se presenta el Mapa Estratégico de la ANDE, periodo 2016 - 2018, con todos los componentes y objetivos concatenados de cada una de las perspectivas, orientados a los Ejes de Gobierno 2030, ya mencionados.

Mapa Estratégico de la ANDE, 2016 - 2018



Cabe mencionar que han sido aprobados, por Ley N° 6143/2018, los Contratos de Préstamos suscritos entre el Banco de Desarrollo de América Latina (CAF), el Banco Europeo de Inversiones (BEI) y la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), para el Proyecto de Mejoramiento del Sistema de Transmisión y de Distribución de Electricidad del Sistema Metropolitano de Paraguay - Fase II.

El objetivo del Proyecto es incrementar la capacidad y el fortalecimiento del sistema de transmisión, así como mejorar las redes de distribución en el Sistema Metropolitano, mediante la construcción de obras de ampliación, mejoras y refuerzos.

El costo total del Proyecto asciende a US\$ 288,0 millones, el cual será financiado a través de los préstamos firmados con la CAF por US\$ 150,0 millones y el BEI por US\$ 94,0 millones, además de una contrapartida local de la ANDE por US\$ 38,0 millones.

Los principales componentes del Proyecto son:

- Componente 1: Mejoramiento del Sistema de Distribución de Energía Eléctrica en el Área Metropolitana;
- Componente 2: Refuerzo del Sistema Eléctrico en la ciudad de Asunción y en los Departamentos de Caaguazú y Alto Paraná.

1.2 Modelo Estándar de Control Interno para Instituciones Públicas del Paraguay (MECIP)

En el marco del proceso de implementación del Modelo Estándar de Control Interno para Instituciones Públicas del Paraguay (MECIP), la actual Administración Superior de la ANDE ha asumido el compromiso institucional de proseguir con la implementación del Modelo Estándar de Control Interno para Instituciones Públicas del Paraguay (MECIP), designando al Directivo responsable del diseño, implementación y mantenimiento del Sistema de Control Interno y conformando los Grupos de Trabajo con definición de sus respectivos roles y responsabilidades, así ha mantenido actualizado la integración del Equipo Directivo denominado Comité de Control Interno (CCI) manteniendo sin modificaciones la integración del Equipo Operativo denominado Equipo Técnico MECIP y el Equipo Evaluador Independiente, respectivamente.

La ANDE, desde la adopción del MECIP, ha realizado distintas actividades relativas a su implementación, tales como:

- Socialización y Sensibilización de los funcionarios de la Institución sobre la estructura del MECIP.
- Encuesta de Auto Diagnóstico del Control Interno, con el objetivo de determinar la existencia, nivel de desarrollo o de efectividad del Sistema de Control Interno de la ANDE frente a los parámetros de cada Estándar del MECIP.
- Diagnóstico del estado real de las prácticas de un estilo de dirección de la Máxima Autoridad y su Equipo Directivo, para guiar las acciones hacia el cumplimiento de los objetivos y metas institucionales.
- Formulación y aprobación del Código de Ética de la ANDE.
- Actualización de integrantes de la Comisión Institucional de Ética.
- Formulación, aprobación, socialización y sensibilización sobre el Código de Buen Gobierno de la Institución.
- Actualización de miembros de la Comisión de Buen Gobierno de la ANDE.

- Aprobación de la estructura organizativa para la gestión ética designando un Gerente y un Líder de Ética Pública, se conforma un Equipo de Alto Desempeño en Ética Pública y se definen sus respectivas funciones.
- Diagnóstico del estado real de las prácticas de conducta basada en principios y valores éticos, posibilitando evaluar la existencia de un documento orientador que consolide estas prácticas en la organización, su grado de interiorización y las necesidades de su implementación.
- Diagnóstico del estado real de la existencia o nivel de aplicación de los principios de justicia, equidad y transparencia en los procesos de ingreso, permanencia del personal y desvinculación del mismo, así como la efectividad de las prácticas de administración de los recursos humanos frente a los parámetros de Estándar Desarrollo del Talento Humano del MECIP, a fin de establecer el diseño o los ajustes necesarios que permitan el compromiso y contribución de los funcionarios al logro de los objetivos institucionales.
- Diagnóstico del estado real de la existencia y el nivel de conocimiento que tienen los funcionarios de los Planes y Programas institucionales, como requisito para establecer su nivel de cumplimiento y la coherencia de los mismos con las funciones de la institución, su misión y la visión que espera alcanzar.
- Diagnóstico del estado real de la existencia o grado de interacción entre los niveles de responsabilidad y autoridad, y la gestión de operaciones en la ANDE frente a los parámetros de Estándar Estructura Organizacional del MECIP, como base para su posterior diseño o ajuste, orientado al modelo de gestión por procesos.
- Diagnóstico del estado real de las prácticas relativas a la producción y manejo de la información interna, como también las relativas al manejo de la información externa, así también las relativas al desarrollo de sistemas de información, como también sobre la existencia, suficiencia y adecuada comunicación institucional, comunicación pública y rendición de cuentas en la ANDE frente a los parámetros del MECIP.
- Divulgación de los distintos productos de la implementación del MECIP mediante presentaciones, talleres, cursos, publicaciones vía correo electrónico corporativo, disponibilización en la Intranet y en el sitio Web de la ANDE.
- Campaña de socialización y sensibilización de los funcionarios del interior del país sobre Norma de Requisitos Mínimos para Sistemas de Control Interno - MECIP 2015, aprobado por la Contraloría General de la República (CGR) a través de su Resolución CGR N° 377/2016, mediante la cual adopta como marco de control, fiscalización y evaluación de los sistemas de control interno de las instituciones sujetas a la supervisión de la Contraloría General de la República.

Es importante mencionar que la ANDE ha sido sometida a evaluación independiente por parte de la Auditoría General del Poder Ejecutivo (AGPE) sobre la implementación del MECIP durante el segundo semestre del año 2018, alcanzando una calificación de 3,25 de un total de 5, cuyo valor se halla en el rango de calificación "Satisfactorio".



2

Producción

- 2.1 Origen y Destino de la Energía Eléctrica.
- 2.2 Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- 2.3 Balance de Energía Eléctrica 2018.
- 2.4 Pérdidas de Energía Eléctrica.

2. Producción

2.1 Origen y Destino de la Energía Eléctrica

El Sistema Eléctrico Nacional en el presente año ha generado un crecimiento general del 6,1% con respecto al año anterior, registrando un total de 16.606.035 MWh de energía total bruta, lo cual el 93,5% de dicha energía tuvo su origen en las compras efectuadas por la ANDE de las Entidades Binacionales (Itaipú y Yacyretá); mientras que el 6,5% correspondió a generación propia (Acaray y Térmicas).

Dentro de la energía comprada en el 2018 provenientes de las Entidades Binacionales, la ANDE ha obtenido un incremento equivalente a 5,6%, en relación al año 2017.

Con respecto al Consumo Nacional en el 2018, la misma ha registrado un aumento del 6,4% en relación al año anterior. Cabe mencionar que, en el presente año, la energía total bruta ha sido destinado al abastecimiento del Mercado Nacional en un 99,8%, correspondiendo un mínimo de 0,2%, de participación, a las exportaciones realizadas a la Argentina por parte de la ANDE.

En la Tabla 2.1 se presentan los valores registrados según su origen y destino de la energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Paraguayo.

Tabla 2.1: Origen y Destino de la Energía Eléctrica

	2017		2018		Variación
	MWh	%	MWh	%	%
Origen					
Energía Generada Bruta (Acaray + Térmicas)	959.040	6,1	1.085.244	6,5	13,2
Energía Comprada (Itaipú + Yacyretá)	14.690.779	93,9	15.520.791	93,5	5,6
Energía Total Bruta	15.649.819	100,0	16.606.035	100,0	6,1
Destino					
Consumo Nacional (*)	15.576.633	99,5	16.578.968	99,8	6,4
Exportación	73.186	0,5	27.067	0,2	-63,0

(*) Incluye pérdidas.

Fuente: ANDE

Gráfico 2.1: Origen de la Energía Eléctrica (%)

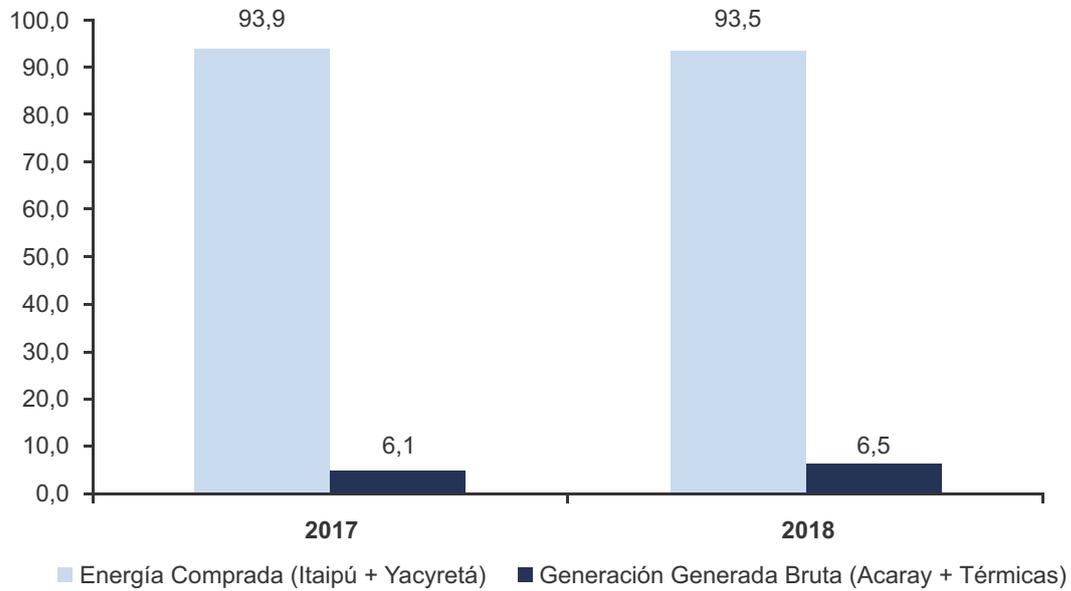
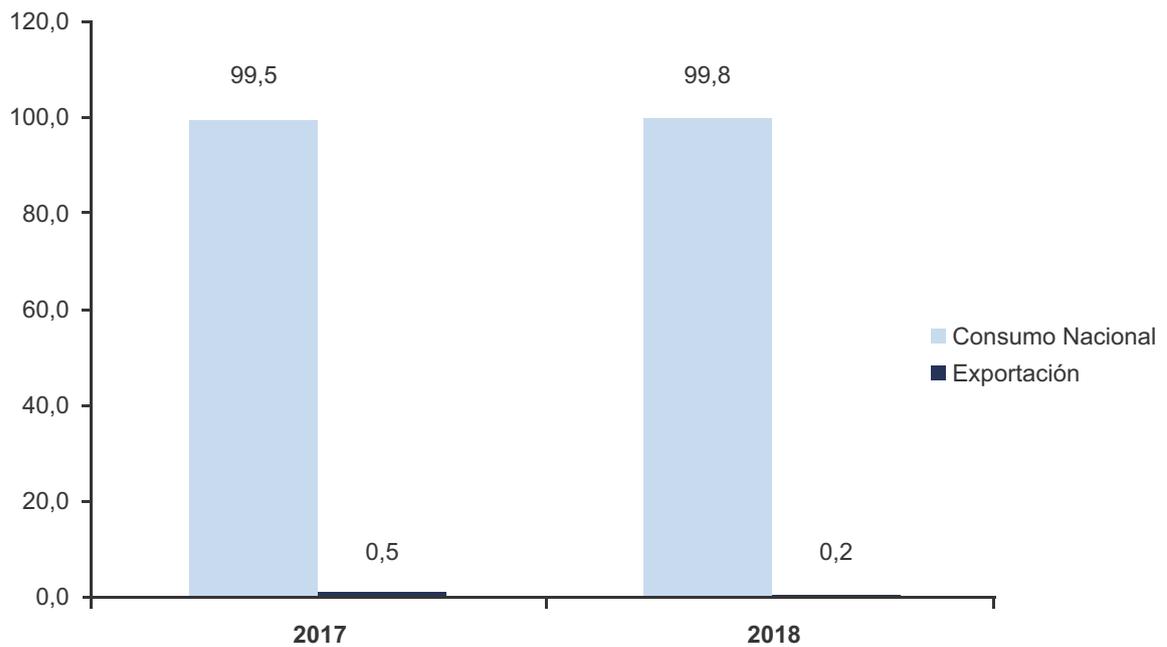


Gráfico 2.2: Destino de la Energía Eléctrica (%)



2.2 Sistema Interconectado Nacional (SIN)

En relación al Sistema Interconectado Nacional (SIN), en el 2018 el sistema creció en 6,4% en relación al año anterior, lo que representa unos 16.577.415 MWh en el presente año.

Sin embargo, la Demanda Máxima de Potencia del SIN, obtuvo un incremento, pasando de 3.135 MW registrado en el 2017 a 3.226 MW en el 2018, lo que genera una variación del 2,9 %.

No obstante el factor de carga anual del SIN en el 2018 con relación al año anterior, obtuvo un aumento del orden de 3,4%.

Los valores registrados del consumo de energía, demanda máxima de potencia y factor de carga del SIN, pueden ser observados en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2: Consumo de Energía, Demanda Máxima y Factor de Carga del SIN

	2017	2018	Variación (%)
Consumo de Energía Eléctrica (MWh/año) (*)	15.575.124	16.577.415	6,4
Demanda Máxima de Potencia (MW)	3.135	3.226	2,9
Factor de Carga Anual (%)	56,7	58,7	3,4

(*) Incluye pérdidas.

Fuente: ANDE

Sin embargo, el Consumo de Energía del SIN, por sistema eléctrico, según la Tabla 2.3, en el año 2018, el Sistema Norte y Este presentan el mayor crecimiento, en comparación al año 2017, con el 11,9% y 10,9%, respectivamente.

Además, en términos de participación dentro de la misma estructura, en el mismo año de referencia, el Sistema Metropolitano y el Este se ubican en los primeros lugares, con el 55,4% y 19,5% del total, quedando en el último lugar el Sistema Oeste, con apenas 1,6% de participación.

A continuación, se presentan las variaciones y participaciones correspondientes a cada uno de los sistemas mencionados en la Tabla 2.3 y el Gráfico 2.3.

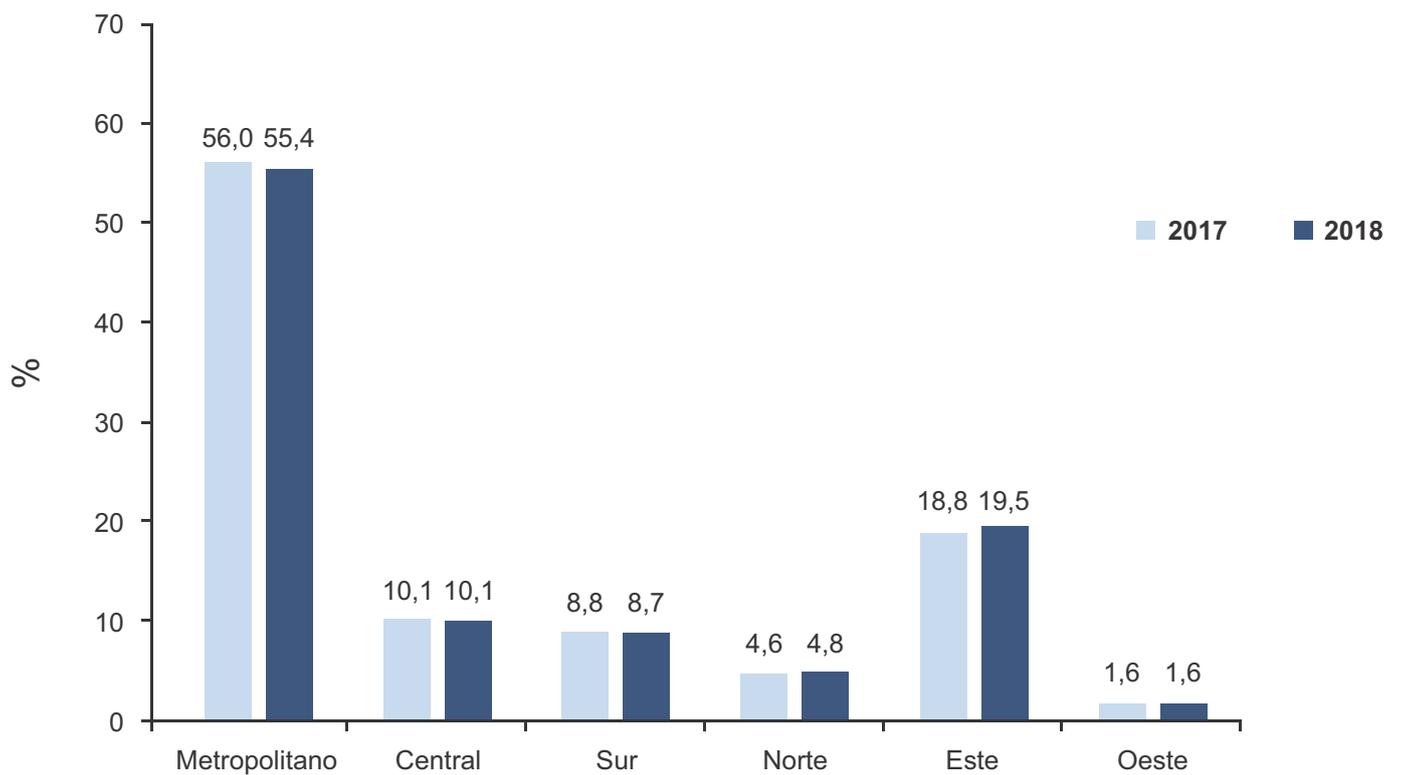
Tabla 2.3: Consumo de Energía del SIN, por Sistema Eléctrico

	2017		2018		Variación %
	MWh	%	MWh	%	
Metropolitano	8.221.343	56,0	8.680.831	55,4	5,6
Central	1.480.362	10,1	1.577.072	10,1	6,5
Sur	1.298.145	8,8	1.360.075	8,7	4,8
Norte	679.468	4,6	760.093	4,8	11,9
Este	2.755.591	18,8	3.054.866	19,5	10,9
Oeste	234.648	1,6	247.243	1,6	5,4
Total Sistemas en 23 kV	14.669.557	100,0	15.680.179	100,0	6,9
Consumo Propio (*1)	8.212		9.293		13,2
Pérdidas (*2)	897.351		887.943		-1,0
Total SIN	15.575.120		16.577.415		6,4

(*1) Consumo propio en generación y transmisión. (*2) Pérdidas en transmisión

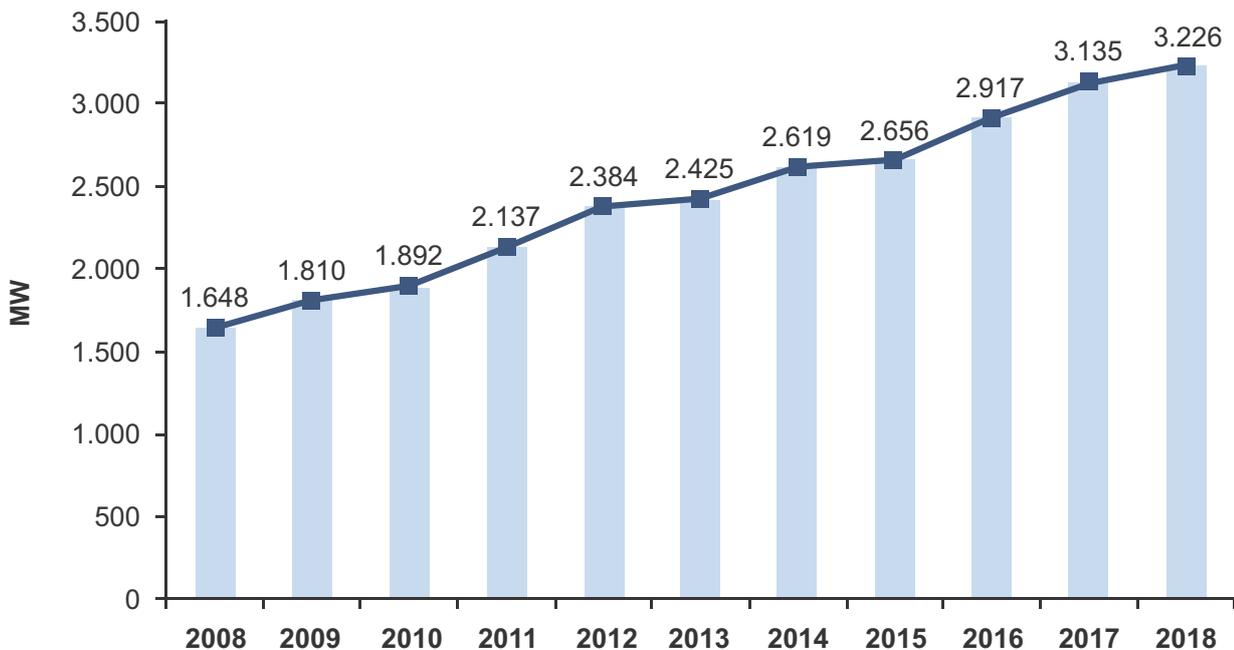
Fuente: ANDE

Gráfico 2.3: Consumo de Energía Eléctrica por Sistema Eléctrico, Estructura de Participación (%)



En el Gráfico 2.4 se observa la Demanda Máxima de Potencia del SIN, donde se registran importantes incrementos, de modo creciente durante el período 2008-2018, alcanzando, en el presente año, un pico de 3.226 MW, lo cual representa un crecimiento de 158 MW anual en promedio, y a su vez, una tasa de crecimiento del 6,9% anual.

Gráfico 2.4: Demanda Máxima de Potencia del SIN

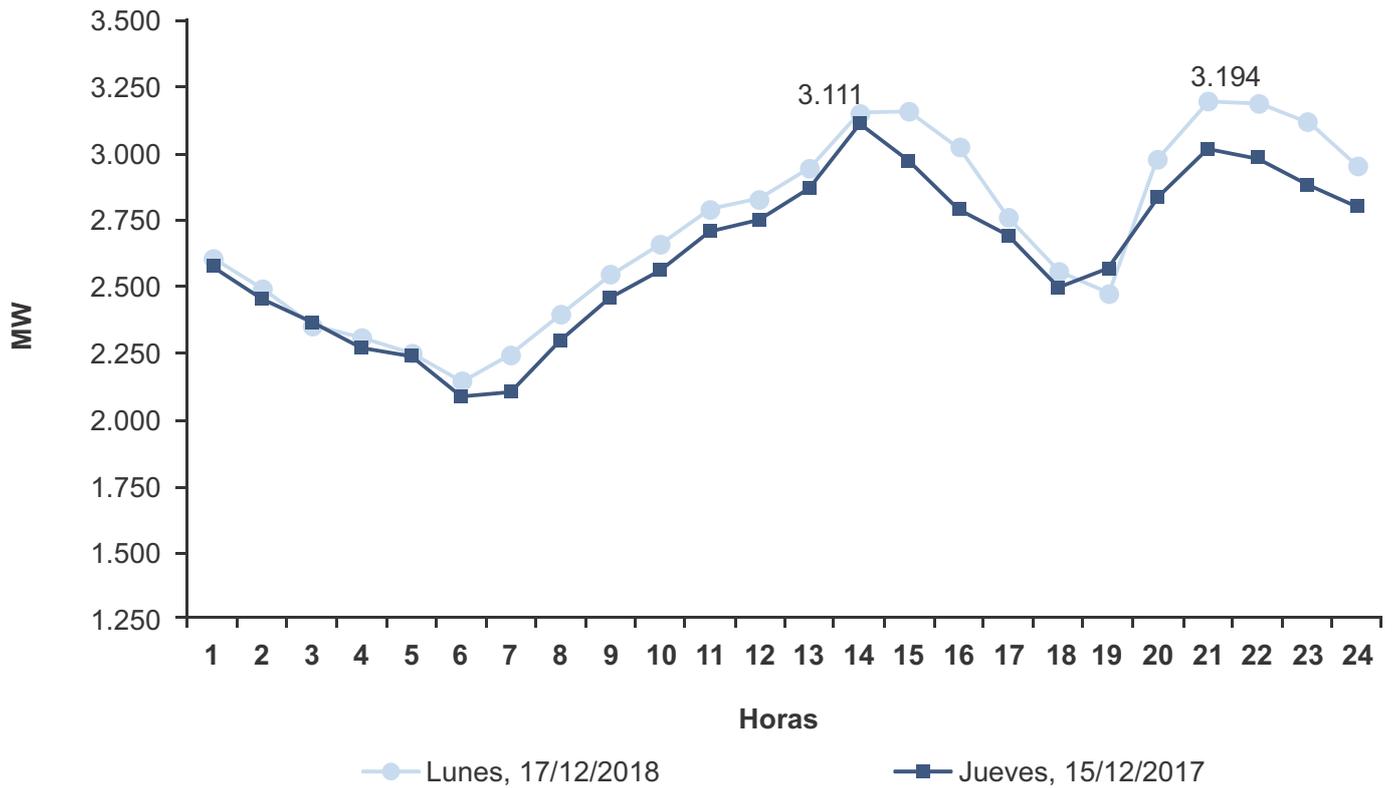


A continuación, se observa en el Gráfico 2.5, la forma de la curva de carga del SIN y demuestra que la misma corresponde a un sistema, cuyo componente principal es la Carga Residencial.

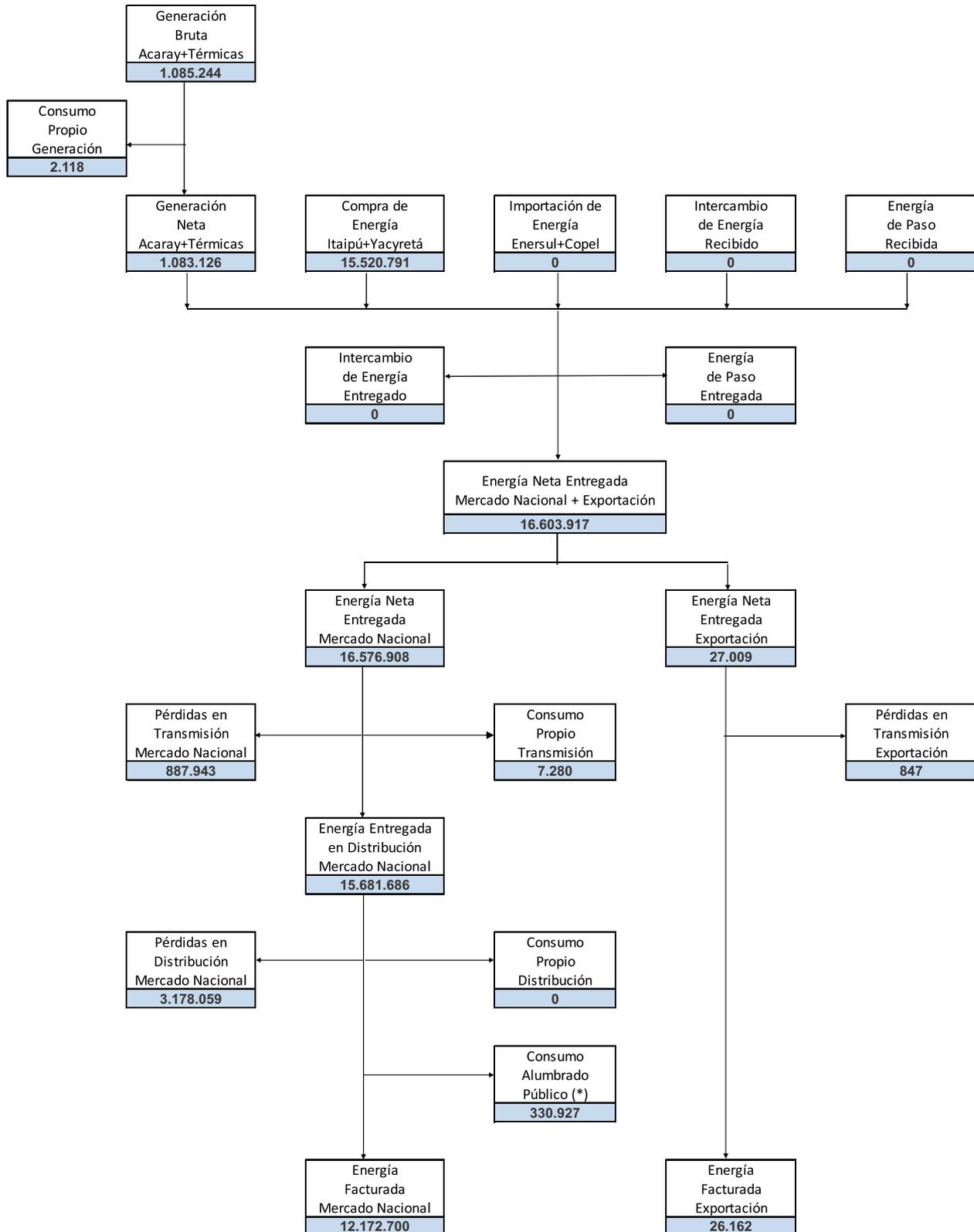
En relación al mismo, se nota la presencia de dos picos de carga bastante pronunciados; el primero se dio entre las 14 y 15 horas en el 2017; el segundo, el más importante del presente año se dio alrededor de las 21 horas. Esto se debe, esencialmente, al uso de electrodomésticos por las altas temperaturas registradas en el país en los meses de verano.

En el siguiente gráfico se observa las curvas de carga correspondientes al día de la demanda máxima del SIN en los años 2017 y 2018.

Gráfico 2.5: Curvas de Carga del Día de la Demanda Máxima del SIN



2.3 Balance de Energía Eléctrica 2018 (MWh)



(*) Corresponde a la diferencia entre el consumo de alumbrado público que se calcula a partir del número de lámparas instaladas en el sistema estimado por la Dirección de Distribución; y el consumo registrado en el informe de ventas de energía eléctrica elaborado por la Gerencia Financiera.

2.4 Pérdidas de Energía Eléctrica

Las pérdidas totales de energía eléctrica dentro del Mercado Nacional en el año 2018, alcanzaron valores equivalentes a 4.066.001 MWh, lo que representa, el 24,5% de la energía neta entregada a dicho mercado. Con relación a las pérdidas en transmisión y distribución registraron una cifra menor en comparación al año pasado alcanzando el 5,4% y 19,2% respectivamente.

Los valores correspondientes a las pérdidas eléctricas registrados en el 2018, se pueden observar en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4: Pérdidas de Energía Eléctrica 2018

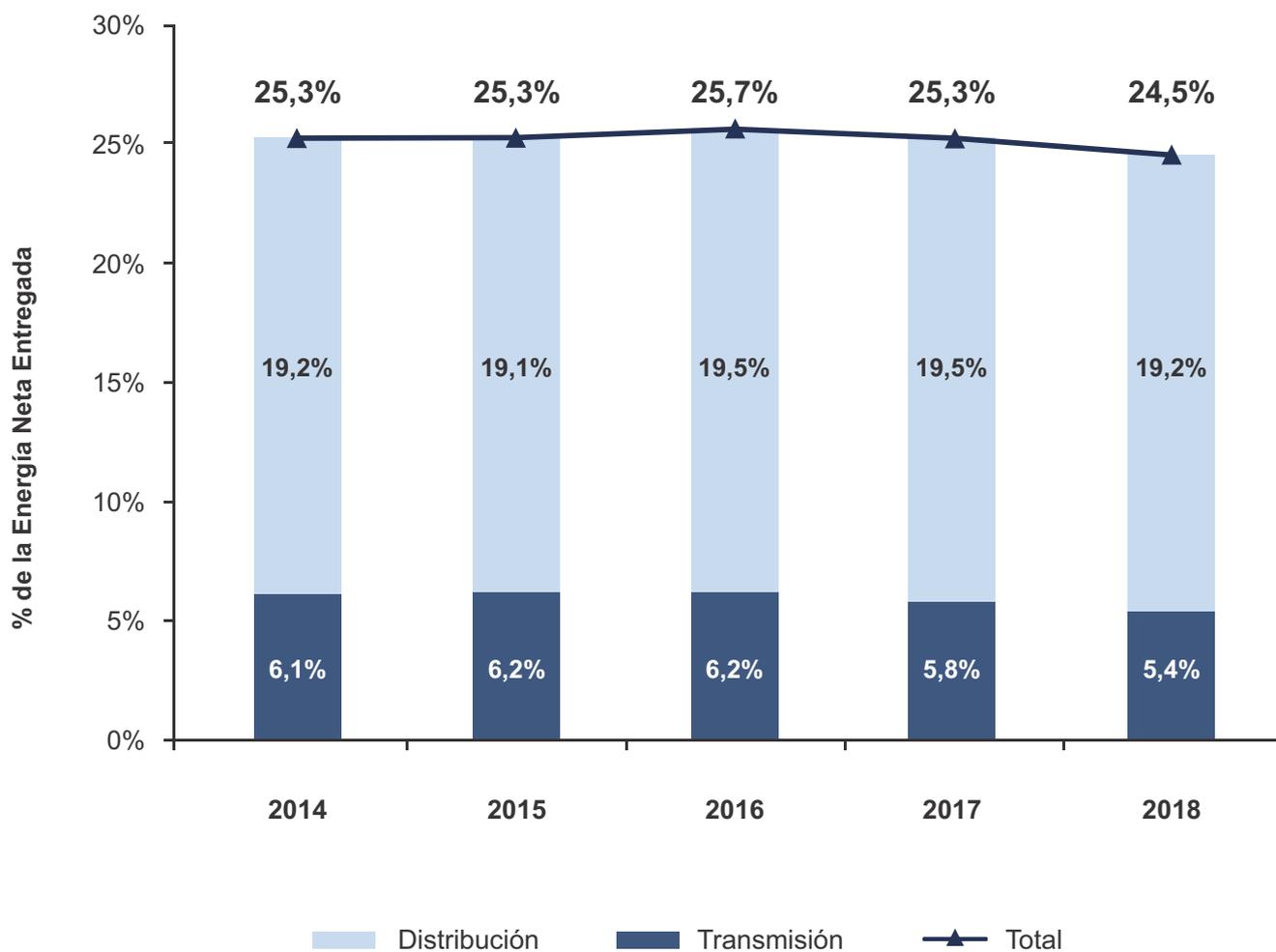
Mercado	Transmisión		Distribución		Total	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Nacional	887.943	5,4%	3.178.059	19,2%	4.066.001	24,5%
Nacional + Exportación	888.789	5,4%	3.178.059	19,1%	4.066.848	24,5%

Fuente: ANDE

Cabe destacar que, la ANDE, en su política institucional, tiene implementados diferentes estrategias, entre las que fueron incluidos varios programas diseñados para la reducción de las Pérdidas Eléctricas dentro del Mercado Nacional.

Estos fueron establecidos dentro del marco de su gestión comercial y técnica durante el período 2014 - 2018, y la Institución ha logrado, con dichos mecanismos, disminuir la cifra registrada al inicio del período, que fue del 25,3%, al 24,5% en el 2018. Esto representa una reducción de 0,8 puntos porcentuales, El Gráfico 2.6 ilustra las pérdidas de energía eléctrica, 2014 - 2018, mercado nacional.

Gráfico 2.6: Pérdidas de Energía Eléctrica, Mercado Nacional, 2014 - 2018





3

Transmisión

- 3.1 Infraestructura de Transmisión.
- 3.2 Obras de Transmisión concluidas en el 2018.
- 3.3 Obras de Transmisión en ejecución en el 2018.
- 3.4 Sistema SCADA.
- 3.5 Telemática.

3. Transmisión

La infraestructura del sistema de transmisión de la ANDE está conformada por las líneas y las subestaciones que posibilitan el transporte y la transformación de la energía eléctrica desde las centrales de generación hasta los centros de consumo.

Debido a la imposibilidad de sincronización de las Centrales Hidroeléctricas de Itaipú y Yacyretá, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) operó con dos subsistemas durante el 2018: el Subsistema 1, cuya principal fuente de generación fue Itaipú; y el Subsistema 2, teniendo como fuente de generación principal a Yacyretá.

3.1 Infraestructura de Transmisión

Durante el 2018, fueron construidos 556 km de nuevas líneas de transmisión (347 km en 500 kV, 155 km en 220 kV y 54 km en 66 kV) y agregados al sistema eléctrico 600 MVA en 220 kV, 585 MVA en 66 kV y 714 MVA en 23 kV de capacidad instalada con la construcción y ampliación de subestaciones.

Además, entró en servicio 1 nueva subestación de la ANDE.

Los principales componentes de la infraestructura de transmisión existente en el 2018, se indican en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Infraestructura de Transmisión, 2017 - 2018

	Existente a Diciembre 2017	Ejecutado en 2018	Existente a Diciembre 2018
Longitud de líneas de transmisión (km)			
500 kV	364	347	711
220 kV	4.628	155	4.783
66 kV	1.353	54	1.407
Potencia instalada en transformadores (MVA)			
220 kV	4.750	600	5.350
66 kV	2.875	585	3.460
23 kV	5.339	714	6.053
Subestaciones (número)	89	1	90

Obs.: No incluyen instalaciones de terceros.

Fuente: ANDE

3.2 Obras de Transmisión concluidas en el 2018

En el marco de la ejecución de las obras de mejoramiento del sistema de transmisión en el 2018, la ANDE impulsó diversas obras de construcción, repotenciación, ampliación y adecuación de líneas y subestaciones en todo el país, con el fin de brindar un mejor servicio en el suministro de energía eléctrica y acompañar el crecimiento de la demanda.

a) Construcción de nuevas líneas de transmisión

- Línea de transmisión en 500 kV Yacyretá - Ayolas - Villa Hayes, con una extensión de 347 km.
- Línea de transmisión en 220 kV Puerto Botánico - Villa Aurelia, con una longitud aproximada de Tramo aéreo de 4,15 km y un tramo subterráneo de 6,65 km.
- Línea de transmisión en 66 kV Alto Paraná - Microcentro.
- Línea de transmisión en 66 kV La Colmena - Paso Pé.

b) Repotenciación de líneas de transmisión existentes

Un total de 144,4 km de líneas de transmisión existentes fueron repotenciados en el 2018:

- Línea de Transmisión MD-IRY en 220 kV, que interconecta la Estación Margen Derecha con la Estación Itakyry, recapacitada con nuevos conductores, con una longitud de 70,7 km.
- Línea de Transmisión en 220 kV SLO-LAV-GUA, recapacitada que interconecta la Estación Guarambaré con la Estación San Lorenzo, con derivación a la Estación La Victoria con una longitud de 18,1 km.
- Línea de Transmisión Parque Industrial Hernandarias-Itakyry, recapacitada con nuevos conductores, con una longitud de 55,7 km.

c) Construcción de nuevas subestaciones

En el 2018, entró en servicio 1 nueva subestación de la ANDE, con una potencia instalada total de 30 MVA en 23 kV:

- Construcción de la subestación La Colmena.

d) Ampliación y adecuación de subestaciones existentes

Durante el 2018, se realizaron obras de ampliaciones y adecuaciones en 23 subestaciones existentes, agregando al sistema eléctrico un total de 600 MVA en 220 kV, 535 MVA en 66 kV y 380,5 MVA en 23 kV de capacidad instalada, conforme se detalla en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2: Ampliación y Adecuación de Subestaciones Existentes, 2018

Subestación	Tensión	Potencia Instalada (MVA)		Variación (MVA)
		Diciembre 2017	Diciembre 2018	
Villa Hayes	220 kV	1.200,0	1.800,0	600,0
Total 220 kV				600,0
Guarambaré	66 kV	120,0	240,0	120,0
Villa Aurelia	66 kV	0,0	120,0	120,0
Puerto Botánico	66 kV	240,0	360,0	120,0
Presidente Franco	66 kV	120,0	240,0	120,0
Coronel Bogado	66 kV	80,0	60,0	0,0
Loma Plata	66 kV	40,0	95,0	55,0
Total 66 kV		-	-	535,0
Vaquería	23 kV	20,0	41,7	21,7
Mburucuyá	23 kV	60,0	90,0	30,0
Microcentro	23 kV	50,0	100,0	50,0
Carlos Antonio López	23 kV	10,0	20,0	10,0
Guarambaré	23 kV	71,7	100,0	28,3
San Pedro Norte	23 kV	20,0	30,0	10,0
Fernando de la Mora	23 kV	60,0	90,0	30,0
Ciudad Nueva	23 kV	30,0	50,0	20,0
Capiatá	23 kV	83,3	121,7	38,4
Caazapá	23 kV	20,0	30,0	10,0
Coronel Oviedo	23 kV	54,2	83,3	29,1
Hernandarias	23 kV	50,0	60,0	10,0
Caacupé	23 kV	40,0	50,0	10,0
La Colmena	23 kV	0,0	30,0	30,0
San Antonio	23 kV	125,0	170,0	45,0
Pilar	23 kV	32,0	40,0	8,0
Total 23 kV		-	-	380,5

Fuente: ANDE

3.3 Obras de Transmisión en Ejecución en el 2018

Se encuentra actualmente en ejecución 12 contratos de construcción, ampliación y adecuación de subestaciones, con una inversión de 73,3 millones de US\$ en suministros de equipos y materiales; y de 293,5 mil millones de ¢ en obras, financiados con recursos provenientes de los préstamos de organismos internacionales y convenios de cooperación, así como de los fondos propios de la ANDE, conforme se detalla en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3: Obras de Transmisión en Ejecución, 2018

Proceso	Descripción de la Obra	Fuente de Financiamiento	Avance Físico Dic. 2018	Inversión	
				Suministros (Miles US\$)	Obras (Millones ¢)
Construcción y ampliación de subestaciones					
LPI 1045/14 (Lote 1)	Ampliación de la subestación Ayolas	BID - BEI - CAF	98%	11.372	68.928
LPI 1045/14 (Lote 2)	Ampliación de la subestación Villa Hayes	BID - BEI - CAF	98%	14.909	28.588
LPI 611/15 (Lote 2)	Construcción de la subestación Minga Porá	BIRF	96%	1.521	12.853
LPN 1261/16	Ampliación de la subestación Tres Bocas	BIRF	91%	0	17.043
LPI 968/14	Ampliación de la subestación Itakyry	CAF-OFID	99%	5.023	31.665
VEX 232/16	Construcción de la subestación Mariano Roque Alonso	CAF-OFID	96%	0	17.700
LPI 914/13 (Lote 6)	Ampliación de la subestación Puerto Botánico	Bonos Soberanos (Primera Emisión)	99%	14.995	38.576
LPI 914/13 (Lote 7)	Ampliación de la subestación General Díaz	Bonos Soberanos (Primera Emisión)	95%	1.347	1.502
LPN 1089/14 (Lote 1)	Construcción de la subestación Villa Aurelia	Bonos Soberanos (Segunda Emisión)	96%	10.509	15.756
LPN 1090/14 (Lote 1)	Construcción de la subestación Barrio Molino y ampliación de la subestación Puerto Botánico	Bonos Soberanos (Segunda Emisión)	97%	10.106	32.589
LPN 1200/16 (Lote 1)	Construcción de la subestación FRAM	Bonos Soberanos (Segunda Emisión)	94%	1.863	14.125
LPN 1203/16	Construcción de la subestación Altos	Bonos Soberanos (Segunda Emisión)	80%	1.624	14.125
Inversión Total				73.270	293.451

Obs.: Banco Interamericano de Desarrollo (BID), Banco Europeo de Inversiones (BEI), Banco de Desarrollo de América Latina (CAF), Banco Mundial (BIRF), Fondo OPEP para Desarrollo Internacional (OFID).

Fuente: ANDE

Cabe destacar, que, actualmente se tiene una obra en ejecución, bajo la modalidad de leasing operativo.

La referida obra se refiere al proyecto: Construcción e Interconexión de la Subestación CONCEPCIÓN II - 220/66/23 kV.

3.4 Sistema SCADA

El Sistema de Información SCADA/EMS, financiada con fondos del Préstamo BIRF 7994-PA “Proyecto de Fortalecimiento del Sector Energético” del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF), demandó una inversión de US\$ 4,62 millones.

El objetivo del proyecto es la renovación tecnológica del Centro de Control Nacional, dotándole de herramientas modernas para la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), mediante la adquisición e instalación de un Sistema SCADA con un software de aplicaciones EMS, a fin de mejorar la calidad del servicio de una manera efectiva.

El Sistema SCADA/EMS abarca la supervisión y control de 76 subestaciones del SIN, con consolas de operación ubicadas en los Centros de Control Nacional y Regionales (Metropolitano, Este, Centro y Sur). El sistema conocido como e-terra, del fabricante GE-ALTSTOM, está considerado como uno de los mejores sistemas de control a nivel mundial.

3.5 Telemática

Durante el 2018, se encuentra en ejecución diversos proyectos relacionados al Sistema de Comunicaciones Corporativo, financiados con fondos provenientes del Préstamo BIRF 7994-PA “Proyecto de Fortalecimiento del Sector Energético” del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF).

El objetivo general del proyecto es modernizar, robustecer y potenciar el Sistema de Comunicaciones Corporativo para la automatización, optimización e integración de los procesos técnicos, operativos y administrativos de manera integral de la ANDE y mejorar la calidad del servicio de una manera efectiva.

El proyecto está conformado por los siguientes componentes:

- Sistemas de Comunicación de Onda Portadora Digital (LPI ANDE-BIRF 1188/15), con una inversión de US\$ 0,64 millones.

Comprende el suministro, instalación y puesta en servicio de Sistemas de Comunicación de Onda Portadora Digital para subestaciones en tramos distantes y de difícil acceso. Debido a las distancias entre las subestaciones y los costos de implementación y mantenimiento de otro tipo de infraestructura,

teniendo en cuenta los servicios básicos necesarios, se ha establecido este tipo de Sistema de Comunicación como el más apto, robusto y estable destinado a proteger las líneas de Alta Tensión entre las Subestaciones y proveer servicios básicos de comunicación a los operarios de dichas subestaciones.

Los trabajos correspondientes a este proyecto se encuentran culminados.

- Red de Fibra Óptica (LPI ANDE-BIRF 1191/15), con una inversión de US\$ 8,67 millones.

Comprende el suministro, instalación, puesta en servicio y capacitación de una red de fibra óptica troncal para conectar todas las subestaciones y locales (oficinas, agencias, centros de atención a reclamos, etc.) de ANDE. Además, se incluye una red de fibra óptica secundaria a ser montada en toda el área urbana del Gran Asunción, Coronel Oviedo, Ciudad del Este y Encarnación. La misma será utilizada como plataforma para el tronco principal de comunicación sobre el cual el Sistema SCADA/EMS y los sistemas de información corporativos estarán traficando toda la información en tiempo real y de manera ininterrumpida.

El avance alcanzado por este componente del proyecto es del 80% de ejecución, a diciembre del 2018.

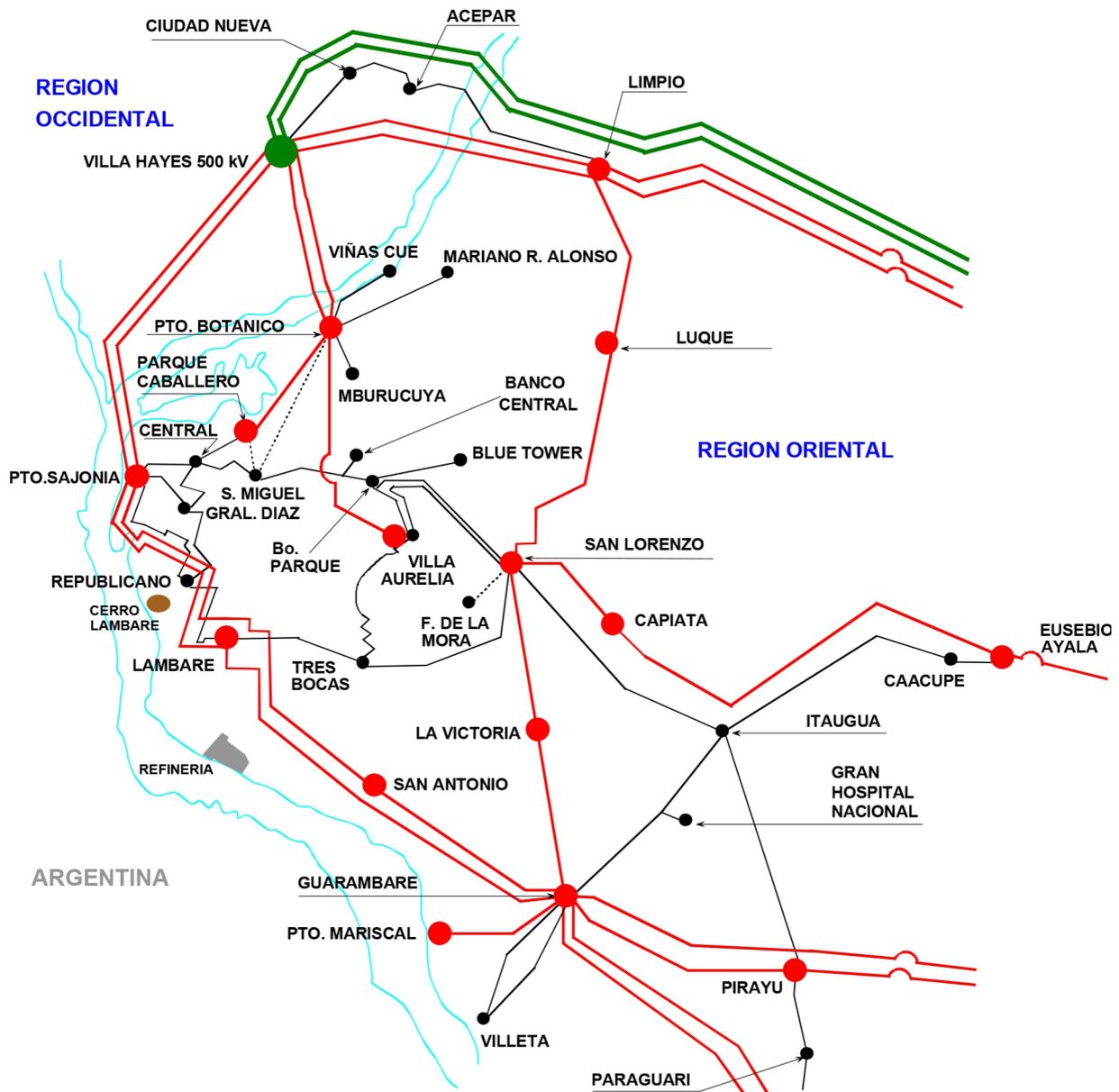
- Equipos Activos para las Redes de Comunicación (LPI ANDE-BIRF 1192/15), con una inversión de US\$ 4,64 millones.

Comprende el suministro, instalación, puesta en servicio y capacitación de dispositivos ópticos/electrónicos administrables (DWDM, Routers y Switches) que conformarán los puntos de acceso a las redes de fibra óptica troncal y secundaria a ser implementadas, la red inalámbrica mallada (Mesh), los enlaces de onda portadora digital, así como las redes de microondas y punto-multipunto existentes en ANDE. Para dar soporte al Sistema SCADA/EMS y a los demás sistemas de información corporativos. Dichos dispositivos tendrán la capacidad para integrar múltiples sistemas de comunicación, información y equipamientos en Subestaciones, redes de distribución, y locales de ANDE, para operación, maniobras y gestiones corporativas.

Esta red DWDM/IP-MPLS y redes Secundarias, integrarán todos los Sistemas de Comunicación de la ANDE (fibra óptica, microondas, etc.) en niveles jerárquicos para atender las necesidades y requerimientos para cada dispositivo, equipamiento, oficina o Subestación.

El avance alcanzado por este componente del proyecto es del 93% de ejecución, a diciembre del 2018.

Mapa Eléctrico 2018 Sistema Metropolitano



SIMBOLOGÍA

- CENTRAL HIDROÉLECTRICA EXISTENTE ▲
- OBRAS DE 500 kV EXISTENTES ●
- OBRAS DE 220 kV EXISTENTES ●
- OBRAS DE 66 kV EXISTENTES ●



4

Distribución

- 4.1 Obras de Distribución Ejecutadas.
- 4.2 Clientes Activos.
- 4.3 Alumbrado Público.

4. Distribución

4.1 Obras de Distribución Ejecutadas

a) Líneas de Media Tensión

La ANDE ha construido 461 km de líneas de Media Tensión durante el año 2018, que sumados a las líneas ya existentes a finales del año 2017, totalizan 67.815 km de líneas en todo el país.

En la Tabla 4.1, se observa la longitud de líneas de Media Tensión ejecutados a nivel país.

Tabla 4.1: Longitud de Líneas de Media Tensión

Existente a Diciembre 2017 (km)	Construido 2018 (km)	Existente a Diciembre 2018 (km)
67.354	461	67.815

Obs.: Incluye longitud de líneas de autoayuda.

Fuente: ANDE

b) Transformadores de Distribución

En el 2018 dentro de las obras ejecutadas fueron instalados 2.022 nuevos transformadores de distribución con una potencia instalada de 220 MVA, que sumados a lo registrado en el 2017 alcanza un total de 81.942 transformadores de distribución, con una potencia instalada total de 6.220 MVA. En las correspondientes Tablas 4.2 y 4.3 presentamos un resumen en relación a transformadores de distribución.

Tabla 4.2: Cantidad de Transformadores de Distribución

Existente a Diciembre 2017 (número)	Instalado 2018 (número)	Existente a Diciembre 2018 (número)
79.920	2.022	81.942

Obs.: Incluye transformadores de propiedad de terceros.

Fuente: ANDE

Tabla 4.3: Potencia Instalada en Transformadores de Distribución

Existente a Diciembre 2017 (MVA)	Instalado 2018 (MVA)	Existente a Diciembre 2018 (MVA)
6.000	220	6.220

Obs.: Incluye transformadores de propiedad de terceros.

Fuente: ANDE

c) Alimentadores de 23 kV

Dentro del Sistema de Distribución nacional, la ANDE ha construido 45 alimentadores en 23 kV, en total, en el 2018. Con esta cifra, se alcanza una existencia compuesta de 532 unidades, que se encuentran distribuidas en las diferentes regiones del país.

Tabla 4.4: Cantidad de alimentadores en 23 kV

Existente a Diciembre 2017 (número)	Construido 2018 (número)	Existente a Diciembre 2018 (número)
487	45	532

Fuente: ANDE

4.2 Clientes Activos

En el año 2018 la cantidad de nuevos clientes activos alcanzó 52.594, totalizando a finales del presente año 1.630.249 clientes, lo que representa un crecimiento de 3,3%, en relación a la cantidad registrada en el 2017, que fue de 1.577.655 clientes.

Con relación a las variaciones obtenidas, en la Tabla 4.5 se puede observar la evolución anual de los crecimientos registrados en los clientes activos, durante el periodo del 2012 al 2018.

Tabla 4.5: Evolución de los clientes activos, 2012-2018

Año	Clientes Conectados (*)	Variación	
	número	número	%
2012	1.356.518	43.761	3,3
2013	1.399.098	42.580	3,1
2014	1.438.421	39.323	2,8
2015	1.472.911	34.490	2,4
2016	1.512.725	39.814	2,7
2017	1.577.655	64.930	4,2
2018	1.630.249	52.594	3,3

(*) Valores correspondientes al 31 de diciembre.

Fuente: ANDE

4.3 Alumbrado Público

La cantidad de artefactos de alumbrado público instalados en el 2018, dentro del sistema de distribución de la ANDE es de 2.560 artefactos, que sumados a lo existente a finales del año anterior, alcanza un total de 383.450 unidades, tal como se indica en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6: Número de Artefactos de Alumbrado Público

Existente a Diciembre 2017 (número)	Instalado 2018 (número)	Existente a Diciembre 2018 (número)
380.890	2.560	383.450

Fuente: ANDE



5

Comercialización

- 5.1 Ventas de Energía Eléctrica.
- 5.2 Cobertura Eléctrica.
- 5.3 Gestión de Pérdidas Eléctricas.
- 5.4 Regularización de Territorios Sociales.

5. Comercialización

5.1 Ventas de Energía Eléctrica

Las ventas de Energía Eléctrica están compuesta por tres variables: Clientes Facturados, Energía Facturada, e Importe Facturado.

La cantidad de Clientes Facturados en el año 2018, presenta un incremento del 4,9% en comparación al año anterior.

En cuanto al total de Energía Facturada, en el presente año, se tiene un consumo de 12.198.862 MWh, arrojando una variación del 7,9%, superior al del año 2017.

Por último, el Importe Facturado presenta una variación del 11,8%, muy superior a lo obtenido por las demás variables, con relación al año 2017.

En la Tabla 5.1 y en el Gráfico 5.1 se muestran la situación mencionada en los párrafos precedentes.

Tabla 5.1: Ventas de Energía Eléctrica, 2017 - 2018

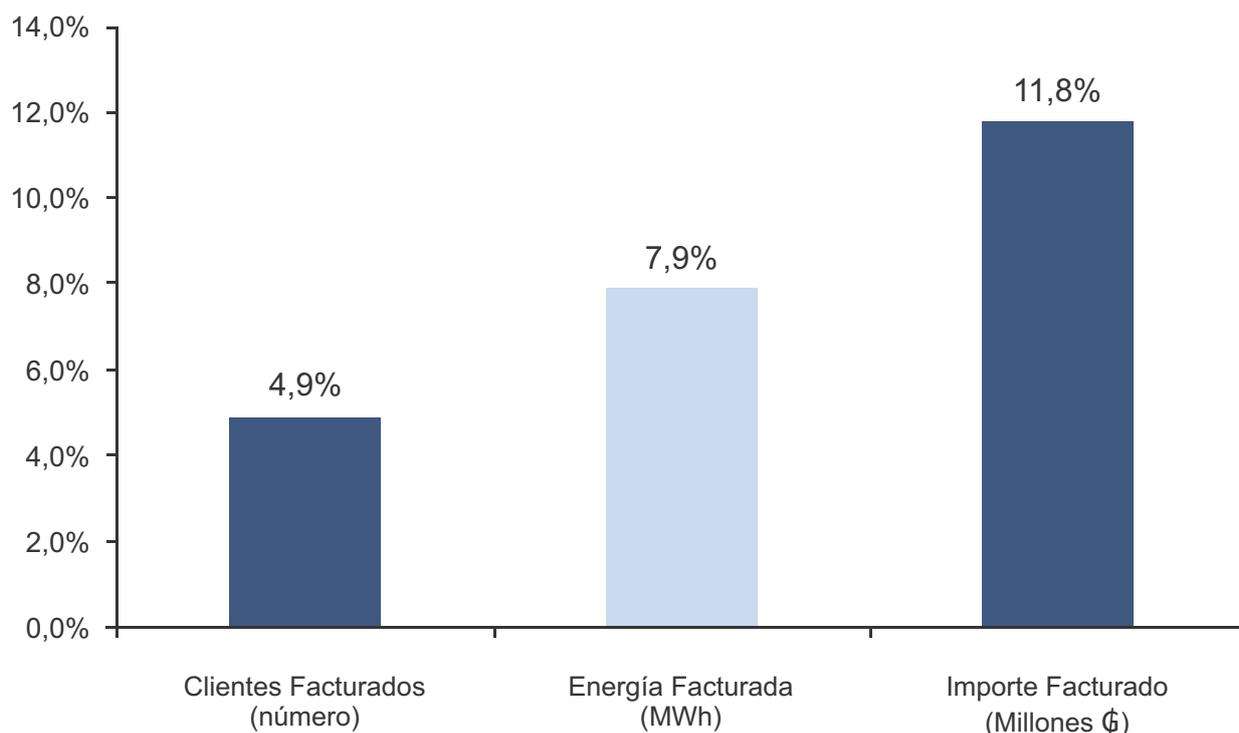
Concepto	2017	2018	Variación (%)
Clientes Facturados (número)	1.355.218	1.421.168	4,9
Energía Facturada (MWh)	11.308.426	12.198.862	7,9
Importe Facturado (Millones \$)	4.074.630	4.553.946	11,8

Obs.: Incluye consumo nacional y exportación.

Los clientes facturados corresponden al promedio del período enero a diciembre.

