

**EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR
CELEC EP.**

Estados Financieros

Al 31 de diciembre de 2017

CONTENIDO

Estados de Situación Financiera
Estados de Resultados Integrales
Estado de Cambios en el Patrimonio
Estados de Flujos de Efectivo
Notas Explicativas a los Estados Financieros

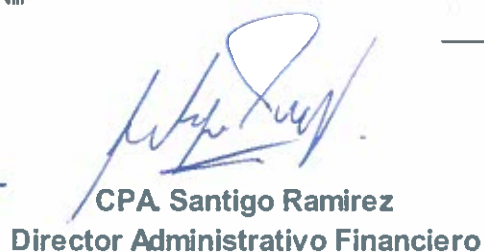
EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP.
Estado de Resultados Integral
(Expresadas en dólares estadounidenses)

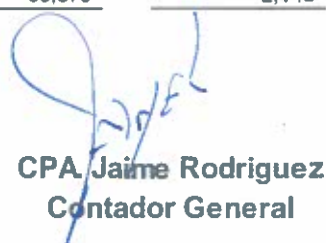
Página 1 de 66

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP.
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

Denominación		2017	2016
	Notas	(en miles de USD).....	
ACTIVO		12,196,233	11,815,524
ACTIVO CORRIENTE		1,352,173	1,134,137
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO	9	559,679	299,169
CUENTAS POR COBRAR CORRIENTES	10	347,902	440,911
ANTICIPOS ENTREGADOS	11	81,771	39,090
INVENTARIOS	12	312,869	306,334
GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO	13	32,583	33,239
OTROS ACTIVOS	14	17,369	15,394
ACTIVO NO CORRIENTE		10,844,060	10,681,387
PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO	15	10,707,659	10,332,864
ACTIVOS INTANGIBLES	16	1,412	2,569
CUENTAS POR COBRAR NO CORRIENTES	17	5,637	11,516
ANTICIPOS ENTREGADOS	18	122,515	316,204
INVERSIONES	19	6,838	18,233
PASIVO		1,120,180	1,314,393
PASIVO CORRIENTE		546,067	686,667
CUENTAS POR PAGAR	20	279,844	377,179
OBLIGACIONES FINANCIERAS	21	42,504	28,498
DOCUMENTOS POR PAGAR	22	3,134	33,713
PROVISIONES BENEFICIOS EMPLEADOS	23	10,452	10,755
OTRAS PROVISIONES	24	196,820	215,773
ANTICIPOS DE CLIENTES	25	12,980	7,778
PASIVOS DIFERIDOS		234	-
OTROS PASIVOS		100	12,971
PASIVO NO CORRIENTE		574,113	627,726
CUENTAS POR PAGAR	26	5,203	13,544
OBLIGACIONES FINANCIERAS	27	488,855	536,741
DOCUMENTOS POR PAGAR	28	25,056	29,274
PASIVOS LABORALES	29	39,519	34,703
OTRAS PROVISIONES	30	15,481	13,463
PATRIMONIO NETO	31	11,076,053	10,501,130
CAPITAL		11,208,131	10,711,570
CAPITAL PÚBLICO		11,208,131	10,711,570
RESULTADOS		(132,078)	(210,440)
RESULTADOS ACUMULADOS		(457,268)	(452,410)
RESULTADOS ADOPCIÓN NIIF		133,746	133,746
RESULTADOS CONVERGENCIA NIIF		106,075	106,075
RESULTADO DEL PERIODO		85,370	2,149


Dr. Francisco Vergara
Gerente General


CPA Santiago Ramirez
Director Administrativo Financiero


CPA Jaime Rodriguez
Contador General

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP.
Estado de Resultados Integral
(Expresadas en dólares estadounidenses)

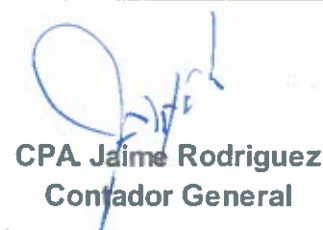
Página 2 de 66

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP.
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

Denominación	2017	2016
	(en miles de USD).....	
INGRESOS	889,705	871,952
INGRESOS OPERATIVOS	32 862,417	853,704
INGRESOS POR SERVICIOS DE GENERACIÓN	750,650	741,818
EXPORTACIÓN DE ENERGÍA	2,323	31,418
INGRESOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN	96,371	74,257
INGRESOS OPERATIVOS SERCOEL	13,073	6,210
INGRESOS NO OPERATIVOS	27,288	18,248
INGRESOS NO OPERATIVOS	10,120	7,885
INGRESOS POR RECLAMOS DE SEGUROS	1,216	3,876
OTROS INGRESOS	15,952	6,487
COSTOS	33 649,872	701,919
COSTOS DE GENERACIÓN	558,515	623,805
COSTOS FIJOS DE GENERACIÓN	380,564	331,477
COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN	177,951	292,328
COSTOS DE TRANSMISIÓN	69,372	62,232
SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN	37,091	33,706
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	19,150	16,064
SUPERVISIÓN GENERAL E INGENIERÍA	13,131	12,462
COSTOS OPERATIVOS SERCOEL	11,597	14,740
COSTOS OPERATIVOS SERCOEL	11,597	14,740
OTROS COSTOS NO OPERATIVOS	10,388	1,142
OTROS COSTOS NO OPERATIVOS	10,388	1,142
GASTOS	34 154,463	167,883
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN Y VENTAS	139,797	152,504
GASTOS OPERATIVOS SERCOEL	1,706	1,168
GASTOS FINANCIEROS	12,960	14,211
RESULTADO DEL PERIODO	85,370	2,149


Dr. Francisco Vergara
Gerente General


CPA Santiago Ramirez
Director Administrativo Financiero


CPA Jaime Rodriguez
Contador General

Página 3 de 66

Denominación	CAPITAL PÚBLICO	RESULTADOS ACUMULADOS	RESULTADOS ADICIÓN NIIF	RESULTADOS CONVERGENCIA NIIF	RESULTADO DEL PERIODO	TOTAL
		(en miles de USD)				
Saldos al 31 de diciembre de 2016	10,711,570	(452,410)	133,746	106,075	2,149	10,501,130
Aportes de capital (MEER)	484,943					484,943
Aportes Convenio Ecuacoriente	11,838					11,838
Capital social, aportes y reservas SERCOEL S.A.	(220)	(453)				(220)
Resultados acumulados SERCOEL S.A.		2,149			(2,149)	(453)
Acumulación de resultados		(6,555)				-
Otros ajustes					85,370	(6,555)
Resultados del periodo						85,370
Saldos al 31 de diciembre de 2017	11,208,131	(457,268)	133,746	106,075	85,370	11,076,053