Fuente: ANDE

Gráfico 5.1: Variación Anual, 2017 - 2018



5.1.1 Clientes Facturados por Grupo de Consumo

En el mercado nacional, fueron facturados un total de 1.421.167 clientes, en el año 2018. En cuanto a clientes facturados por grupo de consumo, el Grupo denominado Residencial es el que reúne mayor cantidad de clientes, con una participación de 86,9% en el total. Por su parte, el grupo de consumo Otros, presenta una variación del 12,4%, posicionándose en segundo lugar dentro de la estructura participativa.

En la tabla 5.2 se puede observar la distribución de la cantidad de clientes facturados por grupo de consumo, correspondiente al año 2018.

Tabla 5.2: Clientes Facturados por Grupo de Consumo, 2018

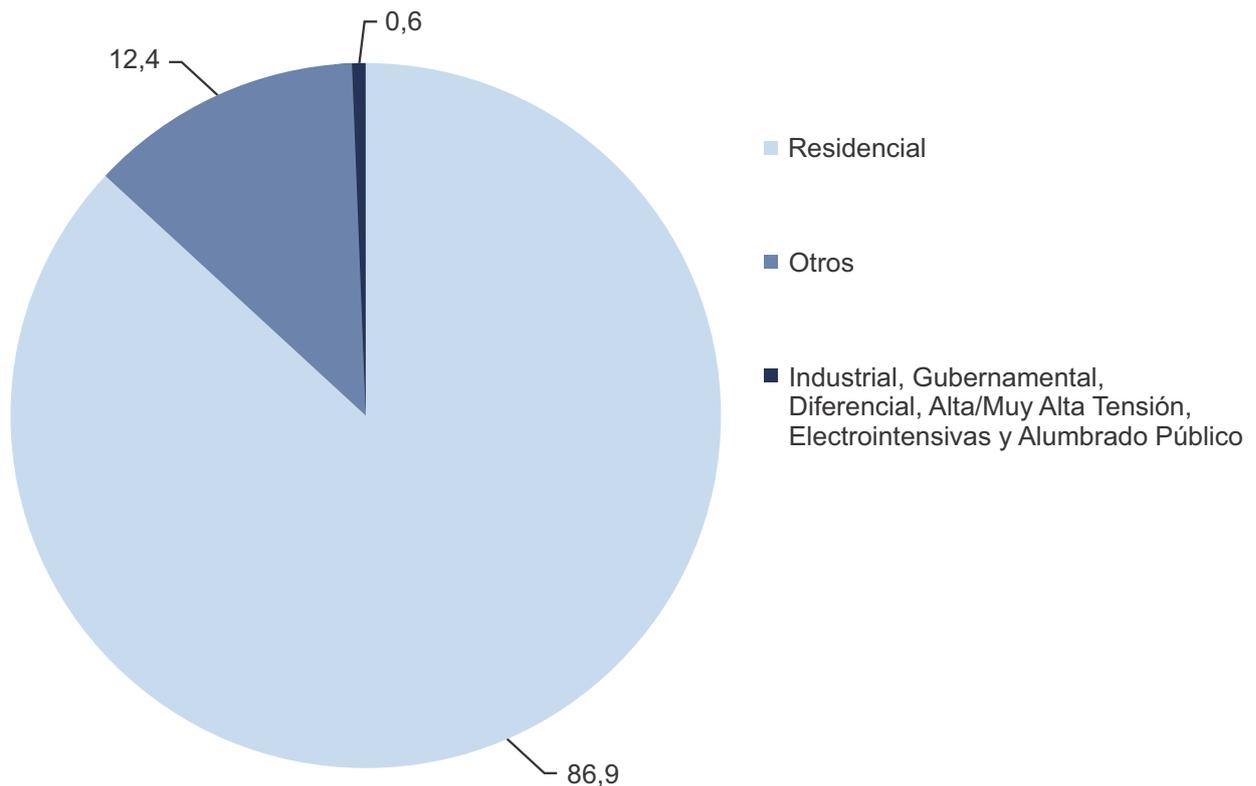
Grupo de Consumo	Clientes Facturados (número)	Estructura (%)
Residencial	1.235.521	86,9
Industrial	1.402	0,1
Otros ⁽¹⁾	176.540	12,4
Gubernamental ⁽²⁾	7.530	0,5
Diferencial ⁽³⁾	155	0,0
Alta Tensión ⁽⁴⁾	13	0,0
Muy Alta Tensión ⁽⁵⁾	3	0,0
Electrointensivas ⁽⁶⁾	3	0,0
Alumbrado Público	0	0,0
Total Nacional	1.421.167	100,0

Obs.: ⁽¹⁾ Otros incluye comercial, general y municipal. ⁽²⁾ Gubernamental incluye fiscal y consumo interno. ⁽³⁾ Diferencial incluye los suministros abastecidos en 23 kV con facturación de potencia y energía en punta y fuera de punta de carga. ⁽⁴⁾ Alta Tensión incluye los suministros abastecidos en 66 kV. ⁽⁵⁾ Muy Alta Tensión incluye los suministros abastecidos en 220 kV. ⁽⁶⁾ Electrointensivas incluye los suministros abastecidos en 220 kV o 66 kV regidos por el Decreto 7551/2017.

Fuente: ANDE

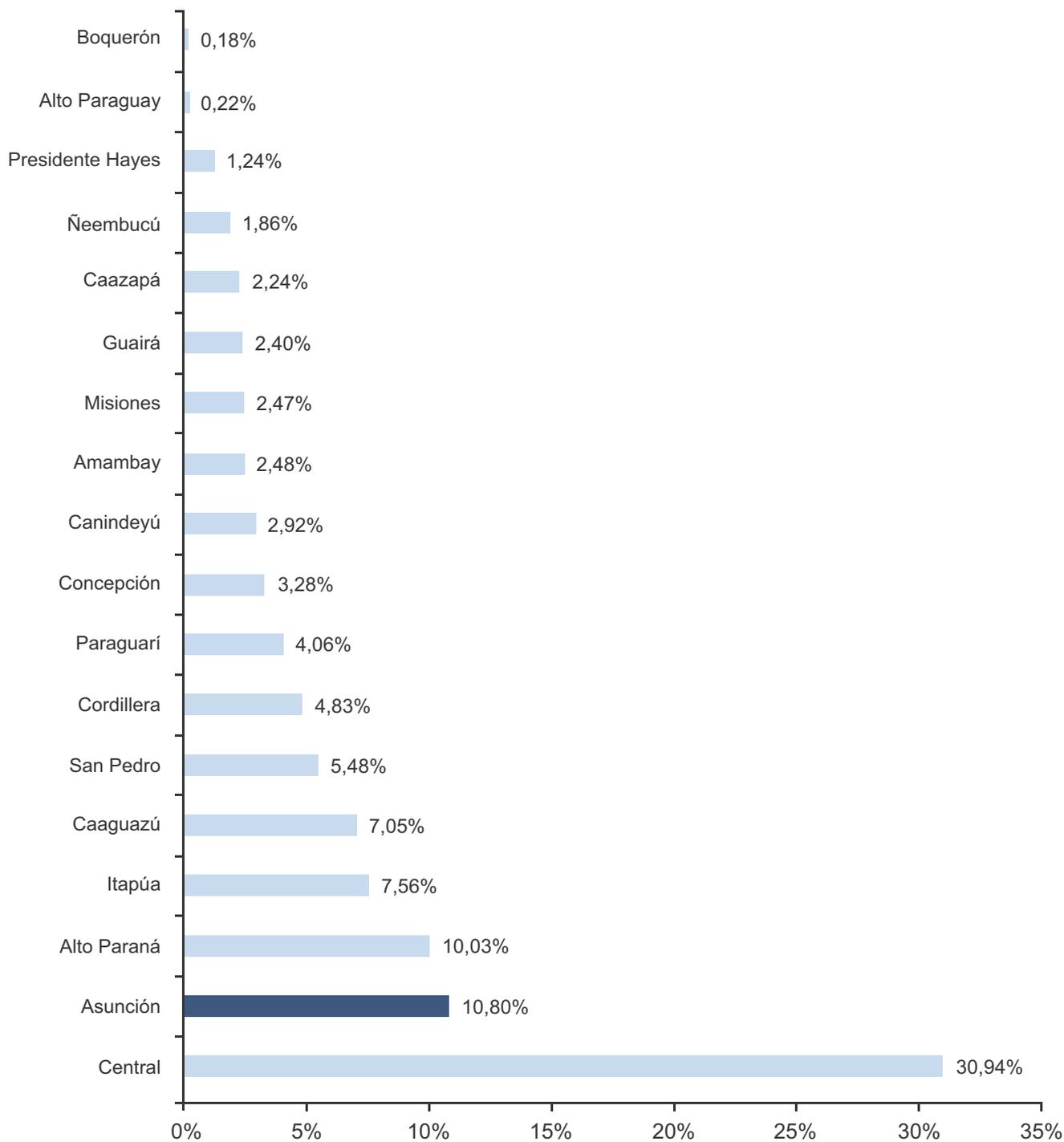
El Gráfico 5.2 ilustra, en detalles, la participación de cada Grupo de Consumo conformado por los Clientes, en el total del año 2018.

Gráfico 5.2: Estructura de Participación (%)



El Gráfico 5.3 permite apreciar la participación de los clientes facturados por Departamento. Es importante resaltar que, en términos de cantidad de clientes el Departamento Central es el de mayor participación, con el 30,94%. Por su parte, Asunción se posiciona en el segundo lugar, con un índice del 10,80%, siendo Caazapá y Ñeembucú los departamentos de menor participación en la Región Oriental, con el 2,24% y 1,86% respectivamente. Mientras que los departamentos de la Región Occidental se ubican en los últimos lugares en cuanto a estructura.

Gráfico 5.3: Estructura de Participación por Departamento (%), 2018



5.1.2 Energía Facturada

El Consumo Nacional se ha incrementado a 12.172.700 MWh, lo que representa una variación de 8,3% en el 2018, en comparación al año de referencia y una estructura de participación de 99,8%.

Por su parte, las exportaciones no han corrido con la misma suerte, obteniéndose una evolución decreciente en dicha variable, de -62,9% en el mismo periodo, cuya estructura participativa es mínima, de 0,2%.

La Tabla 5.3 muestra detalladamente las cifras obtenidas por las variables analizadas.

Tabla 5.3: Consumo Nacional y Exportación, 2017 - 2018

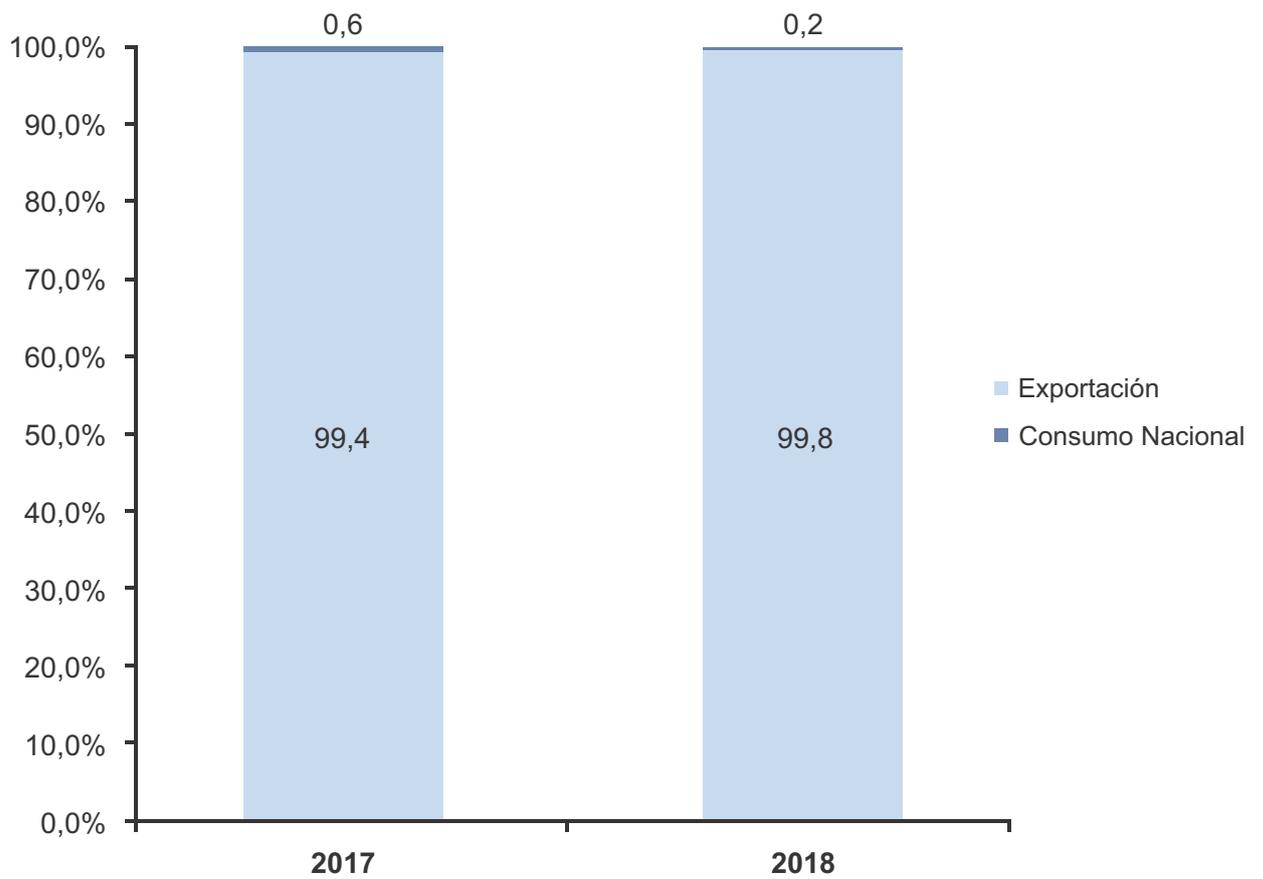
Descripción	2017		2018		Variación (%)
	MWh	Estructura (%)	MWh	Estructura (%)	
Consumo Nacional	11.237.933	99,4	12.172.700	99,8	8,3
Exportación	70.493	0,6	26.162	0,2	-62,9
Total Nacional y Exportación	11.308.426	100,0	12.198.862	100,0	7,9

Obs.: En exportación está incluida la energía vendida a la empresa EBISA de Argentina.

Fuente: ANDE

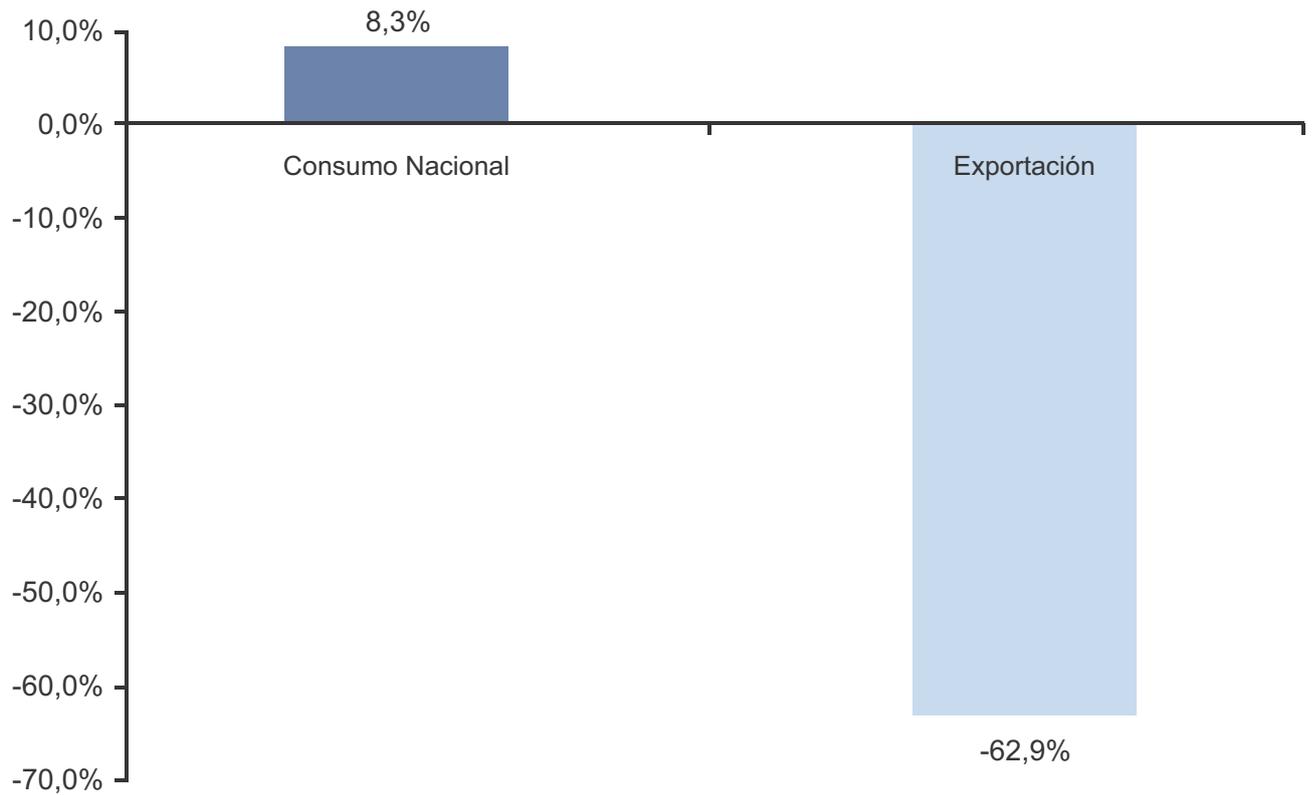
El Gráfico 5.4 ilustra explícitamente el peso de cada variable presentada en términos de la conformación estructural de las exportaciones y el Consumo Nacional, en el 2018.

Gráfico 5.4: Consumo Nacional y Exportación. Estructura de Participación (%), 2017 - 2018



En el Gráfico 5.5 se puede observar la evolución de la tasa de variación de las exportaciones y el Consumo Nacional, en el 2018.

Gráfico 5.5: Consumo Nacional y Exportación. Variación (%), 2018



La composición del grupo de consumo, se puede observar en la siguiente Tabla 5.4, que en el contexto de la Energía Facturada, también el Grupo denominado Residencial es el que presenta mayor nivel de consumo, representando una participación de 44,2% en el total, en el 2018. Le siguen en orden de importancia el Grupo Otros e Industrial, con 37,1% y 6,2% de participación dentro de la estructura total.

Tabla 5.4: Energía Facturada por Grupo de Consumo, 2018

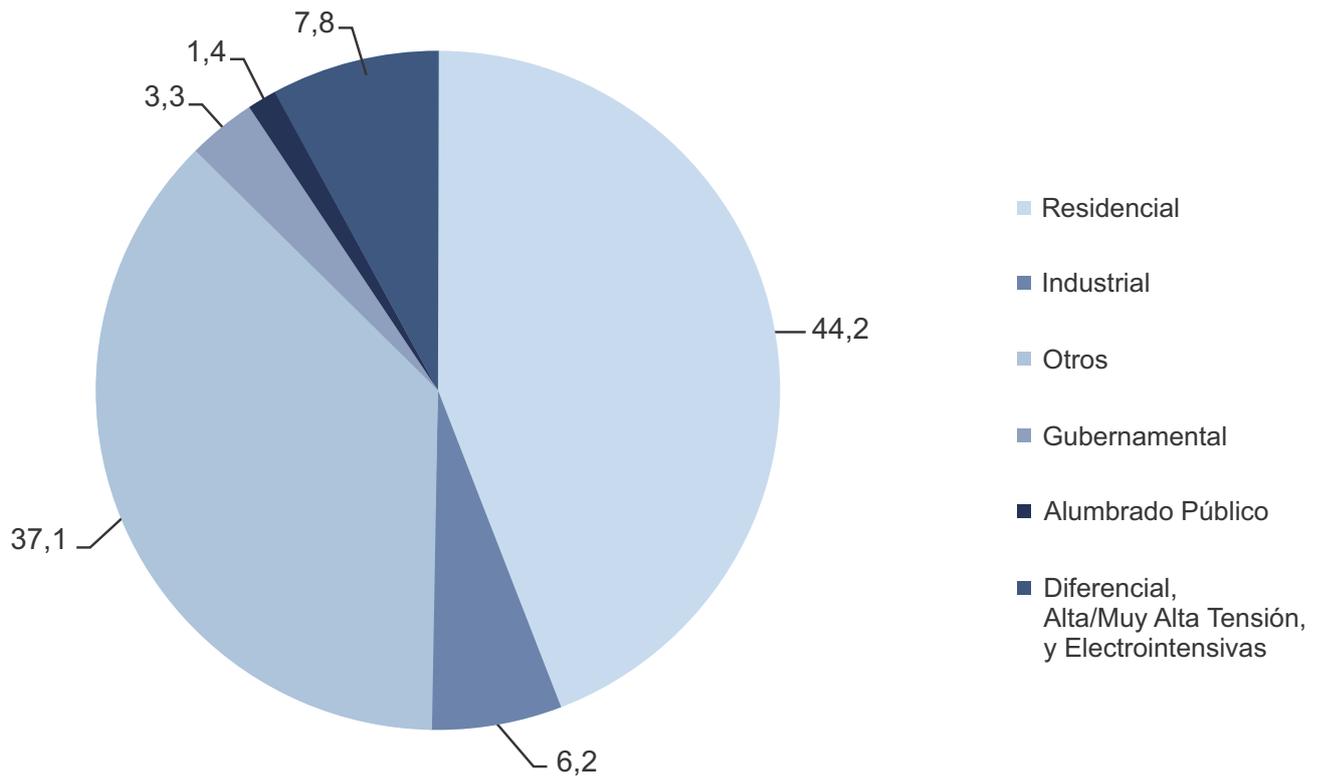
Categoría de Consumo	Energía Facturada (MWh)	Estructura (%)
Residencial	5.376.642	44,2
Industrial	749.445	6,2
Otros ⁽¹⁾	4.519.966	37,1
Gubernamental ⁽²⁾	401.080	3,3
Diferencial ⁽³⁾	138.168	1,1
Alta Tensión ⁽⁴⁾	594.360	4,9
Muy Alta Tensión ⁽⁵⁾	135.913	1,1
Electrointensivas ⁽⁶⁾	85.678	0,7
Alumbrado Público	171.448	1,4
Total Nacional	12.172.700	100,0

Obs.: ⁽¹⁾ Otros incluye comercial, general y municipal. ⁽²⁾ Gubernamental incluye fiscal y consumo interno. ⁽³⁾ Diferencial incluye los suministros abastecidos en 23 kV con facturación de potencia y energía en punta y fuera de punta de carga. ⁽⁴⁾ Alta Tensión incluye los suministros abastecidos en 66 kV. ⁽⁵⁾ Muy Alta Tensión incluye los suministros abastecidos en 220 kV. ⁽⁶⁾ Electrointensivas incluye los suministros abastecidos en 220 kV o 66 kV regidos por el Decreto 7551/2017.

Fuente: ANDE

En el Gráfico 5.6 se muestra, en detalles, la estructura participativa de la Energía Facturada, por Grupo de Consumo en el 2018.

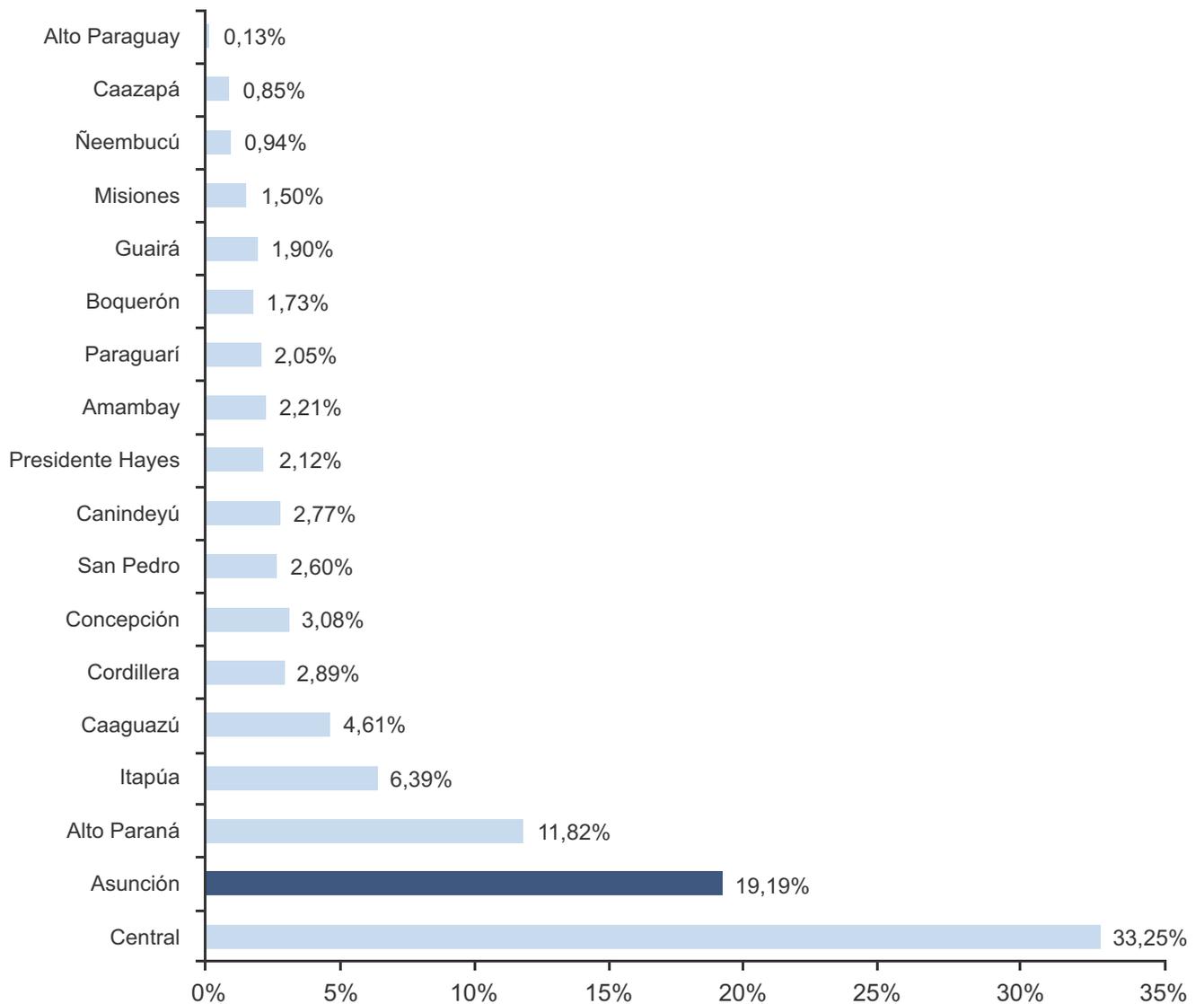
Gráfico 5.6: Energía Facturada por Grupo de Consumo. Estructura de Participación (%), 2018



En cuanto a la participación de la Energía Facturada en término de la estructura, el Gráfico 5.7 se puede observar que, el Departamento Central y la Capital del país han logrado la mayor participación, con 33,25% y 19,19%, respectivamente. Sin embargo, Alto Paraguay y Caazapá constituyen los Departamentos de menor estructura participativa, con 0,12% y 0,85%.

El Gráfico 5.7 ilustra claramente las composiciones estructurales de cada uno de los Departamentos, en el 2018.

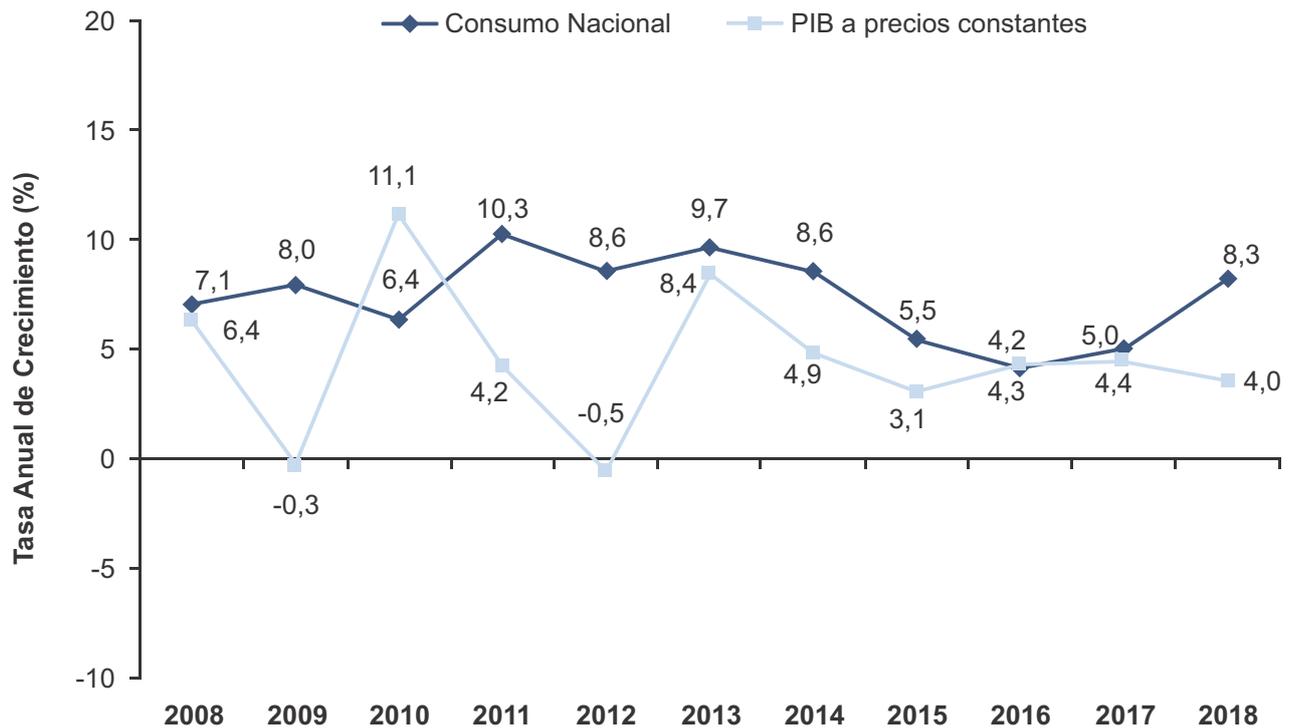
Gráfico 5.7: Energía Facturada por Departamento. Estructura de Participación (%), 2018



El Producto Interno Bruto (PIB) es considerada una variable muy importante, que debe ser abordada en el contexto del Consumo Nacional, ya que guarda una relación bastante dinámica con el nivel de Consumo de Energía Eléctrica. Tal es el motivo de su incorporación en el apartado de la evolución histórica de la tasa de crecimiento del Consumo Facturado.

En el Gráfico 5.8 se presenta el comportamiento del Producto Interno Bruto (PIB) y del Consumo Facturado de Energía Eléctrica, periodo 2008 - 2018.

Gráfico 5.8: Producto Interno Bruto (PIB) y Consumo de Energía Eléctrica (%), 2018



5.1.3 Importe Facturado

El Importe Facturado en el año 2018, ha registrado un incremento, logrando alcanzar los 4.535.251 (en millones de guaraníes), tal como se refleja en la Tabla 5.5. Esto representa el 99,6% en la estructura total considerada, lo que permite, a su vez, una evolución creciente de esa variable de 12,8%.

En cuanto al importe facturado en el año 2018, correspondiente a las Exportaciones las mismas presentan una reducción significativa del -66,4%, comparativamente con el 2017.

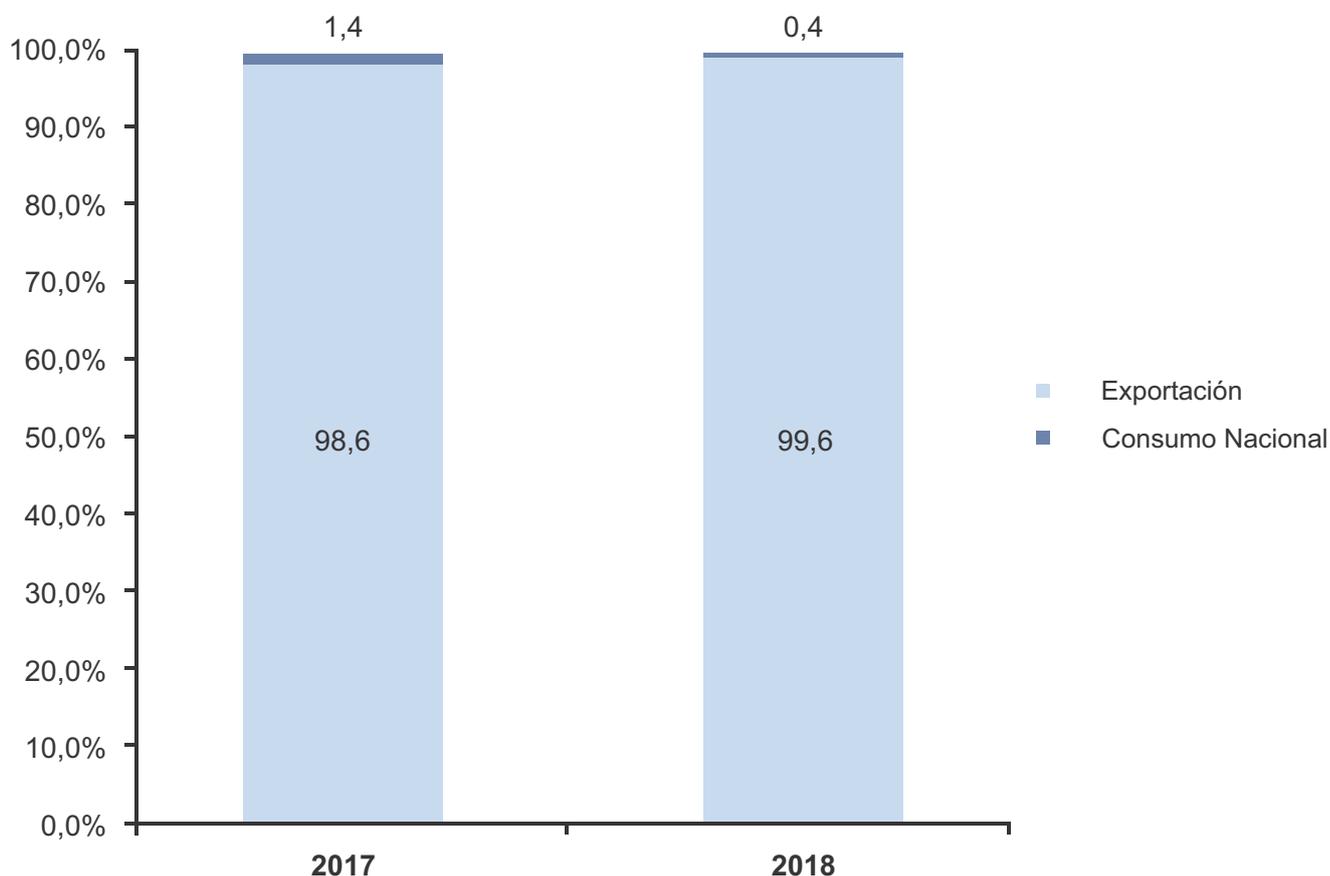
La Tabla 5.5 muestra detalladamente las cifras obtenidas por las variables analizadas.

Tabla 5.5: Importe Facturado por Consumo Nacional y Exportación, 2017 - 2018

Descripción	2017		2018		Variación (%)
	Millones de ¢	Estructura (%)	Millones de ¢	Estructura (%)	
Consumo Nacional	4.018.983	98,6	4.535.251	99,6	12,8
Exportación	55.647	1,4	18.695	0,4	-66,4
Total Nacional y Exportación	4.074.630	100,0	4.553.946	100,0	11,8

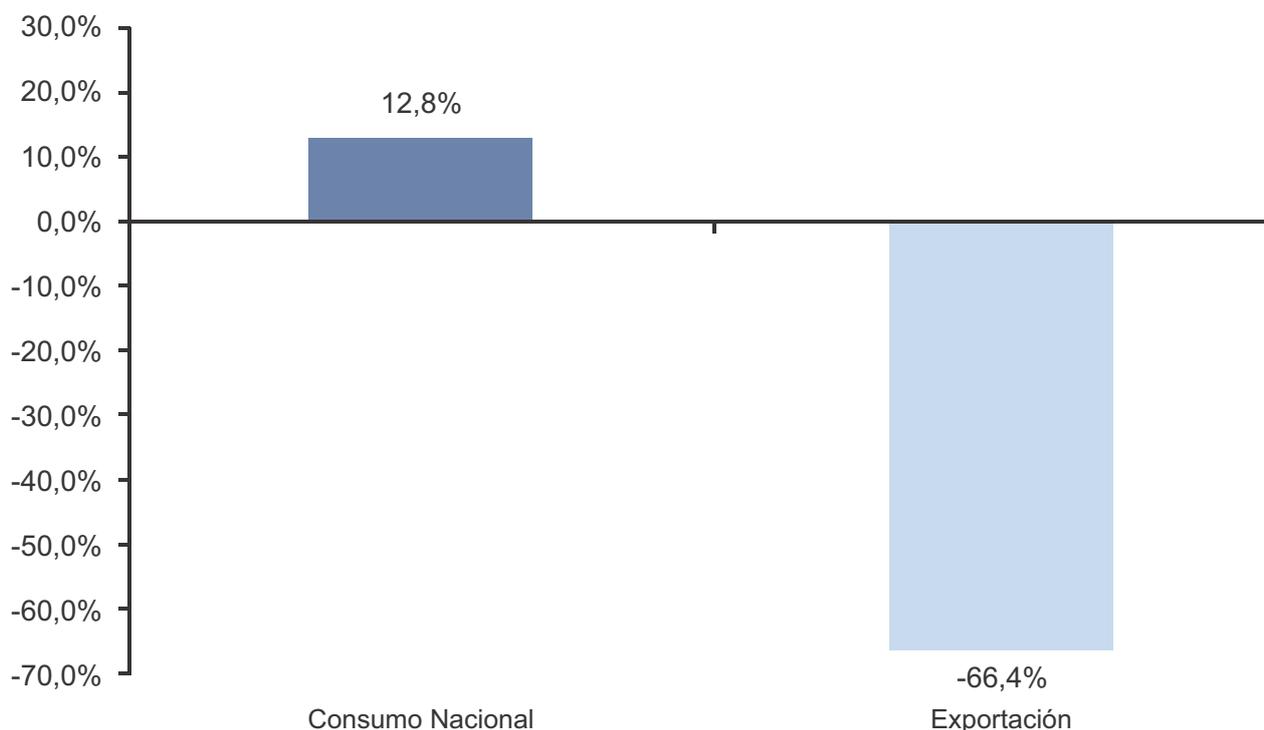
El Gráfico 5.9 ilustra explícitamente la estructura de participación de las exportaciones y el Consumo Nacional, en el 2018, en el total de las variables de referencia.

Gráfico 5.9: Importe Facturado. Estructura de Participación (%), 2017 - 2018



En el Gráfico 5.10 se ilustra, claramente, la tasa de variación del Importe Facturado del Consumo Nacional y de las exportaciones, en el 2018.

Gráfico 5.10: Importe Facturado, Variación (%), 2018



La vigencia del nuevo Pliego Tarifario, N° 21, el cual presenta un ajuste en la composición del grupo de consumo tal como se refleja en la Tabla 5.6.

En el 2018, las cifras registradas en concepto de Importe Facturado, el Total Nacional alcanza los 4.535.251 (en millones de guaraníes), de los cuales, el 48,3% proviene del Grupo Residencial, siendo, de esa manera, el de mayor preponderancia en cuanto a estructura de participación.

En segundo lugar en cuanto a Importe Facturado, proviene del Grupo clasificado como Otros, con el monto de 1.643.774 (en millones de guaraníes) y una participación estructural de 36,2%, en el presente año.

La siguiente tabla refleja el monto y la estructura del Importe Facturado en el 2018:

Tabla 5.6: Importe Facturado por Grupo de Consumo, 2018

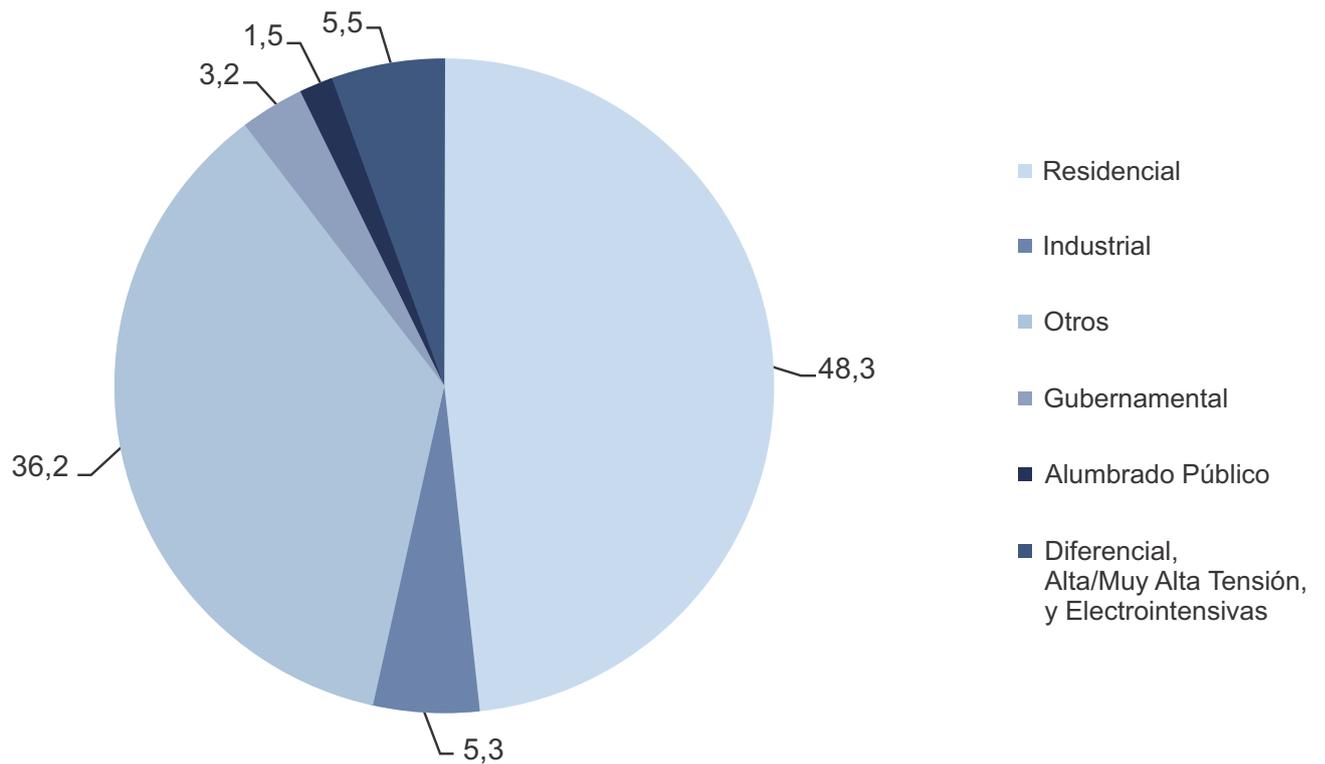
Categoría de Consumo	Importe Facturado Millones de ¢	Estructura (%)
Residencial	2.189.284	48,3
Industrial	242.160	5,3
Otros ⁽¹⁾	1.643.774	36,2
Gubernamental ⁽²⁾	143.911	3,2
Diferencial ⁽³⁾	54.373	1,2
Alta Tensión ⁽⁴⁾	144.836	3,2
Muy Alta Tensión ⁽⁵⁾	35.216	0,8
Electrointensivas ⁽⁶⁾	15.297	0,3
Alumbrado Público	66.400	1,5
Total Nacional	4.535.251	100,0

Obs.: ⁽¹⁾ Otros incluye comercial, general y municipal. ⁽²⁾ Gubernamental incluye fiscal y consumo interno. ⁽³⁾ Diferencial incluye los suministros abastecidos en 23 kV con facturación de potencia y energía en punta y fuera de punta de carga. ⁽⁴⁾ Alta Tensión incluye los suministros abastecidos en 66 kV. ⁽⁵⁾ Muy Alta Tensión incluye los suministros abastecidos en 220 kV. ⁽⁶⁾ Electrointensivas incluye los suministros abastecidos en 220 kV o 66 kV regidos por el Decreto 7551/2017.

Fuente: ANDE

En el Gráfico 5.11 se puede visualizar, en detalles, la estructura participativa del Importe Facturado, por Grupo de Consumo en el 2018:

Gráfico 5.11: Importe Facturado por Grupo de Consumo. Estructura de Participación (%), 2018

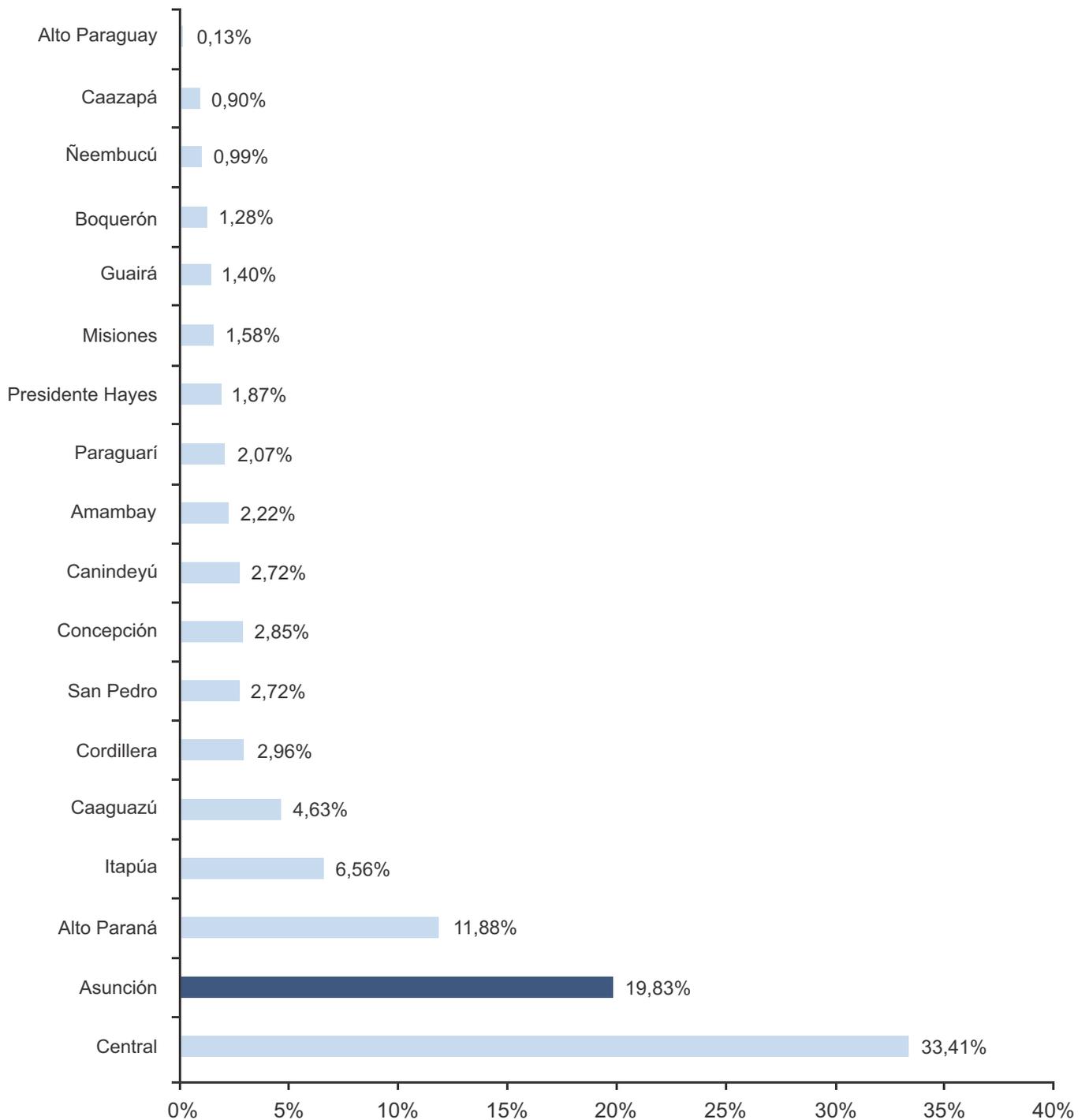


Según el importe facturado, el departamento Central encabeza la estructura, con una participación mayor del 33,41%. Le sigue en orden de importancia, la capital del país con el 19,83%.

En cuanto a los de menor participación a nivel nacional, se encuentran los departamentos de Alto Paraguay y Caazapá.

El Gráfico 5.12 ilustra claramente estructura participativa de cada uno de los Departamentos, en el 2018.

**Gráfico 5.12: Importe por Departamento.
Estructura de Participación (%), 2018**



5.2 Cobertura Eléctrica

Según las estimaciones realizadas por la ANDE, la Cobertura Eléctrica Nacional alcanzó 99,95% en el año 2018. Esto representa en términos absolutos, que un total de 7.099.117 habitantes de nuestro país disponen de este servicio en sus hogares.

La Tabla 5.7 muestra la Cobertura Eléctrica Nacional de los años 2017 y 2018:

Tabla 5.7: Cobertura Eléctrica Nacional

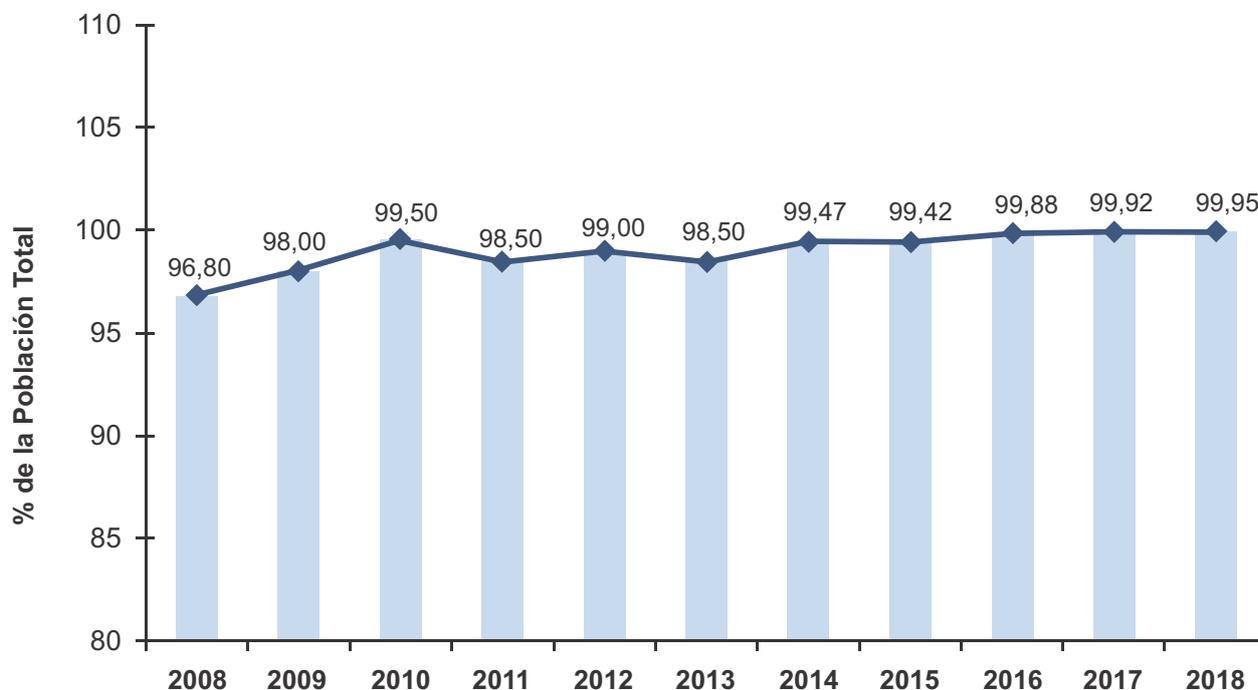
	2017	2018
Población Servida (habitantes)	6.997.344	7.099.117
Población Total (habitantes)	7.003.138	7.102.668
Cobertura Eléctrica Nacional (%)	99,92	99,95

Obs.: Los valores corresponden al 31 de diciembre.

Fuente: ANDE y DGEEC

En el Gráfico 5.13 se observa que, en el periodo 2008/2018 la Cobertura Eléctrica Nacional ha registrado un incremento equivalente a 3,15 puntos porcentuales.

Grafico 5.13: Cobertura Eléctrica Nacional



5.3 Consumo de Energía Eléctrica por Habitante

El Consumo per cápita de Energía Eléctrica en el año 2018 fue de 1.726 kWh en el año, siendo esta cifra superior en 6,8% a lo registrado en el 2017, tal como se observa en la Tabla 5.8.

Tabla 5.8: Consumo de Energía Eléctrica por Habitante, 2017 y 2018

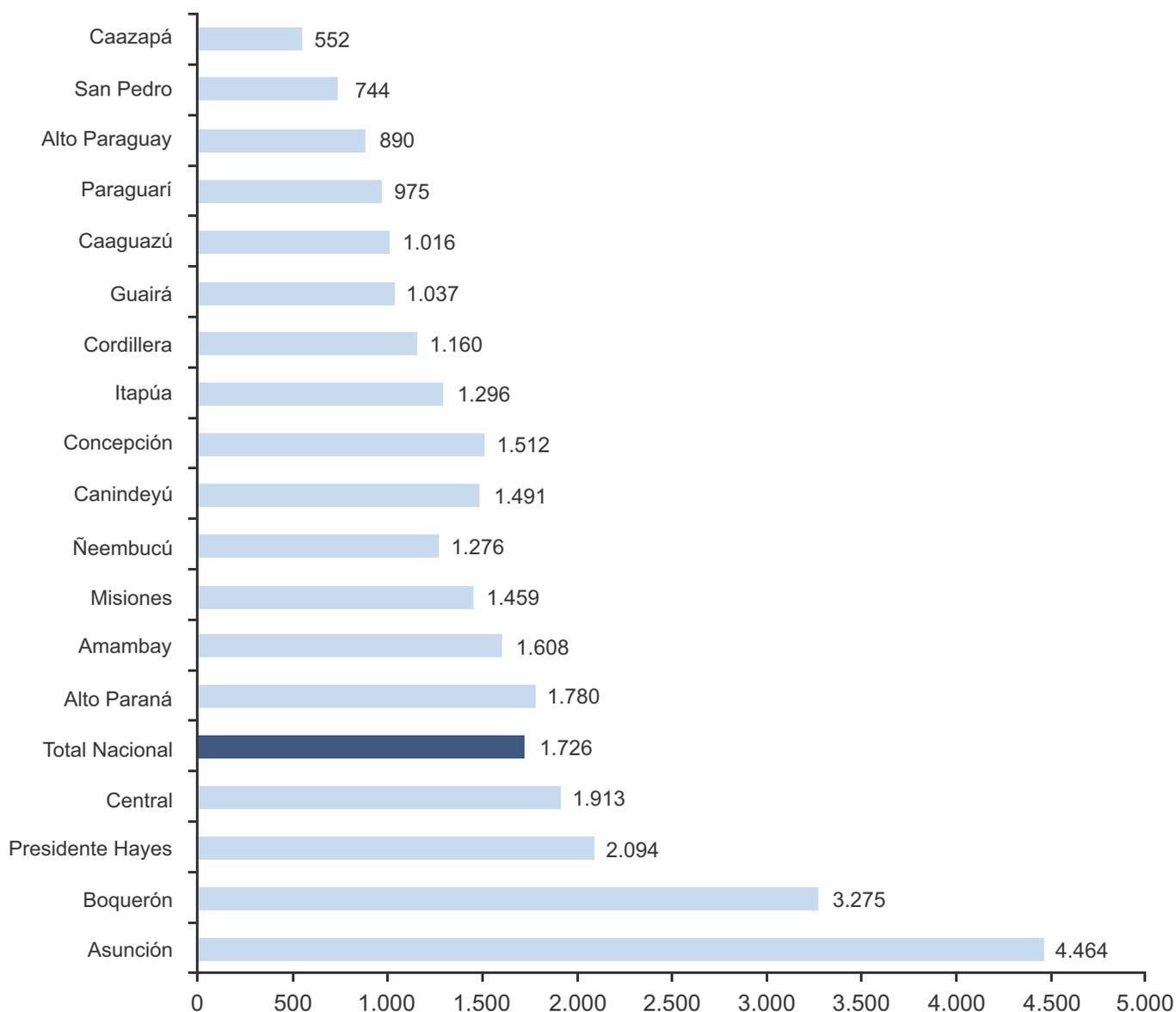
	2017	2018	Variación (%)
Consumo Nacional (MWh/año)	11.237.933	12.172.700	8,3
Población Total (miles habitantes) (*)	6.954	7.053	1,4
Consumo por Habitante (kWh/habitante -año)	1.616	1.726	6,8

(*) Población al 30 de junio de cada año

Fuente: ANDE y DGEEC

En el Gráfico 5.14 se presenta la distribución per cápita del Consumo de Energía Eléctrica, por Departamento, en el año 2018. La Capital del país se ubica en el primer puesto en cuanto a Consumo per cápita, de 4.464 kWh/año. Con esta cifra, supera ampliamente a la cifra obtenida por el promedio nacional, que llegó a 1.726 kWh/año por habitante.

Gráfico 5.14: Consumo de Energía Eléctrica por Habitante, por Departamento (kWh/hab-año), 2018



5.4 Gestión de Pérdidas Eléctricas

La Reducción de las Pérdidas Eléctricas es uno de los Objetivos Estratégicos de la ANDE, en tal sentido, tanto la Gerencia Comercial, la Gerencia Técnica, la Dirección de Distribución y la Dirección de Gestión Regional, se encuentran trabajando arduamente en sus ámbitos de competencia, con fuerte énfasis en la reducción de las pérdidas eléctricas.

Las pérdidas totales de energía eléctrica dentro del Mercado Nacional en el año 2018, alcanzaron valores equivalentes a 4.066.001 MWh, lo que representa, en términos relativos, el 24,5% de la energía neta entregada a dicho mercado, un menor porcentaje en relación al año pasado.

En cuanto a las pérdidas en transmisión, el porcentaje fue de 5,3%; mientras que en distribución fue de 19,2%.

Tabla 5.9: Pérdidas de Energía Eléctricas, 2018

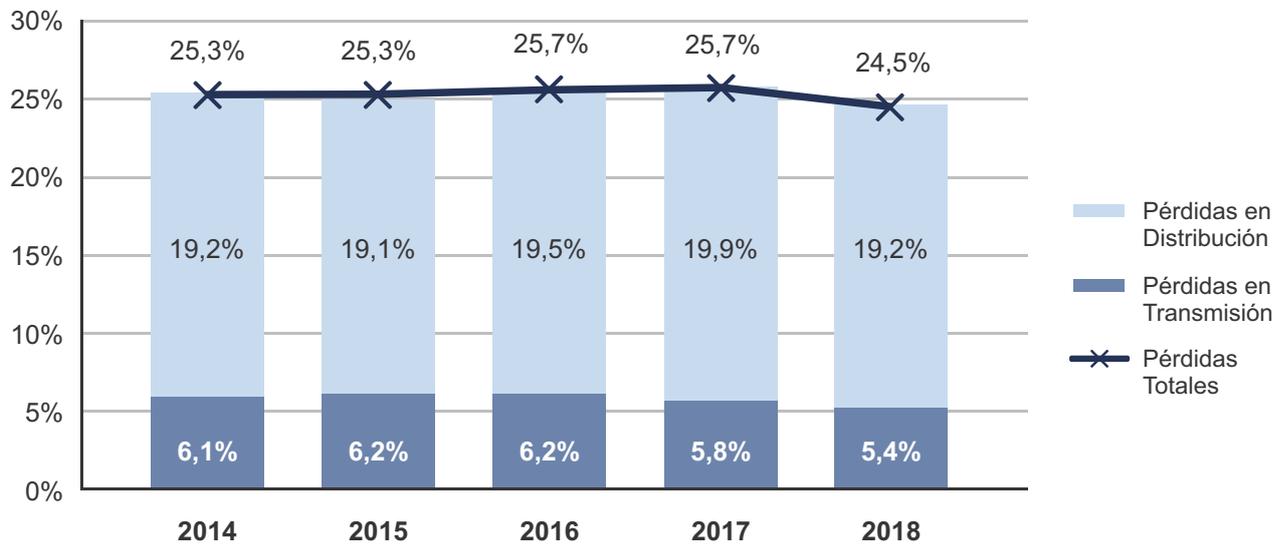
Mercado	Transmisión		Distribución		Total	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Nacional	887.942	5,36	3.178.058	19,17	4.066.001	24,53

Es importante mencionar que la ANDE ha ejecutado de manera consistente los distintos planes elaborados para la reducción de las pérdidas eléctricas, establecidos dentro del marco de la gestión comercial y técnica.