Dr. Francisco Vergara
Gerente General


CPA Santiago Ramirez
Director Administrativo Financiero

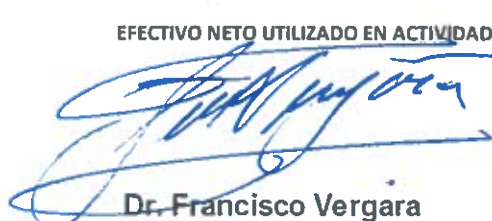

CPA Jaime Rodriguez
Contador General

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP.
Notas a los Estados Financieros
(Expresadas en dólares)

Página 4 de 66

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

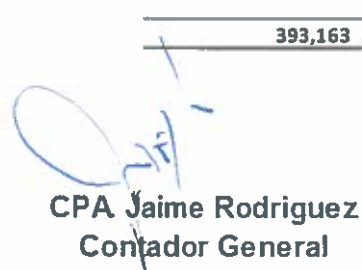
Denominación	2017(en miles de USD)
FLUJOS DE CAJA EN ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:	
Recibido de clientes	989,890
Pagado a proveedores y trabajadores	(588,052)
Intereses pagados	(12,529)
Intereses ganados	47
Otros ingresos ajenos a la operación	3,859
Otros gastos ajenos a la operación	(53)
Efectivo neto proveniente de actividades de operación	393,163
FLUJOS DE CAJA EN ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:	
Adquisición de propiedades, planta y equipo; y proyectos en curso	(606,786)
Otros	11,396
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	(595,390)
FLUJOS DE CAJA DE ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO	
Pagos de préstamos bancarios	(33,355)
Aportes recibidos por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable - MEER	484,943
Donaciones recibidas	11,838
Otros	(687)
Efectivo neto proveniente de actividades de financiamiento	462,738
CAJA Y EQUIVALENTES DE CAJA:	
Incremento neto durante el año	260,510
Saldos al comienzo del año	299,169
SALDOS AL FIN DEL AÑO	559,679
CONCILIACIÓN DE LA UTILIDAD NETA CON EL EFECTIVO NETO UTILIZADO EN ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:	
Utilidad neta	85,370
Ajustes para conciliar la utilidad neta con el efectivo neto utilizado en actividades de operación:	
(+) Depreciación de propiedades, planta y equipo; y, amortización	231,351
(+) Provisión para cuentas dudosas, neto	15,138
(+) Provisión para jubilación y beneficios a empleados	24,090
(+) Otros	1,877
Cambios en activos y pasivos:	
Inversiones temporales y cartas de crédito	
Cuentas por cobrar comerciales	108,148
Inventarios	6,535
Gastos anticipados y otras cuentas por cobrar	(656)
Cuentas por pagar	(18,774)
Anticipos de clientes	234
Cuentas por pagar largo plazo	(60,151)
EFECTIVO NETO UTILIZADO EN ACTIVIDADES DE OPERACIÓN	393,163



Dr. Francisco Vergara
Gerente General



CPA Santiago Ramirez
Director Administrativo Financiero



CPA Jaime Rodriguez
Contador General

1. IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA Y ACTIVIDAD ECONÓMICA.

- **Nombre de la entidad:**
Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP.
- **RUC de la entidad:**
1768152800001
- **Domicilio de la entidad:**
Panamericana Norte Km 7.5 y Camino a Llacao.
- **Forma legal de la entidad:**
Empresa Pública
- **País de incorporación:**
Ecuador.
- **Descripción:**

La Asamblea Nacional Constituyente, mediante Mandato No.15, de 23 de julio de 2008, en su Disposición Transitoria Tercera dispuso que:

“...Para la gestión empresarial de las empresas eléctricas y de telecomunicaciones en las que el Fondo de Solidaridad es accionista mayoritario, esa institución podrá ejecutar los actos societarios que sean necesarios para la reestructuración de dichas empresas, para lo cual entre otras actuaciones podrá reformar estatutos sociales, fusionar, conformar nuevas sociedades, resolver la disolución de Compañías, sin que para este efecto, sean aplicables limitaciones de segmentación de actividades o de participación en los mercados, por lo que el Superintendente de Compañías, dispondrá sin más trámite la aprobación e inscripción de los respectivos actos societarios...”

Para dar cumplimiento al Mandato 15, las juntas generales extraordinarias de accionistas celebradas el 13 de enero del 2009, de Hidropaute S.A., Hidroagoyán S.A., Electroguayas S.A., Termopichincha S.A., Termoesmeraldas S.A. y Transelectric S.A. aprobaron la fusión de dichas Compañías y la creación de la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC S.A. El 5 de marzo del 2009, se inscribió en el Registro Mercantil la escritura pública de fusión entre dichas Compañías y la creación de la Corporación. Como resultado de la fusión, y como mayor y único accionista el Fondo de Solidaridad, los saldos por cobrar y por pagar entre las Compañías objeto de la fusión, fueron dados de baja directamente contra el patrimonio en el momento de la creación de CELEC S.A.

Mediante escritura pública suscrita el 13 de enero del 2009, se constituye la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC S.A., con la fusión de las empresas HIDROPAUTE S.A., HIDROAGOYÁN S.A., ELECTROGUAYAS S.A., TERMOESMERALDAS S.A., TERMOPICHINCHA S.A. y TRANSELECTRIC S.A.

En Suplemento del Registro Oficial No. 48 de 16 de octubre de 2009, se publicó la Ley Orgánica de Empresas Públicas, cuya disposición transitoria segunda establece que el procedimiento de transformación de las Sociedades Anónimas en las que el Estado, a través de sus entidades y organismos sea accionista único, deberá cumplirse en un plazo máximo de noventa días, contados a partir de la expedición de la precitada Ley.

Mediante decreto ejecutivo 220 expedido el 14 de enero de 2010, y publicado en el Registro Oficial 128, de 11 de febrero del 2010, se crea la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP y bajo ella se encuentran las Unidades de Negocio, encargadas de la generación térmica e hidroeléctrica y de la transmisión de energía eléctrica en el país.

El capital inicial de CELEC EP, es la suma de las cuentas que conforman el patrimonio registrado en los balances de las Compañías: Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC S.A. y de la Corporación Hidroeléctrica Nacional Hidronación S.A., cortado a la fecha de expedición del decreto ejecutivo; y, los pasivos por componente de deuda externa que al 16 de octubre del 2009 hayan registrado. En base a este decreto, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable MEER, en representación del Estado, es el único accionista de la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP.

De conformidad con lo señalado en el artículo 7 reformado, de la Ley Orgánica de Empresas Públicas, el Directorio de la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, queda constituido de la siguiente manera:

- La o el Presidente del directorio de la empresa coordinadora de empresas públicas, o su delegada o delegado permanente, quien lo presidirá;
- La o el titular del Ministerio del ramo correspondiente, o su delegada o delegado permanente; y,
- Una o un delegado de la Presidenta o Presidente de la República.

Actividad principal y Unidades de Negocio

La actividad principal de la Corporación es la generación y transmisión de energía eléctrica, para lo cual está facultada a realizar todas las actividades relacionadas con este objetivo. La Corporación desde su inicio hasta el 11 de enero del 2015 estaba regida por la Ley de Régimen del Sector Eléctrico reformada el 26 de Septiembre del 2006, según Registro Oficial No. 364, a partir del 16 de enero de 2015 con la aprobación de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica inscrita en el Registro Oficial No. 418, es el marco legal que rige a la Corporación. Las tarifas por el servicio de generación y transmisión de energía son reguladas por el Reglamento para la Fijación de Tarifas de Servicios Eléctricos del ARCONEL – Ex CONELEC.

Una reseña y detalle de las operaciones de las Unidades de Negocio que conforman la Corporación al 31 de Diciembre de 2017:

Hidropaute - Actualmente la Unidad de Negocio Hidropaute es la responsable de la Operación y Mantenimiento del Proyecto Paute Integral, el cual está conformado por las Centrales en operación: Mazar, Molino y Sopladora con una potencia efectiva de generación total de 1.731.90 MW.

Los proyectos están dirigidos a la utilización de los recursos hídricos que permitan sustituir los recursos no renovables por fuentes renovables en la generación de energía eléctrica.

Electroguayas – La Unidad de Negocio Electroguayas, se dedica a producir energía eléctrica para el Sistema Eléctrico Nacional, en forma confiable, amigable con el medio ambiente y a buen precio, garantizando la calidad y disponibilidad permanente del servicio para sus clientes. La capacidad efectiva de generación de la Unidad de Negocio es de 508.99 MW, constituyéndose en la generación térmica más grande del país, Electroguayas cuenta con cinco (5) centrales operativas: Gonzalo Cevallos, Trinitaria, Enrique García, Santa Elena II y Santa Elena III; más dos (2) centrales operativas propiedad de la CNEL EP administradas por la Unidad de Negocio: Álvaro Tinajero y Aníbal Santos que posee una capacidad efectiva de generación de 201.5 MW.

Adicionalmente, desde el 24 de diciembre de 2014 CELEC EP consta como interventora de la Corporación INTERVISATRADE S.A., la cual posee una barcaza que tiene una capacidad instalada de 103 MW.

Termopichincha - La Unidad de Negocio Termopichincha tiene como principal actividad la generación de energía eléctrica, con altos índices de disponibilidad y confiabilidad, con un equipo humano competente y comprometido con la transparencia y responsabilidad, apoyados en su gestión de calidad, en armonía con el ambiente, que orienta el accionar diario de sus directivos, ejecutivos, colaboradores y proveedores. La Unidad de Negocio Termopichincha, tiene a cargo una capacidad efectiva de generación de 321.9 MW, correspondiente a la generación de veinte y ocho (28) centrales: Guangopolo I, Guangopolo II, Santa Rosa, Sacha, Secoya, Quevedo II, Puna, Jivino I, Jivino II, Jivino III, Celso Castellanos, Payamino, Centrales Móviles, Loreto, Dayuma, Nuevo Rocafuerte, Tiputini, Puerto del Carmen, El Eden, Boca Tiputini, Limonyacu, Samona, Chiroisla, Lumbaqui, Floreana, Isabela, San Cristobal y Santa Cruz.

Convencida de su aporte al país, buscando nuevas fuentes de energía eléctrica a través de fuentes renovables, CELEC EP Termopichincha cuenta con proyectos de Generación no Convencional en: Geotermia, Eólica, Biomasa, Biocombustibles.

Termoesmeraldas - La Unidad de Negocio Termoesmeraldas, tiene por objeto principal la generación de energía eléctrica para abastecer la demanda a nivel nacional, de forma eficiente y confiable. Aportando al Sistema Nacional Interconectado con una capacidad de generación efectiva de 436.36 MW, a través de la operación de sus siete (7) centrales: Esmeraldas, Jaramijó, Miraflores, Manta II, Propicia, Pedernales y Esmeraldas II.

Teniendo como principal en la ciudad de Esmeraldas, la Central Térmica a vapor "Esmeraldas", La CTE, inició su Operación Comercial a cargo de INECEL 1º de Agosto de 1982.

En el marco de contar con una administración más eficiente, que permita atender los requerimientos de las centrales de generación de manera más ágil y oportuna, la Gerencia General de CELEC EP con fecha 30 de diciembre 2011, decide agrupar las centrales por sectores geográficos. Por lo antes indicado a partir de 1º

de enero 2012, se incorporaron para su administración, operación y mantenimiento a la Unidad de Negocio TERMOESMERALDAS, las centrales Manta II, Miraflores, Pedernales y La Propicia. Incremento a la generación de la Unidad.

Como parte de los Proyectos Emblemáticos, la Unidad de Negocio Termoesmeraldas, durante los años 2012 y 2014 aportó al estado ecuatoriano con dos megas proyectos, como fueron: El suministro e instalación de una Central Termoeléctrica para la Subestación Jaramijó, en la provincia de Manabí. Esta construcción estuvo a cargo del CONSORCIO HYUNDAI EQUITATIS. El 18 de mayo de 2012 el CENACE *"declara en Operación Comercial la Central Térmica Jaramijó"*. En la ciudad y provincia de Esmeraldas se llevó a cabo el proyecto por el suministro e instalación de la Central Térmica Esmeraldas II. Contrato suscrito con la Corporación HARBIN ELECTRIC INTERNATIONAL CO. LTD., mediante comunicación CENACE-DPL-2014-0092 del 01 de agosto del 2014, declaró la *Operación Comercial de la Central Térmica Esmeraldas II*, a partir de las 12:00 del 01 de agosto 2014.

Transelectric - La Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP a través de su Unidad de Negocio Transelectric, es responsable de operar el Sistema Nacional de Transmisión, su objeto fundamental es el transporte de energía eléctrica, garantizando el libre acceso a las redes de transmisión a todas las empresas del sector eléctrico, como generadores y distribuidores. El Sistema Nacional de Transmisión está compuesto por subestaciones y líneas de transmisión a lo largo de todo el territorio nacional, dispone de: 61 subestaciones a nivel nacional (incluye 4 subestaciones móviles), 2.708,19 km de líneas de transmisión de 230 kV, 2.156,75 km de líneas de transmisión de 138 kV y 263,8 km de líneas de transmisión de 500 kV y una capacidad instalada de transformación de 14.698 MVA.