Es así que durante el período entre los años 2014 a 2018, la institución ha logrado disminuir el porcentaje de 25,3% registrado al inicio del período de referencia, a 24,5% registrado en 2018.

Esto representa una reducción de 0,8% en dicho período, tal como se ilustra en el gráfico siguiente de las Pérdidas de Energía Eléctrica dentro del Mercado Nacional.

Gráfico 5.15: Pérdidas de Energía Eléctrica Mercado Nacional



Las Pérdidas Eléctricas en los sistemas eléctricos se definen como la diferencia entre la energía eléctrica disponible para el sistema y la energía eléctrica facturada, y están compuestas por las pérdidas técnicas y las pérdidas no técnicas.

5.4.1 Pérdidas Técnicas

La ANDE viene realizando notables esfuerzos en la inversión en la infraestructura tanto en la transmisión como en la distribución, de manera a disminuirlas y mantener niveles aceptables en el servicio, es así que hoy, de frente a los planes de la empresa, podemos mencionar a importantes proyectos como la construcción de línea de transmisión 500 kV Yacyretá - Ayolas - Villa Hayes y otros corredores previstos en transmisión.

Asimismo, se encuentra en ejecución obras de impacto mixto tanto en transmisión como en distribución como son las construcciones, ampliaciones y adecuaciones de subestaciones. También se tienen previstas importantes obras a nivel de distribución con el cambio de conductores desnudos a protegidos y el suministro de nuevos transformadores de distribución en el área de influencia de subestaciones como Puerto Sajonia, San Lorenzo, Tres Bocas, Luque, Puerto Botánico y Lambaré. No podemos dejar de mencionar las continuas inversiones en el sistema de distribución para la construcción de nuevos alimentadores y ampliación de los existentes en todo el país.

Con las obras previstas, se pretende atender adecuadamente el servicio y a la vez impactar favorablemente en los niveles de pérdidas de la empresa.

5.4.2 Pérdidas No Técnicas

Siguiendo con el Plan Institucional de combate a las pérdidas no técnicas a corto plazo, continúan los esfuerzos en las siguientes acciones: Inspección de suministros en media y baja tensión, Mejoramiento integral de la calidad de medición de clientes de media y alta tensión, Sustitución de medidores electromecánicos por electrónicos de medición directa en baja tensión, Realización del balance de pérdidas por Departamento Geográfico (PMF), Actualización del catastro de iluminación pública, Campañas de concienciación a clientes y funcionarios de la ANDE, Mejoramiento en la atención de denuncias por presunto fraude, Investigación y desarrollo de nuevas tecnologías (AMI y AMR), Regularización de Territorios Sociales, entre otros.

Entre las causas principales que contribuyen a la presencia de las pérdidas no técnicas se encuentran:

- Presencia, aunque mínima, de medidores electromecánicos en suministros de baja tensión.
- Falencias en la medición de los suministros en media tensión.
- Deficiencias en la toma de lecturas de los suministros en media y baja tensión.
- Hurto de la energía eléctrica a través de la manipulación del conexionado y los equipos de medición.
- Conexiones directas de familias de escasos recursos, la mayoría en los territorios sociales y albergues temporales instalados en épocas de inundaciones.
- Debilidad en el catastro de alumbrado público, que sumado a las fallas del sistema de apagado automático de los mismos, incrementan las pérdidas no técnicas.

a) Balance energético por Departamento

El objetivo principal de cuantificar las pérdidas eléctricas por Departamento Geográfico a través del Balance Energético, es el de optimizar los recursos para la reducción de las mismas, orientándolos en las zonas dónde se obtendrán el mayor impacto posible, de manera a obtener mejores resultados en el menor tiempo posible. Para el efecto, se realizaron los mantenimientos preventivos y correctivos en los diversos Puntos de Medición de Frontera (PMF's), así como la instalación de nuevos puntos de medición, a fin de seguir obteniendo la información más precisa posible.

La tabla 5.10 presenta la composición porcentual de las pérdidas en el 2018. Se observa que el 79,29% de las mismas, en términos de energía, se encuentran distribuidas en cinco Departamentos geográficos, es decir, San Pedro, Caaguazú, Itapúa, Alto Paraná y Central (incluyendo Asunción).

Tabla 5.10: Estructura de las Pérdidas en Distribución por Departamento, 2018

Departamento	Participación de las Pérdidas en Distribución
Central (Incluye Asunción)	44,04%
Alto Paraná	17,50%
Itapúa	5,52%
Caaguazú	6,82%
San Pedro	5,41%
Canindeyú	2,92%
Cordillera	2,89%
Caazapá	1,46%
Misiones	1,70%
Concepción	1,96%
Paraguarí	2,02%
Ñeembucú	0,84%
Chaco	4,94%
Amambay	0,77%
Guairá	1,20%

b) Verificaciones e Intervenciones de Suministros

Los trabajos estipulados en el Plan de verificación de suministros con presunto fraude e intervenciones de suministros con irregularidades, prosiguen sin cesar. El Departamento de Intervenciones y las algunas áreas de Gestión de Pérdidas del interior del País, han realizado sus mejores esfuerzos a fin de ir disminuyendo las pérdidas ocurridas por este tipo de hechos.

En el 2018, se realizaron más de 54.000 verificaciones de suministros, de los cuales fueron intervenidos 2.808 suministros, por diversos tipos de irregularidades.

Como fruto de estas inspecciones, también se han realizado más de 17.000 actualizaciones de cargas instaladas no declaradas por el usuario, así también, existen otras regularizaciones realizadas y que no implican una intervención por fraude, tales como: cambio de fondos de nichos de medidores, colocación de tapas de borneras de medidores, cambios de acometidas, colocación de precintos de seguridad, instalaciones o cambios de cajas de medidores, etc.; todas ellas contribuyen a la reducción de las pérdidas no técnicas.

A continuación, en la Tabla 5.11 se muestran las cantidades totales de suministros verificados en el 2018.

Tabla 5.11: Verificaciones e Intervenciones de Suministros, 2018

Unidades involucradas	Verificaciones	Intervenciones	Total
Gerencia Comercial Dirección de Gestión Regional	51.541	2.808	54.349

Del mismo modo, en la Tabla 5.12 se detallan los tipos de irregularidades detectados en las intervenciones efectuadas.

Tabla 5.12: Tipos de Irregularidades Detectados, 2018

Tipo de irregularidad	Cantidad	Porcentaje
Conexión directa sin medidor	1.352	48,15%
Derivación antes del medidor	637	22,69%
Conexión directa con medidor	273	9,72%
Derivación en borne entrada del medidor	149	5,31%
Medidor tumbado	148	5,27%
Manipulación interna del medidor	71	2,53%
Neutro aislado	59	2,10%
Otros (especificar)	57	2,03%
Puente en la bornera del medidor	33	1,18%
Conexión invertida borne del medidor	16	0,57%
Medidor roto	12	0,43%
Manipulación del conexionado del medidor	1	0,04%
Total	2.808	100,00%

c) Plan de Mejoramiento de la Calidad de Medición de Clientes en Media y Alta Tensión

El objetivo del Plan de Mejoramiento de la Calidad de Medición de Clientes en Media y Alta Tensión es la disminución de pérdidas ocasionadas por error en la medición, mediante la utilización de equipos y métodos de medición de mayor precisión, lo que consecuentemente resultaría en aumento en recaudación.

El Plan beneficiará a 2.873 clientes, de los cuales en 1.584 suministros se prevé la renovación total del puesto de medición. Para los demás 1.289 suministros, se contempla solamente la sustitución de los medidores obsoletos por medidores electrónicos de tecnología actual. Además, se incluye la implementación de sistema de telemedición para 1.100 clientes.

Al cierre del 2018, la cantidad de suministros mejorados llegó a 2.673 del total de 2.873 previstos. Con ello, se alcanza un avance del 93.04% de ejecución.

En el marco del mismo Proyecto, por medio de la Licitación Pública Internacional N° 1273/2016 fueron adquiridos dos camiones grúas, que serán utilizados para facilitar el montaje de los equipos de medición de los suministros medidos en el lado primario del transformador, los cuales por su gran porte requieren de un manipuleo especial.

d) Gestión de Medidores

Con el objetivo final de reducir las pérdidas comerciales y aumentar la recaudación, la ANDE se halla abocada a la sustitución masiva de medidores electromecánicos por electrónicos con una mayor precisión. En el 2018 se han instalado 191.042 medidores electrónicos, en conexiones nuevas, así como en sustitución de los electromecánicos.

Como puede apreciarse en la tabla siguiente, el 84% del parque existente de medidores instalados son de tecnología electrónica.

Tabla 5.13: Parque de Medidores Instalados, 2018

Tecnología del Medidor	Parque de Medidores Instalados a diciembre del 2018	
	Cantidad	%
Electromecánico	256.018	16%
Electrónico	1.318.498	84%
Total	1.574.516	100%

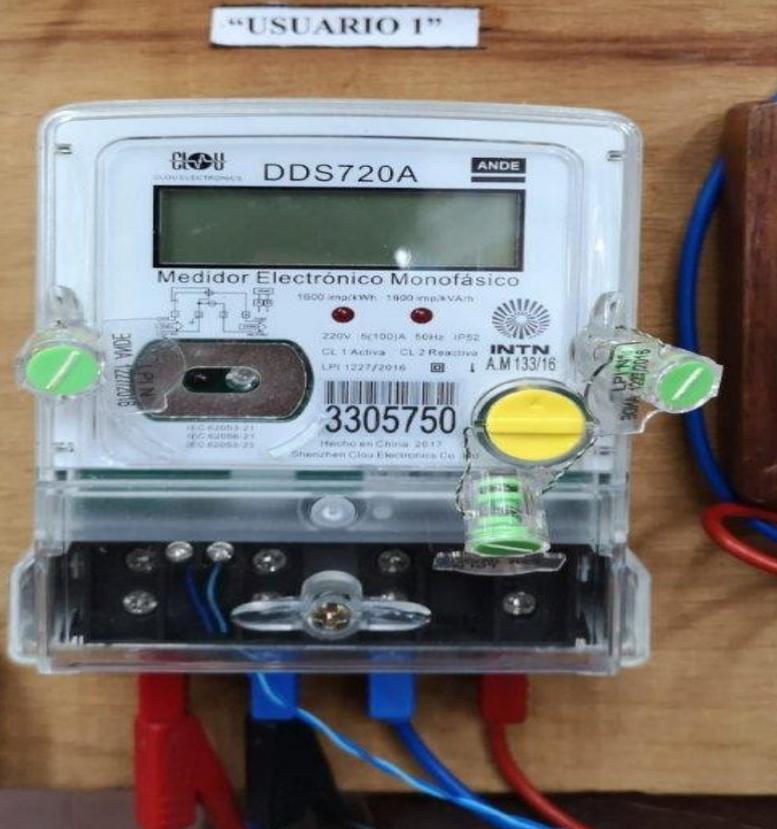
e) Regularización de Territorios Sociales

La Regularización de Territorios Sociales está dirigida a los sectores más vulnerables de nuestra sociedad y tiene como objetivo fundamental regularizar y normalizar las conexiones irregulares en las comunidades urbanas, rurales y de los pueblos originarios.

En el año 2018 se ha efectuado aproximadamente la regularización de 187 territorios sociales en total, lo que representa en términos unitarios, unas 9.802 familias.

Tabla 5.14: Territorios Sociales Regularizados y Familias Beneficiadas, 2014 - 2018

Año	Territorios Sociales Regularizados (cantidad)	Familias Beneficiadas (cantidad)
2014	192	14.553
2015	328	24.243
2016	161	8.253
2017	157	7.758
2018	187	9.802
Total 2014/2018	1.025	64.609



6

Tarifas

- 6.1 Tarifa Media Nacional.
- 6.2 Tarifa Media por Grupos de Consumo.
- 6.3 Tarifa Social (Ley 3480/2008).
- 6.4 Índice Nominal de Precios y Tarifas.
- 6.5 Tarifas de Empresas de Distribución.

6. Tarifas

La energía eléctrica tiene una gran importancia en el desarrollo de la sociedad, su uso permite la automatización de la producción, lo que aumenta la productividad y de esa manera, mejora las condiciones de vida de las personas.

No obstante, los costos fijos de las empresas eléctricas en cuanto a generación, transmisión, distribución y comercialización son muy elevados con relación a otras variables.

Por ello, la fijación de las tarifas de energía eléctrica juega un papel preponderante en una empresa de servicios, de esa manera, posibilita la obtención de los recursos financieros para cubrir los costos, que son necesarios en el proceso integral del servicio.

Cabe destacar, además, que el acceso a los financiamientos externos de los proyectos, está sujeto a la aprobación de unos estándares mínimos de disponibilidad, requerida por los organismos financieros internacionales.

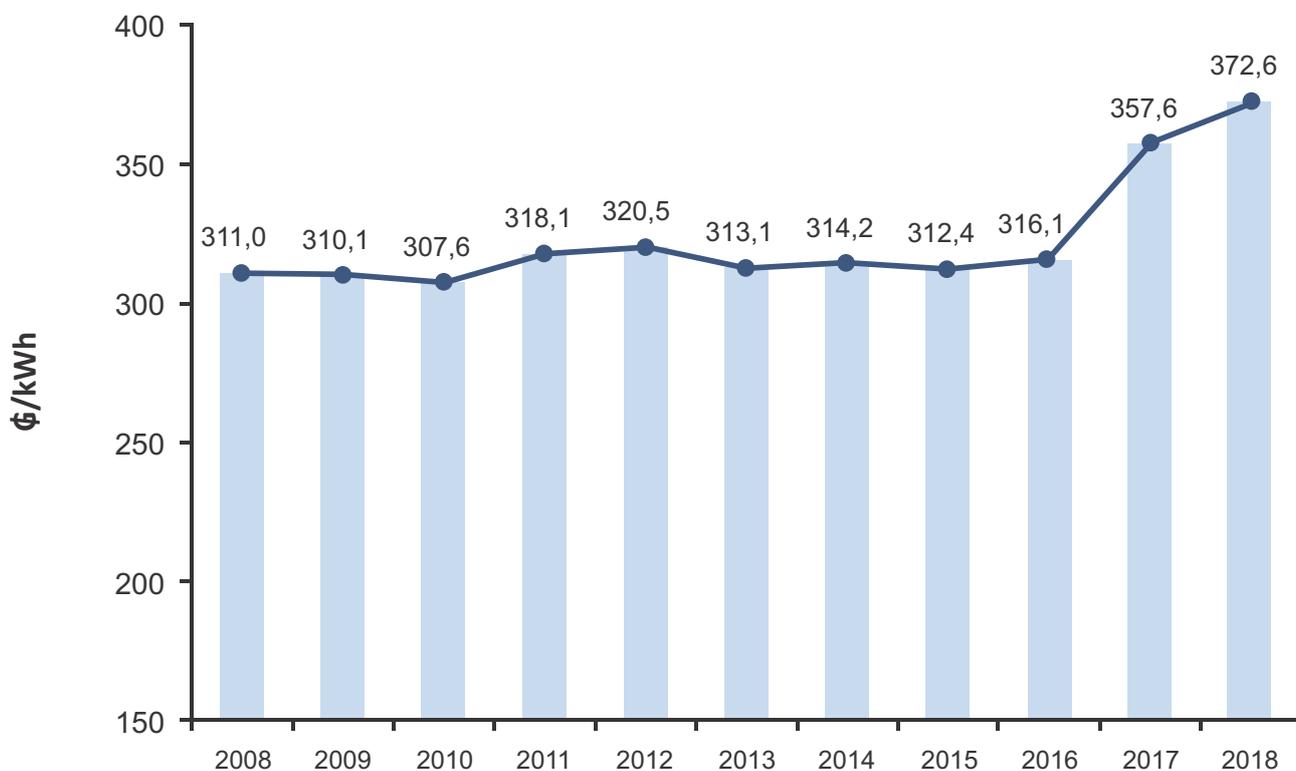
A partir del año 2017, con la vigencia del Pliego de Tarifas N° 21, los grupos de consumo quedaron clasificados de la forma siguiente: Residencial, Industrial, Otros, Gubernamental, Media Tensión, Alta Tensión, Muy Alta Tensión y Electointensivas.

El grupo de consumo Comercial, del Pliego de Tarifas N° 20, ha sido absorbido por el grupo de consumo denominado Otros.

6.1 Tarifa Media Nacional

La tarifa media nacional ha mantenido una tendencia estable en el periodo 2008 - 2018, como se ilustra en el Gráfico 6.1. Sin embargo, a partir del 2017, dicha variable registró un incremento considerable, alcanzando 372,6 guaraníes por cada kWh, en el 2018. Tal resultado puede ser explicado por el ajuste de la aplicación del Rebalanceo Tarifario, vigente a partir del 2017.

Gráfico 6.1: Comportamiento de la Tarifa Media Nacional de Energía Eléctrica



Obs.: Tarifas sin impuesto.

6.2 Tarifa Media por Grupo de Consumo

En el 2018, los grupos de consumo que arrojaron las Tarifas Medias más altas son el Residencial y el Diferencial con 407,2 ¢/kWh y 393,5 ¢/kWh, respectivamente. Por el contrario, los grupos de consumo cuyas Tarifas Medias fueron más bajas son Electrointensivas y alta Tensión con 178,5 ¢/kWh, y 243,7 ¢/kWh, respectivamente.

Por su naturaleza, las tarifas de energía eléctrica son consideradas un factor clave, tales así que permite a la empresa obtener los recursos financieros necesarios para cubrir los costos en el proceso integral del servicio de provisión de la energía eléctrica. Asimismo, para el acceso a financiamientos externos de los proyectos, los organismos financieros internacionales establecen exigencias indispensables, en cuanto a estándares mínimos de disponibilidad requerida.

En el Gráfico 6.2 y 6.3 se presentan, detalladamente, la distribución de la Tarifa Media Nacional, por Grupo de Consumo, y la Tarifa Media Nacional, por Niveles de Tensión, correspondientes al año 2018, respectivamente:

Gráfico 6.2: Tarifa Media Nacional de Energía Eléctrica, por Grupo de Consumo, 2018

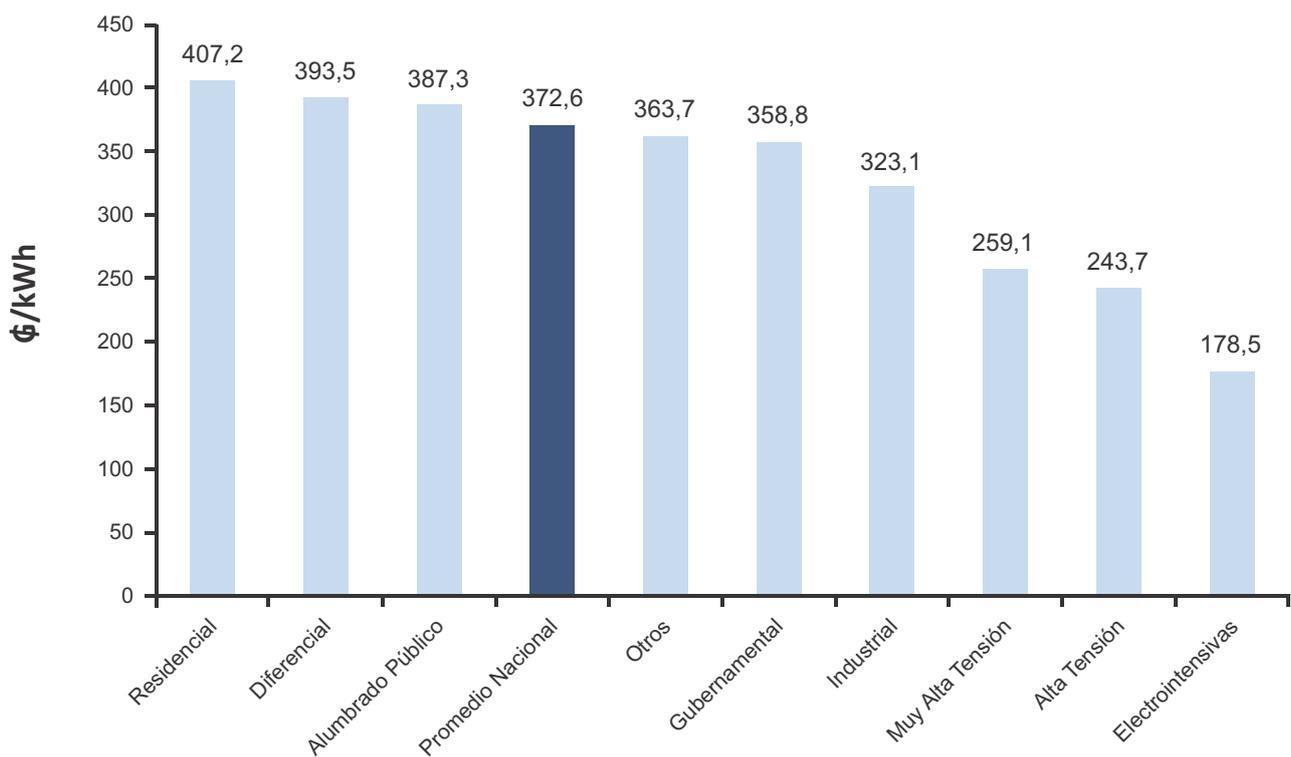
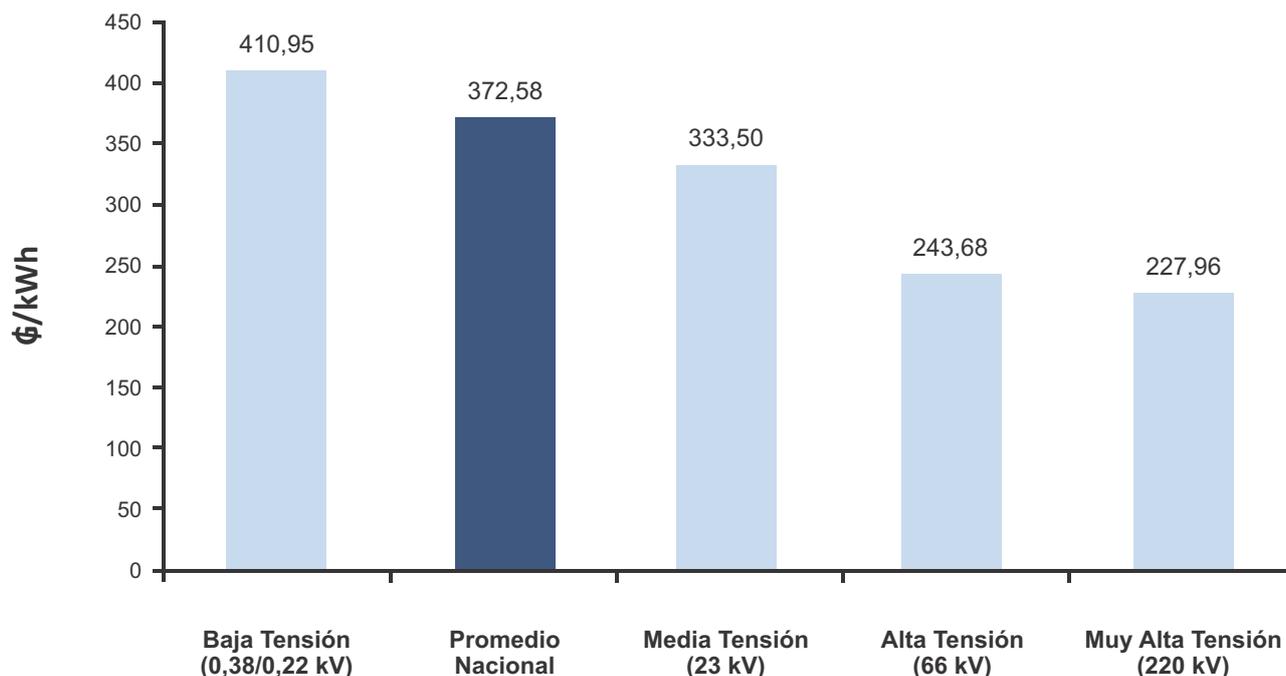


Gráfico 6.3: Tarifa Media Nacional de Energía Eléctrica, por Niveles de Tensión, 2018



6.3 Tarifa Social (Ley 3480/2008)

La Ley 3480/2008 establece el acceso al subsidio, por el uso de la energía eléctrica de los clientes residenciales, con características definidas. En ese marco, un total de 289.395 clientes han sido beneficiados en el 2018, cifra inferior en 6,0% al total de los clientes subsidiados en el año 2017.

Esta cantidad representa en términos monetarios, 61.345 millones de guaraníes, representando una variación del 8,7%, superior al valor obtenido en el año 2017.

La distribución de los clientes beneficiados con la Tarifa Social en los años 2017 y 2018, por fajas de consumo en kWh/mes, se puede visualizar en la Tabla 6.1, a continuación:

Tabla 6.1: Clientes Beneficiados con la Tarifa Social, 2017 - 2018

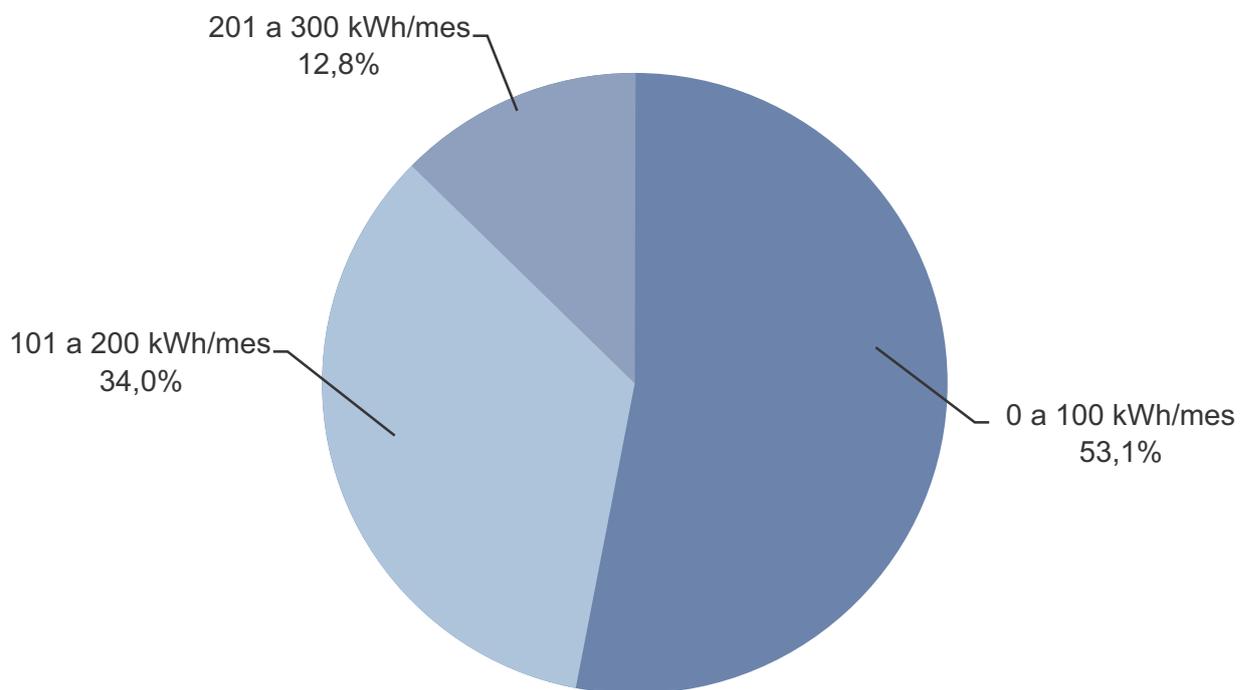
Clientes Beneficiados (*)	2017		2018		Variación
	Cantidad	%	Cantidad	%	%
0 a 100 kWh/mes	152.296	55,8	153.808	53,1	1,0
101 a 200 kWh/mes	89.717	32,9	98.453	34,0	9,7
201 a 300 kWh/mes	31.010	11,4	37.134	12,8	19,7
Total	273.023	100,0	289.395	100,0	6,0
Importe Total Subsidiado (millones \$)	56.456		61.345		8,7

(*) Las cifras corresponden al promedio del período enero a diciembre.

Fuente: ANDE

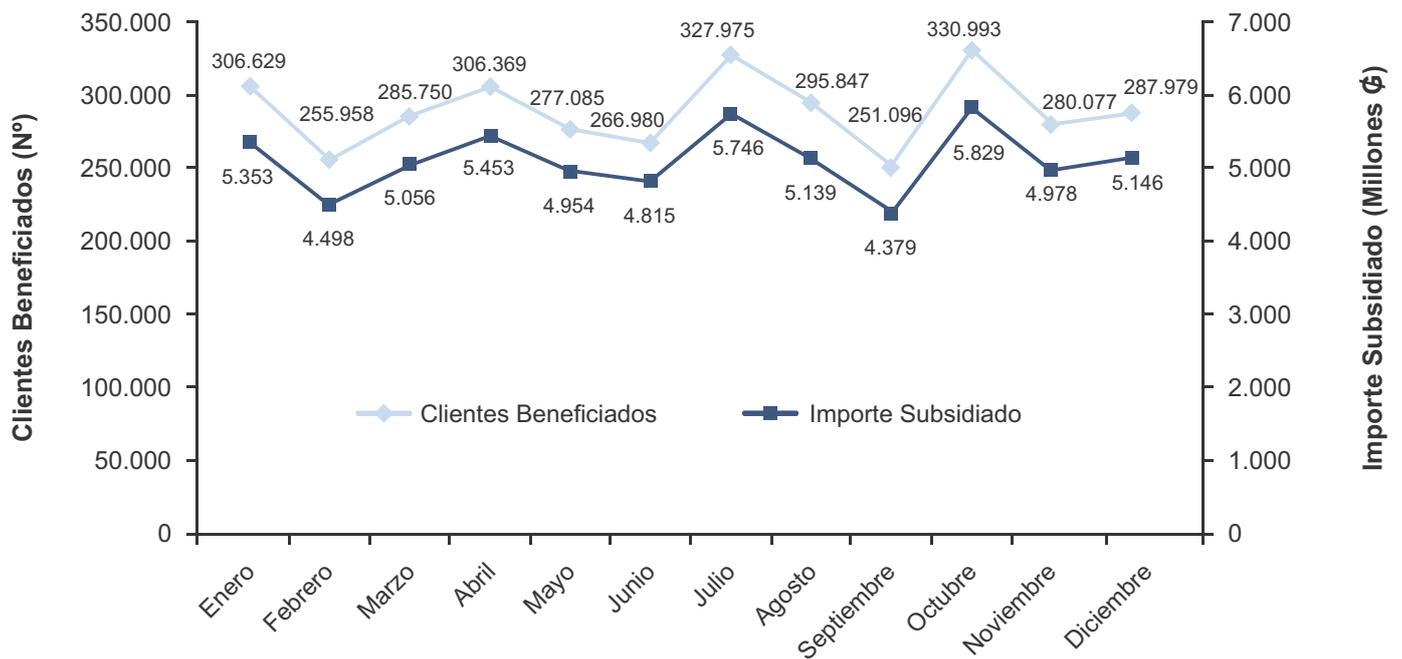
En el Gráfico 6.4 se ilustra la composición porcentual, por fajas de consumo, de los clientes beneficiados por la mencionada Ley, en el presente año:

Gráfico 6.4: Variación de la Cantidad de Clientes Beneficiados con la Tarifa Social - Ley 3480/2008



En el Gráfico 6.5 se presenta la comparativa mensual de la cantidad de clientes beneficiados con la Tarifa Social y el importe recaudado, en el mismo concepto, en el año 2018.

Gráfico 6.5: Facturación de Tarifa Social - Ley 3480/2008, año 2018

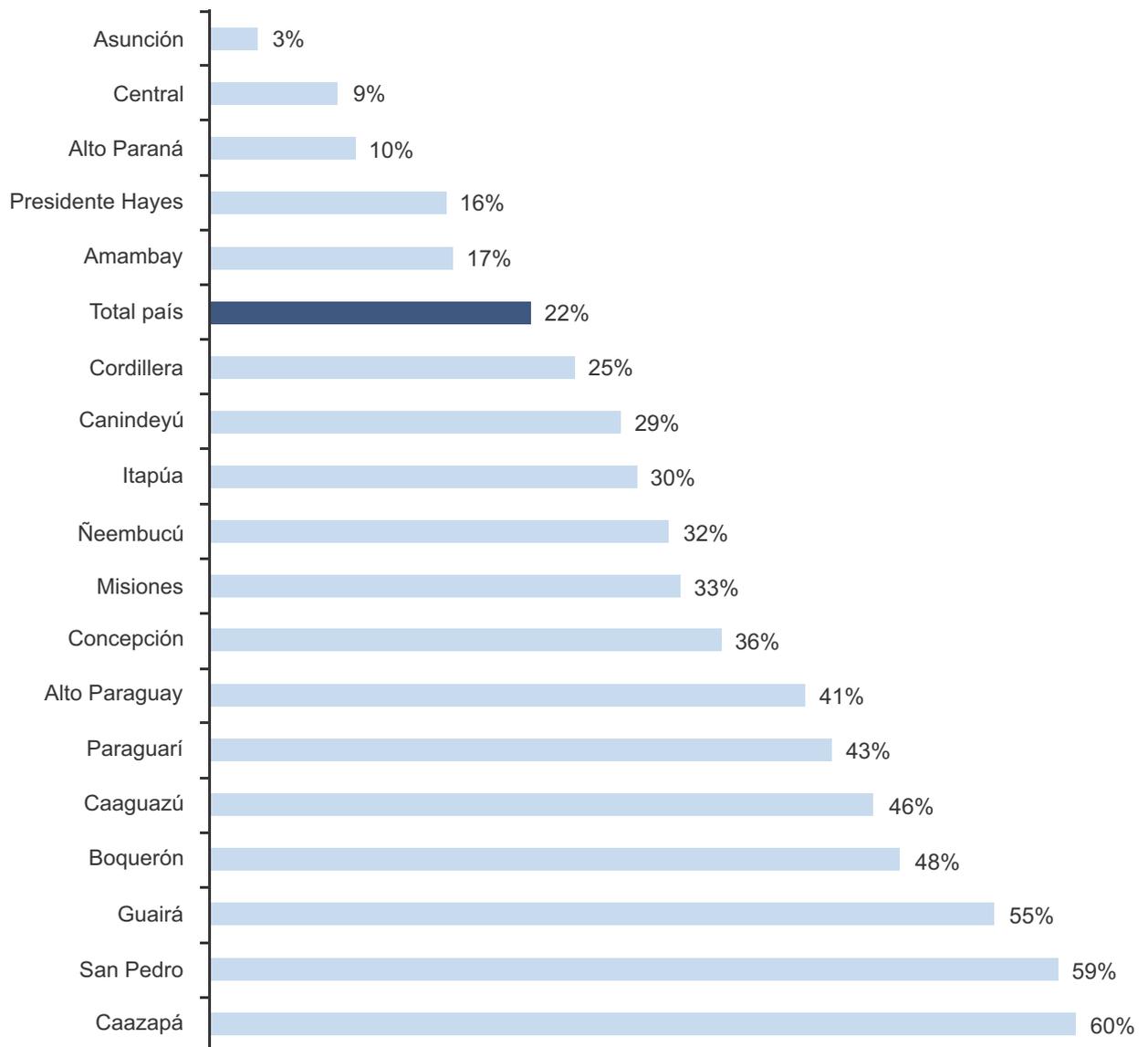


Es oportuno exponer el comparativo por Departamento. En el Gráfico 6.6 se puede observar que, en el 2018, Caazapá y San Pedro registran la mayor cobertura en cuanto a cantidad de clientes con el beneficio de la Tarifa Social, alcanzando 60,0% y 59%, en orden de significancia.

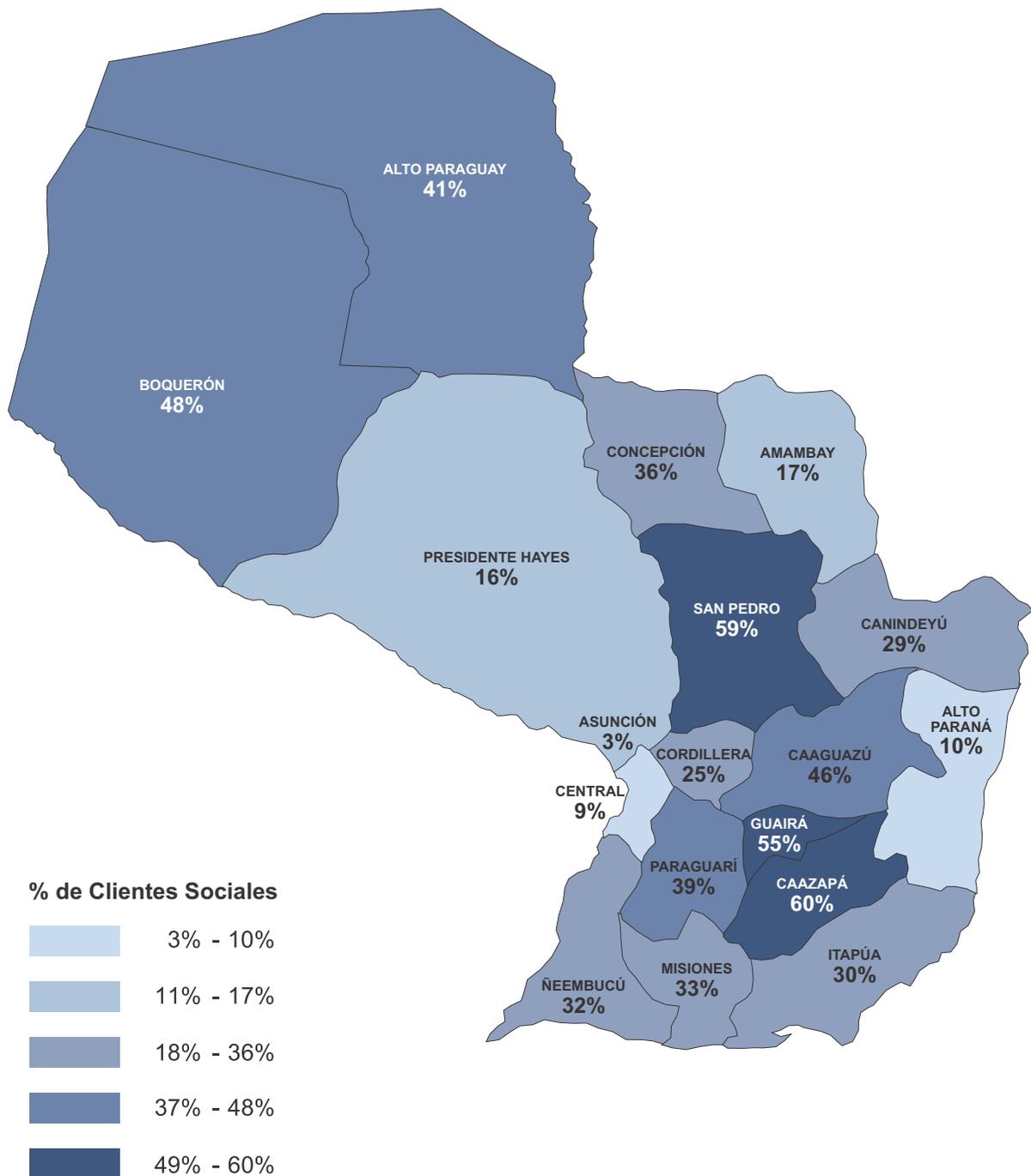
No obstante, Asunción y Central resultan los menos favorecidos con este beneficio, con cifras de apenas 3% y 9%, respectivamente.

A continuación, se ilustra en el Gráfico 6.6, la composición distributiva de los clientes beneficiados con la Tarifa Social, por Departamento, en el 2018:

Gráfico 6.6: Porcentaje de Clientes Residenciales beneficiados con la Tarifa Social, por Departamento, 2018



Mapa de Cobertura de Clientes con Tarifa Social en el territorio nacional



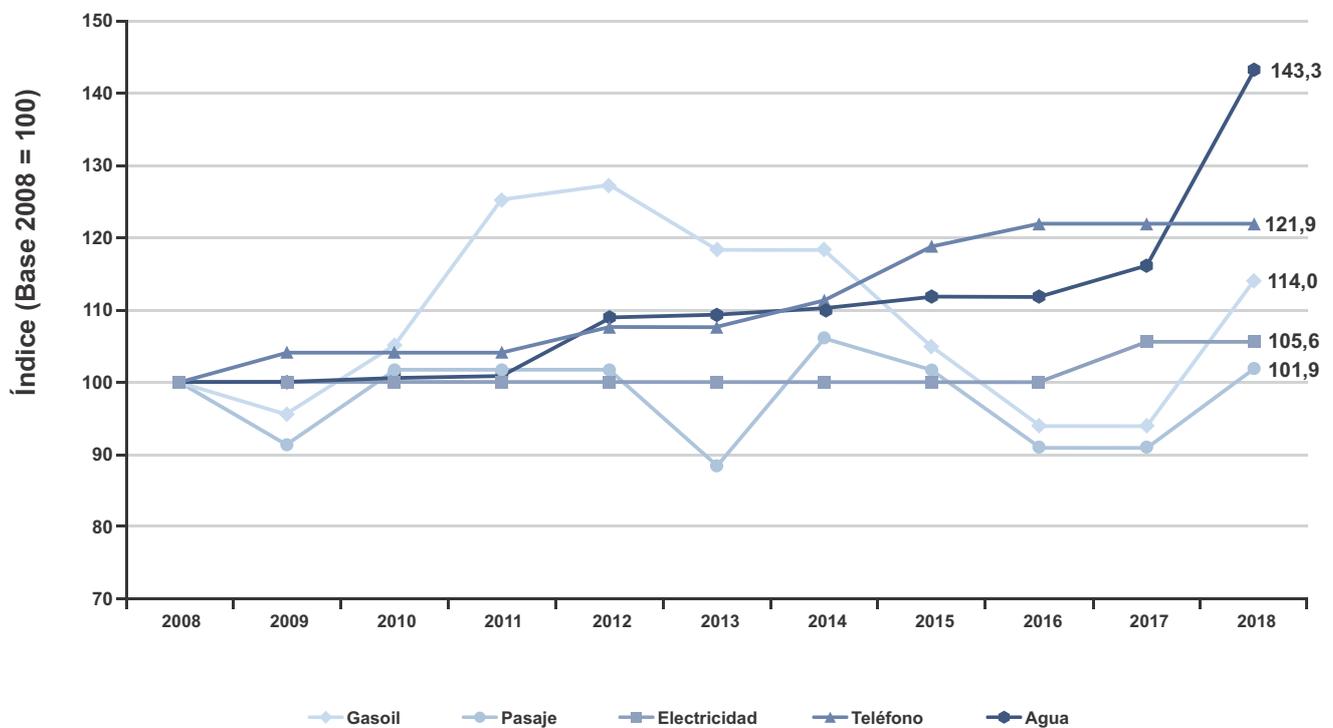
6.4 Índice Nominal de Precios y Tarifas

A los efectos de ilustrar la dinámica evolutiva de los Índices de Precios y Tarifas, se presenta en el Gráfico 6.7, un breve comparativo en el periodo 2008 - 2018.

En tal contexto, se puede visualizar que el precio del agua ha experimentado el mayor incremento, con una tasa de variación del 43,3%, en el periodo 2008 - 2018. Sin embargo, los índices de Precios de la electricidad y del pasaje registran la menor variación de 5,6% y 1,9%, respectivamente, en el mismo periodo.

Gráfico 6.7: Índice Nominal de Precios y Tarifas, periodo 2008 - 2018. Tasa de Variación en el Periodo

Pasaje	Electricidad	Gasoil	Teléfono	Agua
1,9%	5,6%	14,0%	21,9%	43,3%



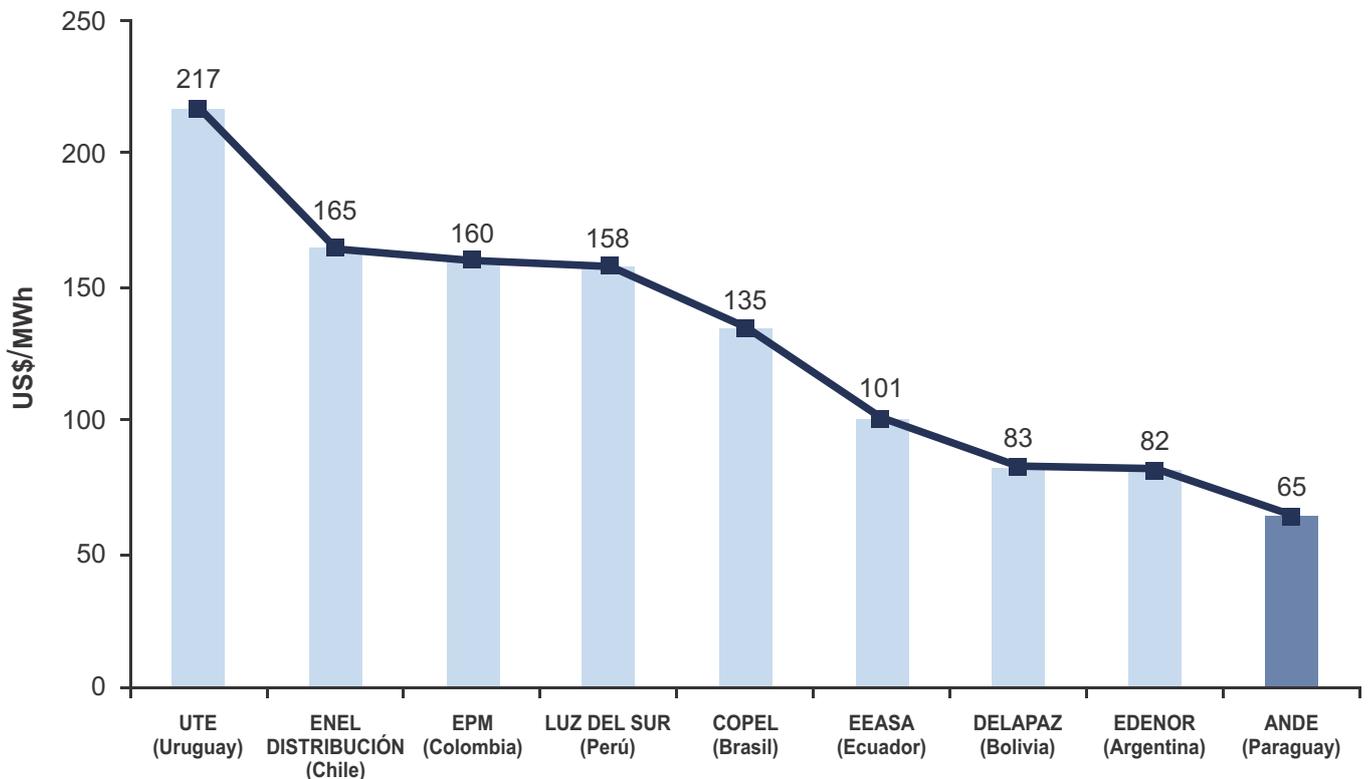
Fuente: Banco Central del Paraguay

6.5 Tarifas de Empresas de Distribución

Las Tarifas de Energía Eléctrica tienen un impacto en todos los sectores económicos del país, y desempeña un papel preponderante en la competitividad, especialmente en los sectores productivos. Por ello, se puede suponer que las Tarifas de Energía Eléctrica tienen una influencia directa en la capacidad de desarrollo de un país.

Los Gráficos siguientes muestran las tarifas medias residenciales, comerciales, e industriales de las principales empresas de energía eléctrica de la región, en el año 2018, pudiendo observarse que la ANDE presenta las Tarifas más bajas en los tres grupos de consumo de la región:

Gráfico 6.7: Tarifa Media Residencial (200 kWh/mes), Enero 2018

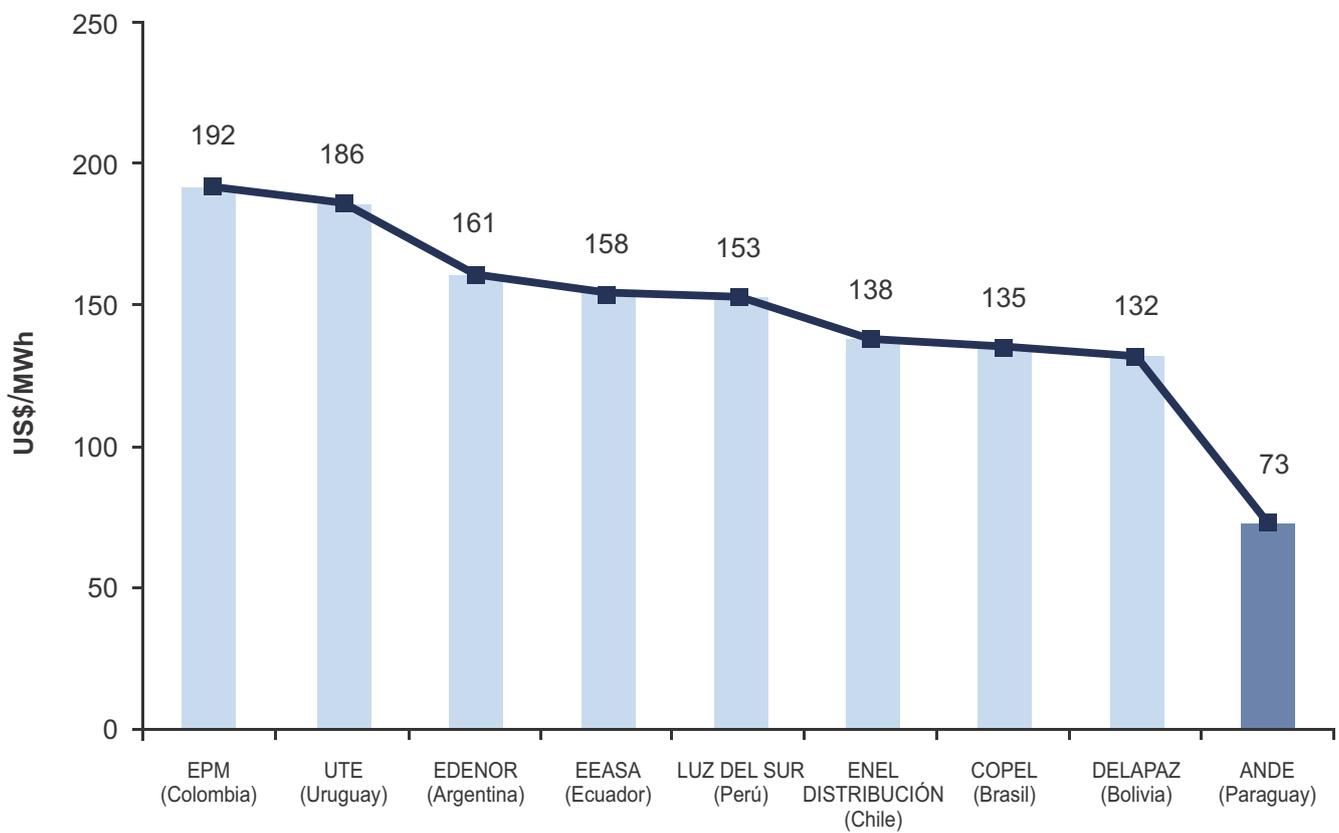


Obs.: No incluyen impuestos.

Fuente: Comisión de Integración Energética Regional (CIER).

Gráfico 6.8: Tarifa Media Comercial (10 kW - 2 MWh/mes), Enero 2018

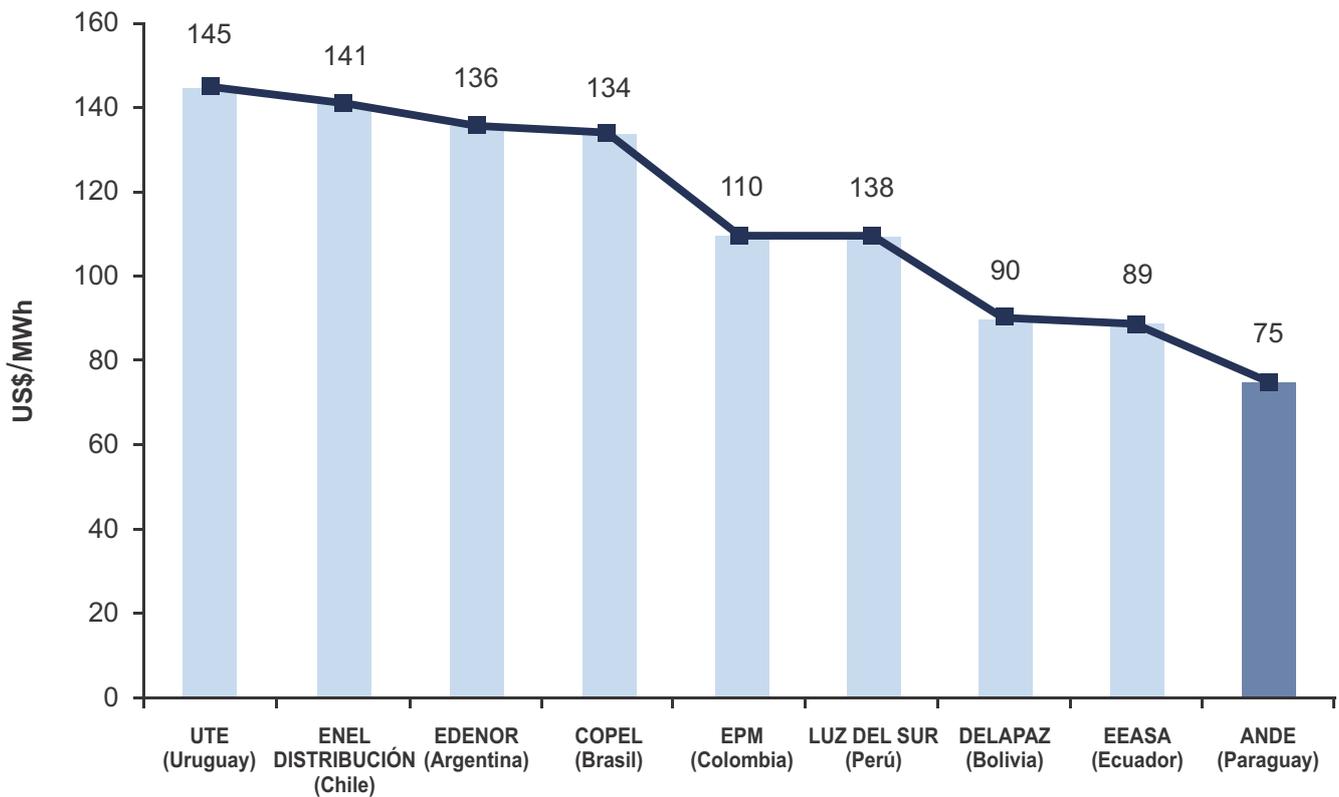
Con la vigencia del Pliego Tarifario N° 21, de fecha 10 de marzo/2017, los clientes comerciales están incorporadas dentro de la categoría de consumo denominado "Otros".



Obs.: No incluyen impuestos.

Fuente: Comisión de Integración Energética Regional (CIER).

**Gráfico 6.9: Tarifa Media Industrial
(300 kW - 50 MWh/mes), Enero 2018**



Obs.: No incluyen impuestos.

Fuente: Comisión de Integración Energética Regional (CIER).



7

Recursos Humanos

- 7.1 Cantidad de Funcionarios Permanentes.
- 7.2 Funcionarios Permanentes por Plano Ocupacional.
- 7.3 Funcionarios Permanentes por Sector.
- 7.4 Funcionarios Permanentes por Área.
- 7.5 Cantidad de Funcionarios Permanentes por Sexo.
- 7.6 Cantidad de Funcionarios Permanentes por Edad.
- 7.7 Cantidad de Funcionarios Permanentes por Antigüedad.
- 7.8 Salud y Bienestar del Personal.
- 7.9 Recursos Humanos y Discapacidad.
- 7.10 Evaluaciones de Selección de los Funcionarios.
- 7.11 Evaluación de Desempeño del Personal (ED).
- 7.12 Formación y Capacitación del Personal.

7. Recursos Humanos

7.1 Cantidad de Funcionarios Permanentes

La ANDE a fines del 2018 cuenta con un equipo humano conformado por 4.427 funcionarios permanentes y 487 funcionarios contratados alcanzando un total de 4.914 funcionarios, que en relación al 2017 se ha producido una disminución general del orden del 3,3%.

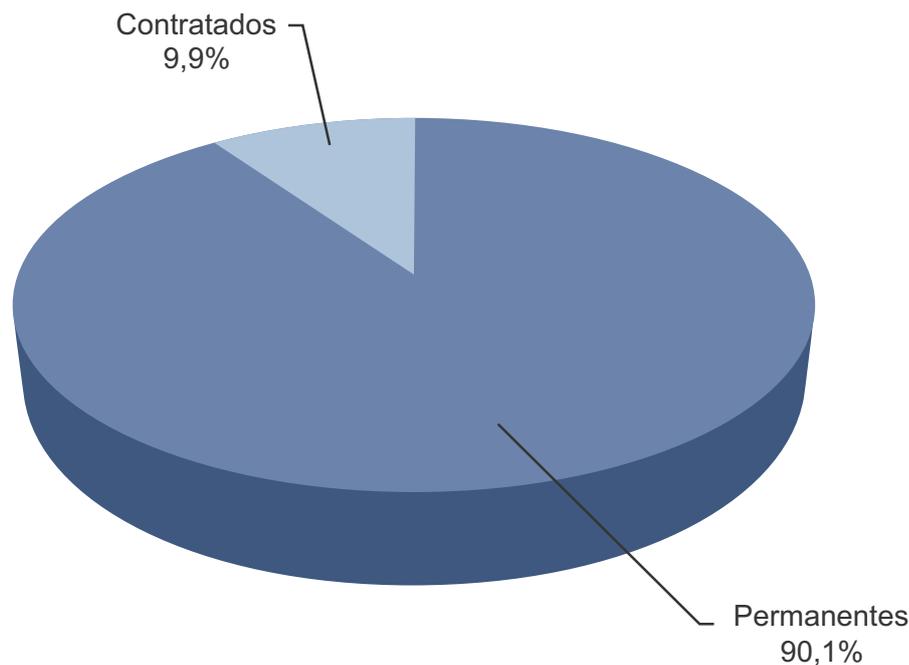
Cabe mencionar que, la cantidad de funcionarios contratados en el presente año ha disminuido en relación al año pasado, debido principalmente al Concurso de Desprecarización realizado en el 2018.

A continuación se presenta la Tabla 7.1, que indica la cantidad general de funcionarios.

Tabla 7.1: Cantidad de Funcionarios de la ANDE, 2018

Plano	2017	2018	Variación (%)
Permanentes	4.070	4.427	8,8
Contratados	1.011	487	-51,8
Total	5.081	4.914	-3,3

Gráfico 7.1: Estructura de Participación de los Funcionarios de la ANDE, 2018



7.2 Funcionarios Permanentes por Plano Ocupacional

La cantidad de funcionarios por plano ocupacional en la ANDE en el 2018, ha registrado un aumento dentro del plantel permanente, en relación al año anterior. En ese sentido en el año 2017 la ANDE disponía de un plantel de 4.070 funcionarios permanentes, mientras que para el 2018 la dotación de funcionarios llegó a 4.427 funcionarios, lo que representa un crecimiento del 8,8% en relación a las cifras del año pasado.

Siendo el plano Operacional el que ha registrado la mayor variación, con 19,8%; mientras que el plano denominado Profesional tuvo una disminución del 4,6%, con relación al año anterior.

Los detalles de la distribución del personal por plano ocupacional, pueden ser observados en la Tabla 7.2.