En la actualidad el proyecto emblemático de la Unidad de Negocio Transelectric es el Sistema de Transmisión de 500 kV, que consiste en la construcción de una línea de transmisión de alta tensión, que permitirá la incorporación de la electricidad producida por las nuevas hidroeléctricas principalmente las centrales Coca Codo Sinclair y Sopladora. Previo al cierre del periodo 2017 se activó parcialmente este proyecto (Subsistema C y D).

Hidroagoyán – Mediante Resolución No. 040/2011 del 27 de septiembre de 2011, adoptada y aprobada por el Directorio de la Empresa Pública Estratégica CORPORACIÓN ELECTRICA DEL ECUADOR CELEC EP, resuelve a) Aprobar la fusión por absorción de Hidropastaza EP. El Art. 4 de la mencionada resolución indica que la fusión se realizará a partir del primero de octubre de 2011, esta empresa se encargaba de la generación de la Central Hidroeléctrica San Francisco.

En la actualidad, Hidroagoyan es una de las Unidades de Negocio de la Empresa Pública Estratégica CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR - CELEC E.P se encarga de la administración de la producción de las centrales de generación hidroeléctrica Agoyán (156 MW) y San Francisco (212 MW) ubicadas en el cantón Baños de la Provincia de Tungurahua y Central Pucará (73 MW) ubicada en el cantón Pillaro de la Provincia de Tungurahua; dependiendo de la hidrología del año en curso.

Hidronación - Hidronación S.A. fue legalmente constituida el 18 de mayo de 1998, con la finalidad de operar, manejar, mantener y expandir la planta de generación hidroeléctrica que CEDEGE constituyó en base a los recursos hídricos que genera la Presa Daule Peripa.

El Proyecto Multipropósito Jaime Roldós Aguilera, constituido por la Presa Daule Peripa, que tiene una capacidad de almacenamiento de 6000 millones de metros cúbicos, la Central Hidroeléctrica Marcel Laniado De Wind, genera 600 millones de kilovatios de energía eléctrica para el sistema nacional interconectado (SIN) y los Sistemas de Riego del Valle del Daule posee diversos fines, entre los principales se encuentran: Proteger la Cuenca Baja del Río Daule de las inundaciones, proporcionar riego y drenaje mediante un trasvase a la Península de Santa Elena, proporcionar agua para riego y para consumo a las poblaciones de Manabí, mediante el trasvase al Embalse la Esperanza; suministrar agua para consumo de la ciudad de Guayaquil y ciudades aledañas al río Daule.

Mediante Decreto Ejecutivo No. 220 del 14 de enero de 2010, Hidronación S.A. pasó a conformar la Unidad de Negocio Hidronación perteneciente a la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP

La Central Hidroeléctrica "Marcel Laniado de Wind" (213 MW), tiene un régimen hidrológico, diferente a las centrales Paute, Agoyán y Pucará, permitiendo de esta manera tener una buena disponibilidad en época de estiaje de la Sierra y Oriente.

Mediante sesión radial No. 003-2014 de 17 Julio de 2014 el Directorio de CELEC EP, aprobó la fusión por absorción de la empresa Pública Estratégica Hidroeléctrica del Litoral HIDROLITORAL EP asumiendo la operación de la Central Hidroeléctrica Baba (40 MW), que forma parte de la cuenca superior del Río Guayas, localizada en la provincia de los Ríos, en los cantones de Buena Fe y Valencia. La función principal es posibilitar el trasvase de agua hacia el embalse Daule – Peripa, así como también, generar energía.

La operación de Baba representa un incremento del 63% de los caudales descargados al embalse Daule – Peripa.

Termogas Machala - El 26 de mayo de 2011 se protocoliza el Acuerdo Transaccional entre la República del Ecuador y EDC ECUADOR LTD, SUCURSAL ECUADOR, MACHALA POWER CIA. LTDA. en la cláusula 3.1.1 de este acuerdo señala la entrega por parte de la empresa MACHALA POWER, del derecho de licencia para la Cesión del Contrato de Concesión suscrito con el CONELEC (actualmente la entidad se denomina ARCONEL), en la forma y sustancia sujeto a los derechos que se deriven de los contratos de servidumbre de tránsito, interconexión, compraventa de energía eléctrica y de la concesión de uso y aprovechamiento de aguas del Proyecto Machala; y la recepción del Gas Natural para la generación de energía eléctrica mediante el gasoducto del proveedor concesionario de la extracción y venta del gas natural EDC (actualmente esta empresa es propiedad del estado ecuatoriano administrada por EP PETROECUADOR). En tal virtud transfiere los Activos Concesionales o Afectos a la Concesión del Proyecto Machala Power a favor de la CELEC EP.

CELEC EP toma a su cargo la operación de la Central a Gas Machala (ex Machala Power) desde el día viernes 27 de mayo de 2011, para realizar actividades

relacionadas con la generación de energía eléctrica, utilizando como materia prima de producción el gas natural.

Con el objeto de continuar con la Generación de Energía con Gas Natural, la CELEC EP, recibe por parte del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, la responsabilidad de continuar con la operación de la empresa ex Machala Power, adquirida en cesión de derechos.

Mediante Resolución No. CELEC EP-GG-2011-143 del 21 de junio de 2011 se resuelve crear como área administrativo - operativa de la Empresa Pública Estratégica CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP, la Unidad de Negocio Termogas Machala, con domicilio en la ciudad de Machala. Sin embargo la Gerencia General de la CELEC EP mediante Memorando No. CELEC EP-GG-158-11, dispuso que la Unidad de Negocio ELECTROGUAYAS, asuma la responsabilidad de mantener la operación y mantenimiento de la Central de Generación Machala (ex Machala Power), de manera transitoria hasta que termine el proceso de creación de la Unidad de Negocio Termogas Machala, periodo comprendido entre mayo de 2011 y agosto de 2011.

En tal virtud a partir del 1 de septiembre de 2011 en uso de sus funciones la Administración de Termogas Machala, da inicio a sus registros presupuestarios, financieros y contables como unidad autónoma dependiente solo de la matriz.

El objeto de la Unidad de Negocio es la generación de energía eléctrica de forma eficiente, mediante el aprovechamiento de los recursos naturales, minimizando el impacto ambiental; y, fortaleciendo los valores y principios de su talento humano.

Al ser el objeto social de la creada Unidad de Negocio Termogas Machala la generación de energía eléctrica con Gas Natural se convierte en la única central generadora de energía con gas del país hasta la presente fecha, cuenta con una capacidad de generación efectiva de 254 MW.