Tabla 7.2: Funcionarios Permanentes por Plano Ocupacional

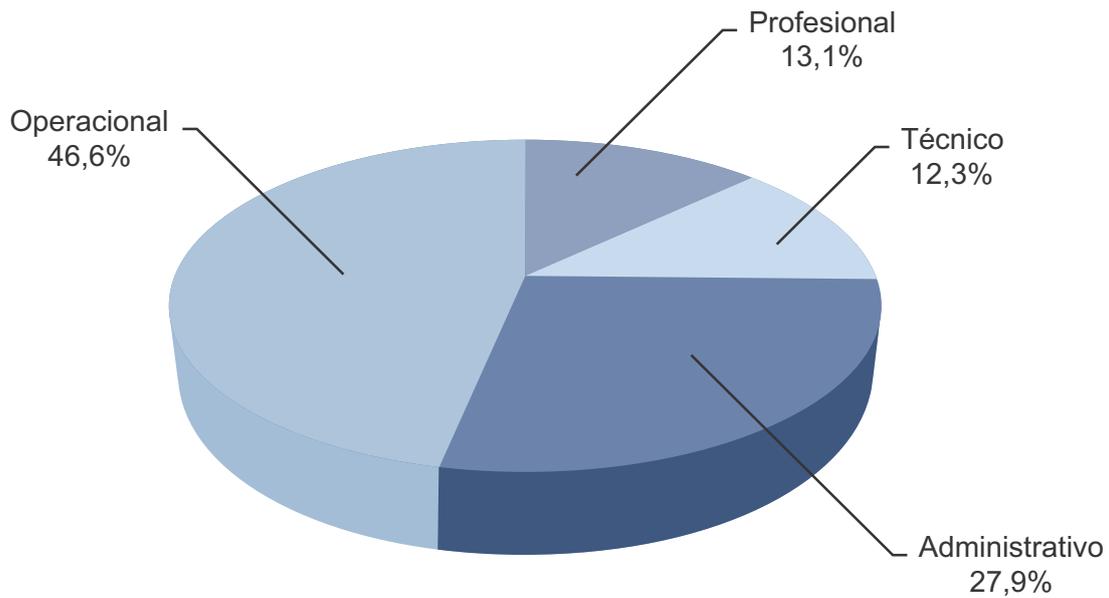
Plano	2017	2018	Variación (%)
Profesional	609	581	-4,6
Técnico	532	544	2,3
Administrativo	1.206	1.237	2,6
Operacional	1.723	2.065	19,8
Total	4.070	4.427	8,8

Cifras correspondientes al 31/12/2018

Fuente: ANDE

Con relación a la estructura, el plano Operacional obtuvo la mayor participación, con el 46,6%; seguido del plano Administrativo, con el 27,9%, los cuales pueden ser visualizados en el gráfico 7.2.

Gráfico 7.2: Estructura de los Funcionarios Permanentes por Plano Ocupacional, 2018



7.3 Funcionarios Permanentes por Sector

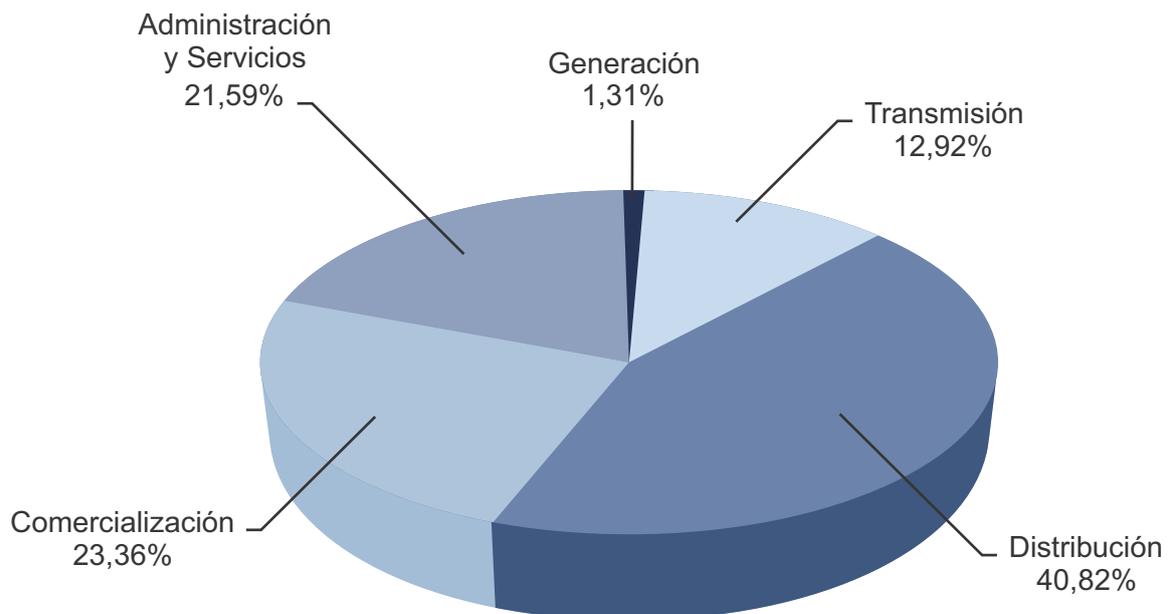
La ANDE en el 2018 cuenta con un plantel de funcionarios permanentes distribuidos por sectores. El sector de Distribución reúne la mayor cantidad de funcionarios, con un total de 1.807 que representa alrededor del 40,8% del total, seguido por el sector de Comercialización que cuenta con 1.034 funcionarios el cual representa el 23,3% del total de funcionarios permanentes, el sector de Administración y Servicios cuenta con un total de 956 funcionarios, seguido del sector de Transmisión con 572 funcionarios.

El sector con menos funcionarios permanentes es el de Generación con 58, así como se indica en la Tabla 7.3.

Tabla 7.3: Funcionarios Permanentes por Sector

Plano	2017	2018	Variación (%)
Generación	58	58	0,0
Transmisión	570	572	0,4
Distribución	1.555	1.807	16,2
Comercialización	968	1.034	6,8
Administración y Servicios	919	956	4,0
Total	4.070	4.427	8,8

Gráfico 7.3: Estructura de los Funcionarios Permanentes por Sector de Actividad, 2018



7.4 Funcionarios Permanentes por Área

Los Recursos Humanos permanentes de la institución ha desplegado en el 2018 un gran movimiento, particularmente a raíz de las reestructuraciones realizadas, principalmente en las áreas de Dirección de Gestión Regional, Dirección de Telemática y Dirección de Servicios Administrativos, cuyos funcionarios han migrado para formar parte de otras áreas así como la jubilación de funcionarios, así como la incorporación de nuevos funcionarios lo cual registró un crecimiento en su dotación general del 8,8% en relación al año 2017.

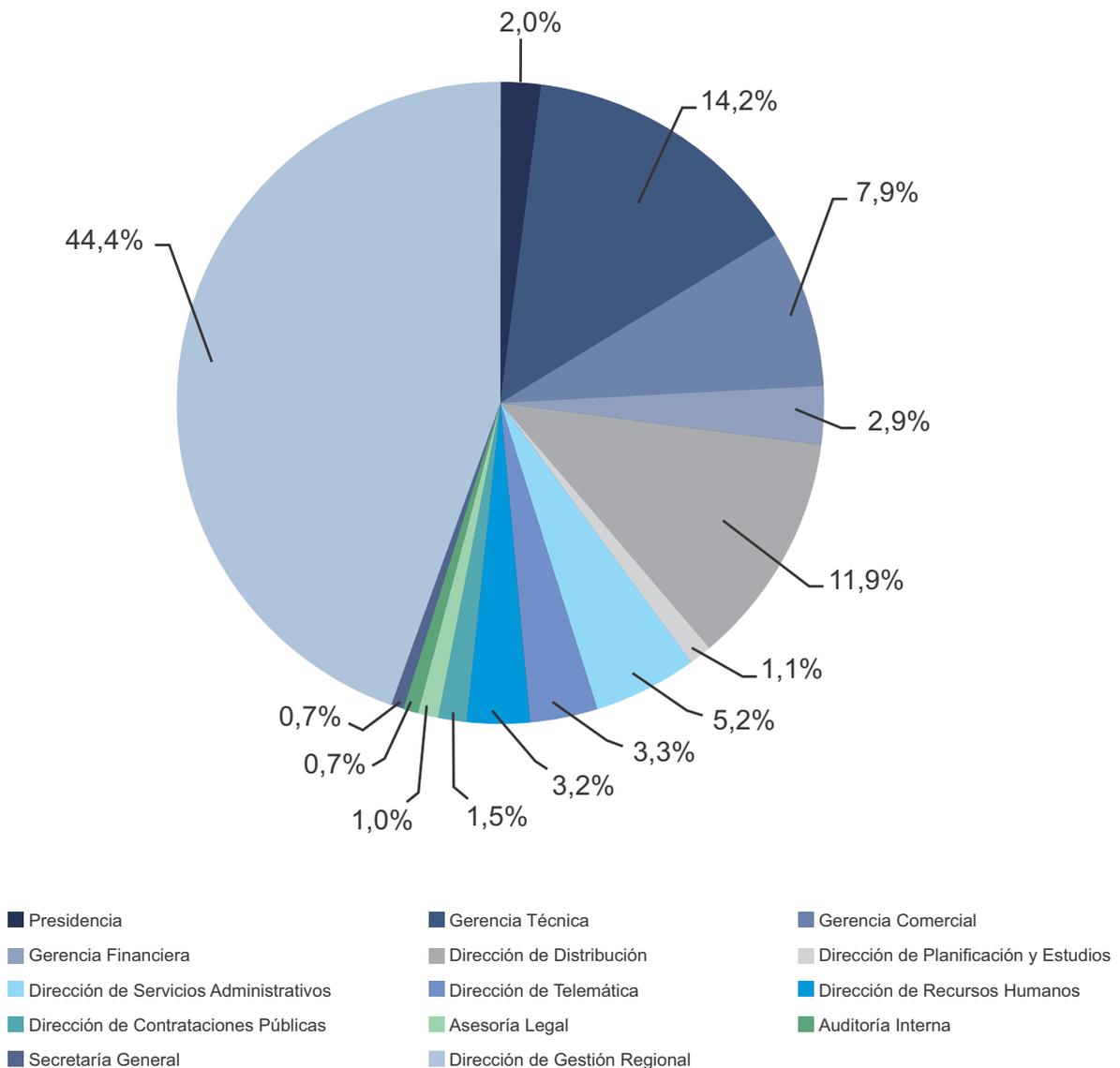
La Tabla 7.4 presenta en detalles, las distribuciones y variación de los funcionarios por área.

Tabla 7.4: Funcionarios Permanentes por Área

Área	2017	2018	Variación (%)
Presidencia	89	88	-1,1
Gerencia Técnica	628	630	0,3
Gerencia Comercial	405	348	-14,1
Gerencia Financiera	121	128	5,8
Dirección de Distribución	502	526	4,8
Dirección de Planificación y Estudios	50	49	-2,0
Dirección de Servicios Administrativos	214	232	8,4
Dirección de Telemática	130	148	13,8
Dirección de Recursos Humanos	144	141	-2,1
Dirección de Contrataciones Públicas	66	65	-1,5
Asesoría Legal	43	43	0,0
Auditoría Interna	31	32	3,2
Secretaría General	31	30	-3,2
Dirección de Gestión Regional	1.616	1.967	21,7
Total	4.070	4.427	8,8

Desde el punto de vista estructural, cabe mencionar que la Dirección de Gestión Regional, Gerencia Técnica y la Dirección de Distribución constituyen las áreas de mayor participación en la ANDE, seguidos por la Gerencia Comercial y la Dirección de Servicios Administrativos, así como se puede observar en el gráfico 7.4.

Gráfico 7.4: Estructura de los Funcionarios Permanentes por Área de Actividad, 2018



7.5 Cantidad de Funcionarios Permanentes por Sexo

En el 2018, dentro del Plantel de Funcionarios Permanentes de la ANDE, la cantidad de funcionarios del género masculino ha registrado un aumento del 9,0% en relación a la cantidad existente en el 2017. Lo mismo sucedió con el género femenino con una variación de 8,0% en relación con el año anterior.

A continuación, se indica las cantidades y variación existentes a fines del 2017 y 2018 en la Tabla 7.5

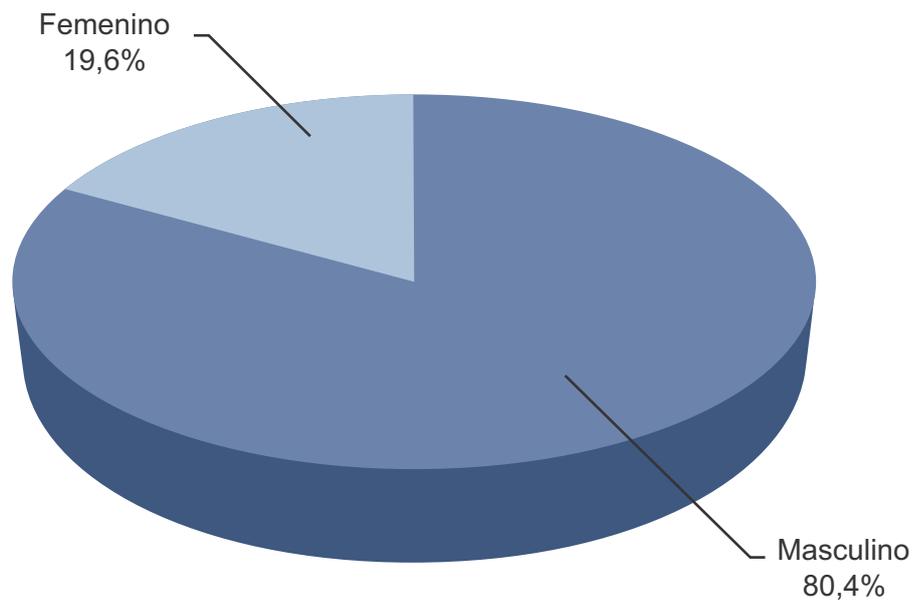
Tabla 7.5: Cantidad de Funcionarios Permanentes por Sexo, 2018

Sexo	2017	2018	Variación (%)
	Cantidad	Cantidad	
Masculino	3.267	3.560	9,0
Femenino	803	867	8,0
Total	4.070	4.427	8,8

Con relación a la estructura, la cantidad de personas del género masculino tiene una participación mayor en relación al género femenino.

En el gráfico 7.5, se indican los porcentajes de participación en ambos géneros, en el plantel de funcionarios de la ANDE.

Gráfico 7.5: Estructura de los Funcionarios Permanentes por Sexo, 2018



7.6 Cantidad de Funcionarios Permanentes por Edad

En cuanto a la edad, podemos destacar que los rangos de mayor cantidad de funcionarios permanentes se concentran más, a partir de los 31 años en adelante.

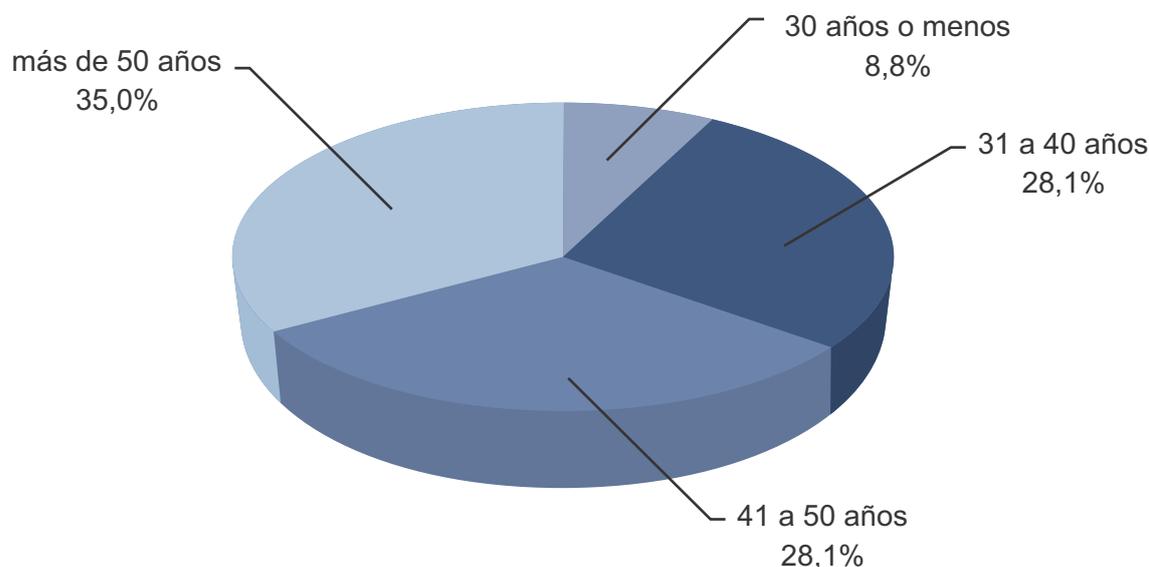
En el 2018 los funcionarios permanentes que cuentan con menos de 30 años de edad, ha sufrido un incremento del 19,6% con respecto al 2017, tal como se observa en la Tabla 7.6.

Tabla 7.6: Cantidad de Funcionarios Permanentes por Edad, 2018

Edad	2017	2018	Variación (%)
	Cantidad	Cantidad	
30 años o menos	327	391	19,6
31 a 40 años	1.143	1.242	8,7
41 a 50 años	1.155	1.243	7,6
más de 50 años	1.445	1.551	7,3
Total	4.070	4.427	8,8

En relación a la estructura de participación por Edad, se destaca que los funcionarios que cuentan con más de 50 años, tienen una mayor participación con un 35,0 % sobre el total.

Gráfico 7.6: Estructura de Participación del Personal Permanente por Edad, 2018



7.7 Cantidad de Funcionarios Permanentes por Antigüedad

En el presente año la ANDE cuenta con la mayor parte de su capital humano con funcionarios permanentes que oscilan los 10 años de antigüedad o menos, seguido por funcionarios que poseen hasta los 20 años de antigüedad, siendo los funcionarios con menor participación aquellos que cuentan con más de 21 años en adelante.

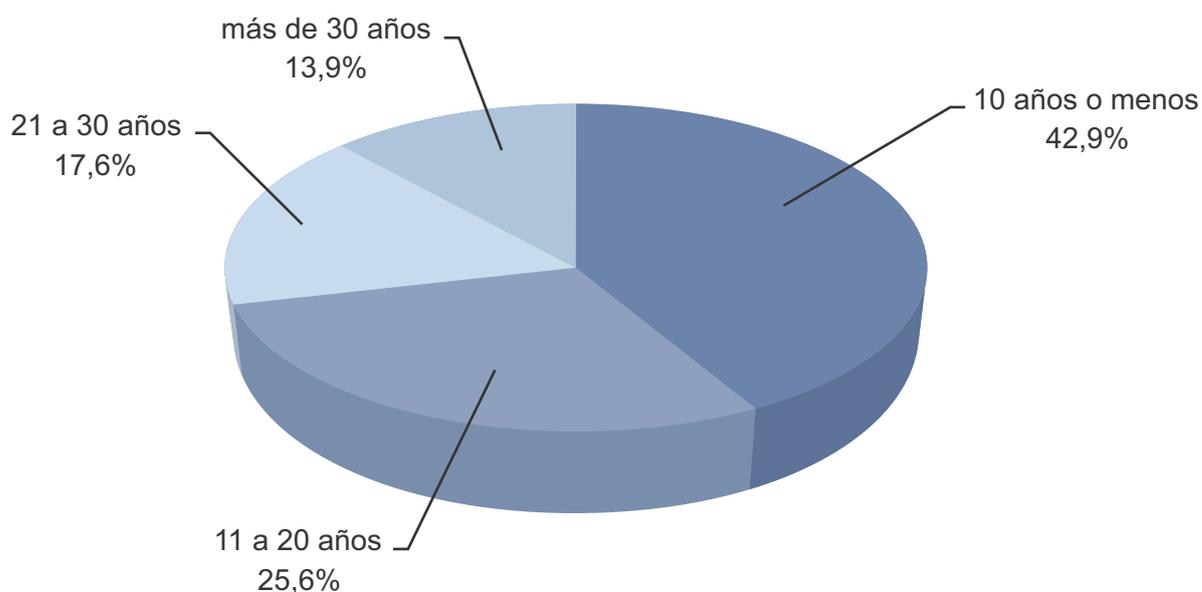
En la Tabla 7.7, se indica los rangos comparativos del 2017 y 2018 en relación a la antigüedad así como la cantidad de funcionarios permanentes de la Institución.

Antigüedad	2017	2018	Variación (%)
	número	número	
10 años o menos	1.586	1.901	19,9
11 a 20 años	1.169	1.134	-3,0
21 a 30 años	753	778	3,3
más de 30 años	562	614	9,3
Total	4.070	4.427	8,8

En cuanto a su estructura, los funcionarios permanentes que oscilan los 10 años de antigüedad tienen una participación del 42,9%, seguido de los que cuentan hasta 20 años de antigüedad que alcanza el 25,6% en relación a los demás rangos.

A continuación, se indica en el gráfico 7.7 los distintos porcentajes de participación del personal permanente en relación a su antigüedad.

Gráfico 7.7: Estructura del Personal Permanente por Antigüedad, 2018



7.8 Salud y Bienestar del Personal

El Servicio de Medicina del Trabajo, según las normas que la regulan, tiene por finalidad preservar la salud, buscando la valoración del trabajador a través de la promoción de su bienestar físico, mental y social.

En ese sentido, la ANDE en el presente año, continúa implementado políticas y programas de prevención, desarrolladas en diferentes acciones y actividades, que a continuación citaremos las más relevantes.

7.8.1 Suscripción del contrato de Servicio de Asistencia Médica de Emergencia - Área Protegida con la Firma GEMA. S.A, adjudicada mediante una licitación

El contrato del Servicio de Asistencia Médica consiste básicamente en la cobertura de asistencia médica a los funcionarios en la Sede Central de ANDE en caso de emergencia (un Enfermero/a de la firma GEMA S.A. de lunes a viernes de 07:00 a 16:00 hs); y, servicio de asistencia con una ambulancia equipada, un paramédico y/o un médico, según necesidad.

Funcionarios: Cubre la zona de Asunción y Departamento Central para un total de 2.700 funcionarios en caso de Accidentes Laborales, urgencias y emergencias médicas dentro del horario laboral del funcionario cuando el mismo se encuentra realizando actividades relacionadas a su trabajo.

Terceras personas: Afectadas por urgencias y/o emergencias médicas dentro de las instalaciones de la ANDE en el horario de 07:00 a 17:00 hs.

7.8.2 Medicina Preventiva

En cumplimiento a las leyes vigentes: Código del Trabajo, Decreto N° 14390/92 Reglamento General Técnico de Seguridad, Higiene y Medicina en el Trabajo, se ejecutaron las actividades citadas a continuación:

- **Chequeo Médico Pre-admisional a funcionarios con discapacidad:** Realizado a quince (15) nuevos funcionarios de ANDE, incorporados en el año 2018. Los exámenes realizados fueron los de laboratorios (sangre y orina), electrocardiograma y Rx de tórax.
- **Vacunas Antigripales:** En coordinación con el Ministerio de Salud Pública y Bienestar Social, a través de las distintas regiones sanitarias en todo el país, se procedió a la vacunación de funcionarios de ANDE de la Sede Central, Sede Boggiani, Sede Sajonia, Sede San Lorenzo y todos los locales del Departamento Central; y, asimismo, de todas las agencias regionales, oficinas, estaciones, sub-estaciones de ANDE.

7.8.3 Chequeos Médicos Periódicos

Mediante la gestión del Departamento de Medicina Laboral, la ANDE ha accedido al Programa PREVIBUS del I.P.S., el mencionado programa consiste en la atención médica (consulta médica, análisis laboratoriales, electrocardiograma) a funcionarios de nuestra Institución, en su lugar de trabajo, a cargo de un plantel multidisciplinario conformado por profesionales del I.P.S., de Clínica Médica, Nutrición, Odontología, atención de Enfermería, sin ningún costo para los funcionarios ni para la ANDE. En este sentido fueron atendidos 333 funcionarios.

7.9 Recursos Humanos y discapacidad

Con el fin de dar cumplimiento a lo establecido por las Leyes 2.479/04 y 3.585/08 que dispone la obligatoriedad de incorporar en su plantel de funcionarios a personas con discapacidad en un mínimo del 5 % del total de funcionarios, la ANDE ha realizado diversas actividades en el año 2018, tal como se detalla más abajo.

- Adecuación paulatina de la cobertura (incorporación gradual) del porcentaje del 5%, establecido por las Leyes 2.479/04 y 3.585/08.
- Identificación y relevamiento de situación de funcionarios con discapacidad.
- Difusión de las condiciones de selección e incorporación efectiva de Personas con Discapacidad (PcD's).
- Obtención de Certificación de la SENADIS.
- Ajuste de actividades, tareas y funciones de funcionarios con discapacidad.
- Revisión de perfiles para la incorporación de ajustes y adecuaciones necesarias para concursos internos y externos para PcD's.
- Llamado a concurso externo para personas con discapacidad.
- Evaluación de la condición edilicia actual e identificación de las necesidades de refacción de la construcción para acceso y desplazamiento de PcD's en la Institución.
- Adecuación de la infraestructura edilicia de Sede Central.
- Socialización del Plan de Incorporación Efectiva para las PcD's.
- Fortalecimiento de las capacidades y formación de recursos humanos en el tema de discapacidad.
- Realización de talleres y encuentros (de funcionarios con y sin discapacidad) sobre la temática de la inclusión laboral de las personas con discapacidad (PcD's) en las zonas norte, central, este, sur y sede central.
- Obtención de apoyo de otras Instituciones Públicas (SFP- SENADIS-etc.) y/o privadas - ONG's (SARAKI, AGORA, Asociación de Sordos, etc.)

- Provisión de información, acompañamiento y asesoramiento a funcionarios con y sin discapacidad en relación a los aspectos que cada caso requiera.
- Inicio de observación y monitoreo de actitudes hacia las PcD en el puesto de trabajo.
- Reuniones con representante de la Secretaria Técnica de Planificación a fin de realizar convenio sobre Centro de Relevos.
- Reuniones con representante de la Fundación Sarakí a fin de coordinar programas conjuntos.
- Reuniones con representante de la Asociación de Funcionarios Públicos con Discapacidad a fin de coordinar programas conjuntos.

A continuación, presentamos las siguientes tablas con la cantidad de funcionarios con Discapacidad, por tipo de discapacidad y por sexo.

Tabla 7.8: Cantidad de Funcionarios con Discapacidad, 2018

2017	2018	Total 2018
51	24	75

Tabla 7.9: Cantidad de Funcionarios por tipo de Discapacidad, 2018

Tipo de Discapacidad	Cantidad	%
Auditiva	24	32,00
Visual	9	12,00
Física	39	52,00
Intelectual/Mental	3	4,00
Total	75	100

Tabla 7.10: Cantidad de Funcionarios con Discapacidad por Sexo, 2018

Sexo	Cantidad	(%)
Hombres	16	21,33
Mujeres	59	78,67
Total	75	100

7.10 Evaluaciones de Selección de los Funcionarios

Siguiendo con lo establecido en el Decreto N° 3857/2015, que aprueba y establece el Reglamento General de Selección para el ingreso y promoción en la función pública, en cargos permanentes y temporales, la ANDE ha realizado mediante los Concursos Públicos de Oposición, de conformidad con los artículos 15, 25, 27 y 37 de la Ley N° 1626/2000 "de la Función Pública", a través de su Departamento de Planificación y Desarrollo del Personal ha llamado en el año 2018, la cantidad de 622 concursos, de los cuales 541 por Desprecarización Laboral y 81 concursos fueron para dar oportunidad a personas con discapacidad dando cumplimiento al mencionado Decreto.

Tabla 7.11: Evaluaciones por tipos de Concurso, 2018

Tipo de Concurso	Cargo	Vacancias Disponibles	Vacancias Cubiertas	Vacancias no Cubiertas
Desprecarización Laboral	Electromecánico IV "A"	59	17	42
	Asistente Comercial III "A"	50	50	-
	Asistente Contable II "A"	15	15	-
	Electricista de Distribución IV "A"	266	266	-
	Ingeniero Electricista / Eléctrico Junio "A"	2	2	-
	Ingeniero Electromecánico / Mecánico Junio "A"	2	Desierto	2
	Lector Distribuidor I "A"	80	80	-
	Técnico Electr. Junior "A"	25	25	-
	Electromecánico IV "A"	42	41	1
Concursos Públicos de Oposición - Personas con Discapacidad (PcD)	Asistente Administrativo IV - Personas con Discapacidad (PcD) - Para Diferentes áreas de zona central e interior del país.	81	70	11
Totales		622	566	56

7.11 Evaluación de Desempeño del Personal (ED)

Continuando con el proceso de implementación de la Evaluación de Desempeño del Personal de la ANDE, establecida en el Manual de Procedimientos Generales, Instrucción de Procedimientos Específicos (IPE) N° 62 del 26/09/2016, que consiste en el conjunto de elementos que permiten realizar una valoración de la contribución del funcionario para el logro de los objetivos institucionales de su Unidad Administrativa, por medio de su desempeño laboral en un periodo previamente establecido.

Dicha Evaluación de Desempeño tiene por objetivo establecer el alcance, las condiciones y el procedimiento para evaluar el desempeño de los funcionarios nombrados, contratados y comisionados en la Administración Nacional de Electricidad (ANDE).

En la Tabla 7.12 se presentan los resultados obtenidos conforme a escala de puntuación en el marco del proceso de evaluación de desempeño de los funcionarios contratados.

Tabla 7.12: Evaluación de Desempeño de los Funcionarios Contratados, 2018

Escala de Puntuación		Resultado de la Evaluación (%)
Rango (%)	Interpretación	Contratados
25 al 44	No Satisfactorio	0,0
45 al 65	Regular	0,6
66 al 82	Bueno	11,8
83 al 100	Excelente	87,6
Total (%)		100

Fuente: ANDE

7.12 Formación y Capacitación del Personal

En el marco de sus atribuciones funcionales el Departamento de Formación y Capacitación, tiene como finalidad brindar un continuo mejoramiento en el área de capacitación de manera a seguir fortaleciendo la formación y desarrollo de los funcionarios que conforman la Institución.

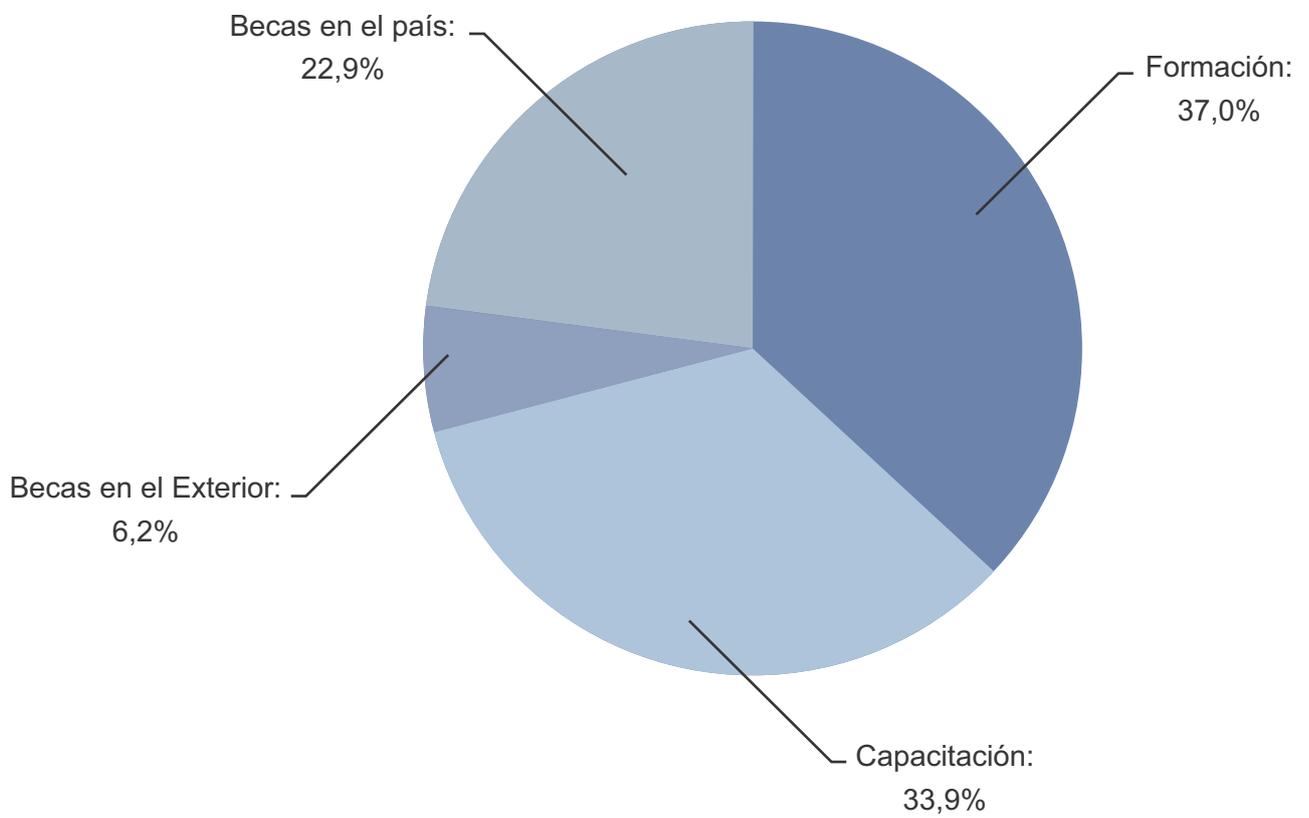
Es importante mencionar que, en el año 2018, han sido desarrollados 166 cursos, ya sean de carácter de formación, como de capacitación, incluyendo becas en el país y en el exterior. El total de beneficiados en el presente año, es de 1.927 funcionarios.

La Tabla 7.13 y el gráfico 7.8 detallan las situaciones expuestas precedentemente.

Tabla 7.13: Beneficiados y Eventos de Capacitación, 2018

Descripciones		Beneficiados		Eventos	
		2017	2018	2017	2018
Cursos	Formación	208	713	9	8
	Capacitación	1.054	653	58	31
Becas	Exterior	47	120	31	39
	En el país	405	441	86	88
Totales		1.714	1.927	184	166

Gráfico 7.8: Estructura de Participación de los Funcionarios Beneficiados con Becas y Cursos, 2018





ANDE

ADMINISTRACIÓN NACIONAL
DE ELECTRICIDAD

de la gente

8

Gestión de Adquisiciones

- 8.1 Plan Anual de Contrataciones (PAC).
- 8.2 Situación de los Procesos de Contrataciones.
- 8.3 Transporte.

8. Gestión de Adquisiciones

Las Contrataciones Públicas en la ANDE constituyen la base para el mejoramiento del servicio eléctrico en el país, a través de la adquisición de Bienes, servicios y contratación de obras, y con el fin de cumplir con los objetivos estratégicos de mejoramiento en la provisión del servicio de energía eléctrica, la Dirección de Contrataciones Públicas (DCP), junto con el acompañamiento de las demás Gerencias y Direcciones de la Empresa, se abocó a las acciones que permitieron adelantar y agilizar los procesos hasta finiquitar la formalización de los respectivos contratos.

8.1 Plan Anual de Contrataciones (PAC)

En el Sistema de Información de las Contrataciones Públicas (SICP) de la Dirección Nacional de Contrataciones Públicas (DNCP), se registra 293 procesos asociados al Plan Anual de Contrataciones (PAC) de la ANDE en el año 2018. El cual contó originalmente con 183 llamados y le fueron agregados otros 110, además de una mínima cantidad incluida de llamados iniciados en el año 2017, tanto de fuentes propias como de los provenientes de los organismos multilaterales de créditos.

Del total de llamados registrados fueron finalmente requeridos y realizados 230 en el 2018, lo que asciende a unos US\$ 480,88 millones. De este total, fueron adjudicados procesos por valor de US\$ 164,25 millones que representa aproximadamente el 34,16% del total; se encuentran en etapa de Evaluación de Ofertas procesos por valor de US\$ 35,74 millones equivalente al 7,43% del total y en etapa de Convocatoria procesos por US\$ 216,94 millones que representan el 45,11% del valor total, conforme se verifica en la Tabla 8.1.

Tabla 8.1: Situación de procesos 2018, según SICP

Procesos	Monto (Millones US\$)	Participación (%)
Adjudicados	164,25	34,16
En Evaluación de Ofertas (En Comité)	35,74	7,43
En Convocatoria (Publicado)	216,94	45,11
Anulados / Cancelados / Desiertos	5,96	1,24
Suspendidos	24,68	5,13
Sin efecto	33,31	6,93
Total	480,88	100,00

Fuente: ANDE - SICP

Del total de los procesos realizados, los que se encuentran en la etapa de Convocatoria (Publicados en el SICP), corresponden a los llamados Ad Referéndum a la aprobación del Presupuesto 2019, los cuales ya fueron aprobados por la Máxima Autoridad de la Institución en el mes de diciembre de 2018 con el propósito de adelantar los trámites inherentes al proceso de contratación tales como publicación, consultas y aclaraciones, recepción y apertura de ofertas, la evaluación y adjudicación de las mismas, así como la resolución de eventuales impugnaciones, ínterin a la promulgación de la Ley de Presupuesto con su Decreto correspondiente.

Asimismo, en la referida tabla se observan procesos declarados Desiertos y Cancelados por valor de US\$ 5,96 millones equivalente al 1,24% del total y un proceso suspendido por valor de US\$ 24,68 millones equivalente al 5,13% del valor total. El proceso suspendido corresponde a la Licitación Pública Internacional ANDE N° 1403/2018, para la “Construcción de la Subestación Blindada en SF6 San Lorenzo 220 y 66 kV”, debido a una protesta promovida por uno de los oferentes en contra de la declaración Desierta de la misma.

Además, se encuentran algunos procesos bajo la denominación de “Sin efecto” y que corresponden a aquellos que no tuvieron continuidad en el proceso licitatorio debido a la falta de disponibilidad presupuestaria o en algunos por la no obtención de permisos o documentaciones necesarias para el inicio del llamado.

8.2 Situación de los Procesos de Contrataciones

Conforme a los datos que obran en el SICP, en la Tabla 8.2 se observa que 172 procesos han sido adjudicados en el año 2018, equivalentes en un 74,78% del número total del Plan Anual de Contrataciones para ese año, llegando a un total de adjudicación por valor de US\$ 164,25 millones.

Cabe mencionar que este total incluye los procesos iniciados en el 2017 y culminados este ejercicio.

Tabla 8.2: Procedimientos Adjudicados, según SICP, 2018

Situación	Procesos	Adjudicado	% de participación
Cantidad de Llamados	230	172	74,78 %
Importe (Millones US\$)	480,88	164,25	34,16 %

Fuente: ANDE - SICP

a) Procedimientos Adjudicados por Fuente de Financiamiento

De acuerdo a los procedimientos de adjudicaciones, se destacan a continuación las principales fuentes de financiamiento del 2018, con que cuenta la institución:

- **CAF III - OFID II y III:** A través de estas fuentes fueron financiados procesos que rondan los US\$ 16,21 millones equivalentes al 9,87% del total adjudicado en el año 2018, los fondos obtenidos a través de estos bancos fueron destinados a financiar la adjudicación de “Construcción de la Línea de Transmisión Subterránea 66 kV Lambaré - Tres Bocas”, “Construcción de la de la Subestación Villa Elisa en 220 kV y Ampliación de la Subestación de La Victoria”, “Construcción de la Línea de Transmisión 2 x 220 kV Guarambaré - Itauguá y Ampliación de la Subestación Itauguá”, entre otros.
- **BID - BEI - CAF:** los fondos obtenidos a través de estos Organismos Financieros Internacionales fueron destinados a financiar los procesos de “Adquisición de Medidores Electrónicos y Tapas de Policarbonato para el Plan de Reducción de Pérdidas” y la “Provisión de Mano de Obra para trabajos inherentes a la Reducción de Pérdidas y Acceso de la Energía, en la Modalidad HHP5 a nivel Nacional, bajo la Modalidad de Contrato Abierto” por un total de US\$ 4,96 millones, representando el 3,02% del total adjudicado.

Del total de los montos adjudicados, los llamados financiados con fondos externos van en el orden de US\$ 21,27 millones que representa aproximadamente el 12,95% mientras que con fondos genuinos fueron financiados por un total de US\$ 142,98 millones equivalente a 87,10% del total adjudicado.

**Tabla 8.3: Fuentes de Financiamiento del PAC, 2018
(montos estimados)**

Organismo Financiador	Monto (Millones (US\$))	%
Administración Nacional de Electricidad (ANDE)	142,98	87,10
CAF III OFID II	16,21	9,87
Banco Internacional de Desarrollo (BID), Banco Europeo de Inversiones (BEI) y Banco de Desarrollo de América Latina (CAF)	4,96	3,02
Banco Mundial (BM)	0,10	0,06
Total	164,25	100,00

Fuente: ANDE - SICP

b) Procedimientos en Comités de Evaluación de Ofertas por Modalidad de Contratación

Al cierre del presente ejercicio (31/12/2018) en la etapa de Evaluación de Ofertas (En Comité) se encuentran un total de 15 procesos por valor estimado de US\$ 35,74 millones que representan el 7,43% del total de llamados procesados del PAC para ese año.

En la Tabla 8.4 se detallan las adquisiciones realizadas durante el presente año, según modalidad de contratación.

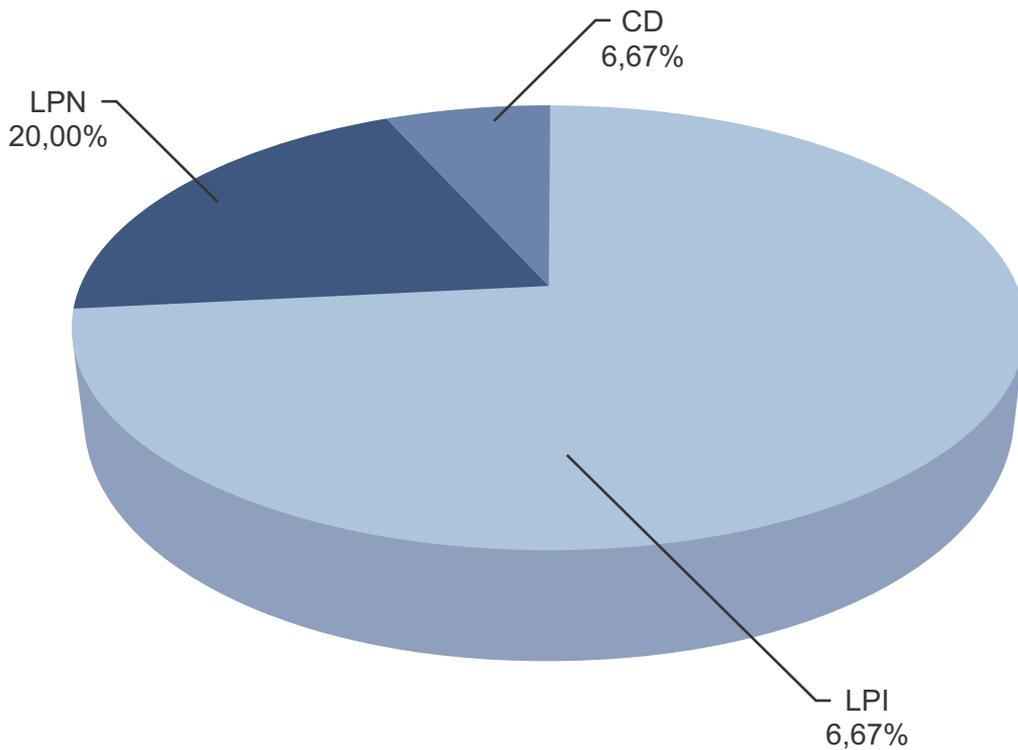
Tabla 8.4: Procedimientos en Comités de Evaluación por Modalidad de Contratación, 2018

Modalidad	Cantidad de Procesos	Monto (Millones (US\$))
Licitación Pública Internacional (LPI)	11	23,52
Licitación Pública Nacional (LPN)	3	12,21
Contratación Directa (CD)	1	0,02
Total en Comités	15	35,74

Fuente: ANDE - SICP

En cuanto a la cantidad de procesos en Comités, la modalidad de Licitación Pública Internacional (LPI) es la que registra mayor participación equivalente al 73,33% del total; tal como se visualiza en el Gráfico 8.1.

Gráfico 8.1: Cantidad de Procedimientos en Comités de Evaluación por Modalidad (%), 2018



c) Procesos en etapa de Convocatoria (Publicado)

En cuanto a la cantidad de procedimientos publicados por Modalidad de Contratación se menciona que en el 2018, del total del PAC, 31 llamados se encuentran en etapa de Convocatoria (Publicado) por un valor de US\$ 216,94 millones representando el 45,11% del total.

La modalidad Licitación Pública Nacional (LPN) encabeza las modalidades con un monto equivalente a US\$ 209,72 millones. Posteriormente, prosiguen las modalidades de Licitación Pública Internacional (LPI) con US\$ 5,78 millones, Licitación por Concurso de Ofertas (LCO) por US\$ 1,24 millones, Locación con US\$ 0,17 millones y por último la Contratación Directa (CD) con US\$ 0,03 millones.

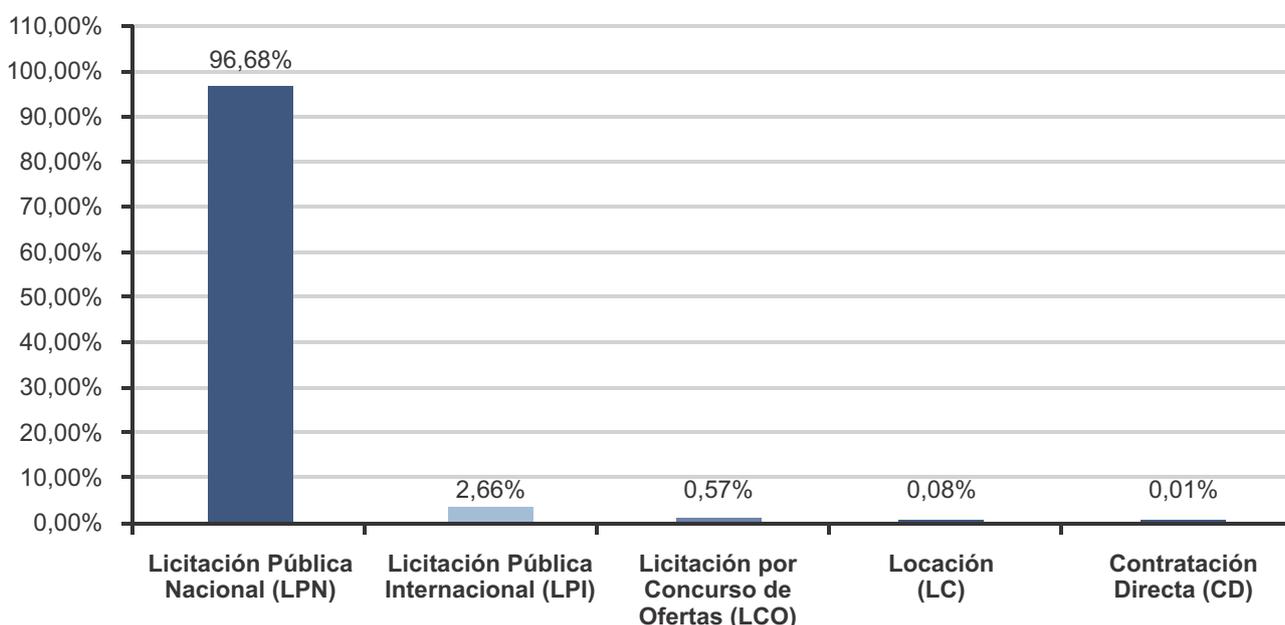
Tabla 8.5: Procedimientos Publicados por Modalidad de Contratación, 2018

Modalidad	Cantidad de Procesos	Monto (US\$)
Licitación Pública Nacional (LPN)	17	209,72
Licitación Pública Internacional (LPI)	3	5,78
Licitación por Concurso de Ofertas (LCO)	9	1,24
Locación (LC)	1	0,17
Contratación Directa (CD)	1	0,03
Total Publicados	31	216,94

Fuente: ANDE - SICP

En cuanto al monto de los procedimientos publicados por modalidad, Licitación Pública Nacional (LPN) representa el 96,68% del total, luego la Licitación Pública Internacional (LPI) con una participación del 2,66%; seguido de las demás modalidades que pueden ser visualizadas en el gráfico 8.2.

Gráfico 8.2: Procedimientos en etapa Publicado según Monto y Modalidad (%), 2018



8.3 Transporte

En el año 2018, la flota Activa de la ANDE sigue conformada por un total de 843 vehículos, no presentando variación alguna en cuanto a dotación de vehículos, en comparación al año 2017. Sin embargo, existen 106 unidades de móviles nuevas, en carácter de sustitución.

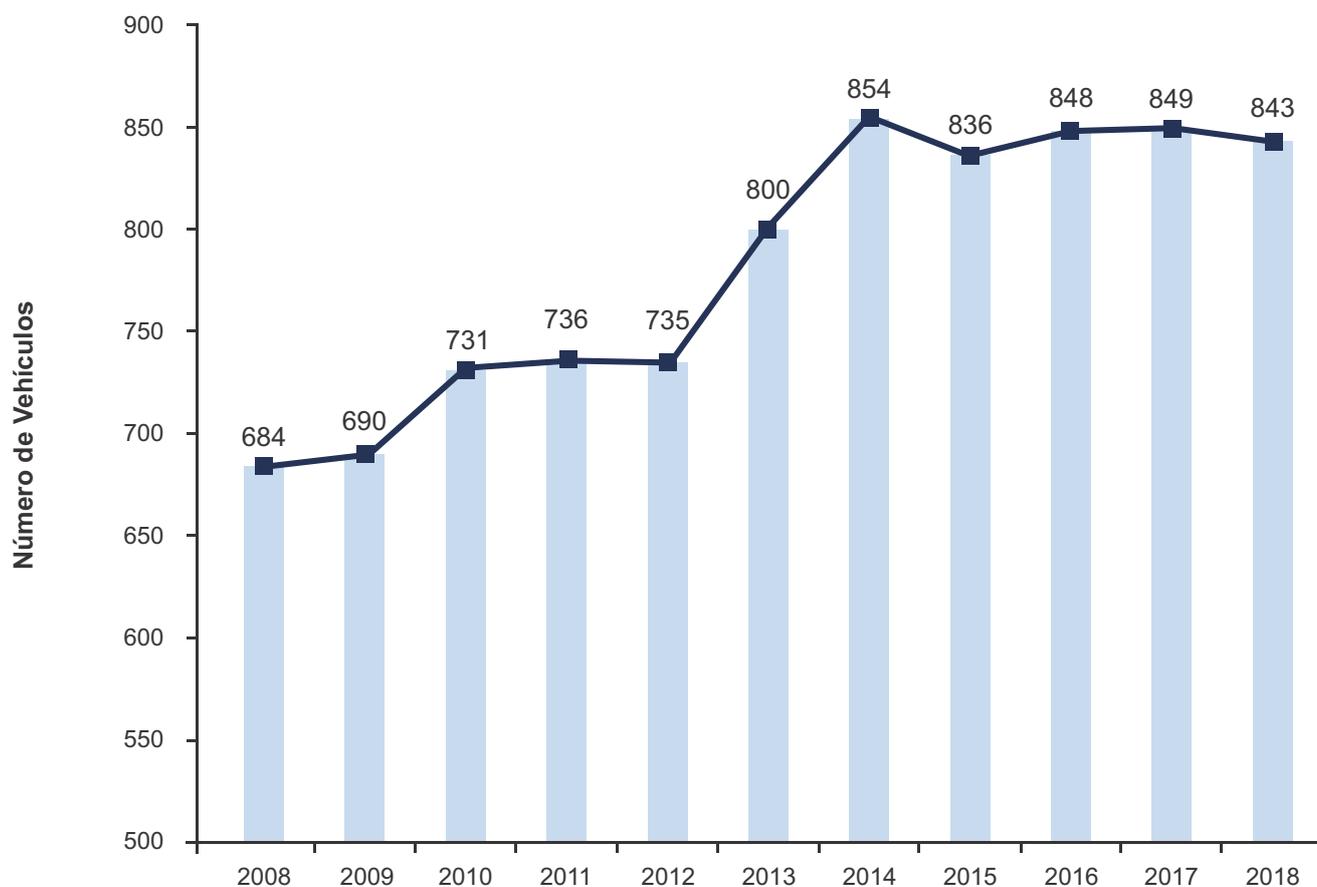
En la Tabla 8.6 se indica la composición de la Flota Activa de vehículos de la ANDE, en el año 2018.

Tabla 8.6: Flota de Vehículos de la ANDE

Flota Activa 2017	Vehículos Incorporados		Vehículos Dados de Baja	Flota Activa 2018
	Sustitución	Aumento de Dotación		
849	106	0	6	843

Para una mejor ilustración, en el gráfico 8.3 se indica el comportamiento histórico de la flota vehicular de la ANDE, en el periodo 2008-2018.

Gráfico 8.3: Evolución de la Flota Activa de Vehículos de la ANDE





9

Gestión Ambiental

- 9.1 Licenciamiento Ambiental de Proyectos.
- 9.2 Informes de Auditorías Ambientales presentados al MADES.
- 9.3 Informes de Auditorías Ambientales Aprobados por el MADES.
- 9.4 Evaluación Ambiental Estratégica Elaborada y Presentada al MADES.

9. Gestión de Ambiental

9.1 Licenciamiento Ambiental de Proyectos

Dentro de las infraestructuras e instalaciones de la ANDE tales como Subestaciones, Líneas de Transmisión aéreas y subterráneas, Depósitos y Talleres son sometidas a las reglamentaciones del Licenciamiento Ambiental regido por la Ley N° 294/93 de Evaluación de Impacto Ambiental y Decretos Reglamentarios N° 453/13 y N° 954/13, y cuya Autoridad de aplicación es el Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADES).

De acuerdo a los nuevos Decretos que reglamentan la Ley 294/93, las Licencias Ambientales emitidas por el Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible, se ajustan a su vez al procedimiento de Auditoría Ambiental de Cumplimiento del Plan de Gestión Ambiental regida por las Resoluciones N° 201/2015 y N° 184/2016.

Cabe destacar que a través de la Ley N° 6123 de fecha 5 de julio de 2018, se eleva al rango de Ministerio a la Secretaría del Ambiente y pasa a denominarse Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADES), en el mismo año él mismo emite la Resolución N° 210/18 “por el cual se dispone la implementación y la carga digital obligatoria del módulo, proyectos de Desarrollo del Sistema de Información Ambiental (SIAM) del MADES, a partir del cual todos los Informes de los Estudios de Impacto Ambiental y Auditorías de Cumplimiento del Planes de Gestión Ambiental elaborados por el Departamento de Gestión de Licencias Ambientales son ingresados a través de dicho Sistema.

En el periodo 2018 se elaboraron y se presentaron al MADES, 19 Estudios de Impacto Ambiental preliminar (EIAp) de Líneas de Transmisión, Subestaciones y Depósitos Regionales y 4 Planes de Gestión Ambiental Genéricos. Asimismo, se realizaron y presentaron 46 Auditorías Ambientales de Cumplimiento del Plan de Gestión Ambiental, que a su vez el MADES emitió 18 Declaraciones de Impacto Ambiental (Licencias) y aprobó 27 Resoluciones de Auditorías Ambientales.

a) Elaboración de Estudios de Impacto Ambiental Preliminar presentados al Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADES):

Sistema Metropolitano y Bajo Chaco

- Línea de Transmisión de 220 kV Buey Rodeo Guarambaré.
- Subestación Buey Rodeo.
- Subestación San Miguel.
- LT de 220 kV Villa Hayes - Limpio.

Sistema Central

- Subestación Paso Pé.

Sistema Este

- Línea de Transmisión de 220 kV MD Itaipú - Itakyry.

Sistema Norte

- Subestación Concepción II.
- Línea de Transmisión de 220 kV Horqueta - Concepción II.

Depósitos Regionales

- San Ignacio.
- Pilar.
- Caacupé.
- Yby Yaú.
- San Pedro del Ykuamandyú.
- Curuguaty.
- Pedro Juan Caballero.
- Filadelfia.
- San Estanislao.
- Juan Eulogio Estigarribia.
- Villarrica.

b) Elaboración de Planes de Gestión Ambiental genéricos presentados al Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADES):

- Línea de Transmisión de 66 kV Guarambaré - Itauguá.
- Línea de Transmisión de 66 kV Pirayú - Itauguá.
- Línea de Transmisión de 66 kV Buey Rodeo - Villeta.
- Línea de Transmisión de 66 kV Tres Bocas - Lambaré.

c) Licencias Ambientales Emitidas por el Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADES)

Línea de Transmisión

- Línea de Transmisión de 220 kV Acaray - Juan León Mallorquín - Coronel Oviedo - Declaración DGCCARN N° 117/2018.
- Línea de Transmisión doble terna de 220 kV Subestación Margen Derecha a la Subestación Itakyry - Declaración DGCCARN N° 1108/2018.
- Línea de Transmisión de 220 kV tramo Horqueta - Concepción II - Declaración DGCCARN N° 1286/2018.

Subestaciones

- Subestación Ciudad Nueva - Declaración DGCCARN N° 118/2018.
- Subestación San Pedro Norte - Declaración DGCCARN N° 683/2018.
- Subestación Concepción II - DGCCARN N° 1287/2018.
- Subestación Filadelfia - Declaración DGCCARN N° 922/2018

Depósitos

- Depósito Regional de Caaguazú - Declaración DGCCARN N° 1222/2018.
- Depósito Regional de Encarnación - Declaración DGCCARN N° 1223/2018.
- Depósito Regional de Ciudad del Este - Declaración DGCCARN N° 1224/2018.
- Depósito Regional de Saltos del Guairá - Declaración DGCCARN N° 1225/2018.
- Depósito Regional de Concepción - Declaración DGCCARN N° 1226/2018
- Depósito Regional de Caapucú - Declaración DGCCARN N° 1580/2018.
- Depósito Regional de Caazapá - Declaración DGCCARN N° 1894/2018.
- Depósito Regional de San Ignacio - Declaración DGCCARN N° 1624/2018.
- Depósito Regional de Paraguari - Declaración DGCCARN N° 1808/2018.
- Depósito Regional de Santa Rita - Declaración DGCCARN N° 1810/2018.
- Depósito Regional de Yby Yaú - Declaración DGCCARN N° 1809/2018.

9.2 Informes de Auditorías Ambientales (AA) presentados al Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADES)

Sistema Metropolitano y Bajo Chaco

- Subestación General Díaz (2da.AA).
- Subestación Luque (2da. AA).
- Subestación Mariano Roque Alonso (2da. AA).
- Subestación Puerto Botánico (2da. AA).
- Subestación Lambaré (2da. AA)
- Subestación Villa Aurelia en 220 kV y 66 kV (2da. AA).
- Subestación Mburucuyá.
- Subestación Barrio Molino (2da. AA).
- Subestación Quiindy (2da. AA).
- Subestación Valle Apuá (2da. AA).
- Línea de Transmisión de 220 kV Puerto Botánico - Barrio Molino.
- Línea de Transmisión de 66 kV Tres Bocas - Villa Aurelia - Subestación Tres Bocas - LT 66 kV Tres Bocas - Lambaré (2da. AA).

Sistema Central

- Subestación Caazapá (2da. AA).
- Subestación Vaquería.
- Subestación La Colmena.
- Subestación Campo Dos (2da. AA).

Sistema Sur

- Línea de Transmisión de 220 kV Trinidad - Natalio.
- Subestación San Patricio (2da. AA).
- Subestación San Juan Bautista (2da.AA).
- Subestación San Pedro del Paraná (2da. AA).
- Subestación Fram.
- Subestación Coronel Bogado (2da. AA).
- Subestación Encarnación (2da. AA).
- Subestación Trinidad (2da. AA).

Sistema Este

- Línea de Transmisión de 220 kV Itakyry - Katueté - Salto del Guairá y Subestaciones Itakyry, Katueté y Salto del Guairá.
- Línea de Transmisión de 220 kV Km. 8 - Presidente Franco (2da. AA).
- Línea de Transmisión de 220 kV Acaray - Pte. Franco (2da. AA).
- Línea de Transmisión de 220 kV Itakyry - Curuguaty (2da. AA).
- Subestación Kilómetro 15 (2da. AA).
- Subestación Hernandarias (2da. AA).
- Presa Yguazú.
- Subestación Microcentro (2da. AA).
- Subestación Paranambú (2da. AA).
- Subestación Parque Industrial Hernandarias (2da. AA).
- Subestación Ciudad del Este (2da. AA).