Es importante resaltar que desde el año 2011 se inició el traslado de las seis máquinas modelo TM2500, desde la central de Pascuales. El proyecto de traslado de estas máquinas también incluyó el cambio de tecnología con el fin de que estén operativas para generar tanto con gas natural como con diésel.

La Unidad de Negocio Termogas Machala tiene a su cargo la central de generación eléctrica a base de combustión de gas o diésel, sin embargo en la actualidad también se prevé que una vez concluida la construcción del proyecto Ciclo Combinado en sus dos fases, se espera que esta inversión incremente la capacidad de generación de la Unidad hasta llegar a 435 MW.

Si bien es cierto tenemos dos contratos, el Nro. 31-2013 Ciclo Combinado, y el Nro. 84-2014 Fiscalización al contrato No. 31-2013, ambos se encuentran en proceso de cierre con un proceso de mediación.

Sin embargo en el caso del contrato Nro. 84-2014 la mediación de este fue aperturada en el 2017 y cerrada por el mismo proveedor por tanto al momento del cierre 2017 no existe ningún proceso jurídico ni de mediación por este contrato ni desde CELEC EP ni desde el Proveedor CONSORCIO OE.

Igualmente el contrato Nro. 31-2013 firmado con la empresa INTER RAO y terminado unilateralmente el 16 de marzo de 2017, el proveedor abrió una mediación en marzo del 2017. En este contrato es importante mencionar que se conversó adicionalmente del jurídico con el administrador del contrato, quien manifiesta que hasta la presente fecha existe un acta de compromisos firmada que detiene el proceso de mediación en favor de CELEC EP.

Gensur - Mediante Resolución No. CELEC EP-GG-142-2011, la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, con fecha 21 de junio del 2011, resuelve crear como área administrativo - operativa, la Unidad de Negocio Gensur, con domicilio en la ciudad de Loja.

La Unidad de Negocio Gensur contribuye al desarrollo del país, a través de la operación e implementación de proyectos de generación de energía eléctrica basados en el uso de fuentes renovables, teniendo a su cargo:

La Central Eólica Villonaco, que se encuentra sincronizada al sistema Nacional Interconectado desde el 1 de enero de 2013, tiene una capacidad de generación efectiva de 16,5 MW, cuenta con once (11) unidades de generación.

El Proyecto Hidroeléctrico Delsitanisagua empezó la construcción el 28 de noviembre del 2011, cuenta con un avance físico del 90.80%, avance de obra civil 87.43% y avance de equipamiento del 93.22% a diciembre de 2017.

Se estima que la fecha de operación del proyecto es: Unidad 1: Junio 2018, Unidad 2: Julio 2018 y Unidad 3: Agosto 2018, el cual aportará con 1.411 GWh/año de Energía limpia al País y evitará la emisión de 0,48 millones de toneladas CO₂/año. Cuenta con una potencia instalada de 180 MW. Además cuenta con un factor de planta de 89%. La ejecución de este proyecto comprende: Ingeniería de detalle; construcción de las obras civiles; suministro; montaje; pruebas de equipamiento y puesta en marcha de la Central Hidroeléctrica.

Enerjubones - Mediante Resolución No. CELEC EP-GG-017-2012, la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, con fecha 25 de enero del 2012, resuelve crear como área administrativo - operativa, la Unidad de Negocio Enerjubones, con domicilio en la ciudad de Cuenca.

La Unidad de Negocio Enerjubones contribuye al desarrollo del país, a través de la implementación de proyectos de generación de energía eléctrica basados en el uso de fuentes renovables, teniendo a su cargo la construcción de la Central Hidroeléctrica Minas San Francisco.

El proyecto se encuentra ubicado en las provincias de Azuay y El Oro, cantones Pucará, Zaruma y Pasaje.

El Proyecto Hidroeléctrico Minas San Francisco de 275 MW de potencia inició su construcción en Diciembre de 2011, aprovecha el potencial del Río Jubones, con un caudal medio anual de 48.26 m³/s aprovechable para generación.

Está conformado por un cierre en el río Jubones con una presa de tipo gravedad en hormigón rodillado, de 54 m de altura para generar un embalse de regulación y control. El túnel de conducción se desarrolla a lo largo de la margen derecha del río con 13.9 km de longitud, el caudal transportado aprovecha una caída de 474

m. La casa de máquinas subterránea alojará a tres turbinas tipo Pelton de 90 MW cada una.

Proyecto Emblemático del estado Ecuatoriano, que aportará una energía media de 1290 GWh/año, fortalecerá la soberanía energética, remplazando la generación térmica, reduciendo emisiones de CO₂ en 0.51 millones de Ton/año aproximadamente, sustituyendo la importación de energía, y creando hasta la fecha 1990 fuentes de empleo directo, adicionalmente beneficiará a más de 136 mil habitantes.

Hidroazogues - Mediante Resolución No. CELEC EP-GG-001-2012, la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, con fecha 3 de enero del 2012, resuelve crear como área administrativo - operativa, la Unidad de Negocio Hidroazogues, con domicilio en la ciudad de Azogues. La Unidad de Negocio Hidroazogues tiene como objetivo planificar, construir, instalar y operar plantas hidráulicas de generación eléctrica o de otra tecnología de generación limpia con énfasis en la protección y preservación ambiental, tiene a su cargo la construcción de la Central Hidroeléctrica Mazar – Dudas.

El Proyecto Hidroeléctrico Mazar Dudas de 21 MW de potencia, aprovecha el potencial Hidroenergético de los Ríos Pindilig y Mazar. El proyecto se compone de 3 aprovechamientos para la generación hidroeléctrica, los cuales son: Alazán (6.23 MW), San Antonio (7.19 MW) y Dudas (7.40 MW), con caudales medios anuales de: 3.69 m³/s, 4.66 m³/s y 2.90 m³/s respectivamente, aprovechables para su generación.

Cabe anotar como punto importante que con fecha 03 de diciembre de 2015 se procede a realizar la protocolización del acta notarial de constatación de la notificación que realiza la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP para la terminación unilateral y anticipada del contrato N° 061.2011.

Se entrega la RESOLUCIÓN N°CELEC-EP-0165-15 en donde resuelve declarar terminado anticipada y unilateralmente el contrato N° 061-2011 para la “Construcción de obras civiles, línea de transmisión, ingeniería de detalle de fabricación, suministro, montaje, pruebas de equipamiento eléctrico, mecánico, electrónico, sistema de transmisión y puesta en operación del Proyecto Hidroeléctrico Mazar-Dudas”, suscrito el 27 de octubre del 2011, su contrato complementario N° 1 el 27 de octubre de 2011, su contrato complementario N° 2 el 15 de julio de 2014, documentos celebrados entre la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP y la Corporación China National Electric Engineering Co. Ltd. CNEEC.