Sistema Norte

- Subestación Loma Plata (2da.AA).
- Subestación Capitán Bado (2da. AA).
- Subestación Ayolas (2da. AA).
- Subestación Concepción 66 kV (2da.AA).
- Subestación Horqueta (2da.AA)

Varios Sistemas

- Línea de Transmisión de 500 kV Itaipú - Villa Hayes y Estación de 500 kV Villa Hayes.
- Línea de Transmisión de 220 kV Curuguaty - Capitán Bado (2da.AA).
- Línea de Transmisión de 500 kV Yacyretá - Ayolas - Villa Hayes.

9.3 Informes de Auditorías Aprobados por el Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADES)

- Subestación Parque Caballero - Resolución DGCCARN N° 246/2018.
- Adecuación Ambiental de las Instalaciones de la ANDE en Layrelty - San Lorenzo (Depósitos especiales, Subestación, Depósito de Materiales y Equipos, Talleres, Oficinas) - Resolución DGCCARN N° 39/2018.
- Subestación San Antonio - Resolución DGCCARN N° 247/2018.
- Subestación Republicano - Resolución DGCCARN N° 248/2018.
- Subestación Barrio Parque - Resolución DGCCARN N° 249/2018.
- Subestación General Díaz - Resolución DGCCARN N° 277/2018.
- Subestación Kilómetro 15 - Resolución DGCCARN N° 278/2018.
- Línea de Transmisión de 500 kV ITAIPÚ - Villa Hayes y Subestación Villa Hayes - Resolución DGCCARN N° 280/2018.
- Subestación San Juan Bautista - Resolución DGCCARN N° 481/2018.
- Subestación Loma Plata - Resolución DGCCARN N° 482/2018.
- Línea de Transmisión Subterránea 220 kV y 66 kV Puerto Botánico - Villa Aurelia - Resolución DGCCARN N° 495/2018
- Subestación San Pedro del Paraná - Resolución DGCCARN N° 729/2018.
- Línea de Transmisión Km. 8 - Presidente Franco - Resolución DGCCARN N° 730/2018.
- Línea de Transmisión de 220 kV Curuguaty - Capitán Bado - Resolución DGCCARN N° 731/2018.
- Subestación Acaray - Resolución DGCCARN N° 732/2018.
- Subestación San Estanislao - Resolución DGCCARN N° 733/2018.
- Subestación Fernando de la Mora - Resolución DGCCARN N° 734/2018.
- Subestación Central - Resolución DGCCARN N° 750/2018.
- Subestación Caazapá - Resolución DGCCARN N° 819/2018.
- Subestación San Patricio - Resolución DGCCARN N° 842/2018.
- Subestación Fram - Resolución DGCCARN N° 843/2018.
- Subestación Hernandarias - Resolución DGCCARN N° 947/2018.
- Subestación Luque - Resolución DGCCARN N° 948/2018.
- Subestación Coronel Bogado - Resolución DGCCARN N° 949/2018.
- Presa Yguazú - Resolución DGCCARN N° 950/2018.
- Subestación Capitán Bado - Resolución DGCCARN N° 1102/2018
- Subestación Concepción - Resolución DGCCARN N° 145 - 2018
- Línea de Transmisión de 500 kV Yacyretá - Ayolas - Villa Hayes - Resolución DGCCARN N° 2690/2018.

9.4 Evaluación Ambiental Estratégica Elaborada y Presentada al Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADES)

A los efectos de proseguir con las gestiones para la obtención del financiamiento del Proyecto por parte del Banco de Desarrollo de América Latina (CAF), se presentó al Ministerio del Ambiente y Desarrollo Sostenible, la Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) del Programa de Fortalecimiento de Transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y de Distribución Eléctrica Rural: consistente en la “Construcción de la Subestación Minga Guazú en 500 kV”, “Construcción de la Subestación María Auxiliadora en 220 kV y la Línea de Transmisión 220 kV Santa Rita - María Auxiliadora”, y “Mejoramiento de 5.000 Km de Líneas de Media y Baja Tensión Construidas por el Sistema de Autoayuda en todos los Departamentos Geopolíticos del País”, obteniéndose la Licencia a través de la Resolución DGCCARN LAE N° 010/2018.



10

Gestión Financiera

- 10.1 Gestión Contable.
- 10.2 Resultados Obtenidos.
- 10.3 Indicadores Financieros.
- 10.4 Gestión Presupuestaria.
- 10.5 Costo y Precio de Venta de la Energía Eléctrica.
- 10.6 Endeudamiento y Financiamiento.

10. Gestión Financiera

Al cierre del año 2018, los Ingresos de Explotación se incrementaron en 11,3% con respecto a lo registrado en el año 2017, lo cual contribuyó al superávit obtenido por la Institución como resultado de las actividades operativas desarrolladas durante el año 2018, debido en gran parte al efecto de la aplicación del Pliego de Tarifas N° 21 aprobado por Decreto N° 6.904 de fecha 10/03/2017 “Por el cual se autoriza a la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), a realizar el Rebalanceo de las Tarifas para el Servicio de Energía Eléctrica”.

Por su parte, los Gastos de Explotación aumentaron, registrando una variación del 7,0% en relación a los gastos registrados en el año 2017. En el año 2018, los gastos por compra de energía representaron el 57% del total de los Gastos de Explotación, siendo este gasto el de mayor incidencia en el total.

El Ingreso Neto de Explotación al cierre del Ejercicio Fiscal 2018 fue de \$ 583.666 millones y el Resultado Neto del Ejercicio fue de \$ 632.547 millones, siendo la causa más importante de este superávit atribuible al aumento de los ingresos facturados en concepto de Venta de Energía en el Mercado Nacional, debido principalmente al efecto del rebalanceo tarifario ya mencionado.

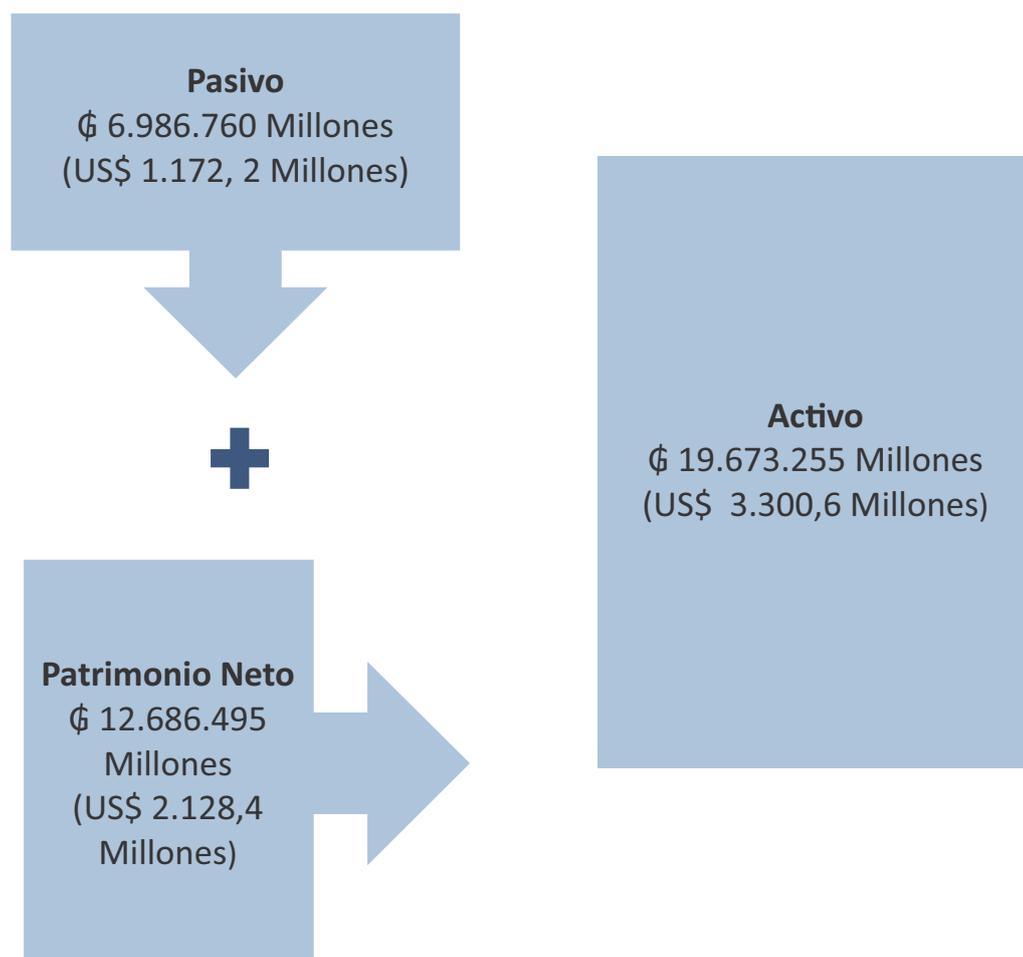
La magnitud de las inversiones en infraestructura eléctrica en transmisión y distribución que la empresa viene realizando financiadas con Préstamos Externos, Bonos Soberanos y Leasing Operativos y el elevado nivel de su aporte directo con recursos propios en la financiación de los mismos, han exigido una cuidadosa gestión financiera, de tal manera que no solamente sean cubiertos los gastos de explotación y pagados puntualmente el servicio de deuda, sino también se dispongan de fondos suficientes para cumplir con los demás objetivos y compromisos institucionales.

10.1 Gestión Contable

Desde el punto de vista de la estructura patrimonial, la situación de la Empresa muestra mejorías considerando que se registró un aumento en los activos y en el patrimonio neto en el Ejercicio Fiscal 2018.

Por otra parte, la estructura patrimonial al cierre del año 2018 nos muestra que del 100% de los activos de la empresa, el 64,5% se encuentra financiado con recursos propios, es decir, con el Patrimonio Neto de la Empresa y solo el 35,5% restante está financiado con deudas, es decir, con pasivos, tal como se puede observar en el siguiente esquema:

Gráfico 10.1: Estructura Patrimonial, 2018



10.1.1 Activos

Al 31/12/2018, la Empresa contaba con activos por un total de ¢ 19.673.255 millones, equivalente a US\$ 3.300,6 millones, superior en 17,7% con relación al total de activos al cierre del año anterior de ¢ 16.712.142 millones, equivalente a US\$ 2.989,4 millones.

Los Activos de la Empresa al cierre del año 2018 se encontraban compuestos en un 20,4% por Activos Corrientes, un 62,6% por Activos Fijos y el restante 17% por Activos No Corrientes.

- El **Activo Corriente** aumentó en 11,9% respecto a lo registrado al cierre del año 2017, totalizando un monto de ¢ 4.011.600 millones, equivalente a US\$ 673 millones. Dentro de los Activos Corrientes, la Cuenta Caja y Bancos cerró el ejercicio con un saldo de ¢ 1.177.304 millones, superior en 79,2% en relación al saldo al cierre del año 2017 de ¢ 656.691 millones, debido al aumento en los saldos bancarios en su mayor parte por el incremento de los ingresos facturados en concepto de Venta de Energía en el Mercado Nacional durante el ejercicio Fiscal 2018.
- El **Activo Fijo** al cierre del año 2018 aumentó en 19,5% respecto al existente al cierre del año 2017, debido principalmente al ajuste del valor de los Bienes del activo fijo, que se incrementaron en 18,2% con respecto al año 2017.
- El **Activo no Corriente**, al cierre del año 2018 se incrementó en 18,8% en relación al existente al cierre del año 2017, debido principalmente al aumento registrado en el saldo de la Cuenta Utilidad/Resarcimiento - Yacyretá, así como por el aumento del saldo de las Cuentas por Cobrar a Clientes.

Tabla 10.1: Composición del Activo, 2017 - 2018

Cuentas	2017		2018		Variación %	Part. %
	Millones ¢	Millones US\$	Millones ¢	Millones US\$		
Activo Corriente	3.585.852	641,4	4.011.600	673,0	11,9%	20,4%
Activo Fijo	10.303.012	1.843,0	12.308.990	2.065,1	19,5%	62,6%
Activo no corriente	2.823.278	505,0	3.352.665	562,5	18,8%	17,0%
Total Activo	16.712.142	2.989,4	19.673.255	3.300,6	17,7%	100,0%

Tipo de Cambio ¢/US\$	5.590,47	5.960,54
------------------------------	-----------------	-----------------

10.1.2 Pasivos

Tabla 10.2: Composición del Pasivo, 2017 - 2018

Cuentas	2017		2018		Variación %	Part. %
	Millones ¢	Millones US\$	Millones ¢	Millones US\$		
Pasivo a Largo Plazo	4.844.620	866,6	5.586.994	937,3	15,3%	80,0%
Pasivo Corriente	1.176.404	210,4	1.338.298	224,5	13,8%	19,2%
Otros Pasivos	60.004	10,7	61.468	10,3	2,4%	0,9%
Total Pasivo	6.081.028	1.087,7	6.986.760	1.172,2	14,9%	100,0%

Tipo de Cambio ¢/US\$	5.590,47	5.960,54
------------------------------	-----------------	-----------------

Al 31/12/2018 la ANDE contaba con un total de deudas (pasivos) de ¢ 6.986.760 millones, equivalente a US\$ 1.172,2 millones, superior en 14,9% al Pasivo Total al cierre del año 2017 de ¢ 6.081.028 millones, equivalente a US\$ 1.087,7 millones.

El Pasivo total se encuentra compuesto de Pasivos a Largo Plazo en un 80%, Pasivos Corrientes en 19,2% y Otros Pasivos en 0,9%.

- El **Pasivo a Largo Plazo**, al cierre del año 2018 se incrementó en 15,3% respecto al saldo registrado al cierre del año 2017. Entre las causas que justifican el aumento es la reclasificación dentro de Deudas Locales, saldos de Cuentas varias por pagar en concepto de Retención Caucional a Contratistas, Deudas con Contratistas y Acreedores Varios y los desembolsos por un importe de US\$ 90 millones provenientes de los Préstamos BID 2891/OC-PR, OFID 1409PB, CAF 008633, CAF 10170, BIRF 7994/PA, BEI - FIN° 83244, conforme al siguiente detalle:

Tabla 10.3: Desembolsos Recibidos por Organismos Financieros, 2018

Ente Financiero	Préstamo	Monto en US\$
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	2891/OC-PR	7.063.587,66
Banco de Desarrollo de América Latina (CAF)	CFA 10170	43.027.922,50
Fondo de la OPEP para el Desarrollo Internacional (OFID)	1409PB	315.576,93
Banco de Desarrollo de América Latina (CAF)	CFA 008633	5.258.077,92
Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF)	7994-PA	11.581.610,30
Banco Europeo de Inversiones (BEI)	FI 83244	22.280.063,65
TOTAL		89.526.838,96

Fuente: ANDE

Por otra parte, se registraron disminuciones debido principalmente, a las amortizaciones del servicio de la deuda realizadas durante el Ejercicio por un importe total de US\$ 26 millones, conforme al siguiente detalle:

Tabla 10.4: Amortización de Préstamos, 2018

Ente Financiero	Préstamo	Monto en US\$
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	703/SF-PR	421.977,09
Banco de Desarrollo de América Latina (CAF)	CFA 007822	6.357.157,70
Banco de Desarrollo de América Latina (CAF)	CFA 008633	3.651.661,28
Fondo de la OPEP para el Desarrollo Internacional (OFID)	1409PB	1.114.120,00
Kreditanstalt Für Wiederaufbau (KFW)	ANDE III Tr. II	118.297,60
Kreditanstalt Für Wiederaufbau (KFW)	Electrificación Chaco	1.182.976,01
Instituto de Crédito Oficial del Reino Unido (ICO)	01002011.0	308.227,72
Japan International Cooperation Agency (JICA)	PG-P11	2.311.591,53
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	1835/OC-PR	3.508.405,42
Banco do Brasil (BB)		4.392.622,00
ITAIPÚ	CONV. SEMD	2.434.730,74
TOTAL		25.801.767,09

Fuente: ANDE

- El **Pasivo Corriente**, al cierre del año 2018 aumentó en 13,8% respecto al saldo existente al cierre del año 2017, debido principalmente al aumento del saldo de las Cuentas por Pagar Varias, Retenciones a Contratistas y Proveedores de Plaza, Intereses por Pagar y Compra de Energía de la Entidad Binacional Yacypretá.

Otros Pasivos, al cierre del año 2018 aumentó en 2,4% respecto a lo registrado en el año 2017, debido principalmente al aumento de las reservas especiales por daños y perjuicios, considerando los juicios promovidos en contra de la Institución, las cuales deben cubrir razonablemente los importes estimados a desembolsar en el marco de dichos juicios.

10.1.3 Patrimonio Neto

El Patrimonio Neto de la ANDE al cierre del ejercicio 2018 ascendió a ¢ 12.686.495 millones, equivalente a US\$ 2.128,4 millones, registrándose un aumento del orden de 19,3% con respecto al Patrimonio registrado al cierre del año 2017 de ¢ 10.631.114 millones, equivalente a US\$ 1.901,6 millones.

El aumento registrado en el Patrimonio Neto en el Ejercicio Fiscal 2018 obedeció principalmente al aumento de los Aportes no Reembolsables por valor de ¢ 1.647.282 millones, debido principalmente a los desembolsos en el marco de los Convenios de Cooperación, uno suscrito con la Entidad Binacional Yacypetá, ANDE-EBY/POE-MD y dos suscritos con Itaipú Binacional, ANDE-IPU JEC.JE166/17 y I.C. ANDE-IPU LT 500 KV SEMD-VHA.

La Tabla 10.5 refleja con mayor detalle las situaciones descritas en los párrafos precedentes.

Tabla 10.5: Composición del Patrimonio Neto, 2017 - 2018

Cuentas	2017		2018		Variación %	Part. %
	Millones ¢	Millones US\$	Millones ¢	Millones US\$		
Capital + Reservas de Capital	926.321	165,7	926.321	155,4	0,0%	7,3%
Revalúo de Activo Fijo	4.895.762	875,7	5.279.302	885,7	7,8%	41,6%
Aportes no Reembolsables	607.989	108,8	1.647.282	276,4	170,9%	13,0%
Resultados Acumulados	4.201.042	751,5	4.833.589	810,9	15,1%	38,1%
Patrimonio Neto	10.631.114	1.901,6	12.686.495	2.128,4	19,3%	100,0%
Tipo de Cambio ¢/US\$	5.590,47		5.960,54			

10.2 Resultados Obtenidos

Al cierre del Ejercicio Fiscal 2018, la ANDE obtuvo como resultado un Ingreso Neto de Explotación positivo de ¢ 583.666 millones, equivalente a US\$ 98 millones, y una Utilidad Neta (Superávit) de ¢ 632.547 millones, equivalente a US\$ 106 millones, cuyo detalle se muestra seguidamente:

Tabla 10.6: Composición del Estado de Resultados, 2017 - 2018

Estado de Resultados	2017		2018		Variación %
	Millones ¢	Millones US\$	Millones ¢	Millones US\$	
(+) Ingresos de Explotación	4.216.980	754,3	4.693.727	787,5	11,3%
(-) Gastos de Explotación	3.842.781	687,4	4.110.061	689,5	7,0%
(=) Ingresos Neto de Explotación	374.199	66,9	583.666	97,9	-56,0%
Ingresos Ajenos a la Explotación	566.455	101,3	689.835	115,7	21,8%
Gastos Ajenos a la Explotación	328.135	58,7	445.700	74,8	35,8%
Resultado del Ejercicio Antes del Impuesto a la Renta	612.519	109,6	827.801	138,9	-35,1%
(-) Impuesto a la Renta	71.136	12,7	195.254	32,8	174,5%
(=) Resultado Neto del Ejercicio	541.382	96,8	632.547	106,1	-16,8%
Tipo de Cambio ¢/US\$	5.590,47		5.960,54		

Fuente: ANDE

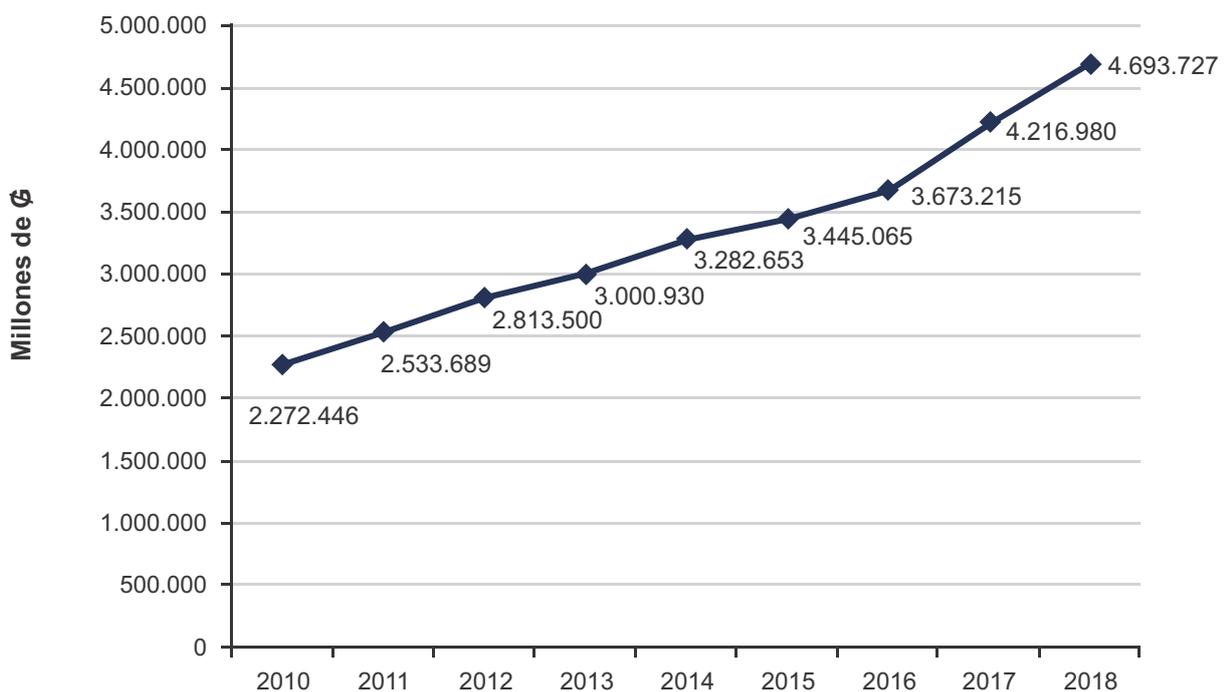
- Los **Ingresos de Explotación**, al cierre del año 2018 se incrementaron en 11,3% con respecto a lo registrado en el año 2017, totalizando ¢ 4.693.727 millones, equivalentes a US\$ 787 millones, los cuales se encuentran compuestos por los Ingresos por Venta de Energía y Otros Ingresos de Explotación.

El incremento de los Ingresos de Explotación registrado en el año 2018 se debe principalmente al aumento en los Ingresos por Venta de Energía, principal componente de los Ingresos de Explotación, el cual ascendió a ¢ 4.553.946 millones, equivalente a US\$ 764 millones, superior en 11,8% respecto a los Ingresos por Venta de Energía

registrados en el año 2017, debido principalmente al efecto de la aplicación del Pliego de Tarifas N° 21 aprobado por Decreto N° 6.904 de fecha 10/03/2017 “Por el cual se autoriza a la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), a realizar el Rebalanceo de las Tarifas para el Servicio de Energía Eléctrica”.

A continuación, puede observarse la evolución de los Ingresos de Explotación en el período 2010 al 2018:

Gráfico 10.2: Evolución de los Ingresos de Explotación, 2010 - 2018



- Los **Gastos de Explotación**, al cierre del año 2018 ascendieron a ₡ 4.110.061 millones, equivalente a US\$ 689,5 millones, el cual fue superior en 7% respecto a lo registrado en el año 2017. A continuación se detalle la composición de los gastos de explotación por naturaleza para los años 2017 y 2018:

Tabla 10.7: Composición de los Gastos de Explotación, 2017 - 2018

Descripción	2017		2018		% Variación	% Part.
	Millones ₡	Millones US\$	Millones ₡	Millones US\$		
Energía Comprada	2.270.371	406,1	2.340.816	392,7	3,1%	57,0%
Gastos del Personal (*)	728.330	130,3	805.833	135,2	10,6%	19,6%
Viáticos	26.158	4,7	29.311	4,9	12,1%	0,7%
Materiales	58.327	10,4	56.244	9,4	-3,6%	1,4%
Combustibles	16.732	3,0	18.182	3,1	8,7%	0,4%
Servicios Contratados	252.090	45,1	245.383	41,2	-2,7%	6,0%
Otros Gastos	65.765	11,8	176.451	29,6	168,3%	4,3%
Sub-Total	3.417.774	611,4	3.672.219	616,1	7,4%	89,3%
Depreciación	425.007	76,0	437.842	73,5	3,0%	10,7%
Total Gastos	3.842.781	687,4	4.110.061	689,5	7,0%	100,0%

Tipo de Cambio ₡/US\$	5.590,47	5.960,54
------------------------------	-----------------	-----------------

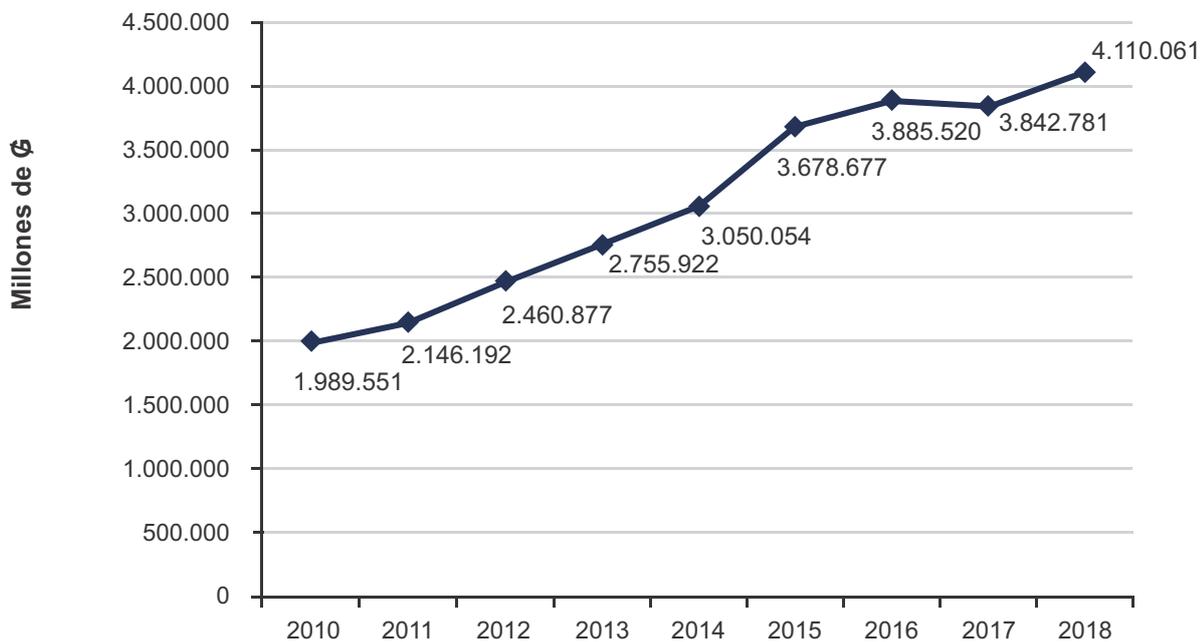
(*) Incluye Sueldos, Leyes Sociales, Beneficios C.C.C.T. y Haber de Retiro P.R.V.I.

Como puede observarse, los gastos de explotación al cierre del año 2018 se encontraban compuestos en su mayor parte por los gastos en concepto de energía comprada, que representaba el 57% del total de gastos, seguido de gastos del personal con el 19,6%, depreciación con el 10,7%, servicios contratados con el 6%, otros gastos con el 4,3%, materiales con el 1,4%, viáticos con el 0,7% y combustibles con una participación del 0,4%.

El aumento en los gastos de explotación al cierre del año 2018 se debe al aumento registrado en la Cuenta Otros Gastos, principalmente por las bajas de transformadores en desuso, así como por el aumento de los gastos de consumidores, debido al incremento de las cuentas incobrables, y los asociados a la Trasmisión de energía.

En el Gráfico 10.3 puede observarse la evolución de los Gastos de Explotación en el período 2010 al 2018:

Gráfico 10.3: Evolución de los Gastos de Explotación, 2010 - 2018



- Los **Ingresos Ajenos a la Explotación**, al cierre del año 2018 ascendieron a ₡ 689.835 millones, equivalente a US\$ 116 millones, el cual fue superior en 21,8% respecto a lo registrado en el año 2017, debido principalmente a los ajustes varios del ejercicio anterior realizados en el año 2018 así como al incremento de los Ingresos en concepto de Utilidad y Resarcimiento percibidos de Itaipú Binacional.
- Los **Gastos Ajenos a la Explotación**, al cierre del año 2018 ascendieron a ₡ 445.700 millones, equivalente a US\$ 74,8 millones, el cual aumentó en 35,8% a lo registrado en el año 2017, el cual se explica principalmente por el aumento de los Intereses pagados correspondientes a las Deudas a Largo Plazo, entre los que se citan a los intereses generados por los Préstamos suscritos con la CAF, la OFID y los intereses de los Bonos Soberanos I y II.

10.3 Indicadores Financieros

El análisis de los indicadores financieros más importantes obtenidos por la Institución, al cierre del Ejercicio Fiscal 2018, se presenta a continuación:

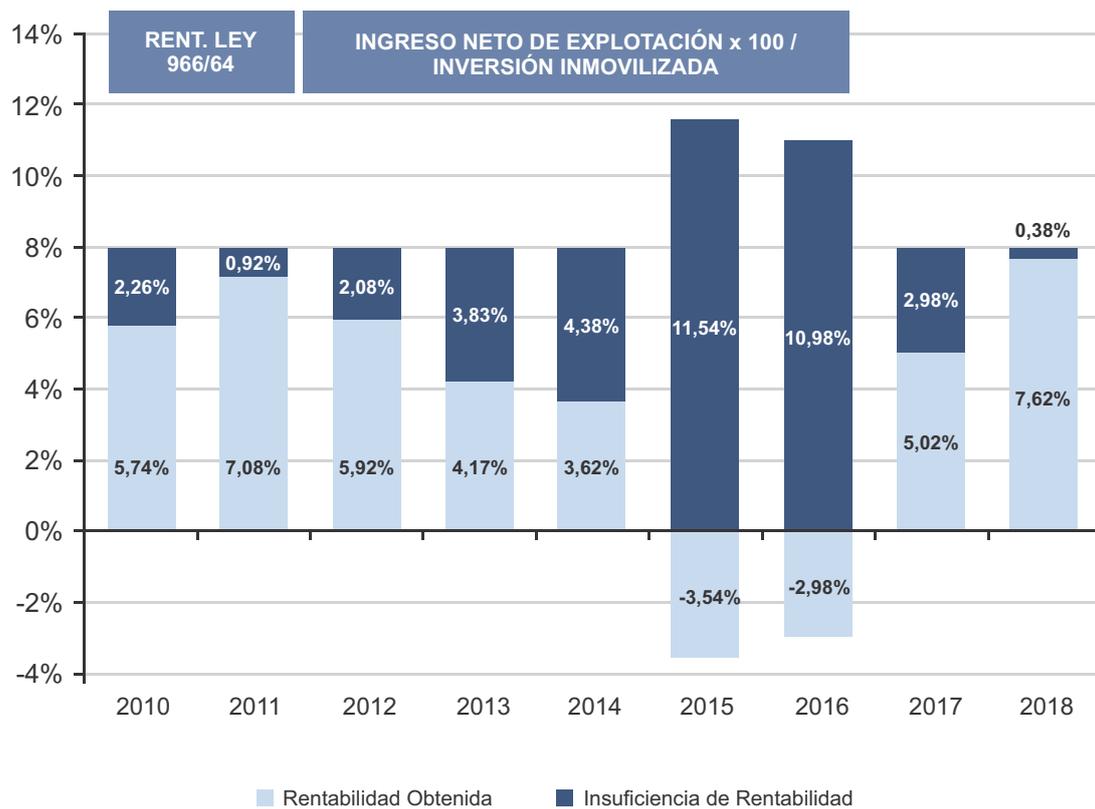
10.3.1 Rentabilidad de la ANDE (según Ley 966/64)

Al cierre del año 2018, la Rentabilidad calculada según la “Ley Orgánica de la ANDE” (966/64), alcanzó la cifra de 7,62%, el cual fue positivo teniendo en cuenta que la Empresa registró un superávit operativo, debido al efecto de la aplicación del Pliego de Tarifas N° 21 aprobado por Decreto N° 6.904 de fecha 10/03/2017 “Por el cual se autoriza a la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), a realizar el Rebalanceo de las Tarifas para el Servicio de Energía Eléctrica”.

Cabe señalar que la rentabilidad obtenida en el año 2018 aun no alcanza el valor establecido en la Ley Orgánica de la ANDE, que establece que las tarifas deberán ser fijadas de forma que generen un Ingreso Neto anual no inferior al 8% ni superior al 10% de la Inversión Inmovilizada, generando anualmente una insuficiencia de rentabilidad, la cual es registrada contablemente en cuentas de orden y que al 31/12/2018 totalizaba ¢5.407.124 millones, equivalentes a US\$ 907,15 millones.

El Gráfico 10.4 muestra la evolución del Índice de Rentabilidad para el periodo 2010 - 2018, así como la Insuficiencia de Rentabilidad:

Gráfico 10.4: Evolución del Índice de Rentabilidad, 2010 - 2018

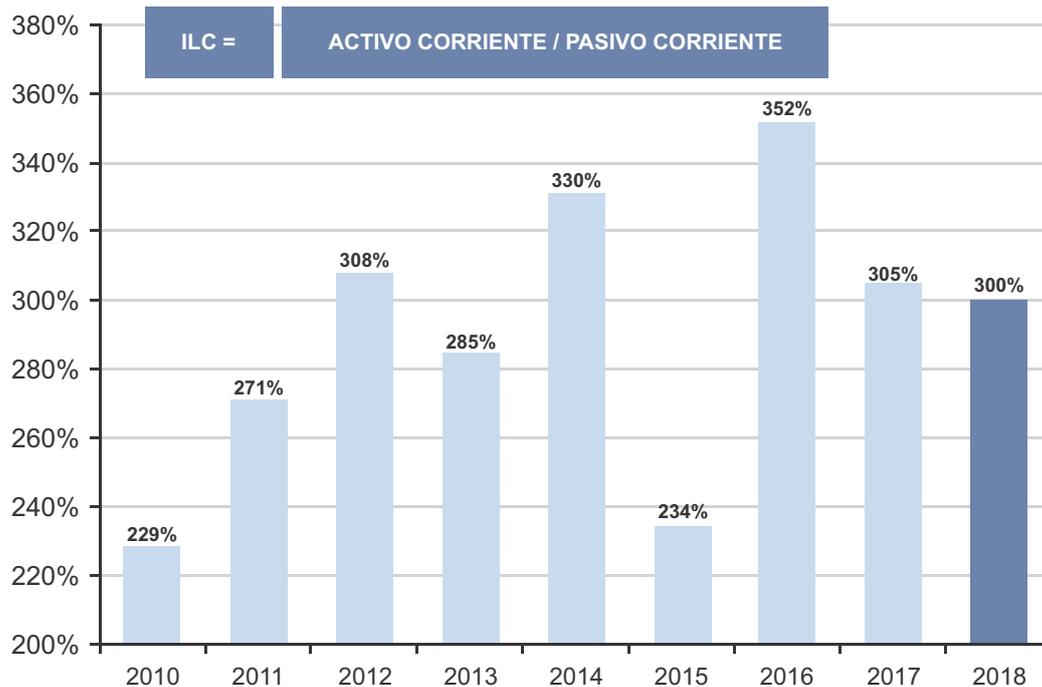


10.3.2 Índice de Liquidez Corriente (ILC)

Este índice evalúa la capacidad de la Institución para enfrentar las obligaciones contraídas a corto plazo. El rango ideal de liquidez de acuerdo a estándares internacionales, oscila entre 1,1 y 1,5 veces.

A diciembre de 2018, el Índice de Liquidez Corriente se situó en 300%, por encima del rango Standard adoptado internacionalmente, es decir, la Empresa contaba con los recursos para cumplir con los compromisos de corto plazo, tal como puede observarse en el Gráfico 10.5, el cual muestra la evolución de este índice en el periodo 2010 - 2018:

Gráfico 10.5: Índice de Liquidez Corriente, 2010 - 2018



Como puede observarse en el gráfico precedente, el índice registró una leve disminución en el año 2018 con respecto al año 2017, debido principalmente al aumento del pasivo corriente registrado en el año 2018.

El Activo Corriente tuvo un aumento del orden de 11,9% en el año 2018 en relación al año 2017, debido al aumento en los saldos bancarios en su mayor parte por aumento de los ingresos facturados en concepto de Venta de Energía en el Mercado Nacional durante el ejercicio Fiscal 2018.

Por su parte, el Pasivo Corriente aumento en 13,8% al cierre del año 2018 en relación al año 2017, debido principalmente al aumento del saldo de las Cuentas por Pagar Varias, Retenciones a Contratistas y Proveedores de Plaza, Intereses por Pagar y Compra de Energía de la Entidad Binacional Yacypetá.

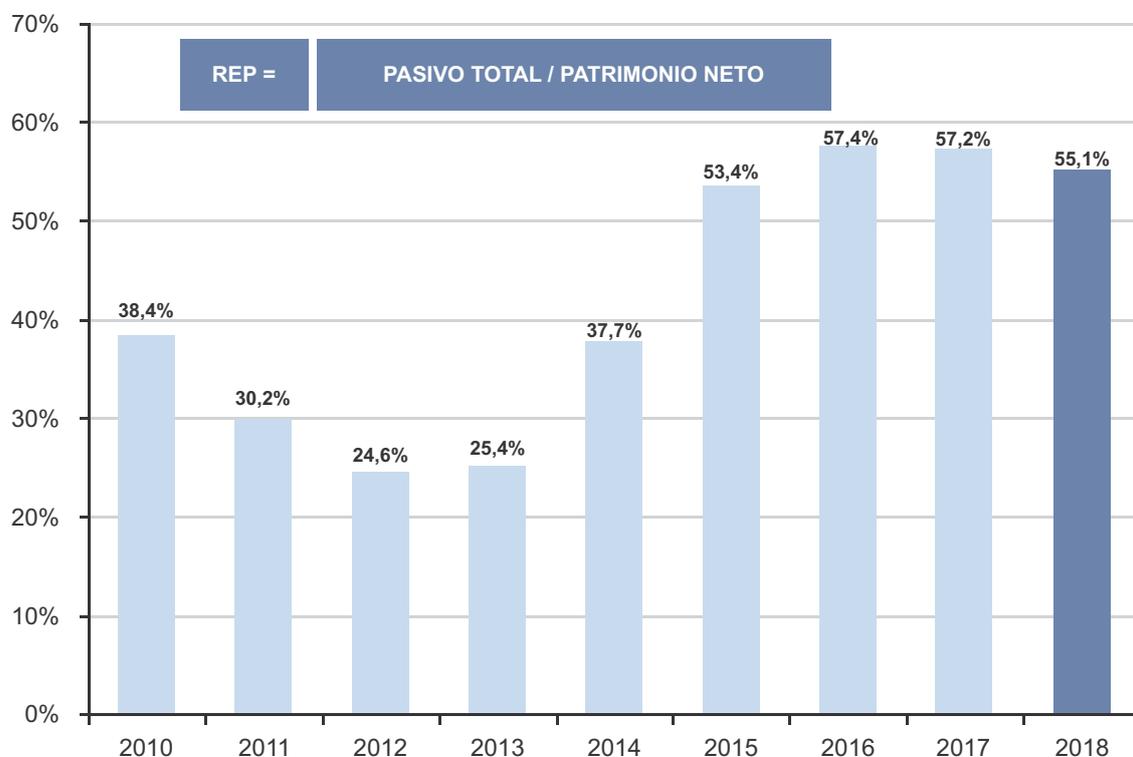
10.3.3 Razón de Endeudamiento Patrimonial (REP)

La razón de Endeudamiento Patrimonial relaciona el Pasivo con el Patrimonio Neto, y se utiliza también para medir la gestión institucional.

El Endeudamiento Patrimonial de la ANDE al cierre del año 2018 se situó en 55,1%, inferior al valor registrado el año anterior, principalmente por efecto del aumento registrado en el Patrimonio Neto de la Empresa.

En el Gráfico 10.6 se muestra la evolución de la Razón de Endeudamiento Patrimonial de la ANDE en el periodo 2010 - 2018:

Gráfico 10.6: Razón de Endeudamiento Patrimonial, 2010 - 2018



10.4 Gestión Presupuestaria

El Presupuesto de la ANDE al cierre del Ejercicio Fiscal 2018 fue de ¢ 7.201.854 millones, equivalente a US\$ 1.208 millones, el cual estaba compuesto de:

- **Fondos Externos (FF 20):** ¢ 1.214.981 millones, equivalentes a US\$ 203,8 millones, el cual incluye un monto de ¢ 18.027 millones (FF 30 - OF 302) correspondiente a los fondos provenientes de la Donación de la Unión Europea a través del Fondo de Inversión en América Latina (LAIF).
- **Fondos Propios (FF 30):** ¢ 5.986.873 millones equivalentes a US\$ 1.004,4 millones.

Durante el año 2018, se gestionaron ante el Ministerio de Hacienda diez y seis (16) modificaciones presupuestarias y cuatro (4) ampliaciones presupuestarias, de las cuales quince (15) modificaciones fueron aprobadas y una (1) rechazada y tres (3) ampliaciones fueron aprobadas y una (1) ha sido replanteada, todas ellas necesarias para el cumplimiento de los objetivos y metas institucionales.

10.4.1 Ingresos Recaudados

Durante el año 2018, la ANDE ha recaudado ingresos por un monto total de ¢ 5.956.208 millones equivalente a US\$ 999,3 millones, el cual se compone de ingresos propios e ingresos provenientes de desembolsos de préstamos externos, conforme al siguiente detalle:

Tabla 10.8: Composición de los Ingresos Recaudados, 2017 - 2018

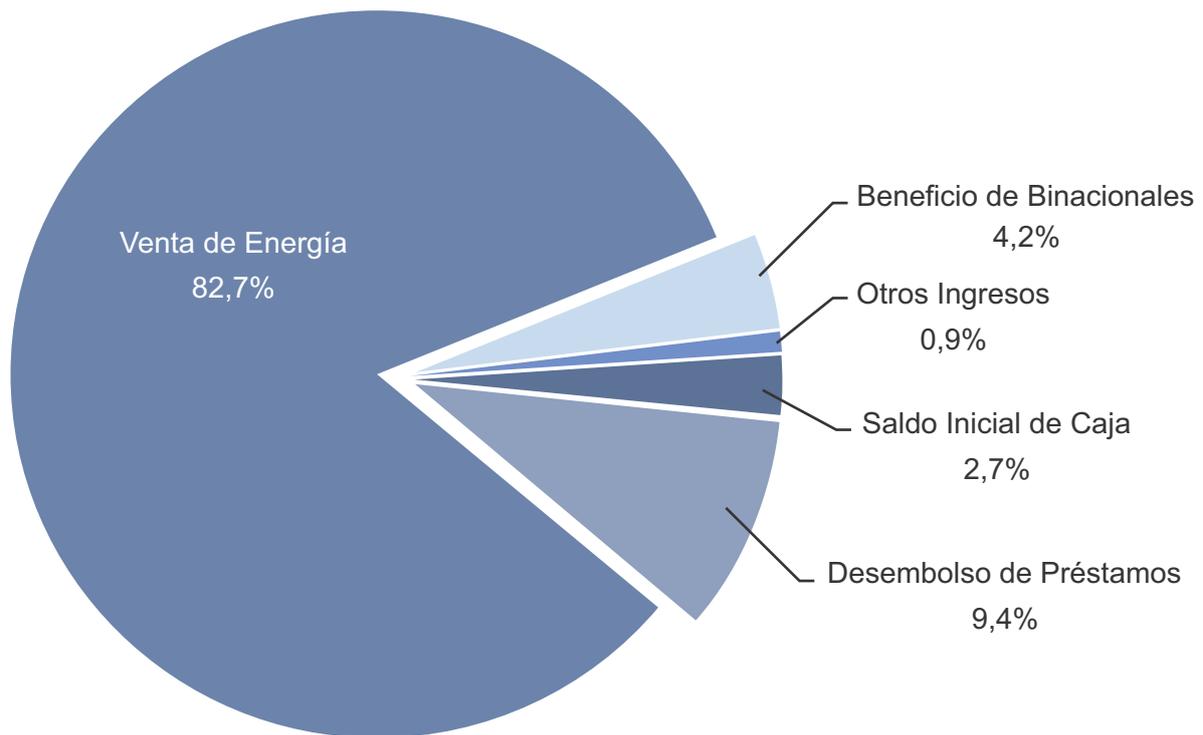
Descripción	2017		2018		Variación %	Part. %
	Millones ¢	Millones US\$	Millones ¢	Millones US\$		
Venta de Energía	4.391.940	785,6	4.927.361	826,7	12,2%	82,7%
Beneficio de Binacionales	245.570	43,9	251.034	42,1	2,2%	4,2%
Otros Ingresos	60.006	10,7	53.108	8,9	-11,5%	0,9%
Saldo Inicial de Caja	351.673	62,9	162.403	27,2	-53,8%	2,7%
Desembolso de Préstamos	474.291	84,8	562.303	94,3	18,6%	9,4%
Total Ingresos	5.523.480	988,0	5.956.209	999,3	7,8%	100%

Tipo de Cambio ¢/US\$	5.590,47	5.960,54
------------------------------	-----------------	-----------------

Como puede observarse, los ingresos se incrementaron en 7,8% en el año 2018 respecto a lo recaudado en el año 2017, debido principalmente al aumento del 18,6% en los Desembolsos de Préstamos Externos y del 12,2% de los Ingresos por Venta de Energía recaudados en el año 2018 en relación al año 2017, por efecto de la aplicación del Pliego de Tarifas N° 21 aprobado por Decreto N° 6.904 de fecha 10/03/2017 "Por el cual se autoriza a la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), a realizar el Rebalanceo de las Tarifas para el Servicio de Energía Eléctrica.

En la estructura de los ingresos, la venta de energía ocupa el 82,7% del total de los Ingresos recaudados durante el Ejercicio Fiscal 2018, seguido de los Desembolsos de Préstamos Externos con una participación del 9,4%, Beneficios de las Binacionales con el 4,2% de participación, Saldo Inicial de Caja con una participación del 2,7%, Otros Ingresos con el 0,9%, en el cual se incluyen Ingresos por Venta de Activos, Multas a Proveedores y Contratistas, Arrendamiento de Tierras, Recuperación de Deudas e Intereses Bancarios, tal como puede observarse seguidamente:

Gráfico 10.7: Composición de los Ingresos Recaudados, 2018



10.4.2 Gastos Ejecutados

La ANDE ejecutó gastos durante el año 2018 por un monto total de \$ 5.265.035 millones, equivalente a US\$ 883 millones, conforme a la composición que se detalla en la Tabla 10.9.

Tabla 10.9: Composición de los Gastos Obligados, 2017 - 2018

Descripción	2017		2018		Variación %	Part. %
	Millones ₡	Millones US\$	Millones ₡	Millones US\$		
Servicios Personales	701.178	125,4	770.677	129,3	9,9%	14,6%
Servicios No Personales	239.240	42,8	244.961	41,1	2,4%	4,7%
Bienes de Consumo e Insumos	29.802	5,3	30.173	5,1	1,2%	0,6%
Bienes de Cambio (Compra de Energía)	2.397.429	428,8	2.302.952	386,4	-3,9%	43,7%
Inversión Física	1.181.356	211,3	1.031.027	173,0	-12,7%	19,6%
Servicio de la Deuda Pública	301.653	54,0	330.459	55,4	9,5%	6,3%
Transferencias (Aporte Intergubernamental y Otras Transferencias)	58.162	10,4	58.420	9,8	0,4%	1,1%
Impuestos y Otros Gastos	314.660	56,3	496.367	83,3	57,7%	9,4%
Total Ejecución de Gastos	5.223.480	873,0	5.265.035	883,3	0,8%	100%

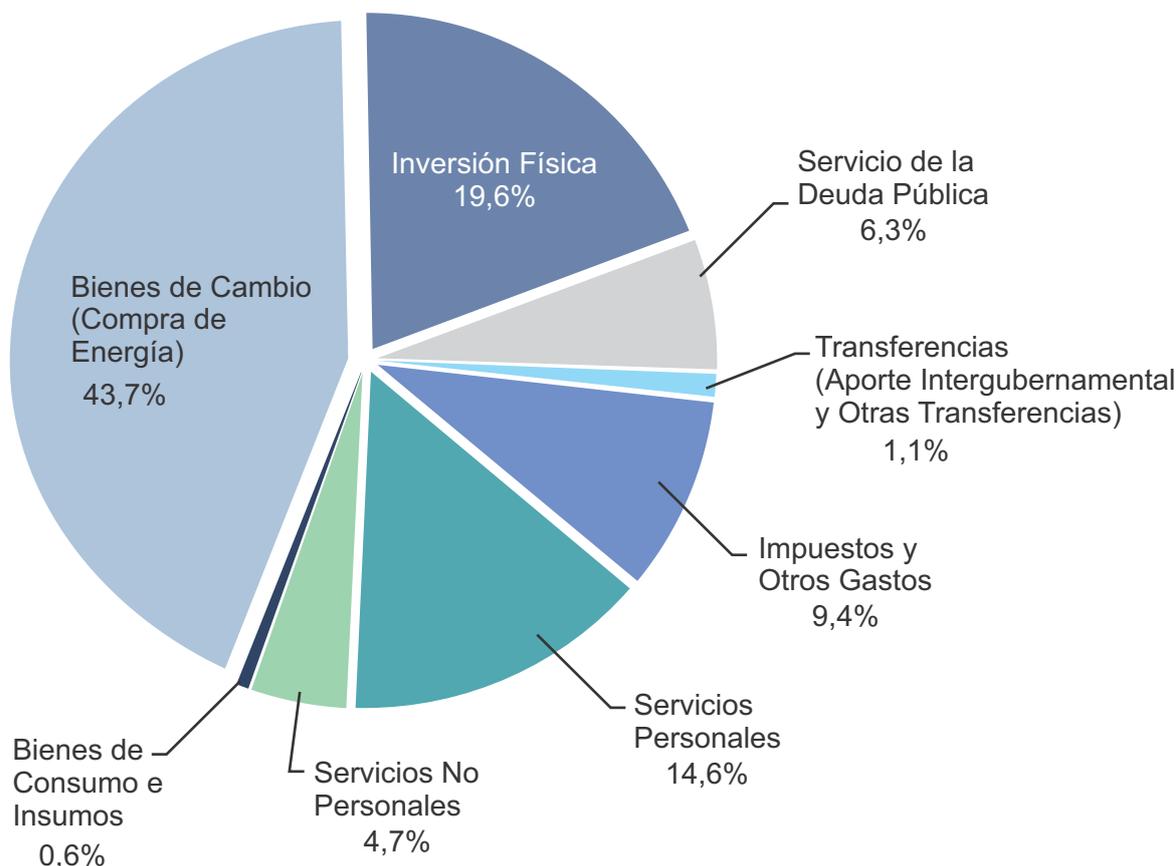
Tipo de Cambio ₡/US\$	5.590,47	5.960,54
------------------------------	-----------------	-----------------

Como puede observarse, los gastos en concepto de impuestos y otros gastos se incrementaron en 57,7%, Servicios Personales en 9,9%, Servicio de la Deuda Pública en 9,5%, Servicios no Personales se incrementaron en 2,4%, Bienes de Consumo e Insumos en 1,2%, las Transferencias en 0,4% en el año 2018 respecto a lo ejecutado en el año 2017.

Por otra parte, las Inversiones Físicas disminuyeron en 12,7% y la compra de energía disminuyó en 3,9% en el año 2018 en relación a lo ejecutado en el año 2017.

A continuación, en el Gráfico 10.8, se puede observar la composición de los gastos ejecutados en el año 2018:

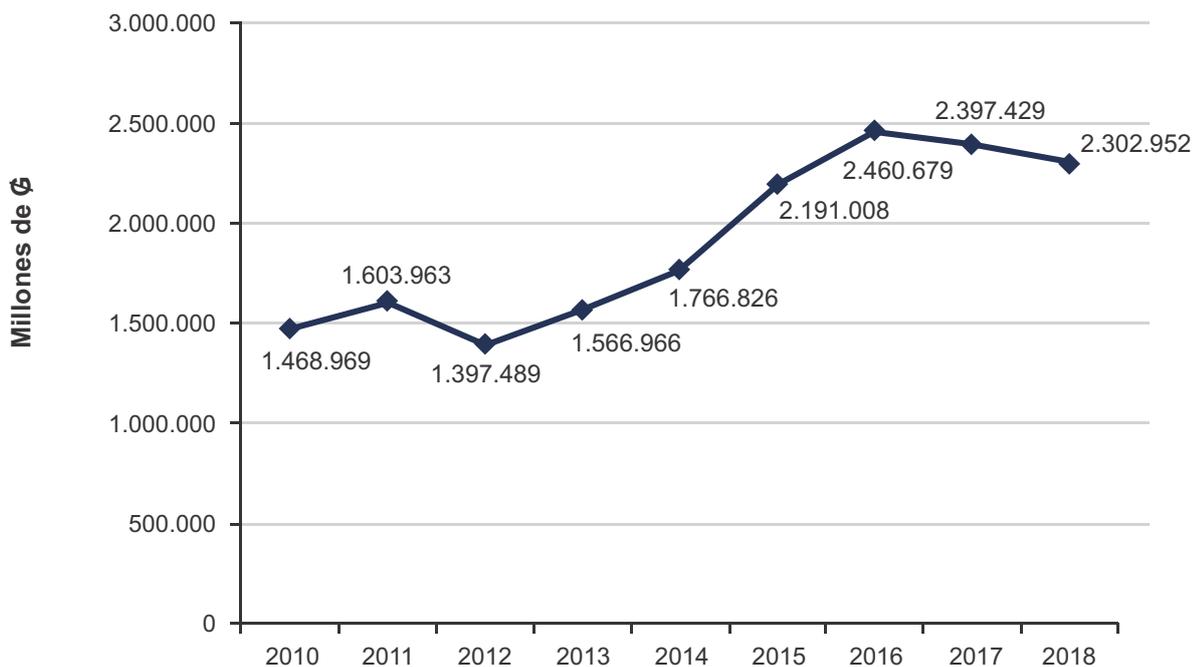
Gráfico 10.8: Composición de los Gastos Obligados, 2018



El rubro con mayor participación en la estructura de gastos obligados de la Empresa al cierre del año 2018 fue la Compra de Potencia y Energía de Itaipú y Yacyretá, que ocupó el 43,7% del total de los gastos, erogándose en dicho concepto US\$ 386 millones, le sigue en participación las Inversiones Físicas en obras de Infraestructura eléctrica y adquisición de equipos y herramientas mayores con el 19,6% del total ejecutado en el año, con un monto de US\$ 173 millones, los gastos en concepto de Sueldos, Cargas y Beneficios Sociales del Personal con el 14,6%, Impuestos y otros gastos con el 9,4% y el Servicio de la Deuda Pública con el 6,3% de participación en el total de gastos obligados en el año 2018, seguido en menor proporción de los Servicios no Personales, Transferencias y Bienes de Consumo e Insumo.

A continuación, se muestra la evolución de los gastos en concepto de Compra de Energía en el período 2010 al 2018:

Gráfico 10.9: Evolución del Gasto por Compra de Energía, 2010 - 2018



Con relación a las Inversiones Físicas, es importante mencionar que se han ejecutado importantes procesos licitatorios correspondiente a construcción de obras y adquisición de maquinarias, equipos y herramientas en general en el ámbito técnico tales como, Ejecución de obras de restauración y modernización, obras de ampliación y mejora del Sistema de Distribución, construcción de líneas de transmisión, adquisición de centro de Distribución Móvil de 23 kV, cables, accesorios y equipos para distribución, medidores electrónicos, transformadores de Potencia, entre otros.

En la Tabla 10.10 se muestran los montos mensuales en dólares americanos (al tipo de cambio comprador de cada mes), ejecutados en inversiones físicas en el año 2018, por fuente de financiamiento:

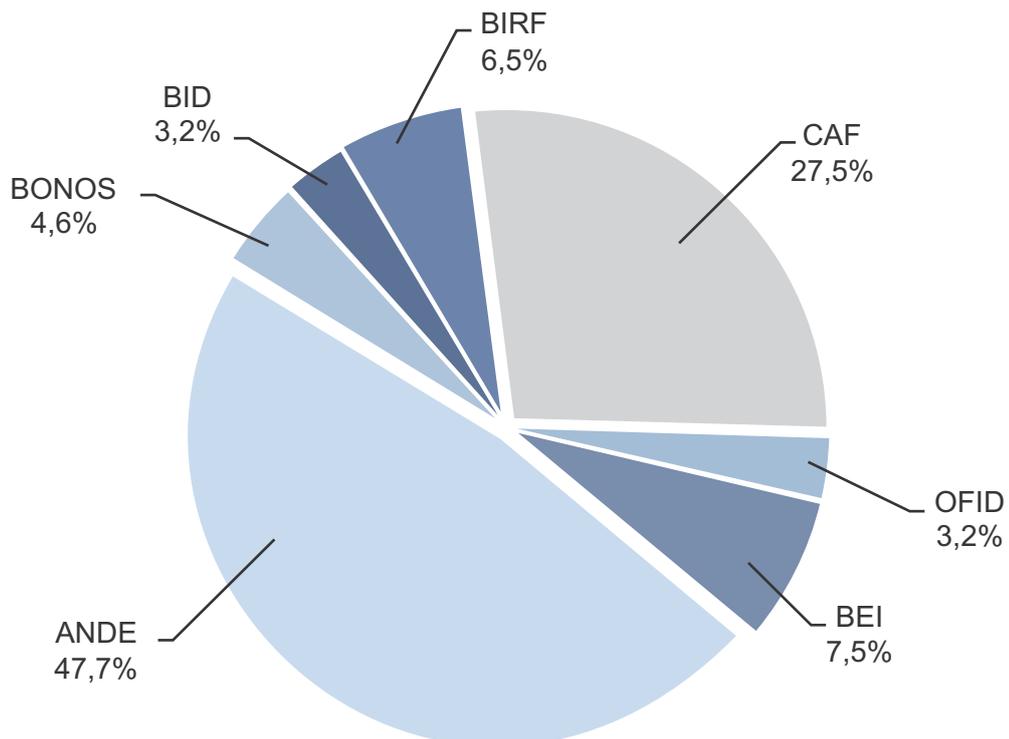
Tabla 10.10: Inversiones Físicas por Fuentes de Financiamiento, 2018

F.F	Presup.	Obligado en millones de US\$												
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total
FF 20	196,23	3,86	1,39	2,35	4,19	3,57	1,57	5,87	2,99	7,22	3,42	16,97	38,55	91,94
FF 30	161,98	0,44	1,82	6,91	6,34	4,33	5,66	6,09	8,68	7,25	10,35	10,79	15,72	84,39
Total	358,21	4,30	3,20	9,26	10,53	7,90	7,23	11,95	11,66	14,47	13,77	27,76	54,26	176,33

TC €/US\$	5.610,20	5.564,65	5.548,29	5.552,43	5.734,94	5.702,71	5.733,89	5.834,38	5.895,40	5.993,55	5.933,10	5.960,54
-----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------

Asimismo, en el Gráfico 10.10 se ilustran los porcentajes ejecutados en el año 2018 del grupo 500 - Inversiones Físicas, clasificados por Organismo Financiador:

Gráfico 10.10: Inversiones Ejecutadas por Organismo Financiador, 2018



10.4.3 Impuestos Transferidos por la ANDE al Fisco

En el Ejercicio Fiscal 2018, la ANDE, ha dado cumplimiento íntegro al pago de sus obligaciones tributarias en concepto de Impuesto al Valor Agregado, Impuestos Aduaneros y retenciones de IVA e IRACIS, erogando en dichos conceptos un total de ¢ 544.675 millones, equivalente a US\$ 91 millones, conforme al siguiente detalle:

Tabla 10.11: Transferencias de la ANDE al Fisco, 2018

Conceptos	2018		Part. %
	Millones ¢	Millones US\$	
Impuesto al Valor Agregado (IVA)	362.705	61	66,6
Impuesto a la Renta	113.197	19	20,8
Impuesto Aduanero	17.176	3	3,2
Retenciones (IVA y Renta)	51.598	9	9,5
Total Impuestos	544.675	91	100,0
Tipo de Cambio ¢/US\$	5.960,54		

Fuente: ANDE

Las disponibilidades financieras en los Bancos y Sociedades de Ahorro y Préstamos al 31 de diciembre del 2018 ascendieron a ¢ 1.180.568 millones, equivalentes a US\$ 198,1 millones, superior en 65% al saldo al cierre del año 2017, tal como se observa seguidamente:

Tabla 10.12: Disponibilidades Financieras, 2017 - 2018

Concepto	2017		2018		Var. (%)
	Millones ₡	Millones US\$	Millones ₡	Millones US\$	
Fondos Propios	460.416	82,5	885.011	148,5	92,2%
Bonos	146.529	26,3	93.501	15,7	-36,2%
ITAIPÚ	3.577	0,6	3.620	0,6	1,2%
Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF)	23.499	4,2	7.845	1,3	-66,6%
Banco Interamericano de Desarrollo (BID N° 2891)	3.315	0,6	3.480	0,6	5,0%
Banco de Desarrollo de América Latina (CAF N° 7822)	422	0,1	46	0,0	-89,1%
Banco Europeo de Inversiones (BEI)	52.377	9,4	137.478	23,1	162,5%
Banco de Desarrollo de América Latina (CAF N° 8633)	17.270	3,1	592	0,1	-96,6%
Donación LAIF	8.099	1,5	8.313	1,4	2,6%
Banco de Desarrollo de América Latina (CAF N° 10170)	0	0,0	40.683	6,8	0,0%
TOTAL	715.507	128,2	1.180.568	198,1	65,0%

Tipo de Cambio ₡/US\$	5.579,97	5.960,14
------------------------------	-----------------	-----------------

Fuente: ANDE

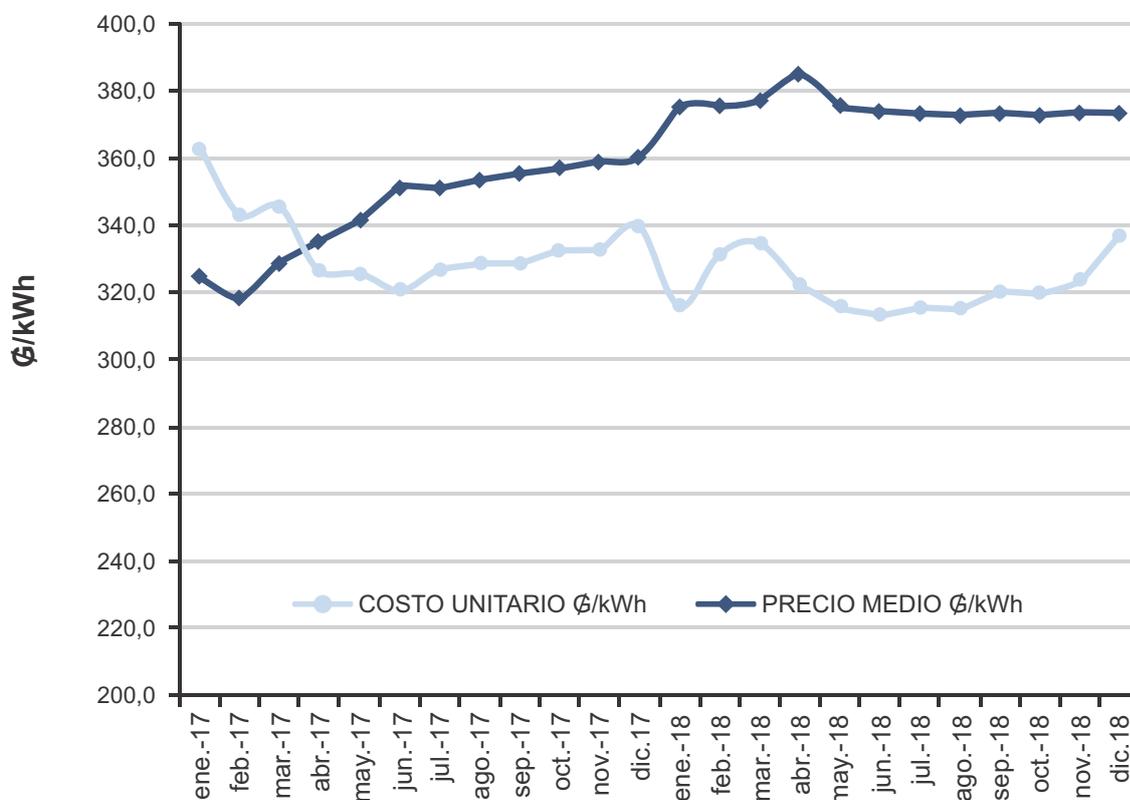
Como puede observarse, el saldo de los fondos propios con que contaba la Institución al cierre del año 2018 ha aumentado en 92,2% respecto al saldo al cierre del año 2017. Dicho aumento en los saldos bancarios se explica en su mayor parte al aumento de los ingresos facturados en concepto de Venta de Energía en el Mercado Nacional durante el ejercicio Fiscal 2018, debido al efecto de la aplicación del Pliego de Tarifas N° 21 aprobado por Decreto N° 6.904 de fecha 10/03/2017 "Por el cual se autoriza a la Administración Nacional de Electricidad (ANDE), a realizar el Rebalanceo de las Tarifas para el Servicio de Energía Eléctrica".

10.5 Costo y Precio de Venta de la Energía Eléctrica

Al 31 de diciembre 2018 el costo de la energía eléctrica vendida fue de 336,92 ¢/kWh, en tanto que el precio medio de venta fue de 373,31 ¢/kWh, registrándose de esta manera un superávit de 36,39 ¢/kWh.

El Gráfico 10.11 muestra la relación mensual entre el costo unitario de la energía vendida, con el precio medio de venta para el período 2017- 2018:

Gráfico 10.11: Disponibilidades Financieras, 2017 - 2018



10.6 Endeudamiento y Financiamiento

En la Tabla 10.13 puede observarse el saldo de la Deuda Externa e Interna clasificado por Organismo al cierre de los años 2017 y 2018:

Tabla 10.13: Composición de la Deuda a Largo Plazo, 2017 - 2018

Concepto	2017		2018		Var. (%)
	Millones ₡	Millones US\$	Millones ₡	Millones US\$	
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	457.175	81,6	505.086	84,7	10,5%
Banco do Brasil (BB)	150.048	26,8	133.507	22,4	-11,0%
Banco de la Nación Argentina (BNA)	335.981	60,0	372.838	62,5	11,0%
Kreditanstalt Für Wiederaufbau (KFW)	45.173	8,1	38.430	6,4	-14,9%
Japan International Cooperation Agency (JICA)	89.819	16,0	83.860	14,1	-6,6%
Instituto de Crédito Oficial del Reino Unido (ICO)	24.169	4,3	23.885	4,0	-1,2%
Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF)	459.261	82,0	557.814	93,6	21,5%
Banco de Desarrollo de América Latina (CAF)	508.211	90,7	769.041	129,0	51,3%
Fondo de la OPEP para el Desarrollo Internacional (OFID)	51.503	9,2	50.053	8,4	-2,8%
Itaipú (CONV. SEMD)	75.313	13,4	65.639	11,0	-12,8%
Bonos Soberanos	1.680.294	300,0	1.788.282	300,0	6,4%
EBY - Capital a Integrar	489.782	87,4	543.511	91,2	11,0%
Banco Europeo de Inversiones 83244 (BEI)	321.122	57,3	474.569	79,6	47,8%
TOTAL	4.687.850	837,0	5.406.517	907,0	15,3%

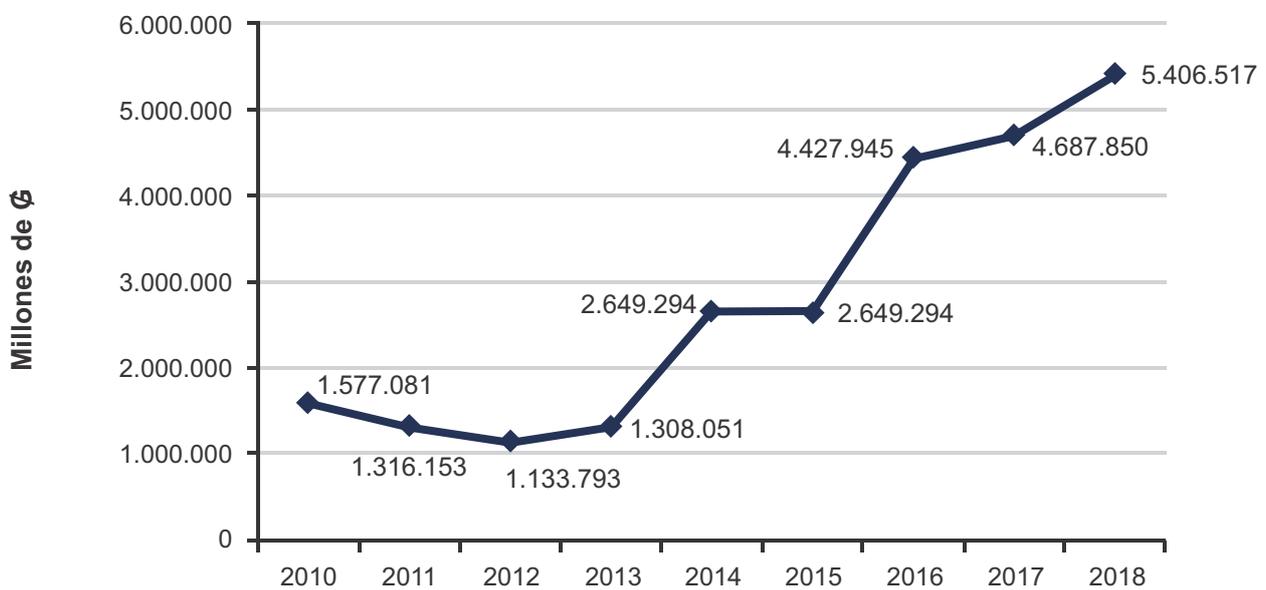
Tipo de Cambio ₡/US\$	5.579,97	5.960,14
------------------------------	-----------------	-----------------

Fuente: ANDE

Como puede observarse, al cierre del año 2018 el saldo de la Deuda de la ANDE ascendió a ₡ 5.406.517 millones equivalente a US\$ 907 millones, registrándose un aumento del 15,3% con relación al saldo acumulado al cierre del año 2017, debido a los desembolsos de los préstamos que se encuentran en estado activo, principalmente de los Préstamos suscritos con la CAF y el BEI.

Seguidamente, en el siguiente Gráfico se muestra la evolución del saldo de la Deuda a largo plazo para el período 2010 - 2018:

Gráfico 10.12: Saldo de la Deuda a Largo Plazo, 2010 - 2018



10.6.1 Endeudamiento Externo

Durante el Ejercicio Fiscal 2018, la ANDE ha cancelado todos los pagos en concepto de amortizaciones, intereses y comisiones de la Deuda Externa a su cargo con vencimientos en dicho ejercicio e incluso ha adelantado el pago del Préstamo CAF 008633 con vencimiento en el mes de enero de 2019.

En tal sentido, en la Tabla 10.14, se detallan los montos pagados en cada concepto, el Ente Financiero, el préstamo, la fecha de vencimiento, moneda de desembolso y la fecha de pago.

Tabla 10.14: Servicios Pagados a Organismos Internacionales, 2018

Ente Financiero	Préstamo	Fecha de Vencimiento	Moneda de Desembolso	En Moneda Extranjera				Fecha de Pago
				Amortización	Interés	Comisión	Total	
Banco Europeo de Inversiones (BEI)	BEI - FI N° 83244	01-02-18	Dólares Americanos	0,00	0,00	56.997,70	56.997,70	29-01-18
Instituto de Crédito Oficial del Reino Unido (ICO)	01002011.0	05-04-18	Dólares Americanos	154.113,86	22.470,14	0,00	176.584,00	27-03-18
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	1835/OC-PR	15-04-18	Dólares Americanos	1.754.202,71	842.353,72	0,00	2.596.556,43	11-04-18
Banco de Desarrollo de América Latina (CAF)	CFA 007822	16-04-18	Dólares Americanos	3.178.578,85	975.644,12	4.116,10	4.158.339,07	13-04-18
Fondo de la OPEP para el Desarrollo Internacional (OFID)	1409PB	16-04-18	Dólares Americanos	714.280,00	234.539,84	0,00	948.819,84	13-04-18
Banco Europeo de Inversiones (BEI)	BEI - FI N° 83244	01-05-18	Dólares Americanos	0,00	0,00	55.139,08	55.139,08	13-04-18
Banco Europeo de Inversiones (BEI)	BEI - FI N° 83245	09-05-18	Dólares Americanos	0,00	278.432,38	0,00	278.432,38	07-05-18
Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF)	7994/PY	15-05-18	Dólares Americanos	0,00	939.954,33	0,00	939.954,33	07-05-18
Japan Bank for International Cooperation (JBIC)	PG-P11	20-05-18	Yenes Japoneses	129.270.000,00	26.923.576,00	0,00	156.193.576,00	09-05-18
Banco do Brasil		07-06-18	Dólares Americanos	4.392.622,00	1.607.378,00	0,00	6.000.000,00	07-06-18
Kreditanstalt Für Wiederaufbau (KFW)	ANDE III Tr.II	30-06-18	Euros	51.129,19	6.135,50	0,00	57.264,69	26-06-18
Kreditanstalt Für Wiederaufbau (KFW)	Electrif. Chac	30-06-18	Euros	511.291,88	61.355,03	0,00	572.646,91	26-06-18
Kreditanstalt Für Wiederaufbau (KFW)	ANDE III Tr.II	30-12-18	Euros	51.129,19	5.624,21	0,00	56.753,40	20-12-18
Kreditanstalt Für Wiederaufbau (KFW)	Electrif. Chac	30-12-18	Euros	511.291,88	56.242,11	0,00	567.533,99	20-12-18
Banco de Desarrollo de América Latina (CAF)	CFA 008633	07-01-18	Dólares Americanos	897.631,63	438.741,57	51.124,45	1.387.497,65	04-01-18

Ente Financiero	Préstamo	Fecha de Vencimiento	Moneda de Desembolso	En Moneda Extranjera				Fecha de Pago
				Amortización	Interés	Comisión	Total	
Banco de Desarrollo de América Latina (CAF)	CFA 008633	09-07-18	Dólares Americanos	1.280.240,33	671.516,76	32.909,19	1.984.666,28	04-07-18
Banco Europeo de Inversiones (BEI)	BEI - FI N° 83244	01-08-17	Dólares Americanos	0,00	0,00	56.997,70	56.997,70	29-01-18
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	703/SF-PR t1	10-02-18	Dólares Americanos	103.851,77	11.301,34	0,00	115.153,11	05-02-18
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	703/SF-PR t2	10-02-18	Dólares Americanos	20.051,43	2.193,03	0,00	22.244,46	05-02-18
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	703/SF-PR t4	10-02-18	Euros	13.579,58	1.481,47	0,00	15.061,05	05-02-18
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	703/SF-PR t5	10-02-18	Coronas Suecas	39.903,74	4.353,33	0,00	44.257,07	05-02-18
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	703/SF-PR t6	10-02-18	Libras Esterlinas	14.782,13	1.612,68	0,00	16.394,81	05-02-18
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	703/SF-PR t7	10-02-18	Yenes Japoneses	4.076.938,00	444.777,00	0,00	4.521.715,00	05-02-18
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	703/SF-PR t8	10-02-18	Coronas Noruegas	102.999,07	11.236,78	0,00	114.235,85	05-02-18
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	2891/OC-PR	15-03-18	Dólares Americanos	0,00	310.673,44	57.702,23	368.375,67	28-02-18
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	703/SF-PR t1	10-08-18	Dólares Americanos	103.851,77	10.348,19	0,00	114.199,96	06-08-18
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	703/SF-PR t2	10-08-18	Dólares Canadienses	20.051,43	2.002,40	0,00	22.053,83	07-08-18
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	703/SF-PR t4	10-08-18	Euros	13.579,58	1.356,84	0,00	14.936,42	07-08-18
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	703/SF-PR t5	10-08-18	Coronas Suecas	39.903,74	3.987,09	0,00	43.890,83	07-08-18
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	703/SF-PR t6	10-08-18	Libras Esterlinas	14.782,13	1.477,00	0,00	16.259,13	07-08-18
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	703/SF-PR t7	10-08-18	Yenes Japoneses	4.076.940,00	407.358,00	0,00	4.484.298,00	07-08-18
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	703/SF-PR t8	10-08-18	Coronas Noruegas	102.999,07	10.291,44	0,00	113.290,51	07-08-18

Ente Financiero	Préstamo	Fecha de Vencimiento	Moneda de Desembolso	En Moneda Extranjera				Fecha de Pago
				Amortización	Interés	Comisión	Total	
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	2891/OC-PR	15-09-18	Dólares Americanos	0,00	571.255,82	35.817,89	607.073,71	29-08-18
Instituto de Crédito Oficial del Reino Unido (ICO)-FAD	01002011.0	05-10-18	Dólares Americanos	154.113,86	21.786,69	0,00	175.900,55	21-09-18
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	1835/OC-PR	15-10-18	Dólares Americanos	1.754.202,71	1.007.044,04	0,00	2.761.246,75	12-10-18
Fondo de la OPEP para el Desarrollo Internacional (OFID)	1409PB	15-10-18	Dólares Americanos	399.840,00	222.358,25	0,00	622.198,25	12-10-18
Banco de Desarrollo de América Latina (CAF)	CFA 007822	15-10-18	Dólares Americanos	3.178.578,85	1.224.079,93	0,00	4.402.658,78	12-10-18
Banco de Desarrollo de América Latina (CAF)	CFA 008633	19-01-19	Dólares Americanos	1.473.789,32	802.909,19	28.680,79	2.305.379,30	19-12-18
Banco de Desarrollo de América Latina (CAF)	CFA 010170	19-09-18	Dólares Americanos	0,00	37.212,32	88.824,52	126.036,84	06-09-18
Banco Europeo de Inversiones (BEI)	BEI - FI N° 83244	22-05-18	Dólares Americanos	0,00	331.034,01	0,00	331.034,01	17-05-18
Banco Europeo de Inversiones (BEI)	BEI - FI N° 83244	01-11-18	Dólares Americanos	0,00	0,00	21.411,49	21.411,49	22-10-18
Banco Europeo de Inversiones (BEI)	BEI - FI N° 83244	09-11-18	Dólares Americanos	0,00	409.986,23	0,00	409.986,23	26-10-18
Banco Europeo de Inversiones (BEI)	BEI - FI N° 83244	20-10-18	Dólares Americanos	0,00	473.299,63	0,00	473.299,63	12-11-18
Banco Europeo de Inversiones (BEI)	BEI - FI N° 83244	11-12-18	Dólares Americanos	0,00	0,00	12.403,80	12.403,80	23-11-18
Banco Europeo de Inversiones (BEI)	BEI - FI N° 83244	31-12-18	Dólares Americanos	0,00	315.330,36	0,00	315.330,36	19-12-18
Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento (BIRF)	7994/PY	15-11-18	Dólares Americanos	0,00	1.427.747,11	0,00	1.427.747,11	25-11-18
Japan Bank for International Cooperation (JBIC)	PG-P11	20-05-18	Yenes Japoneses	129.270.000,00	25.414.836,00	0,00	154.684.836,00	13-11-18

10.6.2 Endeudamiento Interno

Durante el Ejercicio Fiscal 2018, la ANDE ha cumplido cabalmente con el calendario de pagos del servicio de la deuda interna bajo su responsabilidad.

De esta manera, la ANDE ha cancelado todos los compromisos del servicio de la deuda interna correspondientes al Convenio SEMD 5808/99, con vencimientos en los meses de enero a diciembre del año 2018, por un monto total de US\$ 3.373.694,89.

Asimismo, se ha realizado el pago de los vencimientos de intereses del financiamiento proveniente de la primera colocación de Bonos en el Mercado Internacional realizado por el Ministerio de Hacienda, por un importe de US\$ 4.625.000 en los meses de enero/2018 y julio/2018. Asimismo, se ha realizado el pago de los intereses del financiamiento proveniente de la segunda colocación de los Bonos Soberanos en el Mercado Internacional, por un importe de US\$ 3.050.000 en los meses de febrero/2018 y julio/2018.

a) Bonos Soberanos (primera emisión)

En fecha 24/04/2013, la ANDE firma el Convenio de Préstamo con el Ministerio de Hacienda, para el financiamiento de obras de infraestructura del Sistema Interconectado Nacional (SIN) por valor de US\$ 200 millones, con fondos de la colocación de Bonos Soberanos en el Mercado Internacional en el Ejercicio Fiscal 2013, aprobado por Decreto N° 10792/13 de fecha 20/03/13 “Por el cual se reglamenta la utilización de los recursos provenientes de la colocación de Bonos de la Tesorería General en el Mercado Internacional, aprobados por la Ley N° 4848/2013 que aprueba el Presupuesto General de la Nación para el Ejercicio 2013”.

Al 31 de diciembre de 2018, la ANDE ha ejecutado la suma de US\$ 193,01 millones, equivalentes al 97% del monto total de US\$ 200 millones, destinados a la apertura de cartas de crédito de los suministros, anticipos financieros de las obras, certificación por avance de ejecución de obras, indemnizaciones por liberación de franja de servidumbre, entre otros, de acuerdo a las modalidades de pago establecidas en los contratos respectivos, conforme puede observarse en el siguiente cuadro:

Tabla 10.15: Situación de los Bonos Soberanos (primera emisión), 2018

Descripción	Total Adjudicado / Estimado	Desembolsos Recibidos del Ministerio de Hacienda	Ejecutado	Utilización de los Recursos	Saldo Pendiente
	Millones US\$	Millones US\$	Millones US\$	%	Millones US\$
Bonos I - Primera Emisión (*) - Adjudicados	199,98	199,98	193,01	96,5	6,97
Obras y Suministros pendientes de adjudicación - Bonos I - Estimados	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00
Saldo Remanente	0,02	0,02	0,00	0,0	0,02
Total Bonos I (primera emisión)	200,00	200,00	193,01	96,5	6,99

(*) Incluye desembolsos y pagos por indemnizaciones por valor de US\$ 1.011.121,49, en concepto de liberación de franja de servidumbre, que afectan a las Líneas de Transmisión de 220 kV, financiadas con los recursos de Bonos Soberanos I (Primera Emisión).

Fuente: ANDE

Entre los proyectos financiados con Bonos Soberanos (Primera Emisión) se destacan los siguientes:

- Refuerzo de Subestaciones del Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- Trabajos de normalización de líneas de autoayuda de MT y BT en todo el territorio nacional.
- Adquisición de medidores, equipos de distribución, materiales eléctricos y postes de hormigón armado.
- Adecuación de redes de MT y BT a Protegida y Preensambladas.
- Construcción de líneas de transmisión en 220 kV.

b) Bonos Soberanos (segunda emisión)

En fecha 05/12/2014, la ANDE firma el Convenio de Préstamo con el Ministerio de Hacienda, destinados al financiamiento de inversiones, a cargo de la ANDE, de proyectos en las áreas de Transmisión y Distribución de energía eléctrica, por valor de US\$ 100 millones, con fondos de la colocación de Bonos Soberanos en el Mercado Internacional en el Ejercicio 2014, aprobado por Decreto N° 2595/14 de fecha 11/11/14 “Por el cual se reglamenta la utilización de los recursos provenientes de la colocación de Bonos de la Tesorería General en el Mercado Internacional, aprobados por la Ley N° 5142/2014 que aprueba el Presupuesto General de la Nación para el Ejercicio Fiscal 2014, ampliada por Ley N° 5251/2014”.

En efecto, al 31 de diciembre de 2018, con la transferencias financiera solicitadas por la ANDE al Ministerio de Hacienda por el valor de US\$ 100 millones, se han realizado apertura de cartas de crédito, pagos por entrega parcial y total de suministro de bienes, anticipos financieros de las obras, certificación por avance de ejecución de obras, entre otros, de acuerdo a las modalidades de pago establecidas en los contratos respectivos, totalizando al 31/12/2018 la suma de US\$ 92,94 millones, ejecutando el 93% de los recursos financiados, conforme puede observarse en el siguiente cuadro:

Tabla 10.16: Situación de los Bonos Soberanos (segunda emisión), 2018

Descripción	Total Adjudicado / Estimado	Desembolsos Recibidos del Ministerio de Hacienda	Ejecutado	Utilización de los Recursos	Saldo Pendiente
	Millones US\$	Millones US\$	Millones US\$	%	Millones US\$
Bonos - Segunda Emisión - Adjudicados	99,74	99,74	92,94	92,9	6,80
Obras y Suministros pendientes de adjudicación - Bonos II - Estimados	0,25	0,25	0,00	0,0	0,25
Saldo Remanente	0,01	0,01	0,00	0,0	0,01
Total Bonos II (segunda emisión)	100,00	100,00	92,94	92,9	7,06

Fuente: ANDE

Entre los proyectos más importantes financiados a través de dicha colocación, se pueden mencionar:

- Construcción e Interconexión de la Subestación Villa Aurelia.
- Construcción e interconexión de la Subestación Barrio Molino en 220 kV.
- Suministro de Estructuras Metálicas para Líneas de Transmisión - Proyecto de Refuerzo del Sistema Metropolitano y Sistema Este en 220 kV.
- Construcción de la Línea de Transmisión LT 2X220 kV Acaray - Pte. Franco y Ampliación de la Subestación Acaray - Pte. Franco.
- Adquisición de materiales diversos para las Subestaciones del Sistema Interconectado Nacional (SIN).



11

Anexos

Anexo I

Anexo II



Anexo I

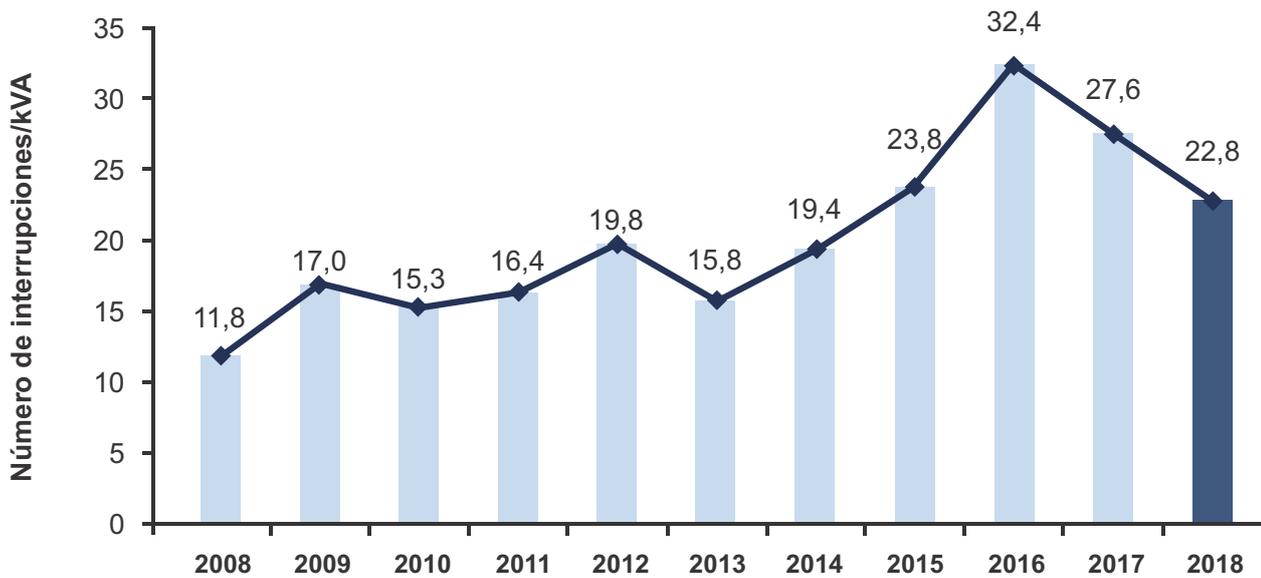
- I.a. Indicadores Técnicos.
- I.b. Indicadores Comerciales.
- I.c. Económicos - Financieros.

I. Indicadores de Gestión

a) Indicadores Técnicos

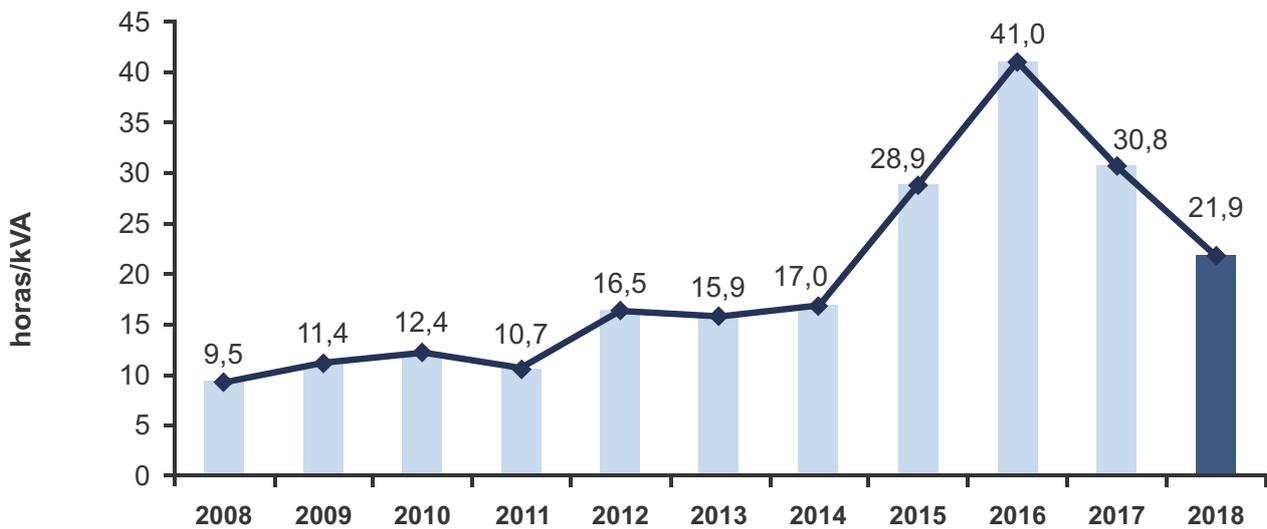
a.1) Índices de Interrupción en Distribución - Área Metropolitana

- Frecuencia Equivalente de Interrupción por Potencia (FEP)*



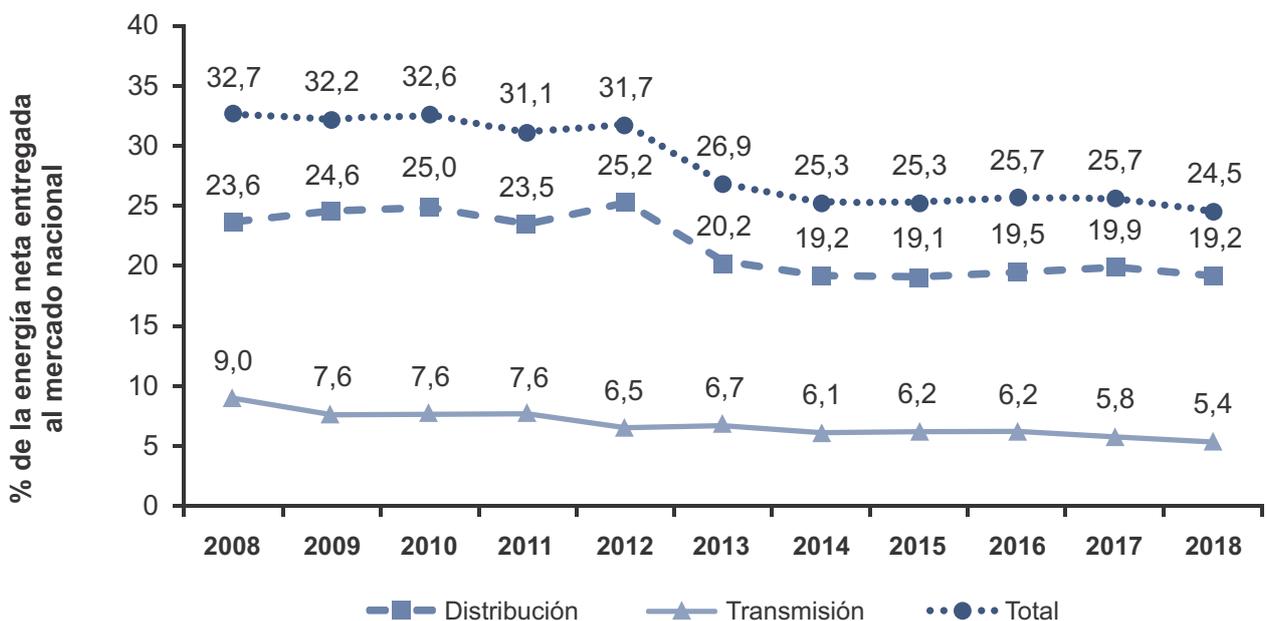
*FEP: número de interrupciones, en el año, de la potencia instalada en media tensión.

• Duración Equivalente de Interrupción por Potencia (DEP)*



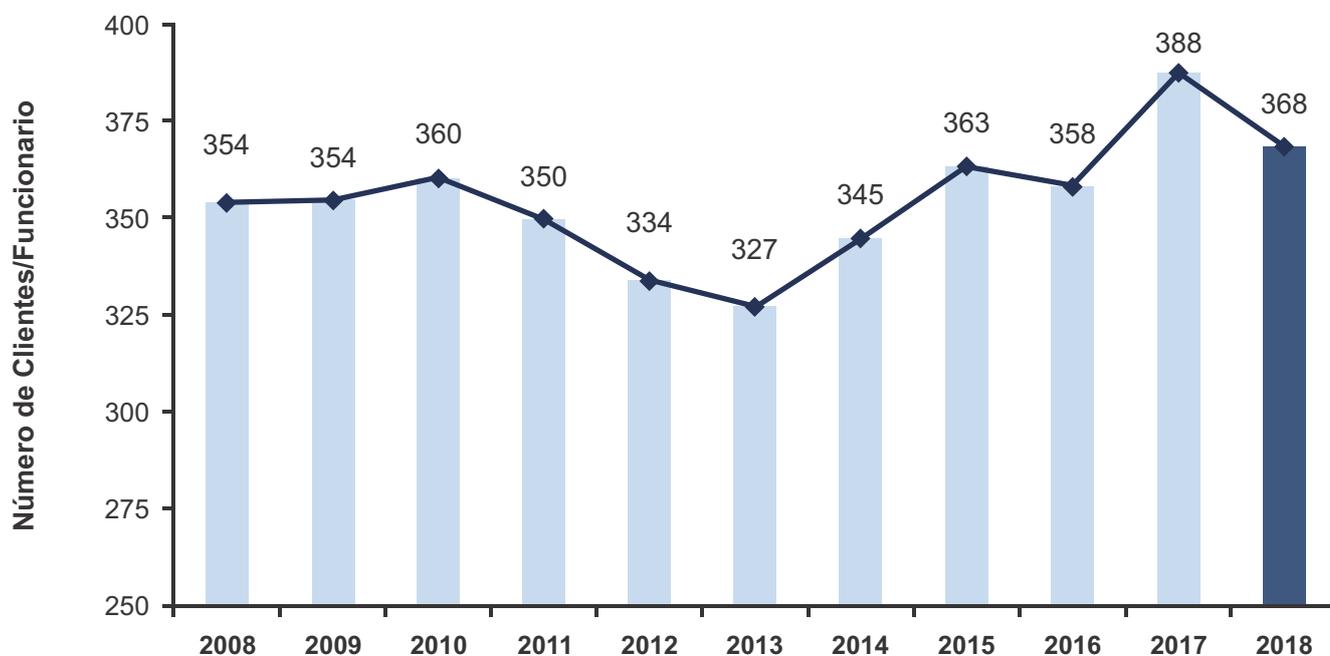
* DEP: tiempo, en el año, durante el cual la potencia instalada en media tensión quedó interrumpida.

a.2) Pérdidas de Energía Eléctrica - Mercado Nacional

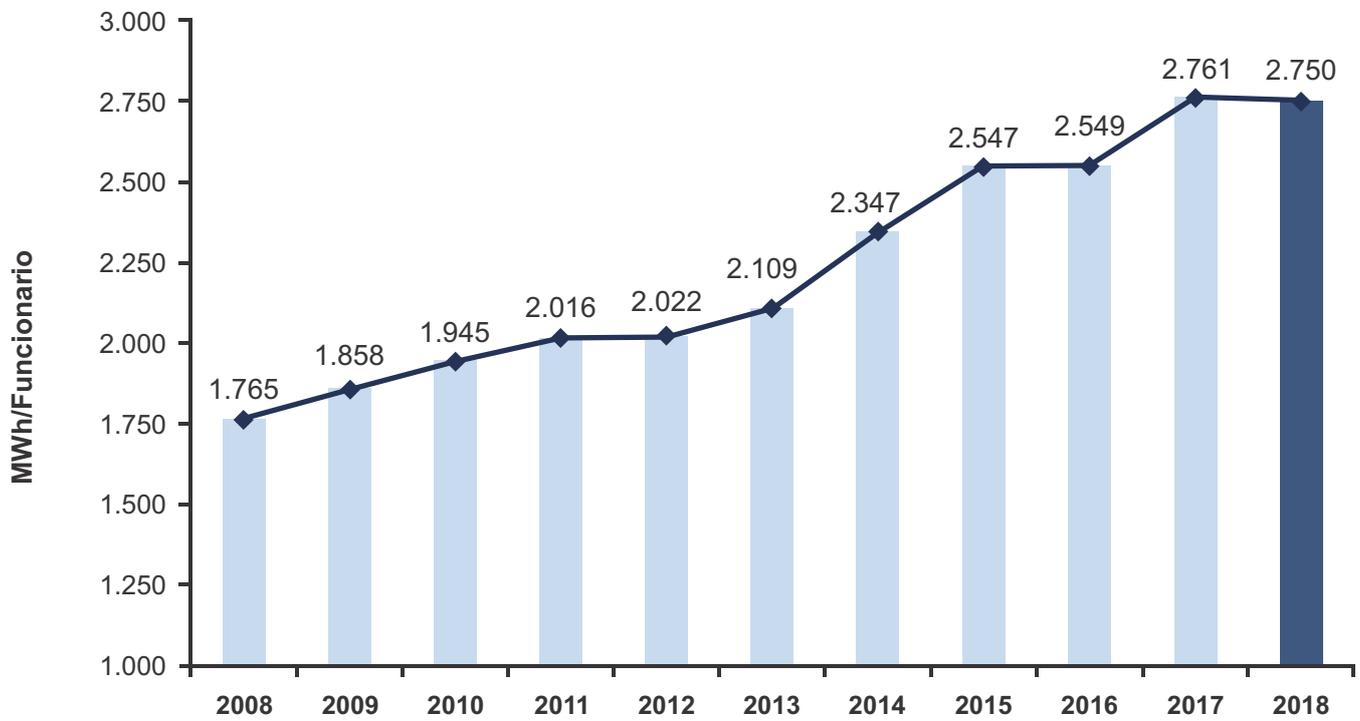


b) Indicadores Comerciales

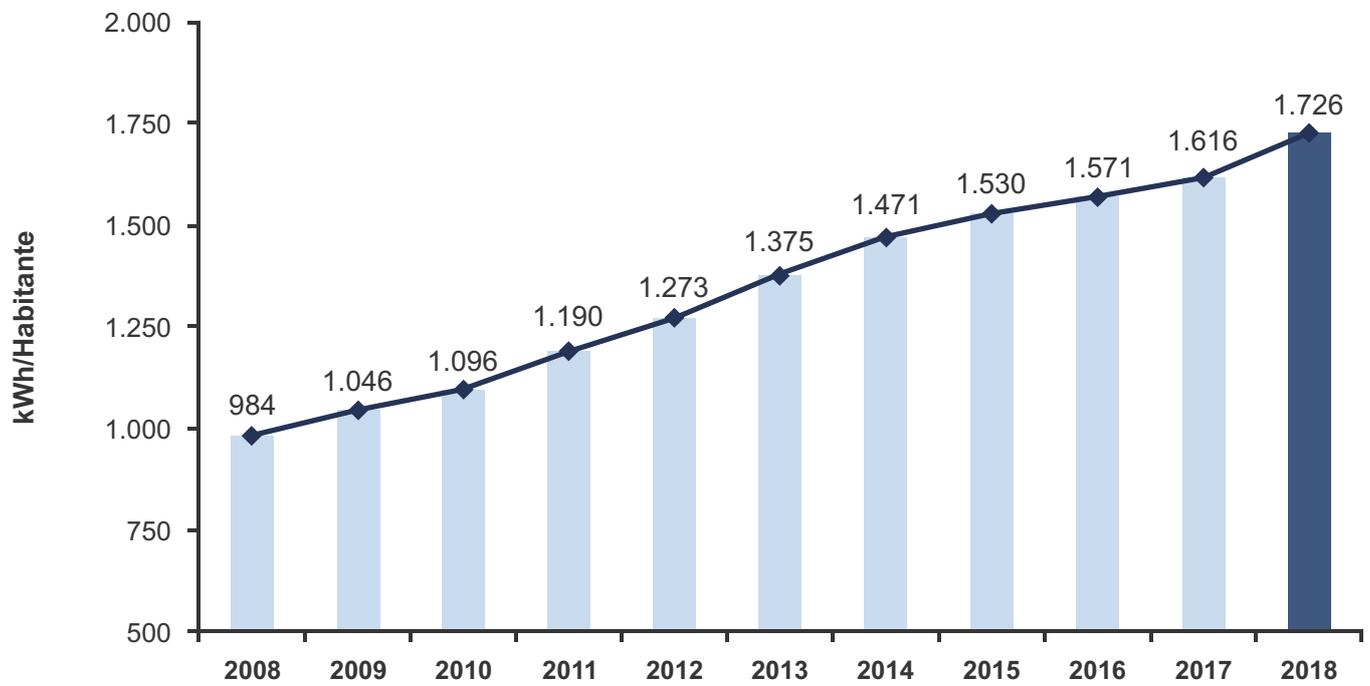
b.1) Clientes Facturados por Funcionario - Mercado Nacional



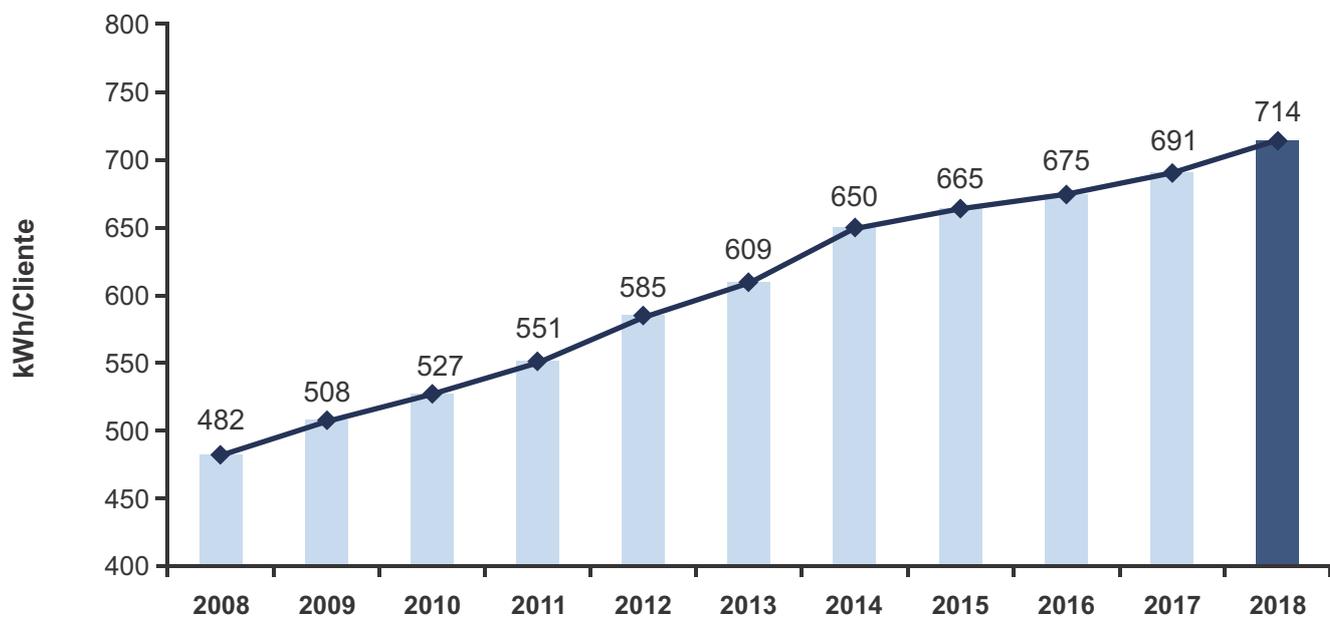
b.2) Consumo Total Facturado por Funcionario Mercado Nacional



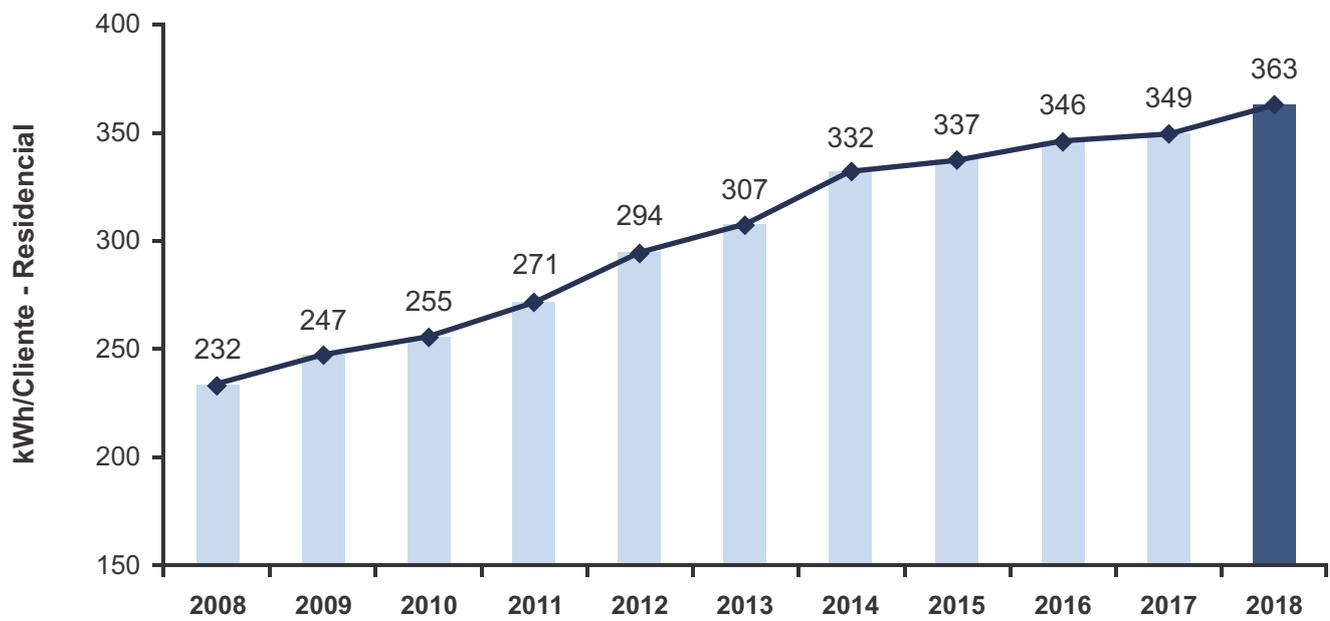
b.3) Consumo Total Facturado por Habitante Mercado Nacional



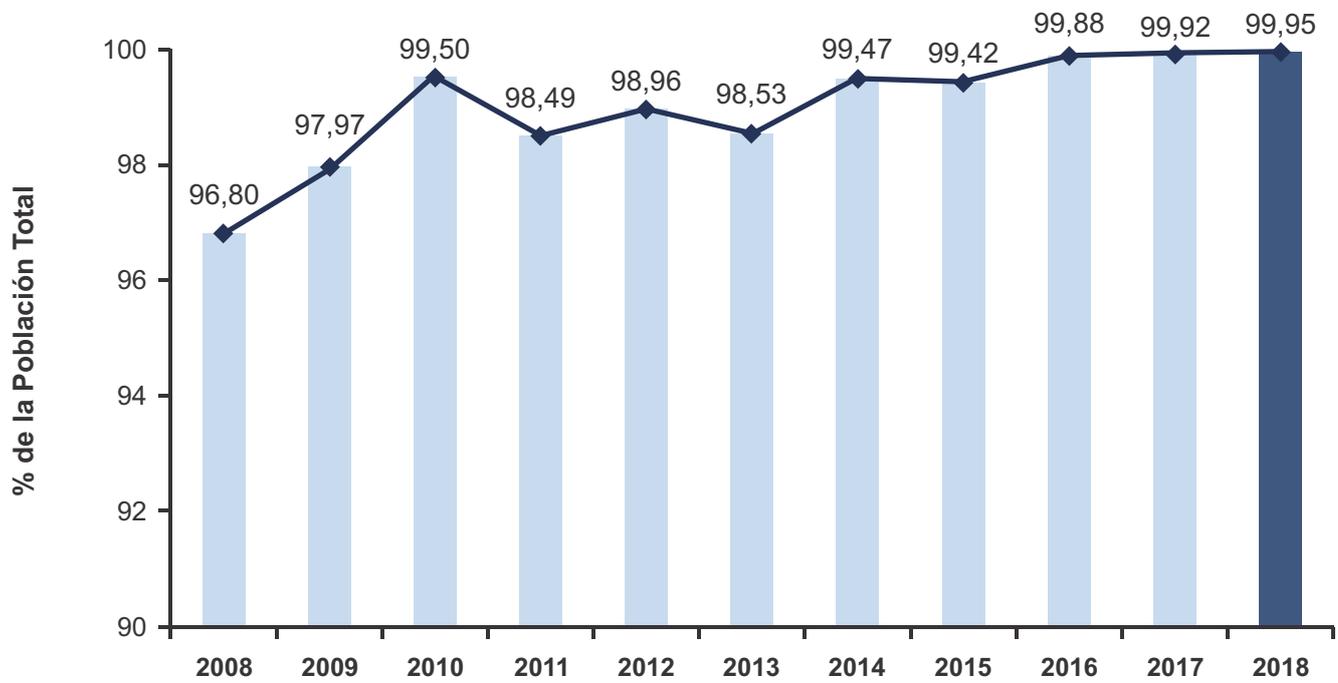
b.4) Consumo Total Facturado por Cliente Mercado Nacional



b.5) Consumo Residencial Facturado por Cliente Mercado Nacional

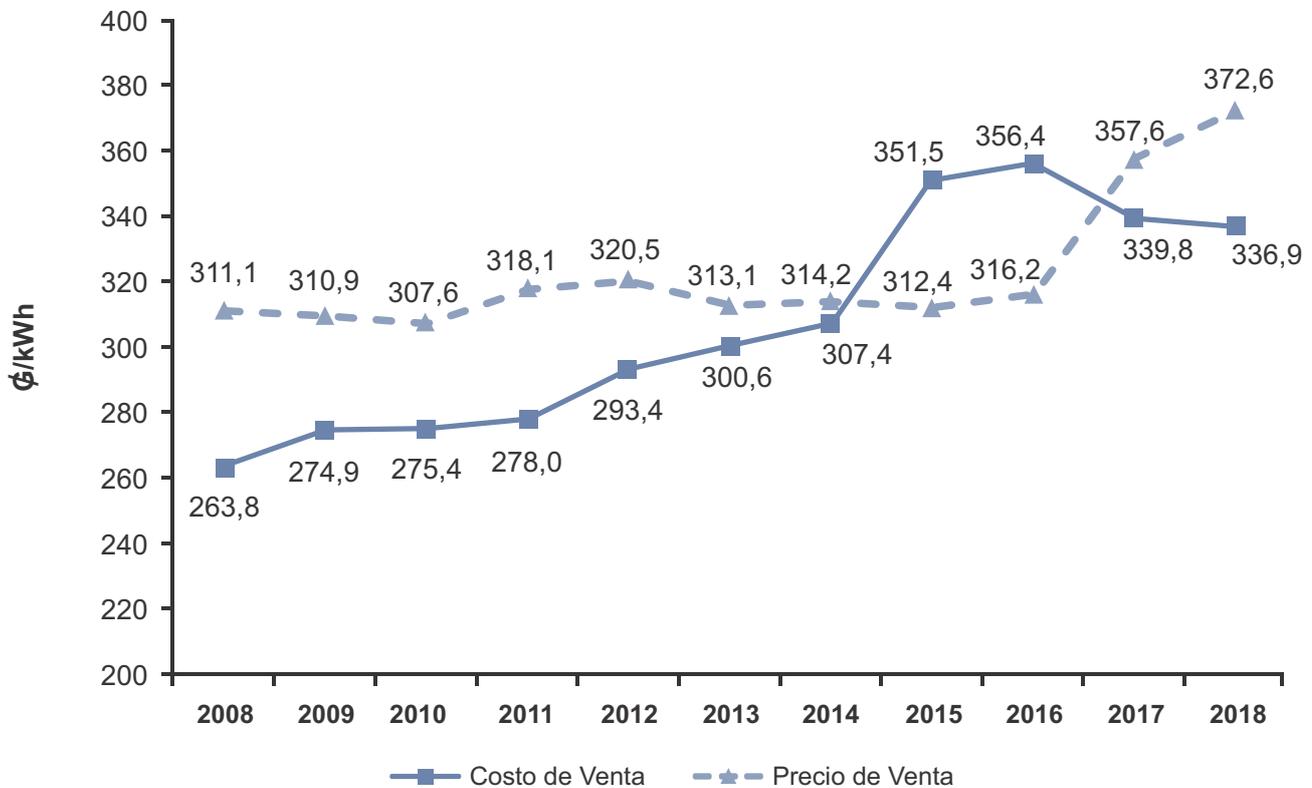


b.6) Cobertura Eléctrica Nacional



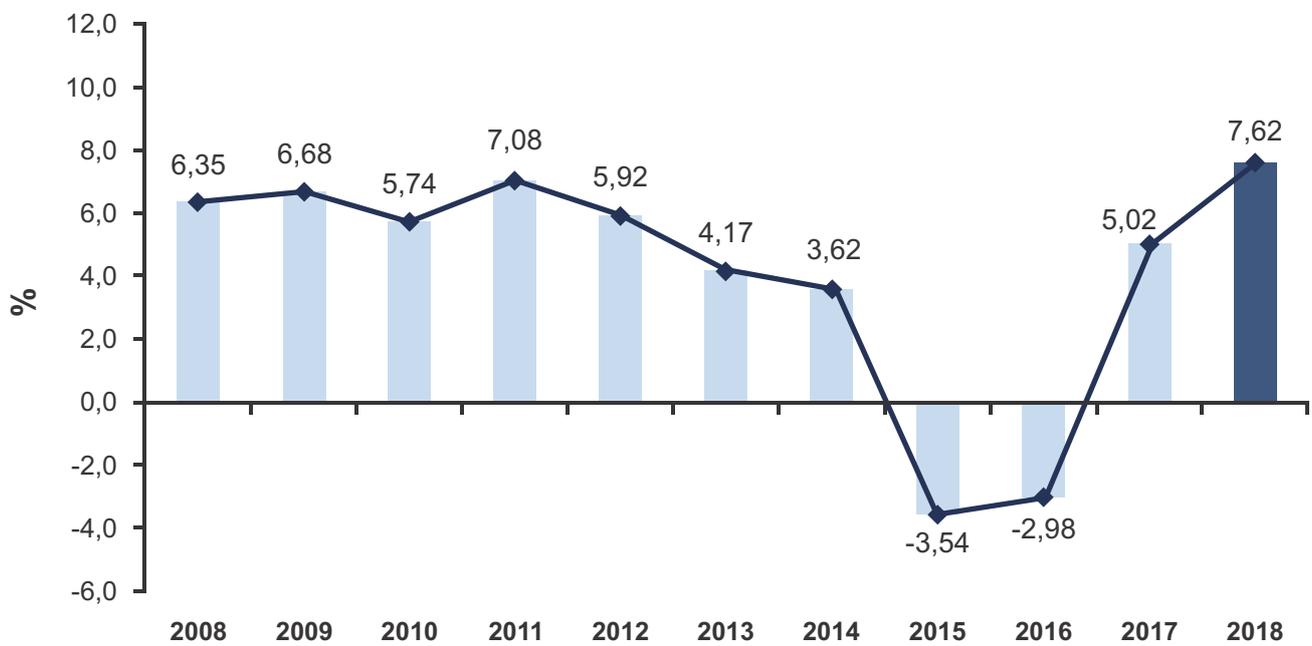
c) Indicadores Económicos - Financieros

c.1) Costo y Precio de la Energía Vendida



Obs: Costo de venta, incluye los gastos de generación, energía comprada, transmisión, distribución, comercialización y depreciación. Precio de venta, incluye consumo interno y excluye exportación.

c.2) Rentabilidad según Ley 966/64





Anexo II

1. Opinión del Auditor Externo.
2. Dictamen de la Sindicatura de la Contraloría General de la República.
3. Notas a los Estados Contables.

OPINIÓN DEL AUDITOR EXTERNO SOBRE LOS ESTADOS FINANCIEROS DEL CONTRIBUYENTE

Al Señor Presidente de la Administración Nacional de Electricidad - ANDE

Hemos auditado los Estados Financieros que se acompañan de la Administración Nacional de Electricidad - ANDE, que comprenden el Balance General al 31 de diciembre de 2018, los correspondientes Estados de Resultados, de Variación del Patrimonio Neto y de Flujos de Efectivo por el ejercicio terminado en esa fecha, así como el resumen de políticas contables importantes y otras notas aclaratorias adjuntas. Los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2017, que se acompañan con fines comparativos, fueron examinados por nosotros y en fecha 23 de marzo de 2018, emitimos un dictamen con salvedades, debido a una diferencia de saldos no conciliados con el Banco de la Nación Argentina de \$ 972.748 millones y, diferencias netas no conciliadas con la Entidad Binacional YACYRETÁ, por un monto total aproximado de \$ 1.931.881 millones en distintos conceptos.

Responsabilidad de la Administración de la Entidad

La Administración de la ANDE es responsable de la preparación y presentación de estos Estados Financieros, de conformidad con Normas Contables vigentes en la República del Paraguay. Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener el control interno relevante a la preparación y presentación razonable de los Estados Financieros, de manera tal que éstos se encuentren libres de representaciones erróneas de importancia relativa, ya sea debido a fraude o error, seleccionando y aplicando políticas contables apropiadas y realizando estimaciones contables que sean pertinentes en las circunstancias.

Responsabilidad del Auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos Estados Financieros basados en nuestra auditoría. Efectuamos nuestra auditoría de acuerdo con Normas de Auditoría vigentes en la República del Paraguay; así como a los requerimientos establecidos en el Art. 33 de la Ley N° 2421/04 y sus reglamentaciones respectivas. Dichas normas requieren que cumplamos con requisitos éticos, así como que planeemos y desempeñemos la auditoría para obtener seguridad razonable sobre si los Estados Financieros están libres de representaciones erróneas de importancia relativa. Una auditoría implica desempeñar procedimientos para obtener evidencias de auditoría sobre los montos y revelaciones en los Estados Financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones erróneas de importancia relativa de los Estados Financieros, ya sea debido a fraudes o errores.

Al hacer esas evaluaciones del riesgo, el auditor considera el control interno vigente relevante en la preparación y presentación razonable de los Estados Financieros de la Entidad, para diseñar los procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero no con el fin de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Entidad. Una auditoría también incluye evaluar la propiedad de las políticas contables usadas y lo razonable de las estimaciones contables hechas por la Administración, así como evaluar la presentación general de los Estados Financieros.