Actualmente se encuentra en el Centro de Mediación y Arbitraje de la Procuraduría General del Estado, la misma que fue invitada por la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, a petición de la empresa Corporación China National Electric Engineering Co. Ltd. CNEEC, se ha mantenido 3 reuniones con fecha 06 de julio de 2016, 27 de septiembre de 2016 y 01 de febrero de 2017.

En la actualidad la Central Alazán se encuentra en operación (comercial) desde el 17 de octubre de 2017, con una potencia efectiva de 3 MW.

Con fecha 24 de mayo de 2016 se procede a firmar el contrato N° 017-2016 entre la empresa “ASTUDILLO GUILLEN CONSTRUCCIONES Y SERVICIOS DE

INGENIERÍA CIA. LTDA.” y la CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP, la misma que tiene como objeto “Contrato para la terminación y puesta en operación de la Central San Antonio del Proyecto Hidroeléctrico Mazar-Dudas, etapa 1: Terminación de obras civiles”, con un tiempo de duración de 294 días a partir de la notificación de la entrega del anticipo que fue el 22 de julio de 2016. Durante la ejecución de la obra se autorizó un total de 97 días de prórroga, finalizando el 18 de julio de 2017. A la presente fecha, se encuentran concluidas las obras civiles a excepción de casa de máquinas que se mantienen suspendidas por la no disponibilidad del equipamiento electromecánico que está supeditado a un procedimiento de mediación que lleva la CELEC EP con la empresa CNEEC en la PGE.

Hidrotoapi - Se considera tres periodos importantes que definieron la constitución jurídica del Proyecto Hidroeléctrico Toachi Pilatón, los que definen la historia de este proyecto en construcción.

El 25 de agosto de 2005, el Honorable Consejo Provincial de Pichincha mediante escritura pública y con plenos poderes para la conformación de una Sociedad Anónima, suscribe el documento de constitución de la denominada Hidrotoapi S.A., cuyo principal objeto consistía en dedicarse principalmente al diseño, construcción, instalación, operación y mantenimiento de centrales de generación eléctrica.

Mediante Ordenanza Provincial No. 002-HCPP-2010 de 14 de enero de 2010, se disuelve de manera forzosa la Corporación Hidrotoapi S.A. y se constituye la empresa Hidrotoapi EP como sociedad de derecho público.

El 23 de enero de 2012, CELEC EP adoptó la resolución No. 02-2012, mediante la cual aprobó la fusión por absorción de la Empresa Pública Estratégica HIDROTOAPI EP.

Mediante Resolución No. CELEC EP-GG-022-2012, la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, con fecha 27 de enero del 2012, resuelve crear como área administrativo - operativa, la Unidad de Negocio Hidrotoapi, con domicilio en la ciudad de Quito.

La Unidad de Negocio está encargada de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Toachi-Pilatón que se desarrolla en los límites de las provincias de Pichincha, Santo Domingo de los Tsáchilas y Cotopaxi, aprovechando las aguas de los ríos Pilatón y Toachi, que se encuentran en la vertiente occidental de la Cordillera de los Andes, aportantes a la cuenca del Pacífico.

El proyecto comprende dos aprovechamientos en cascada: Pilatón - Sarapullo con la central de generación Sarapullo (49 MW) y Toachi-Alluriquín con la central de generación Alluriquín (204 MW); además se aprovechará el caudal ecológico vertido por la presa Toachi instalando una mini central de 1,4 MW, lo que da un total de 254,4 megavatios (MW) de potencia instalada que aportará al Sistema Nacional Interconectado 1.100 GWh de energía media anual.

Por su ubicación en la vertiente del Pacífico, contribuirá al abastecimiento energético del país especialmente en periodos de estiaje de la vertiente Amazónica, que es donde se encuentran actualmente los grandes proyectos hidroeléctricos en operación, lo que lo ha convertido en un proyecto estratégico

para el país. Generará una energía media de 1120 GWh/año, remplazando generación térmica, reduciendo emisiones de CO₂ en aproximadamente 0.43 millones de Ton/año y contribuyendo al desarrollo socio económico de la zona de influencia directa del proyecto.

Enernorte - Mediante Resolución No. CELEC EP-GG-002-2012, la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, con fecha 3 de enero del 2012, resuelve crear como área administrativo - operativa, la Unidad de Negocio Enernorte, con domicilio en la ciudad de Quito. La Unidad de Negocio Enernorte administraba la construcción de dos proyectos, ubicados en la zona norte del país: Quijos y Manduriacu; los cuales contribuirán al Sistema Nacional Interconectado con una potencia de 110 MW.

Para el 1 de mayo de 2015 el proyecto Manduriacu es declarado en operación comercial por parte del CENACE.

El 1 de agosto de 2015 esta Unidad de Negocio pasa a formar parte de la Unidad de Negocio Coca Codo Sinclair, que a su vez se fusiona por absorción con la CELEC EP.

Coca Codo Sinclair - Según escritura pública del 07 de febrero del 2008 las Compañías adjudicadas por el Estado Ecuatoriano representado por Termopichincha S.A. y el Gobierno Argentino representado por Enarsa S.A. constituyeron la Corporación Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair S.A., la cual inició sus operaciones el 18 de febrero del 2008.

Con fecha 17 de septiembre del 2009, la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC S.A. (empresa ecuatoriana) compra las acciones de ENARSA (empresa argentina), con lo que el capital accionario de la Corporación Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair S.A. pasa a ser 100% ecuatoriano.

Según Decreto Ejecutivo No. 370 de fecha 26 de mayo de 2010 expedido por el Presidente Constitucional de la República, decreta la transformación de la Corporación Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair S.A. en la Empresa Pública Estratégica Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair, Cocasinclair EP.

Mediante resolución No. CELEC EP-GG-002-2012, de 3 de enero de 2012, firmada por el señor Ingeniero Eduardo Barredo Heinert Gerente General de CELEC EP, se creó como área administrativo-operativa de la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, la Unidad de Negocio ENERNORTE, con domicilio en la ciudad de Quito; manteniendo a su cargo la ejecución de los proyectos hidroeléctricos Quijos y Manduriacu.

El señor Ministro de Electricidad y Energía Renovable mediante oficio No. MEER-DM-2015-0032-OF del 22 de enero de 2015, dispuso a la Gerencia General de COCASINCLAIR EP que se inicie las gestiones necesarias para concretar el proceso de fusión de COCASINCLAIR EP por parte de CELEC EP, con el objeto de garantizar un manejo integrado y alcanzar la optimización de la operación y mantenimiento de las centrales del Sector Eléctrico ecuatoriano; posterior solicitó a la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo el análisis y pronunciamiento para la fusión.