Así mismo, la auditoría tributaria implica examinar, sobre bases selectivas las evidencias que respaldan los montos expresados en las liquidaciones impositivas, así como también la evaluación de los aspectos formales. Consideramos que la evidencia obtenida es suficiente y apropiada para fundamentar nuestra opinión.

Asuntos que inciden en la opinión

- a) La deuda que la Administración Nacional de Electricidad - ANDE registra al cierre del ejercicio 2018, con el Banco de la Nación Argentina presenta una diferencia de saldos contables no conciliados de \$ 919.036 millones, equivalente a US\$ 154 millones. Esta diferencia deriva del hecho de que en el Contrato del Préstamo que este Banco concedió a la ANDE en el año 1978, para la capitalización de la Entidad Binacional YACYRETÁ - EBY por US\$ 10.000.000, se estableció que la amortización respectiva se realizaría exclusivamente con el producto de los rendimientos distribuidos por la EBY, lo cual no ha sido efectivizado hasta la fecha. Tal como se explica en las Notas a los Estados Financieros N°s 5 y 20, por una Nota Reversal de enero de 1992, la EBY modificó diversas condiciones del Tratado, difiriendo los pagos del monto resultante de la compensación por cesión de energía, compensación en razón del territorio inundado, resarcimiento y utilidades sobre el capital integrado. Esta Nota Reversal no fue aprobada por el Congreso Nacional Paraguayo, y consecuentemente; en tanto no obtenga una definición precisa por parte de las autoridades nacionales, la ANDE no está en condiciones de reconocer las implicancias derivadas de la misma, entre ellas, la referida diferencia reclamada por el Banco de la Nación Argentina; motivo por el cual se encuentra pendiente de conciliación la deuda de la ANDE con el referido Banco, tal como se explica en la nota 22b) de las Notas a los Estados Financieros.
- b) Como resultado de la respuesta a nuestra confirmación de saldos por parte de la Entidad Binacional YACYRETÁ al 31/12/18, surgen algunas diferencias al comparar con los saldos registrados en la contabilidad de la Administración Nacional de Electricidad, en los siguientes tópicos: (i) Utilidades y Resarcimientos: la EBY mantiene en sus registros como deuda con la ANDE US\$ 240.807.699,86; mientras que la ANDE tiene contabilizado como créditos US\$ 271.152.948,68; generándose una diferencia por conciliar de US\$ 30.345.248,82 (equivalentes a \$ 180.861 millones) derivada de la aplicación unilateral, por parte de la EBY, de compensaciones de cuenta conforme a la Nota Reversal de enero de 1992,

rechazada por el Congreso Nacional Paraguayo; (ii) Energía Eléctrica: la EBY informa como deuda con la ANDE en este concepto la suma de ₡ 49.809.095.901; mientras que la ANDE tiene en sus registros contables ₡ 21.425.547.153; generándose una diferencia por conciliar de ₡ 28.383.548.748; (iii) Créditos de la EBY por suministro de energía: La EBY informa que tiene registrado a su favor por este concepto US\$ 374.322.505,98, mientras que la ANDE registra un importe de US\$ 3.742.114,89; generándose una diferencia por conciliar de US\$ 370.580.391,08 (equivalentes a ₡ 2.209.007 millones) derivada de la aplicación unilateral, por parte de la EBY, de la tarifa y compensaciones de cuenta conforme a la Nota Reversal de enero de 1992, rechazada por el Congreso Nacional Paraguayo; (iv) Deudores Varios - Convenio: la EBY informa que tiene registrado créditos a su favor por ₡ 8.273.815.671; mientras que la ANDE registra en su contabilidad el importe de ₡ 3.958.414.006; produciéndose una diferencia por conciliar de ₡ 4.315.401.665.

Opinión

En nuestra opinión, excepto por el efecto de la falta de conciliación de registros entre la ANDE con el Banco de la Nación Argentina y la Entidad Binacional YACYRETÁ, según se exponen en los párrafos a) y b) anteriores, los Estados Financieros adjuntos, presentan razonablemente, en todos sus aspectos de importancia, la situación patrimonial y financiera de Administración Nacional de Electricidad - ANDE al 31 de diciembre de 2018, el resultado de sus operaciones y sus flujos de efectivo por el ejercicio terminado en esa fecha, de acuerdo con Normas Contables vigentes en la República del Paraguay.

Informe sobre otros Requisitos Legales y Reguladores

En cumplimiento de las disposiciones legales vigentes, informamos lo siguiente:

- a) La Administración Nacional de Electricidad - ANDE mantiene sus registros contables de acuerdo con lo establecido en la Ley N° 125/91, texto modificado por la Ley N° 2421/04 y sus reglamentaciones, excepto por la falta de impresión de los libros contables en las hojas rubricadas, que según autorización Judicial N° 19 A.I. N° 1.020 de fecha 03 de julio 2013 el Juzgado de Primera Instancia en lo Civil y Comercial resuelve autorizar a la ANDE la registración contable a través de métodos electrónicos de procesamiento automático de datos, y a rubricar las hojas continuas enumeradas correlativamente.
- b) A la fecha del presente informe, la Entidad ha provisionado sus obligaciones impositivas relacionadas con el año finalizado al 31 de diciembre del 2018.
- c) Se ha dado cumplimiento a lo establecido en la Resolución General N° 20/08 (texto actualizado), que reglamenta el Artículo 33° de la Ley N° 2421/04, excepto lo mencionado en el párrafo a) anterior.

Lic. Ysaías López Gómez
Socio
27 de marzo de 2019
Defensa Nacional N° 952 c/ Gral. Santos

Dictamen de la Sindicatura de la Contraloría General de la República

Memoria, Balance General, Inventarios y Cuenta General de Resultados de la Empresa

Visto que, de conformidad a lo establecido en el Art. 49 Inc. B) de la Ley N° 966 del 12 de agosto de 1964 que establece la Carta Orgánica de la ANDE, el Presidente de la Entidad mediante Nota P. 1809/19 de fecha 29 de mayo de 2019, eleva a consideración del Síndico, los documentos para Dictamen correspondiente.

En ese orden, ésta Sindicatura ha realizado los análisis de la Memoria, el Balance General, los Inventarios y la Cuenta General de Resultados de la Empresa, correspondientes al Ejercicio Fiscal cerrado el 31 de diciembre de 2018. La presentación de estos documentos y el contenido de los mismos, es responsabilidad de la Institución; limitándose el Síndico a emitir una opinión respecto a los mismos.

No obstante, para emitir opinión, he procedido a realizar los análisis correspondientes, a la luz de lo dispuesto por las Normas Internacionales de Auditoría y considerando los principios de Contabilidad Generalmente Aceptados.

La Memoria objeto de estudio, refleja las actividades de la Administración Nacional de Electricidad durante el ejercicio Fiscal comprendido en el año 2018. En cuanto a la presentación de los Estados Contables, se han verificado las estimaciones de importancia, que constituyen valores significativos en la presentación del Balance General, el Cuadro de Ingresos y Gastos de la Administración Nacional de Electricidad.

Por tanto, y habiendo considerado las mencionadas estimaciones de importancia; en opinión de ésta Sindicatura, la Memoria y los Estados Contables objeto de estudio, despliegan y demuestran de manera íntegra, la situación Financiera y Patrimonial de la Administración Nacional de Electricidad, hasta el 31 de diciembre de 2018, estando acorde a las Normas Contables que rigen la materia.

Es mi dictamen.

Lic. Andrés Abel Rodríguez Romero
Síndico Interino CGR - ANDE

BALANCE GENERAL

Al 31 de Diciembre de 2018 y 2017 (Expresado en Guaraníes)

	Nota N°	2018	2017
ACTIVO			
Activo no Corriente			
Activo Fijo			
Costo Original y/o Revaluado	2.c. y 3.a.	17.721.772.227.684	14.992.424.531.199
(-) Depreciación Acumulada	2.c. y 3.a.	(8.875.671.711.461)	(8.262.087.216.576)
		8.846.100.516.223	6.730.337.314.623
Obras en Construcción	3.c.	3.462.889.787.729	3.572.674.324.792
		12.308.990.303.952	10.303.011.639.415
Inversiones			
Itaipú Binacional	4	298.007.000.000	278.998.500.000
Entidad Binacional Yacyretá	5	142.494.997.145	128.408.465.037
Entidad Binacional Yacyretá-Apte de Cap. a Int.	5	543.511.499.314	489.781.939.010
Inmuebles	2.d.	2.375.780.534	2.055.355.034
		986.389.276.993	899.244.259.081
Otros Activos no Corrientes			
Derechos Compensatorios Yacyretá	5	230.522.786.425	207.734.146.347
Utilidad/Resarcimiento - Yacyretá	5 y 6	1.616.109.535.546	1.383.567.093.652
Cuentas Varias por Cobrar a Largo Plazo	6	14.382.943.918	83.795.296.453
(-) Previsión/Deudores Incobrables	2.i.	(2.310.334.159)	(2.859.960.243)
Cuentas por Cobrar - Clientes	8	640.571.702.095	347.527.959.250
(-) Previsión/Deudores Incobrables - Clientes	2.i.	(134.421.165.424)	(97.303.311.937)
Entidades Financieras en Liquidación	2.i y 6	83.299.747.808	83.299.747.808
(-) Previsión/Cuentas Incobrables - B. Interv.	2.i.	(83.299.747.808)	(83.299.747.808)
		2.364.855.468.401	1.922.461.223.522
Cargos Diferidos			
Intereses	2.f.	608.655.294	760.819.116
Otros		811.890.114	811.890.114
		1.420.545.408	1.572.709.230
Total Activo no Corriente		15.661.655.594.754	13.126.289.831.249

BALANCE GENERAL

Al 31 de Diciembre de 2018 y 2017 (Expresado en Guaraníes)

	Nota N°	2018	2017
ACTIVO			
Activo Corriente			
Disponible			
Caja y Bancos	7	1.177.304.031.535	656.691.337.886
		1.177.304.031.535	656.691.337.886
Realizable			
Cuentas por Cobrar - Clientes	8	1.267.451.622.707	1.345.691.676.411
Cuentas por Cobrar Varias	9	498.205.267.257	366.034.362.241
		1.765.656.889.964	1.711.726.038.652
Existencias			
Materiales	10	1.063.686.444.855	1.176.440.915.958
(-) Previsión para Obsolescencia	2.I.	(3.770.284.454)	(3.712.786.899)
		1.059.916.160.401	1.172.728.129.059
Otros Activos Corrientes			
Seguros Pagados por Adelantado		804.440.390	744.533.045
Otros Activos Corrientes y Acumulados Varios		7.918.105.329	43.962.423.750
		8.722.545.719	44.706.956.795
Total Activo Corriente		4.011.599.627.619	3.585.852.462.392
Total Activo		19.673.255.222.373	16.712.142.293.640

BALANCE GENERAL

Al 31 de Diciembre de 2018 y 2017
(Expresado en Guaraníes)

	Nota N°	2018	2017
PASIVO Y PATRIMONIO NETO			
Patrimonio Neto			
Capital		910.000.000.000	910.000.000.000
Reservas de Capital		16.321.128.833	16.321.128.833
Revalúo Activo Fijo	3. a.	5.279.302.464.268	4.895.762.180.723
Aportes no Reembolsables	11	1.647.282.418.134	607.988.754.968
Resultados Acumulados	21	4.833.589.016.109	4.201.042.037.958
Total Patrimonio Neto		12.686.495.027.344	10.631.114.102.482
Pasivo a Largo Plazo			
Banco Interamericano de Desarrollo	12	481.715.109.916	435.179.989.968
Banco Do Brasil S.A.	12	107.323.084.950	125.445.212.911
Banco de la Nación Argentina S.A.	12	372.838.134.251	335.980.720.547
Itaipú Binacional	12	50.267.272.068	61.675.694.798
EBY- Capital a Integrar	12	543.511.499.314	489.781.939.010
Convenio Préstamo MH/ANDE-Bonos	12	1.788.282.000.000	1.680.294.000.000
Otras Deudas del Exterior	12	1.901.037.095.657	1.408.471.636.198
Deudas Locales	12	342.020.029.741	307.790.602.937
		5.586.994.225.897	4.844.619.796.369
Reservas Especiales			
Autoseguro	2.m.	11.712.178.379	11.712.178.379
Daños y Perjuicios	2.j.	49.755.701.342	48.292.316.902
		61.467.879.721	60.004.495.281
Total Pasivo no Corriente		5.648.462.105.618	4.904.624.291.650
Pasivo Corriente			
Cuentas por Pagar Varias	14	1.153.601.412.812	1.003.814.980.570
Otros		23.154.132.787	21.567.924.830
Porción Corriente de la Deuda a Largo Plazo	13	161.542.543.812	151.020.994.108
		1.338.298.089.411	1.176.403.899.508
Total Pasivo Corriente		1.338.298.089.411	1.176.403.899.508
Total Pasivo y Patrimonio Neto		19.673.255.222.373	16.712.142.293.640

BALANCE GENERAL

Al 31 de Diciembre de 2018 y 2017

(Expresado en Guaraníes)

	Nota N°	2018	2017
CUENTAS DE ORDEN			
Desembolsos pendientes			
Préstamo BID		75.894.093.178	110.874.131.594
Préstamo BIRF		38.279.912.691	100.836.692.350
Préstamo CAF		744.022.041.545	191.911.097.574
Préstamo OFID		41.236.173.645	60.516.947.589
Préstamo BEI		133.088.919.831	249.842.343.448
Total desembolsos pendientes		1.032.521.140.890	713.981.212.555
Intereses a Devengar en Ejercicios Futuros	15	1.244.226.471.273	1.358.740.512.862
Insuficiencia de Rentabilidad Art. 90 Ley 966/64	18	5.407.123.826.234	5.377.738.499.438
Entidad Binacional Yacyretá - Dif. de Precio	19 y 22	2.409.319.926.813	2.239.861.041.187
Banco Nación Argentina - Diferencia de Saldos	20 y 22	1.065.233.571.447	972.094.911.093

ESTADO DE RESULTADOS

Al 31 de Diciembre de 2018 y 2017

(Expresado en Guaraníes)

	Nota N°	2018	2017
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN			
Ingresos por Venta de Energía			
	2.o		
Residencial		2.189.284.450.320	1.931.272.044.660
Comercial		0	125.891.245.257
Industrial		242.159.967.167	302.686.054.650
Fiscal		0	17.505.922.630
Municipal		0	1.991.522.237
Alumbrado Público		66.400.063.303	61.541.784.926
Indefinido		0	92.364.126.871
Industrias Electointensivas		15.297.457.552	5.098.254.377
Exportación		18.695.342.144	55.647.383.126
Otros		1.643.773.514.853	1.190.028.488.264
Gubernamental		143.910.669.551	103.740.350.731
Diferencial		54.373.107.367	49.813.723.874
Alta Tensión		144.835.864.766	123.117.092.741
Muy Alta Tensión		35.215.785.069	13.932.450.421
		<u>4.553.946.222.092</u>	<u>4.074.630.444.765</u>
Otros Ingresos de Explotación		139.780.632.046	142.349.450.536
Total Ingresos de Explotación		<u>4.693.726.854.138</u>	<u>4.216.979.895.301</u>
GASTOS DE EXPLOTACIÓN			
Generación		19.926.440.349	19.300.913.052
Energía Comprada		2.340.816.086.788	2.270.371.126.487
Transmisión		252.615.603.258	209.316.168.657
Distribución		441.561.157.235	371.337.946.010
		<u>3.054.919.287.630</u>	<u>2.870.326.154.206</u>
Otros Gastos de Explotación			
Consumidores		267.581.840.908	199.336.579.277
Administración y Generales		349.717.981.569	348.111.642.298
Depreciación		437.842.210.093	425.006.876.321
		<u>1.055.142.032.570</u>	<u>972.455.097.896</u>
Total Gastos de Explotación		<u>4.110.061.320.200</u>	<u>3.842.781.252.102</u>
Ingreso Neto de Explotación		<u>583.665.533.938</u>	<u>374.198.643.199</u>

ESTADO DE RESULTADOS

Al 31 de Diciembre de 2018 y 2017

(Expresado en Guaraníes)

	Nota N°	2018	2017
INGRESOS AJENOS A LA EXPLOTACIÓN			
Utilidad Itaipú		148.676.595.529	130.393.872.064
Resarcimiento Itaipú		121.733.586.318	107.961.852.424
Utilidad Yacyretá		44.756.126.623	40.185.803.450
Resarcimiento Yacyretá		29.603.907.604	28.303.411.677
Intereses		4.751.983.634	1.782.883.608
Diferencia de Cambio		225.942.913.916	214.628.634.564
Varios		42.097.315.270	43.198.803.847
Ingresos/Ajustes Varios Ej. Anterior	21	72.272.215.980	0
		689.834.644.874	566.455.261.634
GASTOS AJENOS A LA EXPLOTACIÓN			
Intereses Banco Interamericano de Desarrollo		11.559.966.996	9.306.322.894
Intereses Banco do Brasil S.A.		8.620.716.645	9.690.573.473
Intereses Itaipú Binacional		5.401.698.391	6.254.231.327
Intereses Otras Deudas a Largo Plazo		105.814.403.979	4.280.570.693
Gastos Financieros Varios		1.062.318.177	40.238.273.012
Diferencia de Cambio		262.820.659.363	258.365.312.258
Transf. Corriente a la D.G.E.P.	2.q	5.000.000.000	0
Gastos/Ajustes Varios Ej. Anterior	21	45.419.901.994	0
		445.699.665.545	328.135.283.657
Resultado del Ejercicio antes de Impuesto a la Renta		827.800.513.267	612.518.621.176
Impuesto a la Renta		195.253.535.116	71.136.303.141
Resultado Neto del Ejercicio		632.546.978.151	541.382.318.035

ESTADO DE VARIACIÓN DEL PATRIMONIO NETO

Al 31 de Diciembre de 2018 y 2017
(Expresado en Guaraníes)

Detalle	Capital	Reserva de Capital	Revaluu	Aporte no Reembolsados	Resultados Acumulados	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2016	910.000.000.000	16.321.128.833	4.800.212.987.888	584.410.025.345	3.638.063.349.279	9.979.007.491.345
Ajustes Varios de Saldo al inicio del Período	0	0	0	0	21.596.370.644	21.596.370.644
Aportes No Reembolsables	0	0	0	23.578.729.623	0	23.578.729.623
Revaluó del año	0	0	95.549.192.835	0	0	95.549.192.835
Resultado del Ejercicio	0	0	0	0	541.382.318.035	541.382.318.035
Saldo al 31 de diciembre de 2017	910.000.000.000	16.321.128.833	4.895.762.180.723	607.988.754.968	4.201.045.037.958	10.631.114.102.482
Aportes No Reembolsables	0	0	0	1.039.293.663.166	0	1.039.293.663.166
Revaluó del año	0	0	383.540.283.545	0	0	383.540.283.545
Resultado del Ejercicio	0	0	0	0	632.546.978.151	632.546.978.151
Saldo al 31 de diciembre de 2018	910.000.000.000	16.321.128.833	5.279.302.464.268	1.647.282.418.134	4.833.589.016.109	12.686.495.027.344

ESTADO DE FLUJO DE CAJA

Por los ejercicios terminados al 31 de Diciembre de 2018 y 2017 (Expresado en Guaraníes)

	2018	2017
ORIGEN DEL FONDO		
A. Efectivo recibido por operaciones		
Ganancias (Pérdidas) Netas del Ejercicio	632.546.978.151	541.382.318.035
Ajustes de Ejercicios Anteriores	0	21.596.370.644
	632.546.978.151	562.978.688.679
Partidas que no representan desembolsos en efectivo		
Depreciación	437.842.210.093	425.006.876.321
Aumento de Reservas Especiales	8.217.302.055	6.163.288.107
	446.059.512.148	431.170.164.428
Efectivo obtenido por ingresos antes de las partidas especiales		
Aumento de Aportes no Reembolsables	1.039.293.663.166	23.578.729.623
Valor Neto de Activos Fijos Vendidos y/o dados de baja	50.642.709.294	161.633.959
	1.089.936.372.460	23.740.363.582
Total entrada de Caja por otras fuentes de operaciones	2.168.542.862.759	1.017.889.216.689
Total entrada de Caja por actividades operacionales	2.168.542.862.759	1.017.889.216.689
B. Efectivos recibidos por actividades financieras		
1. Por operaciones a corto plazo		
Aumento de Pasivo Corriente	151.372.640.199	79.850.048.346
Disminución de Otros Activos Corrientes	35.984.411.076	738.180.349
Disminución de Existencias	112.811.968.658	138.912.793.671
	300.169.019.933	219.501.022.366
2. Por operaciones a largo plazo		
Aumento de Pasivo a Largo Plazo (Desembolsos)	521.783.449.835	521.817.615.691
Aumento de Deudas Locales	34.229.426.804	30.879.701.658
Disminución de Cargos Diferidos	152.163.822	152.163.822
Disminución de Cuentas por Cobrar Varias	0	563.303.558.714
Disminución de Cuentas por Cobrar Clientes	78.240.053.704	0
	634.405.094.165	1.116.153.039.885
Total efectivo obtenido por financiamiento a largo plazo	634.405.094.165	1.116.153.039.885
Total efectivo recibido por actividades financieras	934.574.114.098	1.335.654.062.251
C. Partidas que no representan ingresos de fondos		
Diferencia de Cambio - Derechos Compensatorios EBY	0	3.002.572.088
Diferencia de Cambio/Reajuste-Inversiones (IPU-EBY)	0	17.898.269.984
Diferencia de Cambio - Deudas a Largo Plazo	308.272.425.779	0
Reclasificación/Transferencias/ de Obras en Construcción	0	38.226.227.295
Aumento por Reajuste - Bco. Nación Argentina	15.021.602.828	5.393.136.705
Aumento por Reajuste - EBY Aporte de Capital pendiente de Integración	21.898.014.138	7.861.941.095
	345.192.042.745	72.382.147.167
Total de fuentes que no representan ingresos de fondos	345.192.042.745	72.382.147.167
TOTAL ENTRADA DE FONDOS	3.448.309.019.602	2.425.925.426.107

ESTADO DE FLUJO DE CAJA

Por los ejercicios terminados
al 31 de Diciembre de 2018 y 2017
(Expresado en Guaraníes)

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
APLICACIÓN DEL FONDO		
A. Efectivo utilizado en operaciones		
Disminución de Reservas Especiales - Pagos de Juicios e Indemnizaciones	6.753.917.615	10.426.188.338
Aumento de Cuentas por Cobrar Varias	132.170.905.016	0
Incorporaciones al Activo Fijo y Adiciones a Obras en Construcción-Inversiones	2.111.243.725.879	1.311.529.157.360
Aumento de Cuentas por Cobrar - Clientes	0	186.898.740.369
Aumento de Otros Activos Corrientes	0	42.022.851.430
Aumento de Otros Activos No Corrientes-Ctas. Varias por Cobrar/Clientes	187.063.162.907	118.722.836.085
Total efectivo utilizado en operaciones	<u>2.437.231.711.417</u>	<u>1.669.599.773.582</u>
B. Efectivos utilizados en actividades financieras a largo plazo		
Disminución del Pasivo a Largo Plazo - Amortizaciones	148.308.940.152	154.300.607.117
Aumento de Otros Activos no Corrientes - Utilidad/Resarcimiento EBY	232.542.441.894	311.393.566.176
Total efectivo utilizado en actividades financieras a largo plazo	<u>380.851.382.046</u>	<u>465.694.173.293</u>
C. Partidas que no representan egresos de fondos		
Diferencia de Cambio - Reajuste de Inversiones IPU-EBY	86.824.592.412	120.865.829.801
Diferencia de Cambio - Derechos Compensatorios EBY	22.788.640.078	0
Total de aplicaciones que no representan salida de efectivo	<u>109.613.232.490</u>	<u>120.865.829.801</u>
TOTAL APLICACIÓN DE FONDOS	<u>2.927.696.325.953</u>	<u>2.256.159.776.676</u>

ESTADO DE FLUJO DE CAJA

Por los ejercicios terminados
al 31 de Diciembre de 2018 y 2017
(Expresado en Guaraníes)

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
Aumento (Disminución) en flujo de Caja	520.612.693.649	169.765.649.431
Caja y equivalente de Caja al comienzo del período	<u>656.691.337.886</u>	<u>486.925.688.455</u>
Caja y equivalente de Caja al final del período	<u>1.177.304.031.535</u>	<u>656.691.337.886</u>

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES, AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018

1. El Ente

La **Administración Nacional de Electricidad (ANDE)** se rige por la Ley N° 966 del 12 de agosto de 1964, que crea dicha Entidad como ente autárquico y establece su Carta Orgánica. Reconoce como antecedente de su creación al Decreto N° 3161 del Poder Ejecutivo de fecha 29 de marzo de 1949, y el Decreto Ley N° 2.340 del 30 de diciembre de 1950, aprobado por Ley N° 274 del 2 de agosto de 1955.

La **ANDE**, de acuerdo con su Carta Orgánica, es una Institución Autárquica, descentralizada de la Administración Pública, de duración ilimitada, con personería jurídica y patrimonio propio.

Por Resolución P/N° 34644 del 31 de marzo de 2014, se han aprobado la Misión, Visión y Valores Institucionales, en el marco del Plan Estratégico de la ANDE para el periodo 2014-2018, conforme a los siguientes términos:

Misión: Satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país y actuar en el sector eléctrico regional, con responsabilidad social y ambiental y excelencia en la administración y el servicio, para contribuir al desarrollo del Paraguay y al bienestar de su población.

Visión: Ser una empresa pública eficaz y eficiente, orientada al cliente, con recursos humanos calificados, líder en la prestación de servicios en el país y reconocida entre las mejores del sector eléctrico de la región.

Valores:

- Patriotismo
- Sentido de pertenencia
- Integridad
- Respeto
- Excelencia
- Responsabilidad Social y Ambiental

2. Marco Normativo y Principios, Políticas, Procedimientos y Prácticas Contables Significativas

Los principios y prácticas contables aplicadas por la ANDE son desarrolladas en el marco de lo establecido en su Carga Orgánica Ley 966 del 12 de agosto de 1964, que en su Art. 42 expresa: “ANDE establecerá y mantendrá un sistema de clasificación de cuentas que se adapte a sus funciones de empresa eléctrica de servicio público y que facilite el control de su actividad industrial, comercial y financiera”. En ese contexto se tiene implementado un Sistema de Cuentas, que fue elaborado basado en el Sistema Uniforme de Cuentas para Empresas Eléctricas de la Federal Power Commission de los Estados Unidos de América, en el cual se determinan las principales prácticas a ser utilizadas para dar cumplimiento al mandato de la Carta Orgánica.

Así también, varias políticas y prácticas contables y de información financiera utilizadas por la ANDE, en todo lo que resulte aplicable, reflejan las directrices emanadas por las normativas que se indican a continuación:

- **Ley 1535 del 31 de diciembre de 1999 de Administración Financiera del Estado:** Conforme a lo establecido el Artículo 3°, la ANDE en su carácter de Empresa Pública, forma parte de los Organismos y Entidades del Estado alcanzadas por las disposiciones de esta Ley, que para las prácticas contables, establece procedimientos que deben ser seguidos por medio del Sistema de Contabilidad Pública. Es así que por mandato de esta normativa, la información financiera emitida por la ANDE debe formar parte del Sistema Integrado de Administración Financiera (SIAF) del Ministerio de Hacienda, debiendo cumplir con todos los requisitos establecidos en las reglamentaciones y procedimientos emitidos para el efecto por dicho Ministerio, a través de la Ley Anual de Presupuesto y su respectivo Decreto Reglamentario, como así también a través del Resoluciones y Decretos sobre temas específicos.

Los Estados Financieros de la ANDE del ejercicio 2018 se encuentran integrados al SIAF a través del procedimiento de Migración, que está establecido en el Artículo 2° - b del Anexo “A” al Decreto 8452/2018 “Que Reglamenta la Ley N° 6026, del 9 de Enero de 2018, Que aprueba el Presupuesto General de la Nación para el Ejercicio Fiscal 2018”.

- **Decreto 20132 del 22 de enero de 2003 que establece Normas y Procedimientos para la Administración, Control, Custodia, Clasificación y Contabilización de los Bienes del Estado:** La ANDE sigue, en todo lo que resulte aplicable, los lineamientos establecidos en este Decreto en cuanto a los procedimientos de registración de sus Bienes de Uso (altas, bajas, etc.), debiendo cumplir con los requisitos informativos y documentales allí establecidos.

- **Ley N° 125/91 “Que Establece el Nuevo Régimen Tributario” y su modificación establecida por la Ley 2421/04 “De Reordenamiento Administrativo y Adecuación Fiscal”, Decretos y Resoluciones reglamentarias:** La ANDE, en su carácter de contribuyente del Impuesto al Valor Agregado (IVA) y del Impuesto a la Renta de Actividades Comerciales, Industriales y de Servicios (IRACIS), incluye en sus prácticas contables, los procedimientos exigidos en Leyes mencionadas y en los Reglamentos emitidos por la Subsecretaría de Estado de Tributación (SET), para dar cumplimiento a sus compromisos fiscales.
- **Tratado entre la República de Paraguay y la República Federativa de Brasil para el Aprovechamiento Hidroeléctrico de los Recursos Hidráulicos del Río Paraná, firmado el 26 abril de 1973 (Tratado de Itaipú Binacional), aprobado por Ley N° 389 del 11 de julio de 1973. Tratado de Yacyretá entre la República del Paraguay y la República Argentina suscrito el 3 de diciembre de 1973, aprobado por Ley N° 433 del 20 de diciembre de 1973:** La ANDE como parte constituyente de las Entidades Binacionales Itaipú y Yacyretá, incorpora en sus registros contables las operaciones realizadas con ambas Entidades, siguiendo los criterios establecidos en los Tratados, sus Anexos y respectivas Notas Reversales aprobadas.
- **Leyes que aprueban los diferentes Contratos de Préstamos suscriptos por la ANDE:** Donde se establecen normas generales para la exposición de las informaciones contables relacionadas a los préstamos, conforme a las categorías de inversión establecidas.

a) Base de contabilización

Los Estados Contables han sido preparados sobre la base del principio contable de costo histórico, excepto el Activo Fijo, cuyos valores han sido actualizados en la forma que se explica en las **Notas 2.c) y 3**, siguientes, y la inversión en la Entidad Binacional YACYRETÁ cuyos valores han sido actualizados en la forma que se explica en las **Notas 2.d) y 5**, siguientes.

b) Bases para la conversión de moneda extranjera

Los saldos en moneda extranjera al 31 de diciembre de 2018 y 2017 son expresados al tipo de cambio establecido por la Subsecretaría de Estado de Tributación y al tipo de cambio publicado por el Banco Central del Paraguay, para aquellas monedas cuya cotización no son publicadas por la SET.

- **Para valuar activos** en el 2018, US\$ 1,00 = ₡ 5.960,14 y 2017, US\$ 1,00 = ₡ 5.579,97; a excepción de la inversión por aporte de capital en Yacyretá Binacional, que debe ser consecuente con los ajustes de la deuda con el Banco de la Nación Argentina, ajustadas al tipo de cambio para valuar pasivos, como asimismo el aporte de capital a integrar en dicha Entidad Binacional (principal y reajuste), que debe ser consecuente con la deuda registrada a favor de la EBY por ese mismo concepto.

• Para valorar pasivos:

AÑO 2018			
US\$	1,00	₺	5.960,94
EUR	1,00	₺	6.833,03
LE	1,00	₺	7.562,64
YEN	1,00	₺	54,06
DC	1,00	₺	4.367,98
CN	1,00	₺	685,32
CS	1,00	₺	665,97

AÑO 2017			
US\$	1,00	₺	5.600,98
EUR	1,00	₺	6.693,17
LE	1,00	₺	7.533,32
YEN	1,00	₺	49,63
DC	1,00	₺	4.437,59
CN	1,00	₺	677,04
CS	1,00	₺	678,7

La diferencia de cambio producto de la valuación de las cuentas activas y pasivas se exponen en cuentas específicas en el Estado de Resultados o en cuentas patrimoniales, como costo de los proyectos de inversión, financiados con recursos externos.

c) Activo Fijo

Los bienes del activo fijo se contabilizan a su costo de construcción o adquisición.

La ANDE, de acuerdo con el artículo 46 de la Ley N° 966 del 12 de agosto de 1964, debe revaluar la inversión efectuada en activo fijo cuando ocurren variaciones en el nivel de precios internos en moneda nacional.

A su vez, el artículo 87 de la misma Ley establece que para determinar la inversión inmovilizada, ANDE efectuará cada cinco años, en base al criterio del costo de reposición en moneda nacional, la revaluación de todos los bienes del activo fijo.

En razón de lo dispuesto por la Ley antes mencionada y en virtud de la evolución de los niveles de precio tanto interno como externo, la ANDE ha adoptado el siguiente criterio para la revaluación del activo fijo (excepto obras en construcción), que aplica en forma consistente con el ejercicio anterior:

- Se discrimina el saldo de cada cuenta al principio del ejercicio, según la moneda en que fue adquirido el bien (nacional o extranjera).
- El componente del costo en moneda nacional de los bienes adquiridos antes de la fecha de la última revaluación, es ajustado mediante la aplicación de un coeficiente de actualización que surge como resultado del promedio simple de la evolución de los índices de precios al por mayor y del consumo, publicados por el Banco Central del Paraguay para el último trimestre del ejercicio en que se efectuó la anterior revaluación y del año actual.
- El componente del costo en moneda extranjera de los bienes adquiridos antes de la fecha de la última revaluación, es ajustado mediante la aplicación de un coeficiente de actualización determinado en función de la evolución del índice de los valores unitarios de exportación para los países industriales, publicado por el Fondo Monetario Internacional para el último trimestre del ejercicio de la anterior revaluación y del año actual. Además, dicho saldo es ajustado en base a la variación del tipo de cambio del dólar respecto a la moneda nacional, vigente al cierre del ejercicio.
- La depreciación acumulada revaluada se obtiene en función de los correspondientes costos revaluados, y ajustados como consecuencia de la variación del tipo de cambio del dólar.
- El resultado neto del ajuste del Activo Fijo y de la Depreciación Acumulada se expone como incremento del Patrimonio Neto.

La depreciación de los bienes del activo fijo se registra mediante cargos periódicos a resultados, determinados en base al método lineal, a una tasa establecida en función de su vida útil estimada.

Hasta el ejercicio 2017, a los bienes del activo fijo que al cierre del ejercicio les resta un solo año de vida útil, pero que continuarán en servicio por un período mayor, se les asignaba un año adicional de vida útil. Esta reasignación se efectuaba sistemáticamente. Este procedimiento ha sido modificado y a partir del ejercicio 2018, el cálculo de la cuota anual de depreciación se realiza respetando la asignación de la vida útil estimada de cada bien, permaneciendo en el activo con un valor residual mínimo, a los efectos de control, hasta su baja definitiva.

Los activos fijos adquiridos en un ejercicio, se deprecian a partir del ejercicio siguiente al de su incorporación.

La depreciación del ejercicio correspondiente a los bienes vendidos o dados de baja, se calcula asumiendo que dicha venta o retiro se produce el último día del mes en que se produce la baja, independientemente del momento real en que la misma haya ocurrido.

Los gastos de reparación y mantenimiento de los bienes e instalaciones en servicio se cargan a resultados en el ejercicio en que se producen.

d) Inversiones

La política de contabilidad con relación a las inversiones efectuadas en la Itaipú Binacional y la Entidad Binacional Yacyretá es explicada en las **Notas 4 y 5**.

Conforme a la disponibilidad de recursos financieros y presupuestarios, la institución realiza ocasionalmente, colocaciones de efectivo en valores, como ser, Bonos del Tesoro, Letras de Regulación Monetaria, Certificado de Depósito de Ahorro, etc. Al 31 de diciembre de 2018 la Institución no posee inversiones de esta naturaleza.

El saldo de la cuenta Inmuebles de \$ 2.375.780.534, corresponde a propiedades que la Institución destina a actividades ajenas a la explotación del servicio de energía eléctrica.

e) Derecho compensatorio Yacyretá

Como se indica en la **Nota 5**, la Entidad Binacional Yacyretá reconoce anualmente a la ANDE una compensación por el uso anticipado del dinero, por la integración del capital, durante el período de construcción de la Represa. Dicha compensación será reintegrada a la ANDE a partir de los 25 años de la puesta en funcionamiento comercial de la Central Hidroeléctrica, en 25 cuotas anuales iguales, siempre que a la fecha de la entrada en operación de la primera unidad generadora, las sumas integradas por la ANDE como aporte de capital de Yacyretá alcanzaren el valor del capital original actualizado. En caso contrario, la compensación devengada, total o parcialmente, será computada también como aporte de capital. La primera unidad generadora comenzó a operar en Septiembre de 1994.

f) Cargos Diferidos

Tal como se menciona en la **Nota 4**, el préstamo del Banco do Brasil S.A. obtenido para financiar el aporte de capital de la ANDE a la Entidad Binacional Itaipú, devenga un interés del 6% anual.

La institución difirió contablemente el cargo a resultados de los intereses devengados hasta el 7 de junio de 1985 y a partir de dicha fecha carga a resultados, en 38 cuotas anuales iguales, conforme a la Nota P-58250 del 16 de octubre de 1986, en razón de que la Entidad Binacional Itaipú ha comenzado a generar ingresos. La alícuota anual afectada al resultado es de \$152.163.822.

g) Fondos por Rendir

Es política de la Institución asignar fondos con cargo a rendir cuenta a ciertas unidades administrativas, que por sus atribuciones justifiquen contar con recursos financieros para dar celeridad a la adquisición de bienes, pago de viáticos y contratación de servicios, siempre y cuando se trate de erogaciones que por su cuantía y naturaleza no necesiten ajustarse a los procedimientos previstos en la Ley 2051/2003.

La asignación de estos fondos es autorizada, en cada caso, por la Presidencia de la Institución y el régimen de rendición y reembolso es mensual. En el ejercicio 2018, el importe total de Fondos autorizados bajo esta modalidad ascendió a \$3.145.200.000, cuyo movimiento mensual de rendición y reembolso es registrado contablemente en el Activo Corriente, bajo el rubro Fondos por Rendir. Al cierre del ejercicio, dicha cuenta no registra saldo, debido a que las unidades administrativas responsables, han presentado las respectivas rendiciones de gasto, conforme al procedimiento autorizado por la Presidencia.

Eventualmente, a los efectos de la correcta administración y resguardo de estos fondos y también para canalizar remesas, la Institución habilita cuentas bancarias a la orden de los funcionarios responsables del manejo de los mismos, sobre todo para aquellas dependencias que se encuentran en el interior del país, de manera a posibilitar la transferencia de los recursos de manera efectiva y segura. El detalle de las cuentas habilitadas se indica a continuación:

BANCO	N° DE CUENTA CORRIENTE	DEPENDENCIA RESPONSABLE
B.N.F.	00400043898/9	Agencia Regional Amambay
B.N.F.	00600064530/9	Agencia Regional Alto Paraná
B.N.F.	00100014307/1	Agencia Regional Itapúa
B.N.F.	61.0.610106/6	Agencia Regional Pdte. Hayes
B.N.F.	02100210565/3	Agencia Regional Alto Paraguay
B.N.F.	1003000034451/9	Agencia Regional Concepción
B.N.F.	02600260963/7	Agencia Regional Paraguari
B.N.F.	2418165	Agencia Regional Cordillera
B.N.F.	00500052446/5	Agencia Regional Caaguazú
B.N.F.	0020023425/7	Agencia Regional Guairá
B.N.F.	00800081390/8	Agencia Regional Misiones
B.N.F.	019-00-192053/1	Agencia Regional Canindeyú
B.N.F.	2105783	Dpto. de Operac. Dist. Regional Chaco
B.N.F.	003-00-034457/5	Dpto. de Operac. Dist. Regional Norte
B.N.F.	052452/8	Dpto. de Operac. Dist. Regional Centro
B.N.F.	001-00-014059/7	Dpto. de Operac. Dist. Regional Sur

BANCO	N° DE CUENTA CORRIENTE	DEPENDENCIA RESPONSABLE
B.N.F.	70000000071574/4	Agencia Regional Ñeembucú
B.N.F.	02900290769/1	Agencia Regional Caazapá
B.N.F.	05400910647/1	Agencia Regional Central
B.N.F.	01700170926/4	Agencia Regional San Pedro
B.N.F.	21.0.210564/2	Agencia Regional Boquerón
B.N.F.	00600062996/7	Dpto. de Transmisión Este
B.N.F.	00600064228/3	Dpto. Central Acaray
B.N.F.	052445/4	Dpto. de Transmisión Centro
B.N.F.	100300034450/8	Dpto. de Transmisión Norte y A. Chaco
B.N.F.	00100014036/0	Dpto. de Transmisión Sur
B.N.F.	06-00-064703/9	Dpto. de Operación Distrib. Reg. Este
B.N.F.	016-00-160459/1	Sección Dist. Regional Yuty
B.N.F.	05500915264/2	Dpto. de Importaciones
B.N.F.	05500915427/5	Dpto. de Compras
B.N.F.	9153975	Dpto. de Administración de Propiedades

h) Créditos por alumbrado público

Dentro del activo no corriente se incluye “Cuentas por Cobrar - Clientes” por un total de \$ 67.837.866.831 que representa el 88,1% del monto de los créditos por alumbrado público, que corresponden a usuarios sin conexión de servicio y cuya cobranza se estima realizar en un plazo superior a un año, luego de asociada la cuenta a un suministro por la solicitud del servicio.

i) Previsión para incobrables

Es política de la institución mantener una previsión que cubra razonablemente las expectativas de incobrabilidad. El resultado del estudio de la cartera de clientes, considerando aquellos suministros que se encuentran con retiro total del servicio y que tengan deudas con antigüedad superior a tres años, determina que el monto acumulado al cierre del ejercicio es de \$ 100.913.833.041. Adicionalmente, y conforme a lo establecido en el artículo 33 del Decreto N° 6.359/05, que reglamenta la Ley N° 2421/04, se constituyó en el presente ejercicio una previsión para malos créditos, de \$ 33.507.332.383.

Aceros del Paraguay S.A. (ACEPAR)

Dentro de la porción no corriente de las Cuentas a Cobrar a Clientes, se incluye la deuda por consumo de energía eléctrica de varios periodos, más recargos moratorios, registrada a nombre del cliente Aceros del Paraguay S.A. (ACEPAR), que al cierre del ejercicio asciende a ¢ 12.134.798.607.

La ANDE viene realizando las gestiones correspondientes para el recupero de la deuda habiendo presentado en fecha 14 de octubre de 2014 el Incidente de Verificación de Crédito en el Juicio de Convocatoria de Acreedores de la firma. Conforme al seguimiento del juicio realizado por el área competente de la Institución, durante el ejercicio 2017, el expediente principal de la Convocatoria de Acreedores fue remitido a la Sindicatura de Quiebras, conjuntamente con todos los Incidentes de Verificación de Créditos presentados.

La Convocatoria de Acreedores de ACEPAR S.A. fue solicitada o iniciada por el Interventor Judicial designado a raíz de una intervención del Estado Paraguayo, propietario de la firma, a los efectos de conocer el monto total de la deuda. Por consiguiente, el Incidente de Verificación de Crédito presentado por la ANDE, se encuentra actualmente supeditado a las resultas del juicio principal que es la Convocatoria de Acreedores.

Ante la actual situación procesal de las gestiones realizadas por la ANDE para el recupero de la deuda y, considerando que las mismas se encuentran condicionadas a las resultas del juicio de la Convocatoria de Acreedores, desde el cierre del ejercicio 2017 se encuentra constituida una previsión para cuentas incobrables por el valor ¢ 12.134.798.607, que forma parte de la previsión correspondiente a las deudas con antigüedad superior a tres años.

Instituciones Financieras en Liquidación

Por Resolución de la Presidencia P/N° 22.800 del 14 de febrero de 2007, se ha autorizado la constitución de una Reserva sobre los Créditos mantenidos en Instituciones Financieras en Liquidación, calendarizado para cubrir el 100% del saldo al 31 de diciembre de 2006, en tres ejercicios fiscales, a partir del ejercicio 2006. El importe inicialmente provisionado ascendió a ¢ 85.139.477.896, conforme a los saldos registrados en las siguientes Entidades:

ENTIDAD	SALDO PREVISIONADO ¢
Bank Of América	1.800.472
Banco Unión SAECA	457.006.086
Banco Unión SAECA	196.814.046
Banco Unión SAECA	62.519.900
Banco Desarrollo	52.182
Banco Corporación	54.332.140
Banco Nacional de Trabajadores	338.888.457
Banco Finamerica	51.634.451
Banco Paraguayo Oriental	5.512.400.161
Banco Paraguayo Oriental	5.000.000.000
Banco de Inversiones del Paraguay S.A.	1.184.434.235
SSB SAECA	213.003.847
Ogá Rapé	28.765.444.642
Ogá Rape	249.437.018
Hogar Propio	4.982.652.587
Hogar Propio	407.299.171
Ahorros Paraguayos S.A.	35.537.110.205
Bancopar	10.222.700
Bancosur	589.668
Bancoplus S.A.	375.924.655
Bancoplus S.A.	876.062.953
Pilcomayo S.A.	190.855.167
Cooperativa Quiindy	670.993.153
Total	85.139.477.896

Del importe mencionado, a través de gestiones judiciales, se han obtenido recuperos, conforme se indica a continuación:

Entidad	Valor Recuperado ¢	Observaciones
SSB SAECA	3.375.000	Distribución de fondos en Juicio de Quiebras
Bancoplus S.A.	1.000.000.000	Distribución de fondos en Juicio de Quiebras
Banco de Inversiones del Paraguay	836.355.088	Compensación extrajudicial - Entrega de 8 inmuebles
Total Recuperado	1.839.730.088	

La ANDE registra los recuperos disminuyendo el saldo de la cuenta de Asesoría Legal - Gestión Bancos Intervenidos como contrapartida de los importes recibidos o las propiedades transferidas en los casos de dación en pago. A su vez ajusta por el mismo valor la previsión constituida, contra resultados - Ingresos Ajenos a Explotación. El saldo del presente ejercicio es de ¢83.299.747.808 que corresponde al total de las previsiones.

Asimismo, analizada la situación de las cuentas por cobrar varias, en atención a la antigüedad de las mismas y que varios casos se encuentran judicializados y considerados de difícil cobro, se mantuvo en el presente ejercicio una previsión para malos créditos por ¢2.310.334.159, que cubre razonablemente esos casos.

j) Previsión para Juicios en curso

La Asesoría Legal ha informado que existen juicios promovidos en contra de la ANDE, por los cuales se reclaman importes cuyo detalle es el siguiente:

Coordinación de la Asesoría Legal	₡	2.870.000.000
Asuntos Civiles	₡	242.713.987.167
Asuntos Legales del Personal	₡	3.819.851.721
Contratos	₡	12.720.960.864
Títulos y Servidumbres	₡	94.816.033.077
Asuntos Legales del Usuario	₡	21.024.734.842
Mediación e Indemnización	₡	54.673.480
Total	₡	378.020.241.151

Es política de la Institución establecer una reserva que cubra razonablemente los importes a ser efectivamente desembolsados en el marco de estos juicios. El resultado del estudio realizado por la Asesoría Legal sobre el grado de avance de los mismos, determina que el importe estimado al cierre del ejercicio, asciende a ₡ 49.755.701.342, conforme al siguiente detalle:

Coordinación de la Asesoría Legal	₡	2.870.000.000
Asuntos Civiles	₡	23.088.200.782
Asuntos Legales del Personal	₡	3.374.058.502
Contratos	₡	12.656.328.774
Títulos y Servidumbres	₡	4.948.802.898
Asuntos Legales del Usuario	₡	2.763.636.906
Mediación e Indemnización	₡	54.673.480
Total	₡	49.755.701.342

k) Existencias

Los inventarios están valuados al costo, que es inferior a su valor neto de realización, y con las siguientes bases:

Concepto	Criterio
Materiales y equipos en depósitos	Costo promedio
Combustibles	Costo promedio
Materiales y equipos en proceso de fabricación	Costo de producción
Materiales y equipos ordenados al exterior	Costo de compra más gastos de importación

l) Previsión para Obsolescencia

Es política de la institución mantener una previsión que cubra razonablemente las expectativas de obsolescencia de los materiales en stock. A tal efecto, se realiza una previsión de los ítems en stock al cierre de cada ejercicio y se identifican aquellos que por sus características o naturaleza resultan obsoletos, dañados o inservibles para su uso.

Como resultado del análisis efectuado sobre ese grupo de materiales, al cierre del presente ejercicio se ha constituido una previsión por \$ 3.770.284.454.

m) Autoseguro

En el marco de lo establecido en la Resolución P/N° 20361 del 30 de noviembre de 2004, por la que se aprueba la Política de Protección Patrimonial, que integra la Política de Seguridad de la Empresa, la ANDE determina una reserva denominada "Autoseguro" para cubrir posibles pérdidas que puedan surgir de los siguientes riesgos:

1. Aquellos de magnitud relativamente pequeña, que por su gran diversidad no son previstos generalmente en los contratos de seguros.
2. Aquellos que de ordinario afectan a los bienes de la empresa, pero que por su magnitud, dispersión, naturaleza, etc. pueden ser cubiertos por la propia empresa.
3. Aquellos que afectan a cualquier bien no cubierto por seguros.

El saldo de esta reserva al cierre del presente ejercicio, asciende a \$ 11.712.178.379. Esta previsión no ha sido actualizada en los últimos ejercicios debido a que la Institución se encuentra en proceso de revisión de su política de Autoseguro. A tales efectos por Resolución de la Presidencia P/N° 39012 de fecha 22 de mayo de 2017, se ha conformado un Equipo Multidisciplinario de Trabajo que tendrá a su cargo realizar el análisis y proponer mejoras para la actualización de la Política de Protección Patrimonial de la Institución. Al cierre del ejercicio, dicho grupo de trabajo, se encuentra elaborando las propuestas correspondientes para ser presentadas a las instancias superiores.

n) Plan de pensiones y jubilaciones

El Consejo de Administración aprobó, mediante una resolución del año 1970, un plan de pensiones en beneficio del personal de la Institución que reúna las condiciones expresadas más abajo, quienes recibirán una pensión vitalicia, pagadera mensualmente y calculada en función del promedio de sueldos de los últimos tres años de servicio:

- Excombatiente, lisiado y/o mutilado de la Guerra del Chaco.
- Personal que cumpla los 60 años de edad antes de que la Caja de Jubilaciones abone las primeras pensiones al personal de la Institución.

Al cierre del ejercicio, el valor correspondiente a este concepto asciende a \$ 68.399.242, que se registra en el Estado de Resultados - Gastos Generales y Administrativos, bajo el rubro de Jubilaciones y Pensiones.

A partir del año 1981, todo personal de la Institución que cumpla los 60 años de edad, se acoge obligatoria y automáticamente a los beneficios que le otorga la Caja de Jubilaciones y Pensiones del Personal de la ANDE (Ley N° 71 del 26 de diciembre de 1968) y el Instituto de Previsión Social (Decreto Ley N° 17071 del 18/02/1943). A este efecto, la ANDE aporta mensualmente un porcentaje sobre el total del salario imponible, quedando exonerada de esa forma de toda contingencia.

ñ) Intereses sobre deuda a largo plazo

Los intereses correspondientes a las deudas a largo plazo se contabilizan aplicando el criterio del devengado. El monto total de intereses a devengar desde el cierre del ejercicio hasta la fecha del vencimiento final, se expresa en la **Nota 16**.

o) Ingresos por venta de energía

La ANDE contabiliza sus ingresos por venta de energía considerando la facturación mensual siguiendo el principio de lo devengado. Para tal efecto, toma en consideración el total de la facturación mensual de todos los grupos de consumo, preparada sobre la base de las lecturas de los consumos tomadas de los medidores instalados en el domicilio de los clientes.

p) Contratos de Leasing Operativo

Durante los últimos ejercicios, la ANDE ha puesto en servicio instalaciones construidas y contratadas bajo la modalidad de Leasing Operativo. El detalle y situación al cierre del presente ejercicio de dichos contratos se indica a continuación:

SITUACIÓN FINANCIERA CONTRATOS LEASING AL 31/12/2018

CONTRATACIÓN	DESCRIPCIÓN	MONEDA	CUOTA MENSUAL	MONTO TOTAL DEL CONTRATO	CANTIDAD CUOTAS PAGADAS	TOTAL PAGADO AL 31/12/2018	SALDO AL 31/12/2018	SALDO AL 31/12/2018 EQUIV. EN ¢ (***)
Licitación Pública Internacional LPI 262/09 - Contrato N° 3895/10 (*)	Construcción de Línea de Transmisión de 220 kV Coronel Oviedo - Villarrica y de la Estación Villarrica 220/66/23 kV, Bajo la Modalidad de Leasing Operativo.	US\$	351.409,41	46.458.540,71	84/120	30.255.096,42	16.203.444,29	90.755.167.413
Licitación Pública Internacional LPI 624/11 - Contrato N° 4636/12	Ejecución de Proyectos de Interconexión en 220 kV, San Estanislao - Gral. Elizardo Aquino, Bajo la Modalidad de Leasing Operativo.	US\$	368.239,03	48.450.672,60	65/120	23.935.536,95	24.515.135,65	137.308.784.473
Licitación Pública Internacional LPI 625/11 - Contrato N° 4639/12	Proyecto de Interconexión en 220 kV Villarrica II - San Juan Nepomuceno, Bajo la Modalidad de Leasing Operativo.	US\$	309.829,00	40.385.659,00	62/120	19.209.398,00	21.176.261,00	118.607.814.336
Licitación Pública Internacional LPI 846/12- Contrato N° 5205/13 (*)	Proyecto de Construcción e Interconexión del Parque Industrial Hernandarias en 220/66/23 kV, Bajo la Modalidad de Leasing Operativo.	US\$	344.076,00	45.843.361,63	45/120	15.613.621,63	30.229.740,00	169.316.169.145
Licitación Pública Nacional LPN 623/11- Lote 1- Contrato N° 4609/11 (**)	Ejecución de Proyecto y Construcción de Líneas Aereas y Subterráneas de Media Tensión, Bajo la Modalidad de Leasing Operativo.	¢	596.000.000	37.420.689.522	60/60	37.420.689.522	0,00	0,00
Licitación Pública Nacional LPN 623/11- Lote 2- Contrato N° 4610/11 (**)	Ejecución de Proyecto y Construcción de Líneas Aereas y Subterráneas de Media Tensión, Bajo la Modalidad de Leasing Operativo.	¢	160.114.000	9.973.182.588	60/60	9.973.182.588	0,00	0,00
Licitación Pública Internacional LPI 935/13- Contrato N° 5682/14	Proyecto de Construcción e Interconexión de la Subestación Mburucuyá	US\$	157.698,00	20.740.110,00	10/120	1.576.980,00	19.163.130,00	107.332.307.867

(*) El Monto Total del Contrato Incluye Reajuste de Precios

(**) El Monto Total del Contrato Incluye Reajuste de Precios y Pago del Valor Residual

(***) Tipo de Cambio Vendedor al 31/12/2018 de la SET: ¢/US\$ 5.960,94

El régimen contable aplicado por la ANDE para estas operaciones, en su carácter de "Tomador", sigue los lineamientos establecidos en la Ley N° 1295/98 "De Locación, Arrendamiento o Leasing Financiero y Mercantil" y por el Decreto N° 4346 del 2 de noviembre de 2015, en consecuencia contabiliza las cuotas periódicas devengadas derivadas de los contratos, como Gastos Directos de Explotación.

q) Transferencia a la Dirección General de Empresas Públicas

Para el presente ejercicio, el Ministerio de Hacienda ha incorporado en el presupuesto de gastos de la ANDE el Rubro 839 “Otras Transferencias corrientes al sector público o privado” lo que implicó la obligación de transferir \$ 5.000.000.000 al Ministerio de Hacienda - Dirección General de Empresas Públicas (DGEP), para financiar consultorías, auditorías externas y otros estudios técnicos necesarios para la DGEP en el marco del monitoreo y supervisión de la gestión de las Empresas Públicas.

Este desembolso está registrado en el Estado de Resultados como Gastos Ajenos a la Explotación, bajo el rubro Transferencias Corrientes a la DGEP.

3. Activo Fijo

a) Bienes e Instalaciones en Servicio

Como consecuencia del ajuste del valor de los bienes del activo fijo, mediante la aplicación del procedimiento descrito en la Nota 2.c), el valor neto se ha incrementado en el presente ejercicio en la suma de \$ 383.540.283.545, mientras que en el ejercicio 2017 se ha incrementado en \$ 95.549.192.835. El siguiente detalle muestra los efectos de las revaluaciones y ajustes acumulados sobre el activo fijo neto y las cuentas patrimoniales:

	Incrementos en el valor Neto de los Activos Fijos en Guaraníes
Revaluaciones y ajustes contabilizados a partir de 1964 hasta el 2016	5.808.286.857.083
2017	95.549.192.835
2018	383.540.283.545
	6.287.376.333.463

Los incrementos en el valor neto de los activos fijos se aplican a las siguientes cuentas:

	2018 ₡	2017 ₡
Capital	799.195.397.116	799.195.397.116
Reservas	13.508.990.417	13.508.990.417
Ajustes de cuentas patrimoniales	195.369.481.662	195.369.481.662
Revalúo Activo Fijo	5.279.302.464.268	4.895.762.180.723
	6.287.376.333.463	5.903.836.049.918

Los porcentajes de depreciación anual del ejercicio, basados en los años de vida útil estimada para cada parte de las obras que se detallan a continuación, son los siguientes:

Concepto	Porcentaje (%)	
	Mínimo	Máximo
Obras de generación hidráulica	1,24	2,70
Obras de generación térmica	1,63	16,77
Obras de transmisión	2,06	2,81
Obras de distribución	1,00	6,01
Bienes e instalación generales	1,96	18,42

La depreciación del ejercicio 2018 ascendió a ₡ 437.842.210.093 y en el ejercicio 2017 ₡ 425.006.876.321, que se incluye en el Estado de Resultados, como gastos de explotación, cuya composición es la siguiente:

Concepto	2018 ₡	2017 ₡
Obras de Generación Hidráulica	43.703.501.044	43.554.808.561
Obras de Generación Térmica	2.448.202.970	2.198.834.965
Obras de Transmisión	146.788.225.182	148.250.170.948
Obras de Distribución	162.481.022.664	162.682.201.953
Bienes e Instalación Generales	76.029.194.094	61.615.336.420
Bienes Intangibles	6.392.064.139	6.705.523.474
Total	437.842.210.093	425.006.876.321

b) Activo Fijo Sujeto a Clasificación

Este rubro recoge los cargos correspondientes a activos en servicio sujetos a clasificación, a los efectos de su traspaso ulterior a cuentas del activo, o en el caso de obras no terminadas, a cuentas de obras en construcción.

c) Obras en Construcción

Los costos de las obras de propiedad de la empresa en etapa de ejecución y que no se han puesto aún en servicio, son imputados a este rubro, incluyendo también los costos de las ampliaciones, mejoras, retiros y reemplazos de obras en servicio.

Al cierre del ejercicio, el saldo de esta cuenta es de ₡ 3.462.889.787.729 y en el 2017 ascendía a ₡ 3.572.674.324.792, que incluye los ajustes por diferencia del tipo de cambio y demás conceptos previstos en las categorías de inversión establecidas para aquellos proyectos de inversión financiados con recursos externos y los provenientes de los Convenios de Préstamos firmados con el Ministerio de Hacienda (Bonos Soberanos), que se encuentran en etapa de desembolso, como se indica en la **Nota 2-b)** "Bases para la conversión de moneda extranjera".

La composición de este rubro, al cierre del ejercicio 2018, se detalla a continuación:

COMPOSICIÓN DE LA CUENTA OBRAS EN CONSTRUCCIÓN AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018

CATEGORÍAS DE OBRAS	SALDO AL 31/12/2017	ADICIONES POR COMPRAS Y MEJORAS	TRANSFERENCIAS Y CIERRE DE OBRAS	SALDO AL 31/12/2018
Órdenes de Ejecución de Obras	375.819.163.018	191.586.712.654	-273.235.847.710	294.170.027.962
Estaciones y Subestaciones	196.850.815.938	96.397.619.689	-71.246.875.441	222.001.560.186
Líneas de Transmisión	180.670.774.524	1.381.312.485.353	-1.377.573.552.312	184.409.707.565
Central Acaray	28.168.878.198	11.833.360.410	-38.161.765.688	1.840.472.920
Obras Civiles	20.080.681.290	3.573.417.236	-2.676.994.766	20.977.103.760
Mejoramiento de Obras de Autoayuda	26.741.235.352	208.843.627	-26.747.278.352	202.800.627
Obras de Distribución Varias Regiones	126.637.029.295	475.245.955	-2.116.802.272	124.995.472.978
Obras de Distribución del Sistema Metropolitano, Convenio ANDE-ITAIPÚ	379.563.247	0	0	379.563.247
Obras Financiadas con bonos del Tesoro (Segunda Emisión)	283.978.961.545	56.688.771.263	0	340.667.732.808
Proyecto LT YACYRETÁ - Villa Hayes (CAF LEY 8633)	121.312.527.988	32.742.216.391	0	154.054.744.379
Proy. Mejor. del Sistema de Transm. y Distrib. (CAF 10,170 LEY 6023/17)	0	193.262.454.060	0	193.262.454.060
Distribución y Transmisión BID 648	186.149.818	-6.215.570	-179.934.248	0
Expansión Sistema de Distribución	94.119.950	0	-94.119.950	0
Proyecto LT YACYRETÁ - Villa Hayes (BEI)	35.806.703.770	84.876.978.549	0	120.683.682.319
Obras de Financiamiento O.E.C.F. PG-P11	1.291.213.612	-1.291.213.612	0	0
Programa Multifase de Transmisión Eléctrica (BID 1835)	3.764.210.903	-443.601.524	-3.270.786.379	49.823.000
Proyecto Fortalecimiento del Sector Energético (BIRF 7994-PY)	218.566.367.211	133.163.965.711	-151.963.717.636	199.766.615.286
Obras Convenio ANDE - ITAIPÚ	10.931.272.506	0	-10.931.272.506	0
Prog. Apoyo Red de Transm. y Distrib. del Sistema (CAF LEY 4609)	519.546.839.030	23.320.296.919	-176.824.004.435	366.043.131.514
Obras Financiadas con Bonos del Tesoro (Primera Emisión)	913.765.236.562	-306.521.315.503	-285.116.958	606.958.804.101
Proyecto LT YACYRETÁ - Villa Hayes (BEI 83244)	337.215.334.186	85.795.696.797	0	423.011.030.983
Proyecto LT YACYRETÁ - Villa Hayes (BID 2891 OC-PR)	170.867.246.849	38.547.813.185	0	209.415.060.034
TOTALES	3.572.674.324.792	2.025.523.531.590	-2.135.308.068.653	3.462.889.787.729

MOVIMIENTO DE LOS RUBROS DEL ACTIVO FIJO

Al 31 de Diciembre de 2018

DESCRIPCIÓN DE LOS RUBROS	VALORES DEL ACTIVO						
	Saldo al 01/01/2018	Revaluación	Ajustes	Adición por compras y mejoras	Transferencias de Obras en Construcción	Disminución por bajas	Saldo al 31/12/2018
Intangibles	58.297.835.858	159.893.601	813.384.408	5.236.951.561	0	0	64.508.065.428
Obras de Generación Hidráulica	2.654.949.667.381	65.660.871.423	41.311.120.586	0	38.161.765.688	0	2.800.083.425.078
Obras de Generación Térmica	117.853.561.652	1.919.280.217	2.090.628.870	0	0	0	121.863.470.439
Obras de Transmisión	5.693.102.829.482	113.134.441.337	201.873.329.495	0	1.782.429.491.926	50.845.755.103	7.739.694.337.137
Obras de Distribución	5.336.047.720.063	101.240.324.038	133.864.165.345	51.431.169.329	313.117.567.316	120.283.130.522	5.815.417.815.569
Bienes e Instalaciones Generales	1.132.172.916.763	17.692.801.576	7.757.715.873	28.731.647.899	1.599.243.723	7.749.211.801	1.180.205.114.033
SUB - TOTAL	14.992.424.531.199	299.807.612.192	387.710.344.277	85.399.768.789	2.135.308.068.653	178.878.097.426	17.721.772.227.684
Activo Fijo Sujeto a Clasificación	0	0	0	0	0	0	0
Obras en Construcción	3.572.674.324.792	0	0	2.025.523.531.590	(2.135.308.068.653)	0	3.462.889.787.729
TOTAL	18.565.098.855.991	299.807.612.192	387.710.344.277	2.110.923.300.379	0	178.878.097.426	21.184.662.015.413

MOVIMIENTO DE LOS RUBROS DEL ACTIVO FIJO

Al 31 de Diciembre de 2018

DESCRIPCIÓN DE LOS RUBROS	DEPRECIACIONES						Valor Neto del Activo Fijo 31/12/2018
	Saldo al 01/01/2018	Revaluación	Ajustes	Depreciación del ejercicio	Disminución por bajas	Acumulado al 31/12/2018	
Intangibles	43.768.863.582	954.881.950	238.920.362	6.392.064.139	0	51.354.730.033	13.153.335.395
Obras de Generación Hidráulica	1.714.532.240.430	38.833.424.835	22.429.110.779	43.703.501.044	0	1.819.498.277.088	980.585.147.990
Obras de Generación Térmica	57.839.625.378	307.763.225	384.557.574	2.448.202.970	0	60.980.149.147	60.883.321.292
Obras de Transmisión	2.990.970.400.754	53.865.479.698	81.212.441.086	146.788.225.182	46.174.889.116	3.226.661.657.604	4.513.032.679.533
Obras de Distribución	2.793.087.521.674	46.819.119.097	46.588.917.909	162.481.022.664	75.371.550.602	2.973.605.030.742	2.841.812.784.827
Bienes e Instalaciones Generales	661.888.564.758	8.516.307.853	3.826.748.556	76.029.194.094	6.688.948.414	743.571.866.847	436.633.247.186
SUB - TOTAL	8.262.087.216.576	149.296.976.658	154.680.696.266	437.842.210.093	128.235.388.132	8.875.671.711.461	8.846.100.516.223
Activo Fijo Sujeto a Clasificación	0	0	0	0	0	0	0
Obras en Construcción	3.572.674.324.792	0	0	0	0	0	3.462.889.787.729
TOTAL	11.834.761.541.368	149.296.976.658	154.680.696.266	437.842.210.093	128.235.388.132	8.875.671.711.461	12.308.990.303.952

4. Inversiones de la ANDE en la Entidad Binacional ITAIPÚ

El 26 de abril de 1973, los gobiernos de la República del Paraguay y de la República Federativa del Brasil firmaron un Tratado y resolvieron crear un ente binacional para el aprovechamiento hidroeléctrico de los recursos hidráulicos del Río Paraná, pertenecientes en condominio a los dos países, desde e inclusive el Salto del Guairá o Salto Grande de Sete Quedas, hasta la boca del Río Yguazú.

Dicho ente fue constituido por la ANDE y ELETROBRAS pertenecientes a la República del Paraguay y a la República Federativa del Brasil, respectivamente.

El capital de la ITAIPÚ equivalente a **US\$ 100.000.000** fue aportado por partes iguales por la **ANDE** y **ELETROBRAS**. De este total, el aporte de la ANDE asciende a **¢ 298.007.000.000** equivalente a **US\$ 50.000.000**, al 31/12/18, registrado en el rubro de Inversiones - Itaipú Binacional. A partir del 1º de marzo de 1985, con la puesta en funcionamiento de las primeras unidades generadoras de Itaipú, la **ANDE** percibe una utilidad del 12% anual sobre su participación en el Capital Integrado.

El saldo al 31/12/2018 de la Utilidad de Capital (principal + reajustes), asciende a **¢ 149.434.394.281**, equivalentes a **US\$ 25.072.296,00**, que se registra en el rubro de Cuentas por Cobrar Varias tal como se expone en la **Nota 9**.

El aporte correspondiente a la ANDE fue financiado mediante un préstamo de **US\$ 50.000.000**, otorgado por la República Federativa del Brasil por intermedio del Banco Do Brasil S.A., con un interés del 6% anual, calculado sobre saldos de capital, más la capitalización de intereses.

A la fecha de la primera amortización del capital así resultante, ocurrida el 7 de junio de 1986, la deuda con el Banco Do Brasil ascendía a **US\$ 87.974.842,91**, la cual viene siendo amortizada en 38 cuotas anuales. Al 31/12/18, se ha cancelado la cuota N° 33/38, quedando 5 cuotas pendientes por valor total de **US\$ 22.397.011,40** cuyo último vencimiento es el 07/06/2023.

Los intereses incorporados en este saldo, de **US\$ 37.974.842,91**, han sido contabilizados como se explica en la **Nota 2.f)**.

Como garantía de este préstamo, la **ANDE** reservará la parte necesaria de las utilidades a que tenga derecho, de acuerdo con lo establecido en la parte III del Anexo "C" del Tratado de Itaipú. Este punto se encuentra reglamentado en el Contrato de Préstamo firmado entre la ANDE y el Banco Do Brasil S.A. en fecha 8 de agosto de 1975, aprobado por Decreto N° 17866 de fecha 17 de setiembre de 1975, en cuyo Párrafo 3º - Cláusula 8ª y Cláusula 14, la ANDE autorizaba a la Itaipú a efectuar los pagos anuales en forma directa al Banco, una vez recibido el correspondiente aviso de cobranza.

De igual manera, conforme al mismo documento, se ha autorizado al Banco a recibir de la Itaipú los importes referentes al pago del préstamo, firmar los respectivos recibos y/o a realizar cualquier otro trámite referente al mandato otorgado por ANDE.

Es así que en el mes de junio de cada año, la Itaipú transfiere directamente al Banco do Brasil S.A. el importe de **US\$ 6.000.000**, producto del rendimiento anual del capital aportado por ANDE, importe que el Banco recibe y aplica, al vencimiento, en concepto de interés y amortización correspondiente al período, del préstamo otorgado a la ANDE. La revelación en las Notas a los Estados Contables de este procedimiento, vigente desde la firma del Contrato de Préstamo, es realizada a partir del ejercicio financiero cerrado el 31/12/2010.

Conforme el Anexo "C" del Tratado de Itaipú, numeral III.5, la ANDE percibe en concepto de Resarcimiento de las cargas de Administración y Supervisión, un monto equivalente a Cincuenta dólares de los Estados Unidos de América por GWh de energía, generada y medida en la Central Eléctrica, el cual viene siendo multiplicado por 4 a partir del año 1992, conforme al ítem 1 de la Nota Reversal DM/T/N.R. N° 3 del 28 de enero de 1986.

El saldo al 31/12/2018 del Resarcimiento (principal + reajuste), asciende a **₡ 87.677.704.189**, equivalentes a **US\$ 14.710.678,64**, que se registra en el rubro de Cuentas por Cobrar Varias tal como se expone en la **Nota 9**.

5. Inversiones de la ANDE en la Entidad Binacional YACYRETÁ

El 3 de diciembre de 1973, los gobiernos de la República del Paraguay y la República Argentina firmaron el tratado de Yacyretá por el que la ANDE y la empresa Agua y Energía de la Argentina, constituyeron la Entidad Binacional Yacyretá, cuya finalidad es el aprovechamiento hidroeléctrico, el mejoramiento de las condiciones de navegabilidad del Río Paraná a la altura de la Isla Yacyretá y eventualmente, la atención de los efectos depredadores de las inundaciones producidas por crecientes extraordinarias.

El capital de la Entidad Binacional Yacyretá equivalente a **US\$ 100.000.000**, debió ser aportado por partes iguales entre la ANDE y AGUA Y ENERGÍA.

De acuerdo con la Resolución N° 16/78, incluida en el Acta 655 del 11 de enero de 1978, el Consejo de Administración de la ANDE aprobó un esquema tentativo para la integración del aporte de capital en la EBY:

DETALLE	US\$
Al inicio de las obras de infraestructura	10.000.000
Al inicio de las obras civiles principales por parte del Contratista adjudicado de su ejecución	10.000.000
Al promediar el avance de las obras civiles principales	10.000.000
Al inicio de los trabajos relativos al equipamiento electromecánico por parte de la firma adjudicada del suministro	10.000.000
Al promediar el desarrollo de los trabajos relativos al equipamiento electromecánico	10.000.000
TOTAL	50.000.000

Durante el primer trimestre del año 1978, la ANDE integró los primeros **US\$ 10.000.000** de su aporte de capital con fondos provenientes un préstamo otorgado por el Gobierno de la República Argentina, a través del Banco de la Nación Argentina, el que devenga un interés del 6% anual calculado sobre los saldos correspondientes a los desembolsos y capitalizaciones de intereses efectuados. Para las demás integraciones no existen fechas específicas.

El interés devengado hasta la primera amortización de capital (que se producirá siete días después del primer pago del rendimiento anual de la Entidad Binacional Yacypretá sobre el capital integrado) se debitará a la ANDE capitalizándose anualmente. El período de amortización se extenderá hasta 40 años, a elección del prestatario.

Como garantía de este préstamo, la ANDE reservará la parte necesaria de las utilidades a que tendrá derecho de acuerdo con lo establecido en el artículo XV, párrafo 2 del Tratado de Yacypretá.

De acuerdo con la Nota Reversal de fecha 29 de noviembre de 1979, que hace referencia al Tratado de Yacypretá y a las notas reversales de fecha 30 de agosto de 1979, la fórmula a utilizar para el mantenimiento constante del valor real, en cuanto a su poder adquisitivo, de las cantidades destinadas a los pagos en concepto de utilidades, resarcimiento, compensación por cesión de energía y compensación en razón de territorio inundado, se definió como sigue:

$$\text{Factor} = 1 + (0,225 \text{ Vux}_M + 0,225 \text{ Vux}_{pi} + 0,225 \text{ PI}_{us} + 0,225 \text{ E}_{us} + 0,10 \text{ P})$$

Dicho factor tiene en cuenta la variación del índice del “Valor Unitario de Exportación del Mundo”, elaborado por el Fondo Monetario Internacional (Vux_M); variación del índice del “Valor Unitario de Exportación de Países Industriales”, elaborado por el Fondo Monetario Internacional (Vux_{pi}), la variación del índice de “Precio al por mayor de los Productos Industriales” de los Estados Unidos de América, tomado por la Junta de Gobernadores del Sistema de la Reserva Federal del Gobierno de los Estados Unidos de

América y elaborado por el Departamento de Trabajo del mismo país (PI_{us}); la variación del “Índice del Valor Unitario de Exportación” de los Estados Unidos de América, elaborado por el Departamento de Comercio del Gobierno de los Estados Unidos de América (E_{us}); y la variación del “Precio del Petróleo Crudo” en el Oriente Medio, elaborado por la Organización de los Estados Americanos (P).

Por otra parte, el punto 4 de la mencionada Nota Reversal, prevé la eventualidad de que algunos de los índices integrantes de la fórmula dejare de publicarse, disponiendo que la misma seguirá en aplicación utilizando los índices que sigan publicándose, distribuyendo la participación del índice faltante, en partes proporcionales entre los índices disponibles, hasta que las Altas Partes Contratantes acuerden sobre el particular.

Dado que a partir del año 1986 ha dejado de publicarse el índice de “Valor Unitario de Exportación del Mundo” (Vux_M), y que durante el año 1986 no se publicó el “Índice del Petróleo Crudo” (P), el Comité Ejecutivo de la Entidad dispuso autorizar la adecuación y aplicación provisoria de la fórmula de ajuste de que se trata, de la siguiente manera:

Para el año 1986:

$$FA = 1 + (1/3 Vux_{pi} + 1/3 PI_{us} + 1/3 E_{us})$$

Para el año 1987 en adelante:

$$FA = 1 + (0,290322 Vux_{pi} + 0,290322 PI_{us} + 0,290322 E_{us} + 0,129034 P)$$

Asimismo, considerando que a partir del año 1996 ha dejado de publicarse el índice del Petróleo Crudo, la fórmula de ajuste quedó establecida de la siguiente manera:

A partir de Enero del año 1996:

$$FA = 1 + (0,25 Vux_M + 0,25 Vux_{pi} + 0,25 PI_{us} + 0,25 E_{us})$$

Como a partir del mes de octubre del año 2017 el Fondo Monetario Internacional (FMI) ha discontinuado la elaboración del índice “Valor Unitario de Exportación del Mundo” (Vux_M) y del índice “Valor Unitario de Exportación de Países Industriales” (Vux_{pi}), el Consejo de Administración de la EBY aprobó la readecuación de la Fórmula de Ajuste, quedando establecida de la siguiente manera:

$$FA = 1 + (0,50 PI_{us} + 0,50 E_{us})$$

De acuerdo con lo anterior, se procede a reajustar el valor de su inversión en Yacyretá Binacional y concordantemente el valor del préstamo recibido del Banco de la Nación Argentina.

El monto del reajuste al 31 de diciembre de 2018 es de **₡ 82.830.973.118** equivalentes a **US\$ 13.895.622,69** y al 31 de diciembre de 2017 fue de **₡ 72.349.439.929** equivalentes a **US\$ 12.917.282,32**.

El saldo total de la inversión al 31 de diciembre de 2018 (principal + reajustes) asciende a **₡ 373.017.783.570**, equivalentes a **US\$ 62.577.006,91** al tipo de cambio de **₡ 5.960,94** por cada US\$.

Según el Capítulo II-Capital, Artículo 4º del ANEXO "A" del Tratado de Yacyretá: "El capital inicial de YACYRETÁ será equivalente a **US\$ 100.000.000** (cien millones de dólares de los Estados Unidos de América) pertenecientes, por partes iguales e intransferibles a Agua y Energía y a ANDE, y será actualizado utilizando el factor de reajuste indicado en IV.4 del Anexo "C". Esta disposición ha sido el sustento de la Resolución del Consejo de Administración de la ANDE N° 016/78 - Acta N° 655 de fecha 11/01/78, por la que se había establecido un esquema tentativo de integración del capital de ANDE en la Entidad Binacional Yacyretá. Como se menciona más arriba, la ANDE integró los primeros **US\$ 10.000.000** de su aporte de capital, no habiendo fechas específicas para las demás integraciones.

Durante el ejercicio 2014, la ANDE ha realizado un análisis sobre la documentación oficial emitida referente a la constitución de la Entidad Binacional Yacyretá, entre ellos los documentos citados precedentemente, concluyendo que el aporte del 50% del Capital Inicial de **US\$ 100.000.000** (cien millones de dólares de los Estados Unidos de América), es una obligación devengada (culminación de la obra) e intransferible de la ANDE, independientemente de la fuente de financiación, mientras no exista modificación de común acuerdo por los dos Gobiernos (la República Argentina y la República del Paraguay), previsto en el Artículo III punto 3 del Tratado de Yacyretá. En consecuencia se ha concluido que resulta factible la registración contable como obligación de la ANDE (Deuda) del Aporte de Capital Pendiente de Integración actualizado, conforme establece el Capítulo II - Artículo 4º del Anexo "A", y la Inversión pendiente de Integración (Activo).

Para el cierre del ejercicio 2014, por Resolución P/N° 35863 de fecha 3 de febrero 2015, la administración de la ANDE ha autorizado la registración en los Estados Contables de la Institución, de los valores correspondientes al Aporte de Capital pendiente de integración en la Entidad Binacional Yacyretá, incluyendo en cuentas del Activo el importe pendiente de integración con su actualización y a su vez en cuentas del Pasivo, la deuda a favor de la Entidad Binacional por el mismo concepto.

Al 31 de diciembre de 2018, el saldo de dicho concepto está compuesto como se detalla a continuación, conforme a los importes informados por la EBY según Nota D/DF N° 92228 de fecha 15 de enero de 2019:

Inversiones	Importe ¢	Equivalente en US\$
EBY Aporte de Capital a Integrar - Valor Básico	238.419.836.399	39.997.020,00
EBY Aporte de Capital a Integrar - Actualización	305.091.662.915	51.181.804,03
Total	543.511.499.314	91.178.824,03
Pasivo a Largo Plazo	Importe ¢	Equivalente en US\$
EBY Capital a Integrar	543.511.499.314	91.178.824,03

Como compensación por el uso anticipado del dinero, Yacyretá reconoce a favor de la ANDE, una suma equivalente al 6% anual sobre el valor ajustado de los aportes y la compensación acumulada anualmente hasta la fecha de entrada en operación de la primera unidad generadora, de acuerdo con la Nota Reversal del 22 de abril de 1977. Dicha compensación es equivalente al monto de los intereses que devenga el préstamo del Banco de la Nación Argentina.

La ANDE registra como ingresos de acuerdo al principio de lo devengado correspondiente al periodo, la utilidad sobre el capital integrado y el Resarcimiento de las cargas de Administración y Supervisión, tal como lo establece el Tratado.

El saldo devengado al 31/12/2018 en concepto de Utilidad sobre el Capital y de Resarcimiento, que se registran en los rubros Otros Activos No Corrientes (**Nota 6**), se detalla a continuación:

Concepto	Importe ¢	Equivalente en US\$
Utilidad sobre el Capital	1.073.032.638.123	180.034.805,19
Resarcimiento	543.076.897.423	91.118.143,49

Esto ha sido sustancialmente modificado por efecto de la Nota Reversal del 9 de enero de 1992 que en su artículo 3, expone “por los diez primeros años a partir de la fecha de inicio de la generación de energía correspondiente a ambos países, será diferido y

tendrá un período de gracia de 15 años, contados desde el inicio de la generación, amortizándose con posterioridad en cuotas iguales sin interés, actualizándose según el Tratado. El diferimiento será entre el total y el pago a cuenta establecido”. En consecuencia dichos importes continúan pendientes de cobro por parte de la ANDE. Dicha Nota Reversal fue rechazada por la Cámara de Senadores de la Nación Paraguaya, por Resolución N° 492 del 15 de junio de 1995.

Por tal motivo, la ANDE ha continuado registrando el ajuste del capital aportado, de la misma forma como establece la Nota Reversal N° 12 del 22 de abril de 1977 y asimismo, los intereses y el capital del préstamo del Banco de la Nación Argentina.

6. Otros Activos No Corrientes

Al cierre del ejercicio 2018 y 2017 el saldo en guaraníes de este rubro representa las siguientes cuentas:

Concepto	2018 G	2017 G
Derechos Compensatorios YACYRETÁ	230.397.761.133	207.621.480.618
Derechos Comp. Ex. Comité Mixto	125.025.292	112.665.729
Utilidad Diferida YACYRETÁ	1.073.032.638.123	922.658.315.961
Resarcimiento Diferido YACYRETÁ (1)	543.076.897.423	460.908.777.691
Ministerio de Hacienda - Ley 3008/06	1.936.710.449	72.848.103.424
Anticipo a Contratistas	9.317.780.714	7.109.540.776
Personales y Obreros	22.955.785	23.526.584
Deudores Varios	3.105.496.970	3.574.579.140
Previsión/Deudores Incobrables	(2.310.334.159)	(2.859.960.243)
Créditos Contractuales	0	239.546.529
Cuentas por Cobrar - Clientes (2)	640.571.702.095	347.527.959.250
Previsión/Deudores Incobrables Clientes	(134.421.165.424)	(97.303.311.937)

Concepto	2018 ₡	2017 ₡
Asesoría Legal - Gestión de Cobro Bcos. Intervenidos (3)	83.299.747.808	83.299.747.808
Previsión/Ctas. Incobrables - Bcos. Intervenidos	(83.299.747.808)	(83.299.747.808)
	2.364.855.468.401	1.922.461.223.522

(1): El ajuste neto (débito-crédito) por diferencia del tipo cambio correspondiente a este crédito, ascendió en el ejercicio 2018 a **₡ 33.497.104.161**, que fue contabilizado ajustando el valor del crédito y su contrapartida en las cuentas específicas en el estado de resultados.

(2): Este saldo incluye el importe de los Créditos por Alumbrado Público indicado en la **Nota 2.h)**, la porción a largo plazo correspondiente a los Clientes Oficiales, a Clientes del Exterior, a los Acuerdos a Plazo firmados con los clientes y la cartera con retiro total del servicio (RTS).

(3): Este saldo representa los créditos mantenidos en Instituciones Financieras en Liquidación cuyo detalle y criterio contable se indica en la **Nota 2.i)**.

7. Caja y Bancos y Fondos por Rendir

La ANDE mantiene fondos de libre disponibilidad, en moneda nacional y extranjera, en Caja y en Bancos de plaza (cuentas corrientes y ahorro a la vista) para el cumplimiento de sus operaciones corrientes. La composición de los saldos se detalla a continuación:

Concepto	2018 ₡	2017 ₡
Caja y Bancos	1.293.522.452.286	665.881.148.287
Notas de Crédito Bancarios	1.237.744.952	454.249.272
Notas de Débitos Bancarios	(117.456.165.703)	(9.644.059.673)
Total	1.177.304.031.535	656.691.337.886

8. Cuentas por Cobrar a Clientes

En esta cuenta se registran las facturas puestas al cobro, principalmente por consumo de energía eléctrica y su composición es la siguiente:

Concepto	2018 ₡	2017 ₡
Cuentas por Cobrar - Clientes	1.893.000.109.183	1.679.851.611.429
Cuentas Varias por Cobrar - Clientes	15.023.215.619	13.368.024.232
Porción no corriente (4)	(640.571.702.095)	(347.527.959.250)
Porción Corriente	1.267.451.622.707	1.345.691.676.411

(4): La porción no corriente - reclasificado dentro de Otros Activos no Corrientes - incluye el importe de los Créditos por Alumbrado Público indicado en la Nota 2.h), la porción a largo plazo correspondiente a los Clientes Oficiales, a Clientes del Exterior, a los Acuerdos a Plazo firmados con los clientes, la cartera con retiro total del servicio (RTS), entre otros casos de clientes que presentan situaciones especiales.

Territorios Sociales

Dentro de esta Cuenta, se incluyen a diferentes tipos de clientes, entre ellos los correspondientes a los Territorios Sociales (asentamientos) que cuentan con un tratamiento diferencial por parte de la Administración. En este grupo resaltamos la situación del Asentamiento 26 de Febrero (Ex Marquetalia) con el cual se realizaron numerosas gestiones tendientes a la regularización comercial de los clientes allí asentados y la recuperación de la deuda generada por consumo de energía eléctrica.

Para este caso específico, las gestiones comienzan a mediados del año 2000, donde con la finalidad de regularizar la situación de conexiones clandestinas se realizó la instalación de 99 medidores comunitarios, que registran el consumo de varias viviendas. En el año 2003, ante la falta de pago y acumulación de deudas, se realizaron las acciones judiciales correspondientes, dando como resultado la inhibición de los 99 clientes asociados a los suministros por consiguiente el crédito reclamado en los juicios queda subordinado a una eventual solvencia económica o patrimonial de los demandados.

En los años siguientes se realizaron numerosas acciones y reuniones con representantes del Asentamiento 26 de Febrero (Ex Marquetalia), en coordinación con la Secretaría de Acción Social, planteando diferentes alternativas de solución.

Finalmente, en el año 2014 se realizó la conexión de 904 suministros a los que fueron transferidos de manera proporcional la deuda acumulada a cada suministro, que fue financiada en 60 cuotas sin intereses.

Al 31/12/18, el saldo de la deuda de los 904 medidores que se habían instalado en la campaña de regularización del Asentamiento 26 de Febrero (Ex Marquetalia), asciende a \$ 763.986.877, que se encuentra registrado en el rubro de Cuentas a Cobrar a Clientes, como Consumidores de Tarifa Social o eventualmente como Consumidores Particulares, dependiendo de su rango de consumo mensual.

9. Cuentas por Cobrar Varias

Al cierre del ejercicio 2017, el saldo de este rubro se compone, principalmente, de la porción corriente de los créditos devengados en concepto de utilidad y resarcimiento, a los cuales la ANDE tiene derecho en virtud de los Tratados de ITAIPÚ y YACYRETÁ, así como las deudas y los saldos a cargo del Ministerio de Hacienda, conforme a lo establecido en las Leyes 2501/04 y 3480/08 referentes a la Tarifa Social y en la Ley 3008/06, relacionada a la Tarifa Nacional de Energía Eléctrica para el Chaco Central. El detalle de esta cuenta se expone a continuación:

Concepto	2018 G	2017 G
Utilidad de Capital - Itaipú Binacional (principal+reajuste)	149.434.394.281	134.906.559.716
Resarcimiento - Itaipú Binacional (principal+reajuste) (5)	87.677.704.189	78.160.982.373
Ministerio de Hacienda - Tarifa Social - Leyes 2501/04 y 3480/08	14.441.664.714	15.082.606.272
Ministerio de Hacienda - Ley 3008/06	97.848.103.424	25.000.000.000
Cuentas Por Cobrar Varias	1.860.658.917.472	1.590.458.701.840
Anticipo a Contratistas (Reclasif. Otros Act. no Ctes.)	(9.317.780.714)	(7.109.540.776)
Personales y Obreros (Reclasif. Otros Act. no Ctes.)	(22.955.785)	(23.526.584)
Deudores Varios (Reclasif. Otros Act. no Ctes.)	(3.105.496.970)	(3.574.579.140)
Utilidad Diferida YACYRETÁ (Reclasif. Otros Act. no Ctes.)	(1.073.032.638.123)	(922.658.315.961)
Resarc. Diferida YACYRETÁ (Reclasif. Otros Act. no Ctes.)	(543.076.897.423)	(460.908.777.691)
Asesoría Legal - Gestión de Cobros (Reclasif. A Otros Act. no Ctes.)	(83.299.747.808)	(83.299.747.808)

Concepto	2018 ₡	2017 ₡
Créditos Contractuales	0	239.546.529
Créditos Contractuales (Reclasif. Otros Act. no Ctes.)	0	(239.546.529)
	498.205.267.257	366.034.362.241

(5): El ajuste neto (débito-crédito) por diferencia del tipo cambio correspondiente a este crédito, ascendió en el ejercicio 2018 a **₡ 5.336.723.742** que fue contabilizado ajustando el valor del crédito y su contrapartida en las cuentas específicas en el estado de resultados.

10. Existencias

En esta cuenta se registran aquellos materiales y equipos destinados a obras en construcción, a la operación y mantenimiento de los Bienes e Instalaciones en Servicio. La composición, al cierre del ejercicio es la siguiente:

Concepto	2018 ₡	2017 ₡
Materiales y Equipos en Depósito	334.826.352.149	360.013.960.186
Combustibles	59.996.908	639.386.663
Materiales y Equipos en Proceso de Fabricación	0	2.083.728.227
Materiales y Equipos Ordenados al Exterior	728.800.095.798	813.703.840.882
(-) Previsión para obsolescencia	(3.770.284.454)	(3.712.786.899)
	1.059.916.160.401	1.172.728.129.059

De acuerdo con el estudio efectuado por la institución, referente a la obsolescencia de los materiales en stock, la previsión existente a fin del ejercicio cubre esta contingencia.

11. Aportes No Reembolsables - Patrimonio

Los saldos al 31 de diciembre de 2018 y 2017 ascienden a \$ 1.647.282.418.134 y \$ 607.988.754.968, respectivamente.

El saldo de este rubro al cierre del ejercicio está integrado principalmente por la porción no reembolsable del aporte neto efectuado por los clientes que solicitan la modificación o ampliación de las instalaciones existentes y la transferencia del Estado, derivado del Decreto N° 34083 del Poder Ejecutivo de fecha 25 de junio de 1982, de acuerdo con lo dispuesto en los Artículos 8 y 99 de la Ley N° 966 del 12 de agosto de 1964 (Ver Estado de Variación del Patrimonio Neto).

En el presente ejercicio en este rubro fueron registradas obras y suministros recibidos por la ANDE en el marco de Convenios firmados con las Entidades Binacionales Itaipú y Yacyretá en carácter no reembolsable, conforme al siguiente detalle:

Concepto	Importe \$
Convenio ANDE-EBY Programa de Obras Eléctricas Margen Derecha	13.712.693.313
Convenio ANDE-IPU JEC.JE 166/17	25.562.713.070
Instrumento de Compromiso ANDE-IPU LT 500 kV SEMD-VHA	976.411.840.156

12. Pasivos A Largo Plazo

Realizado el análisis correspondiente sobre las “Cuentas por Pagar Varias”, de manera a determinar razonablemente la porción a liquidarse durante los próximos doce meses, se han reclasificado como Pasivo a Largo Plazo, dentro de Deudas Locales, saldos de cuentas varias por pagar en concepto de Retención Caucional a Contratistas, Deudas con Contratistas y Acreedores Varios. Consideradas estas cuentas, las Deudas a Largo Plazo, excluida la porción a corto plazo de \$ 161.542.543.812 que se incluye en el pasivo corriente, están compuestas de la siguiente manera:

Acreedores	Fecha de Suscripción	Saldos al 31 de diciembre de	
		2018 ₡	2017 ₡
Banco do Brasil S.A.	08/08/1975	133.507.241.135	150.048.200.881
(-) Porción corriente		-26.184.156.185	-24.602.987.970
Largo Plazo		107.323.084.950	125.445.212.911
Banco de la Nación Argentina	04/01/1978		
• Total Capital		59.609.400.000	56.009.800.000
• Total Reajuste		82.830.973.118	72.349.439.929
• Total Intereses		230.397.761.133	207.621.480.618
Largo Plazo		372.838.134.251	335.980.720.547
Itaipú Binacional			
• Itaipú Binacional Conv.5808 Ad. N°2		46.447.623.319	53.063.783.097
• Itaipú Binacional Conv.5808 Ad. N°6		3.452.636.653	3.910.758.487
• Itaipú Binacional Conv 5808		15.739.166.726	18.338.031.450
• (-) Porción Corriente		-15.372.154.630	-13.636.878.236
Largo Plazo		50.267.272.068	61.675.694.798
Entidad Binacional Yacyretá			
• Entidad Binacional Yacyretá - Capital a Integrar		543.511.499.314	489.781.939.010
Largo Plazo		543.511.499.314	489.781.939.010
Otras Deudas			
• Kredistanstalt F.W. - Chaco Central	29/12/1993	34.936.727.890	41.065.962.004
• Kredistanstalt F.W. Región Oriental	16/12/1993	3.493.672.345	4.106.595.792
• JBIC-PG.P11	29/11/1994	83.860.034.400	89.819.381.400
• ICO	26/12/1997	23.885.251.719	24.169.283.477
• BIRF N° 7994 - PY	23/02/2011	557.814.087.309	459.261.307.650
• CAF-Ley 4609	27/10/2011	322.104.402.772	338.259.974.778
• CAF-Ley 8633	11/12/2013	190.449.504.429	169.951.427.648
• OFID-Ley 4609	23/09/2011	50.052.522.766	51.502.652.411
• CAF-Ley 6023	20/01/2017	256.486.864.347	0
• MH - Bonos del Tesoro Dto. N° 10792	24/04/2013	1.192.188.000.000	1.120.196.000.000
• MH - Bonos del Tesoro Dto. N° 2595	05/12/2014	596.094.000.000	560.098.000.000
• BEI - 83244	11/12/2013	474.569.303.769	321.121.557.752
Total Otras Deudas		3.785.934.371.746	3.179.552.142.912
• (-) Porción corriente		-96.615.276.089	-90.786.506.714
Largo Plazo		3.689.319.095.657	3.088.765.636.198
Deudas Locales			
• Depósito de Consumidores		316.785.741.596	291.110.313.736
• Retención Caucional a Contratistas		21.019.204.998	12.464.282.478
• Contratistas		256.669.141	257.592.717
• Acreedores Varios		3.958.414.006	3.958.414.006
Total Deudas Locales		342.020.029.741	307.790.602.937
Largo Plazo		342.020.029.741	307.790.602.937
Total Pasivo a Largo Plazo (no incluye préstamos del BID)		5.105.279.115.981	4.409.439.806.401

BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO (BID)

(Expresado en Guaraníes)

	Préstamo N°	Interés	Comisión de Compromiso	Comisión de Financiamiento	Comisión de Administrativa	Comisión Suscripción	Fecha de Cancelación	Saldo al 31 de diciembre	
								2018	2017
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	703-SF-PR	1% hasta 1993 2% desde 1993	0,50	-	-	10/02/1983	10/02/2023	11.059.034.690	12.892.621.884
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	1835-OC-PR	Variable	-	-	-	22/12/2006	15/10/2031	271.874.125.312	275.107.120.866
Banco Interamericano de Desarrollo (BID)	2891-OC-PR	1,85%	0,25%	-	-	11/12/2013	15/09/2038	222.152.906.822	169.174.868.406
TOTAL (BID)								505.086.066.824	457.174.611.156
Porción Corriente								(23.340.956.908)	(21.994.621.188)
Largo Plazo								481.715.109.916	435.179.989.968

SITUACIÓN DE LA DEUDA A LARGO PLAZO EN MONEDA DE DESEMBOLSO al 31 de Diciembre de 2018

ACREEDORES	MONEDA	MONTO CONTRATADO	MONTO DESEMBOLSADO	PAGOS			SALDOS AL 31/12/18
				AL 31/12/17 M/E	2018	TOTAL	
B.I.D. Préstamo 703/SF/PR	US\$	13.200.000,00	6.231.106,22	5.088.736,73	207.703,54	5.296.440,27	934.665,95
B.I.D. Préstamo 703/SF/PR	D.C.		1.203.086,01	982.520,07	40.102,86	1.022.622,93	180.463,08
B.I.D. Préstamo 703/SF/PR	FF/EUR		814.774,88	665.399,42	27.159,16	692.558,58	122.216,30
B.I.D. Préstamo 703/SF/PR	CS		2.394.224,09	1.955.283,10	79.807,47	2.035.090,57	359.133,52
B.I.D. Préstamo 703/SF/PR	L.E.		886.927,89	724.324,37	29.564,26	753.888,63	133.039,26
B.I.D. Préstamo 703/SF/PR	Y		244.616.314,00	199.769.976,00	8.153.880,00	207.923.856,00	36.692.458,00
B.I.D. Préstamo 703/SF/PR	C.N.		6.179.944,07	5.046.954,43	205.998,14	5.252.952,57	926.991,50
B.I.D. Préstamo 1835/OC/PR	US\$	69.500.000,00	67.809.662,09	18.691.986,10	3.508.405,42	22.200.391,52	45.609.270,57
B.I.D. Préstamo 2891/OC-PR	US\$	50.000.000,00	37.268.099,80	0,00	0,00	0,00	37.268.099,80
Bco. Nación Argentina	US\$	10.000.000,00	62.546.869,16	0,00	0,00	0,00	62.546.869,16
Bco. Do Brasil S.A.	US\$	50.000.000,00	87.974.842,91	61.185.209,51	4.392.622,00	65.577.831,51	22.397.011,40
Kredistantalt F.W. - Chaco Central	DM/EUR	40.000.000,00	20.451.675,25	14.316.172,64	1.022.583,76	15.338.756,40	5.112.918,85
Kredistantalt F.W. - 9265729-Tr. II	DM/EUR	4.000.000,00	2.045.167,52	1.431.617,32	102.258,38	1.533.875,70	511.291,82
JBIC PG-P11	Y	8.100.000.000,00	5.636.327.812,00	3.826.547.812,00	258.540.000,00	4.085.087.812,00	1.551.240.000,00
ICO	US\$	6.318.668,50	6.318.668,50	2.003.480,18	308.227,72	2.311.707,90	4.006.960,60
Itaipú Binac. - Convenio 5808	US\$	10.552.156,73	10.552.156,73	7.278.081,22	633.692,16	7.911.773,38	2.640.383,35
Itaipú Binac. - Convenio 5808 Ad. N° 2	US\$	15.000.000,00	16.663.618,15	7.189.600,55	1.682.021,15	8.871.621,70	7.791.996,45
Itaipú Binac. - Convenio 5808 Ad. N° 6	US\$	1.500.000,00	1.173.429,69	475.202,15	119.017,44	594.219,59	579.210,10
Yacyreta - Capital a Integrar	US\$	91.178.824,03	0,00	0,00	0,00	0,00	91.178.824,03
BIRF N° 7994-PY	US\$	100.000.000,00	93.578.208,69	0,00	0,00	0,00	93.578.208,69
Préstamo CAF 7822- Ley 4609/12	US\$	75.000.000,00	71.554.613,18	11.161.615,03	6.357.157,70	17.518.772,73	54.035.840,45
Préstamo OFID - Ley 4609/12	US\$	20.000.000,00	13.082.269,97	3.571.400,00	1.114.120,00	4.685.520,00	8.396.749,97
Préstamo CAF 008633 -Ley 5184/14	US\$	50.000.000,00	35.601.237,09	0,00	3.651.661,28	3.651.661,28	31.949.575,81
Préstamo CAF 10170 -Ley 6023/17	US\$	150.000.000,00	43.027.922,50	0,00	0,00	0,00	43.027.922,50
Préstamo BEI 83244 Ley 5184/14	US\$	101.940.000,00	79.613.165,67	0,00	0,00	0,00	79.613.165,67
Bonos del Tesoro - Dto. N° 2595/14	US\$	100.000.000,00	100.000.000,00	0,00	0,00	0,00	100.000.000,00
Bonos del Tesoro - Dto. N° 10792/13	US\$	200.000.000,00	200.000.000,00	0,00	0,00	0,00	200.000.000,00

- (1) Incluye Intereses y Reajustes.
- (2) Incluye Intereses.
- (3) Originalmente los Préstamos fueron contratados en D.M.

13. Porción Corriente de la Deuda a Largo Plazo

La Administración de la ANDE al cierre del ejercicio efectúa la clasificación de la porción corriente de la deuda a largo plazo, como sigue:

Acreeedores	2018 ₡	2017 ₡
Banco Interamericano de Desarrollo	23.370.956.908	21.994.621.188
Banco do Brasil	26.184.156.185	24.602.987.970
Kreditanstalt F.W.	7.686.080.088	7.528.759.666
JBIC	13.976.672.400	12.831.340.200
ICO	1.837.326.945	1.726.377.295
Itaipú Binacional	15.372.154.630	13.636.878.236
Préstamo CAF 7822 - Ley 4609	39.762.386.250	37.361.276.935
Préstamo CAF 8633 - Ley 5184	24.837.249.960	23.337.416.629
Préstamo OFID - Ley 4609	8.515.560.446	8.001.335.989
Total	161.542.543.812	151.020.994.108

14. Cuentas Por Pagar Varias

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017, las cuentas agrupadas en este rubro son las siguientes:

Cuentas	2018 ₡	2017 ₡
Retenciones a Contratistas y Proveedores de Plaza	115.502.993.583	97.332.938.014
Retenciones a Contratistas (Reclas. a Pasivo L.P.)	(21.019.204.998)	(12.464.282.478)
Intereses por Pagar	46.095.500.291	40.418.310.955
Cuentas por Pagar Varias	395.369.532.481	266.466.737.062
Itaipú Binacional - Compra de Energía	588.000.919.805	583.577.208.463
Yacyretá Binacional - Compra de Energía	22.306.522.392	2.571.013.257
Cuentas por Pagar Varias (Reclas. a Pasivo L.P.)	(4.215.083.147)	(4.216.006.723)
Pasivos Acumulados Varios (Provisiones)	120.386.340.707	32.664.993.225
N.D. Bancarios (Reclasif. a Act. Cte. - Disponible)	(117.456.165.703)	(9.644.059.673)
Aportes Reembolsables	8.630.057.401	7.108.128.468
Total	1.153.601.412.812	1.003.814.980.570

15. Intereses a Devengar en Ejercicios Futuros

El monto de los intereses a devengar desde el 1 de enero de 2019 hasta la fecha del vencimiento final, correspondiente a las deudas a largo plazo, asciende a ₡ 1.244.226.471.273 y se encuentra expuesto en Cuentas de Orden; de los cuales ₡ 73.172.235.607 devengarán en el ejercicio próximo.

16. Condicionamientos Impuestos por los Préstamos suscritos con el Banco Interamericano de Desarrollo

En los contratos de préstamos suscritos con el Banco Interamericano de Desarrollo, se establecen ciertas normas de actuación que la Institución ha aceptado cumplir.

A continuación, se detallan las cláusulas generales de mayor relevancia:

a) Compromiso sobre gravámenes

Si la ANDE acordase establecer algún gravamen específico sobre todo o parte de sus bienes o rentas como garantía de un deuda externa, habrá de constituir al mismo tiempo un gravamen que garantice al Banco, en un pie de igualdad y proporcionalmente, el cumplimiento de las obligaciones pecuniarias derivadas de los contratos de préstamo, con excepción:

- A los gravámenes constituidos sobre bienes para asegurar el pago del saldo insoluto de su precio de adquisición.
- A los constituidos con motivo de operaciones bancarias para garantizar el pago de obligaciones cuyos vencimientos no excedan de un año de plazo.

b) Disposición de Activos

1. La ANDE no podrá disponer de sus activos ya sea en virtud de una única operación o en virtud de una serie de operaciones relacionadas o no, ya sea de forma voluntaria o no.
2. Lo previsto en el punto anterior no será de aplicación a las disposiciones de activos efectuadas en condiciones y a precio de mercado, siempre que:
 - Haya sido efectuada en el curso ordinario de los negocios.
 - Haya sido efectuada a cambio de otros activos de igual o mejor clase, valor y calidad, o
 - Haya sido efectuada con el consentimiento previo y por escrito del Banco y en todo caso con excepción de los activos que forman parte de los Proyectos, que no podrán ser objeto de disposición.

A los efectos de lo indicado precedentemente, los términos disponer y disposición incluyen cualquier actuación que conlleve la venta, transmisión, arrendamiento o cesión del activo en cuestión.

17. Restricción a la Distribución de Utilidades

De acuerdo con lo establecido en los párrafos 3 y 4 del artículo 8 de la Ley N° 966/64, las utilidades acumuladas (así como los aportes no reembolsables) deberán ser destinadas a incrementar el capital o establecer reservas para fines específicos, no pudiendo efectuarse retiros de capital, ni en consecuencia, distribuir utilidades con otro destino que el indicado.

18. Insuficiencia de Rentabilidad de la Inversión Inmovilizada

En los artículos 88, 89 y 90 de la Ley N° 966/64 se establece que las tarifas deberán ser fijadas de forma que generen un ingreso neto anual no inferior al 8%, ni superior al 10% de la inversión inmovilizada vigente durante el ejercicio.

El detalle de la Rentabilidad de los últimos 5 años se expone en el siguiente cuadro:

Años	En miles de guaraníes		
	Inversión Inmovilizada	Ingreso Neto de Explotación	Rentabilidad %
2014	6.428.771	232.599	3,62
2015	6.604.768	(233.611)	-3,54
2016	7.118.810	(212.304)	-2,98
2017	7.456.615	374.199	5,02
2018	7.663.136	583.666	7,62

La insuficiencia del ingreso neto real, en relación a los márgenes más arriba indicados, se hallan expuestos en Cuentas de Orden. Los montos acumulados en los años 2018 y 2017 fueron de \$ 5.407.123.826.234 y de \$ 5.377.738.499.438, respectivamente.

19. Cuentas de Orden - Entidad Binacional Yacyretá

En fecha 9 de enero de 1992 los gobiernos de Paraguay y Argentina han suscrito una Nota Reversal por la cual se originaron sustanciales modificaciones a lo establecido por el Anexo "C" del Tratado de Yacyretá. En el referido documento se establece, entre otros puntos, que la tarifa a ser pagada a la EBY por la energía generada por la central será de 30 US\$-MWh. Sin embargo la ANDE, conforme a estudios técnicos realizados no dio su acuerdo en lo relacionado a la estructura de costos de dicha tarifa, siendo que la misma incluye la compensación por cesión de energía, concepto que, según el Tratado (Anexo C III.6 y V.1.), debe ser cargado única y exclusivamente a la parte que consume la energía cedida por la otra. La Cámara de Senadores de la Nación Paraguaya, por Resolución N° 492 del 15 de junio de 1995, rechazó la mencionada Nota Reversal.

En consecuencia, la ANDE registra contablemente la energía eléctrica comprada a Yacyretá a un precio provisorio de 22,63 US\$-MWh, surgiendo de esta forma una discrepancia en las tarifas consideradas por ambas Entidades. Actualmente la EBY continúa aplicando la tarifa establecida en la mencionada Nota Reversal.

La diferencia que surge de esta discrepancia tarifaria se contabiliza en Cuentas de Orden, siendo el saldo al 31 de diciembre de 2018 de \$ 2.409.319.926.813 equivalentes a US\$ 404.184.562,64 al tipo de cambio de \$ 5.960,94 por dólar.

La situación actual de este punto se informa en la Nota N° 22.

20. Cuentas de Orden - Banco Nación Argentina

Conforme al Contrato de Préstamo firmado entre la ANDE y el Banco de la Nación Argentina en fecha 4 de enero de 1978 para la integración del Capital en la Entidad Binacional Yacyretá, en su Cláusula Duodécima se establece lo siguiente: *"En garantía de fiel cumplimiento de las obligaciones que asume en este contrato, la ANDE autoriza irrevocable e irretractablemente a YACYRETÁ a reservar, de los rendimientos a que tuviera derecho sobre el capital integrado de dicha empresa, las cantidades necesarias para la satisfacción de las cuotas de amortización debidas al BANCO en los términos del presente contrato, autorizando a la misma YACYRETÁ, a efectuar el respectivo pago al BANCO tan pronto reciba de él, el correspondiente aviso de cobranza. La ANDE, también en carácter irrevocable e irretractable, por este instrumento nombra y constituye al BANCO en su apoderado suficiente para el fin especial de recibir de YACYRETÁ las cantidades arriba mencionadas, por lo que para eso confiere al BANCO los más amplios*

poderes incluyendo para firmar recibo, hacer quita, y practicar todos los demás actos necesarios para el desempeño del mandato que le fuera conferido”.

Por otro lado, como se menciona en la Nota N° 5 y la Nota N° 19, por efecto de una Nota Reversal del 9 de enero de 1992 se han modificado sustancialmente algunos aspectos del Tratado de Yacyretá, entre ellos lo referente a los pagos por concepto de compensación por cesión de energía, compensación en razón del territorio inundado, resarcimiento y utilidades sobre el capital integrado a los cuales el Paraguay tiene derecho en virtud del Tratado de Yacyretá.

En efecto en el numeral 3 de la mencionada Nota Reversal, se establece: *“Con el objeto de cooperar con el financiamiento del proyecto, el pago del monto resultante de la compensación por cesión de energía, compensación en razón del territorio inundado, resarcimiento y utilidades sobre el capital integrado, establecidos en el anexo C del Tratado por los primeros diez años a partir de la fecha del inicio de la generación de energía correspondiente a ambos países, será diferido y tendrá un período de gracia de 15 años, contados desde el inicio de la generación, amortizándose con posterioridad en 8 años en cuotas iguales sin intereses, actualizándose de la manera prevista en la planilla 2 vigente del Anexo C del Tratado. En el caso del Paraguay, el diferimiento será la diferencia entre el monto total correspondiente a los conceptos citados más arriba en este numeral y el pago a cuenta establecido en el párrafo 2”.*

Asimismo, en el numeral 7 de la misma Nota Reversal se establece: *“Los préstamos ya efectivizados a la ANDE para la integración de su capital en Yacyretá serán repagados en las mismas condiciones de plazo de amortización y tasa de interés en que, de conformidad a lo estipulado en el numeral 2 de la presente nota, son abonados las utilidades previstas en el numeral III.1 del Anexo C vigente”.*

El diferimiento establecido en la Nota Reversal, que es aplicado por Yacyretá, ha ocasionado el no pago de las cuotas de amortización debidas al Banco de la Nación Argentina, conforme al procedimiento de pago indicado en las Cláusulas 7ª - Ítem 3 y 12ª del Contrato de Préstamo, siendo el producto de los rendimientos distribuidos por Yacyretá, el único medio de pago previsto para la liquidación de las cuotas de amortización. Esto a su vez deriva en que el Banco de la Nación Argentina continúe capitalizando los intereses sobre la deuda, con los respectivos ajustes, generando un sustancial aumento de la misma año tras año.

La Nota Reversal del 9 de enero de 1992 fue rechazada por la Cámara de Senadores de la Nación Paraguaya por Resolución N° 492 del 15 de junio de 1995 y consecuentemente, en tanto no obtenga una definición precisa por parte de las autoridades competentes, la ANDE no está en condiciones de reconocer las implicancias derivadas de la misma, razón por la cual registra el ajuste de los intereses y el capital del préstamo del Banco de

la Nación Argentina, como establece la Nota Reversal N° 12 del 22 de abril de 1977, produciéndose una discrepancia significativa entre el saldo registrado por el Banco y lo contabilizado por ANDE, que al 31/12/2018 considerando la información disponible proveído por el BNA asciende aproximadamente a US\$ 178.702.280,42, equivalentes a ¢1.065.233.571.447, que se encuentra registrada en Cuentas de Orden.

La situación actual de este punto se informa en la Nota N° 22.

21. Resultados Acumulados

A partir del presente ejercicio las cuentas transitorias DÉBITOS VARIOS AL SUPERÁVIT y CRÉDITOS VARIOS AL SUPERÁVIT, cuyos saldos eran cerrados a efectos de elaboración del Balance General de cierre de ejercicio, conjuntamente con las cuentas de resultados para constituir el Resultado Acumulado, ya no fueron utilizadas, pasando a imputarse dichas operaciones directamente en el Estado de Resultados - Ingresos o Gastos Ajenos a Explotación, bajo el rubro: Ingresos/Ajustes Varios Ejercicio Anterior y Gastos/Ajustes Varios Ejercicio Anterior.

Por consiguiente, al cierre del ejercicio la conformación del saldo (en guaraníes) de este rubro es el siguiente:

Déficit/Superávit Acumulado Ejercicio 2017 (Cuenta 216)	4.201.042.037.958
Resultado del Ejercicio (Cuentas 501, 502, 503, 520 y 530)	632.546.978.151
Resultados Acumulados Ejercicio 2018	4.833.589.016.109

22. Aspectos Financieros Pendientes, Relacionados con la Entidad Binacional Yacyretá

Al cierre del ejercicio fiscal 2018, los siguientes aspectos financieros se hallan pendientes de resolución:

- Aportes de Capital pendientes de integración por parte de la ANDE por US\$ 40 millones, más los ajustes y actualizaciones (Ver Nota N°5).
- Conciliación de la deuda de la ANDE con el Banco de la Nación Argentina, cuya discrepancia de saldos fue originada por las situaciones indicadas en la Nota N° 20.

- c) Conciliación y pago de los valores relacionados a los créditos a favor de la ANDE (Ver Nota N° 5).
- d) Discrepancia tarifaria resultante de la aplicación de la Nota Reversal del 92, por un monto de US\$ 404 millones aproximadamente (Ver Nota N° 19).

En fecha 27 de marzo de 2014, ha fenecido la vigencia del Anexo C “Bases Financieras y de Prestación de los servicios de electricidad de Yacyretá” del Tratado de Yacyretá, lo cual ha dado inicio a las negociaciones entre los equipos técnicos bilaterales conformados por Comisiones de representantes de Paraguay y Argentina, con el objetivo de buscar acuerdos en la renegociación del Anexo C de Yacyretá.

Entre los aspectos principales que se encontraban en etapa de negociación se citan los siguientes:

- Deuda de Yacyretá (EBY) con la Argentina.
- Definición de una tarifa de venta de energía justa para la comercialización a ambos países.
- Territorio Inundado y Cesión de energía.
- Definición respecto a la Nota Reversal de 1992.
- Cancelación de la deuda de la ANDE con el Banco de la Nación Argentina e Integración de capital restante en la Entidad Binacional Yacyretá.

Como resultado de las negociaciones realizadas, en fecha 4 de mayo de 2017, los Presidentes de la República Argentina y de la República del Paraguay han suscrito el “Acta de Entendimiento entre la República del Paraguay y la República Argentina”, tendiente a lograr el ordenamiento económico financiero de la Entidad Binacional Yacyretá.

Dicho documento ha derivado en la emisión de la Nota Reversal N° 2/17 que ha sido presentada a consideración del Congreso Nacional Paraguayo, resultando en la promulgación de la Ley N° 6135/17 de fecha 28/09/2017 “Que aprueba el Acuerdo por Notas Reversales (NR N° 2/17) para el Ordenamiento Económico y Financiero de la Entidad Binacional Yacyretá entre la República del Paraguay y la República Argentina”.

La mencionada Nota Reversal contempla los siguientes puntos:

- A. Ordenamiento Económico-Financiero de la Entidad Binacional Yacyretá.
- B. Otras posiciones establecidas en el Acta de Entendimiento.
- C. Modificación del texto del Anexo “C” del Tratado de Yacyretá.

Dicho documento en su Numeral A - Ordenamiento Económico-Financiero de la Entidad Binacional Yacyretá, establece entre otros puntos, cuanto sigue:

A.6. YACYRETÁ y la ANDE efectuarán las siguientes compensaciones de deudas:

- a) *Las acreencias de YACYRETÁ con la ANDE por los conceptos de capital pendiente de integración y por venta de energía, se compensarán con las acreencias de la ANDE con YACYRETÁ por utilidades del 12% (doce por ciento) anual sobre su participación en el capital integrado y de resarcimiento de la totalidad de sus gastos propios relacionados con YACYRETÁ, al 31 de diciembre de 2015, según los valores indicados en el Anexo II a esta Nota.*
- b) *El monto de la deuda remanente de la ANDE con YACYRETÁ, será compensado por el Gobierno de la República del Paraguay, por cuenta de la ANDE, con los créditos a su favor por Compensación en razón del Territorio Inundado, según los valores indicados en el Anexo II a esta nota.*
- c) *Las acreencias recíprocas entre YACYRETÁ, ANDE y la República del Paraguay, devengadas con posterioridad al 31 de diciembre de 2015 y hasta el 31 de diciembre de 2017, serán compensadas con similares criterios a los establecidos en a) y b) anteriores.*

Con este esquema de compensación aprobado, se estarían resolviendo los puntos a), c) y d) de los aspectos financieros pendientes con la EBY que se mencionan al inicio de esta Nota.

De igual manera en su Numeral B - Otras disposiciones establecidas en el Acta de Entendimiento, entre otros puntos, se establece lo siguiente:

B.5. YACYRETÁ comenzará a pagar mensualmente las compensaciones en concepto de utilidades del 12% (doce por ciento) anual sobre el capital integrado y de resarcimiento de gastos, a partir de enero de 2018, mantenidas constantes, mediante la aplicación de lo dispuesto en el numeral VI del Anexo "C" del Tratado, a valores de marzo de 1974.

Con la regularización del pago de las Utilidades sobre el capital integrado, la ANDE podrá promover acciones para resolver el punto b) mencionado en esta Nota relacionado a la deuda con el Banco de la Nación Argentina, en el marco de lo establecido en el contrato de préstamo firmado con dicho Banco.

Actualmente, la aplicación efectiva de lo dispuesto en la NR N° 2/2017, está supeditada a su aprobación por parte del Congreso de la República Argentina, que al cierre del ejercicio 2018 aún no se ha expedido sobre la misma.

23. Pérdidas de Energía Eléctrica

De acuerdo al Balance de Energía Eléctrica de la ANDE al cierre del ejercicio 2018, el índice de las pérdidas totales de energía eléctrica, considerando el Mercado Nacional, alcanzó el 24,53% de la energía neta disponibilizada.

En este sentido, la Organización de la Empresa ha experimentado un cambio global en los últimos años, modificándose la cultura, desde tener pocas acciones, a poseer un Plan de Pérdidas bien estructurado.

A eso se suman los esfuerzos en la continua prospección de las mismas, en la constante búsqueda de financiamiento para la infraestructura (medición principalmente), y en general, en las gestiones para ir alcanzando mejores índices. Tal es así que la ANDE a través de la aplicación de su plan de pérdidas ha obtenido como resultado una disminución de 8,11 puntos porcentuales, pasando del 32,64% en el año 2007 al 24,53% en el 2018.

El crecimiento del consumo en el sistema, las reincidencias de clientes y muchos otros factores, son desafíos impuestos a la Empresa, para seguir por el camino de la reducción de las pérdidas con la meta de ir alcanzando mejores índices para los próximos años.

Actualmente, la incidencia de las pérdidas de energía eléctrica se ve reflejada dentro de los valores contabilizados en concepto de la compra de energía tanto de la Itaipú como de Yacyretá, ya que al considerarse determinados niveles de pérdidas en el sistema eléctrico, implica programar una mayor compra de energía de manera a asegurar la cobertura de la demanda del mercado, que la ANDE registra contablemente como un gasto directo de explotación a través de la facturación realizada por las mencionadas Entidades Binacionales.

----o00o----

Dirección de Planificación y Estudios
División de Estudios y Gestión de Inversiones
Departamento de Estudios Estadísticos

www.ande.gov.py

Asunción - Paraguay