SENPLADES, a través del oficio No. SENPLADES-SGTEPBV-2015-0074-OF de 01 de julio de 2015, notificó el informe previo favorable de pertinencia para la fusión de las empresas públicas.

Como parte de la primera fase de integración de sector eléctrico, se hace necesaria la integración de una Unidad de Negocio, que concentre la ejecución y posterior operación y mantenimiento de los proyectos Quijos, Coca Codo Sinclair, así como, de la Central Manduriacu, considerados por el Gobierno Nacional como emblemáticos.

El Directorio de la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, mediante Resolución No. 2015-003-02 del 23 de julio de 2015, resuelve la aprobación de la Fusión por absorción de la Empresa Pública Estratégica Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair, COCASINCLAIR EP, subrogándose en todos los derechos y obligaciones de ésta.

A partir del 01 de agosto de 2015, mediante resolución No. CELEC EP-0094-15, resuelve cambiar de denominación de la Unidad de Negocio ENERNORTE de la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, a denominarse Unidad de Negocio COCA CODO SINCLAIR, en la cual las dos empresas inician conjuntamente sus funciones administrativo-operativas.

La Central Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair de 1500 MW de potencia efectiva, está ubicada en la Provincia de Napo (Cantón El Chaco) y Sucumbíos (Cantón Gonzalo Pizarro). Las obras de captación están ubicadas aguas abajo de la confluencia de los Ríos Quijos y Salado, y la Casa de Máquinas está ubicada frente al llamado "Codo Sinclair".

La Central Hidroeléctrica Manduriacu de 60 MW de potencia efectiva, aprovecha las aguas del Río Guayllabamba, está ubicada en las parroquias de Pacto, cantón Quito – Provincia de Pichincha y García Moreno del cantón Cotacachi - Provincia de Imbabura.

Termomanabí – El 4 de diciembre de 2017 mediante Resolución No. CEL-RES-0170-17 se crea la Unidad de Negocio Termomanabí, que se encargará de la administración, operación y mantenimiento de las Centrales de Generación Manta 2, Jaramijo y Miraflores.

Suramericana de Electricidad – El 4 de diciembre de 2017 mediante Resolución No. CEL-RES-01169-17 se crea la Unidad de Negocio Suramericana de Electricidad, que se encargará de la gestión en los estudios, investigaciones y consultorías de los proyectos del sistema hidroeléctrico Zamora - Santiago.

Estructura Orgánica de la Empresa

El Directorio en sesión celebrada el 13 de junio del 2011, mediante Resolución 017- 2011 aprobó la Estructura Orgánico Funcional, como se detalla a continuación:

Directorio - Las atribuciones designadas al Directorio de la Empresa, se encuentran en el artículo 9 de la Ley Orgánica de Empresas Públicas, publicada en el Registro Oficial Suplemento No. 18 de 16 de octubre de 2009.

Gerencia General - Está representada por el Gerente General y es el responsable de la gestión de la Corporación Eléctrica de Ecuador CELEC EP, de conformidad con los deberes y atribuciones establecidos en el artículo 11 de la LOEP. Se encuentran bajo su jurisdicción los siguientes departamentos: Departamento de Gestión Ambiental y Responsabilidad Social, Dirección Jurídica, Secretaría General y Departamento de Comunicación.

Dirección de Planificación de la Expansión - Coordina, supervisa y evalúa las actividades del proceso de Planificación Técnica, de la Expansión del Sistema Eléctrico de la Corporación; y, del proceso de liquidación de transacciones del Sistema Eléctrico de la Corporación. Está compuesto por los Departamentos de Planificación Técnica y Liquidaciones de Transacciones.

Dirección de Generación - Coordina, supervisa y evalúa las actividades del proceso de Proyectos de Generación y Producción de Generación; consolida la programación y control de la Operación y Mantenimiento de generación y transmisión de las Filiales y Unidades de Negocio. Está compuesto de los Departamentos de Proyectos de Generación y Producción de Generación.

Dirección de Distribución - Desarrolla, entre otras, la estrategia para la incorporación de las actuales empresas eléctricas de Distribución a la Corporación; participa en la estructuración de la Distribución en CELEC EP. Desarrolla los mecanismos para institucionalizar la Planificación y Control de la Distribución y Comercialización en la CELEC EP.

Dirección de Gestión Estratégica - Coordina, supervisa y evalúa las actividades del proceso de Gestión de Procesos y Calidad; establece las actividades relacionadas para la implementación de un proceso de gestión de cambio en la Corporación. Está compuesto de los Departamentos de Procesos y Calidad, Tecnologías de la Información y Comunicaciones, Cambios de Cultura y Planificación Organizacional.

Dirección Administrativa-Financiera - Coordina, supervisa y evalúa las actividades del proceso de Gestión de Talento Humano; Abastecimientos y Financieros. Está compuesto de los Departamentos de Talento Humano, Abastecimientos y Financiero.

Objetivos de la Empresa

Los principales objetivos de Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, son los siguientes:

1. La generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de energía eléctrica; para lo cual está facultada a realizar todas las actividades relacionadas, que entre otras comprende:
 - a. La planificación, diseño, instalación, operación y mantenimiento de sistemas no incorporados al Sistema Nacional Interconectado, en zonas a las que no se puede acceder o no resulte conveniente hacerlo mediante redes convencionales.
 - b. Comprar, vender, intercambiar y comercializar energía con las empresas de distribución, otras empresas de generación, grandes consumidores, exportadores e importadores.

- c. Comprar, vender y comercializar energía con los usuarios finales en las áreas que, de acuerdo con la Ley que regula el sector eléctrico, le sean asignadas para ejercer la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica.
 - d. Representar a personas naturales o jurídicas, fabricantes, productores, distribuidores, marcas, patentes, modelos de utilidad, equipos y maquinarias en líneas o actividades iguales, afines o similares a las previstas en su objeto social.
 - e. Promocionar, invertir y crear empresas filiales, subsidiarias, consorcios, alianzas estratégicas y nuevos emprendimientos para la realización de su objeto
2. Asociarse con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, públicas, mixtas o privadas, para ejecutar proyectos relacionados con su objeto social en general.
3. Participar en asociaciones, institutos o grupos internacionales dedicados al desarrollo e investigación científica y tecnológica, en el campo de la construcción, diseño y operación de obras de ingeniería eléctrica.
4. Participar en investigaciones científicas o tecnológicas y de desarrollo de procesos y sistemas y comercializarlos.

2. SITUACIÓN ECONÓMICA DEL PAÍS.

Durante el 2017 la situación económica del país ha presentado leves indicios de recuperación, sin embargo, los precios de exportación de petróleo, principal fuente de ingresos del Presupuesto General del Estado, no han recuperado niveles de años anteriores, lo cual continua afectando la liquidez de ciertos sectores de la economía del país.

Las autoridades continúan enfrentando esta situación y han implementado varias medidas económicas, entre las cuales tenemos: priorización de las inversiones, incremento de la inversión extranjera a través de alianzas público – privadas con beneficios tributarios, financiamiento del déficit fiscal mediante la emisión de bonos del Estado, obtención de financiamiento a través de organismos internacionales y de gobiernos extranjeros (China), incremento en ciertos tributos, entre otras medidas. Si bien el esquema de salvaguardias, que se implementó para restringir las importaciones y mejorar la balanza comercial, se desmontó en junio del 2017, a partir de noviembre de este año se implementó un esquema de tasas arancelarias para ciertos productos en función de los pesos de los productos importados.

Dentro de la Corporación los ingresos operativos, el rubro más representativo son los ingresos por servicios de generación, mismos que tuvieron un incremento con respecto al 2016 de USD 8,83 millones, debido principalmente al incremento en la producción de energía. No se generó un incremento significativo de los ingresos en el año 2017, debido principalmente a que hubo una reducción de los ingresos en aproximadamente USD 19 millones neto (142 – 123), con relación a los del año 2016, por las siguientes razones:

- La disminución de ingresos variables de producción (USD 142 millones),

debido al gran nivel de sustitución de energía que utilizaba combustible por hidroelectricidad, producto de la entrada en operación comercial de las grandes e importantes centrales hidroeléctricas Coca Codo Sinclair y Sopladora en el año 2016.

- Incremento del ingreso Fijo (USD 123 millones), debido a una asignación especial en aporte a la inversión, establecida en el Estudio de Costos 2017 y los ingresos correspondientes a la facturación de INTERVISATRADE S.A. en base a lo dispuesto en el artículo 2 de la Resolución No. ARCONEL-053/16, en la cual se autoriza la asignación de un costo fijo a la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, en su calidad de interventora de dicha Compañía, por un monto mensual de USD 353,155.35, para el período comprendido entre septiembre de 2016 y diciembre 2017, valores que en su totalidad fueron facturados durante el año 2017.

La generación total de CELEC EP aportó el 87.38% a la generación Interna País; y, su producción fue superior en 5.16% a la del año 2016.

3. IMPORTANCIA RELATIVA.

La Corporación ha tomado en consideración circunstancias específicas que bajo su criterio cumplen sus propias consideraciones de importancia relativa, con el fin de asegurar que los estados financieros, políticas contables y notas, reflejan la preparación y revelación de todos los hechos y circunstancias relevantes.

4. ESTRUCTURA DE LAS NOTAS.

Las notas a los estados financieros se encuentran presentadas de manera sistemática en función a su comprensibilidad y comparabilidad de acuerdo a lo establecido a la Norma Internacional de Contabilidad Nro. 1, cada partida significativa del Estado de Situación Financiera, Estado de Resultados y Otros Resultados Integrales, Estado de Cambios en el Patrimonio y Estado de Flujos del Efectivo se encuentran referenciadas a su nota. Cuando sea necesario una comprensión adicional a la situación financiera de la Corporación, se presentarán partidas adicionales, encabezados y subtotales en los estados financieros.

5. RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES DE CONVERGENCIA.

La contabilidad histórica de la entidad fue elaborada en bases de medición normadas bajo Normas Ecuatorianas de Contabilidad "NEC", por ello, fue necesario definir políticas contables de convergencia que permitan que la Corporación cumpla con las disposiciones y normatividad de su nuevo ente de control, para la preparación y presentación de los estados financieros adjuntos bajo Normas Internacionales de Información Financiera - NIIF, cuyo detalle se presenta a continuación:

5.1. Bases de preparación y presentación de los Estados financieros

Los presentes estados financieros han sido preparados integralmente y sin reservas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés), vigentes al 31 de diciembre de 2017 y 2016.

La preparación de los estados financieros conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) requiere el uso de ciertas estimaciones contables críticas. También exige a la Administración de la Corporación que ejerza su juicio en el proceso de aplicación de sus políticas contables. En la Nota 8, se revelan las áreas que implican un mayor grado de juicio o complejidad o en las cuales las hipótesis y estimaciones son significativas para los estados financieros.

5.2. Pronunciamientos contables y su aplicación.

Los siguientes pronunciamientos contables han sido emitidos por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB por sus siglas en inglés):

- a. Las siguientes Normas son vigentes a partir del año 2017:

Normas	Fecha de aplicación obligatoria
NIIF 12 "Revelación de intereses en otras entidades"	1 de enero de 2017
Modificación a la NIC 7 "Estado de flujos de efectivo"	1 de enero de 2017
NIIF 9 "Instrumentos Financieros "	1 de enero de 2018
NIIF 15 "Ingresos procedentes de contratos con clientes"	1 de enero de 2018
CINIIF 22 "Transacciones en moneda extranjera y contraprestaciones anticipadas"	1 de enero de 2018
NIIF 16 "Arrendamientos"	1 de enero de 2019
Enmienda a NIIF 4 "Contratos de seguros"	Enfoque de superposición efectivo cuando se aplica por primera vez la NIIF 9. Enfoque de aplazamiento efectivo para períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018, y sólo están disponibles durante tres años después de esa fecha.

NIC 28 "Inversiones en asociadas y negocios conjuntos"	1 de enero de 2018
NIC 40 "Propiedades de inversión"	1 de enero de 2018
Enmienda a NIC 28 "Inversiones en asociadas y negocios conjuntos" y NIIF 10 "Estados financieros consolidados"	Fecha de vigencia aplazada indefinidamente
NIIF 17 "Contratos de Seguros"	1 de enero de 2021

NIIF 12 "Revelación de intereses en otras entidades".

Las modificaciones aclaran los requerimientos de revelación de la NIIF 12, aplicables a la participación de una entidad en una subsidiaria, un negocio conjunto o una asociada que está clasificada como mantenido para la venta.

Modificación a NIC 7 "Estado de flujos de efectivo".

Emitida en enero de 2016, requiere que una entidad revele información que permita a los usuarios de los Estados Financieros evaluar los cambios en las obligaciones derivadas de las actividades de financiación, incluyendo tanto los cambios derivados de los flujos de efectivo y los cambios que no son en efectivo.

NIIF 9, "Instrumentos financieros".

Cuya versión final fue emitida en julio de 2014. Modifica la clasificación y medición de los activos financieros e introduce un modelo "más prospectivo" de pérdidas crediticias esperadas para la contabilidad del deterioro y un enfoque sustancialmente reformado para la contabilidad de coberturas. Las entidades también tendrán la opción de aplicar en forma anticipada la contabilidad de ganancias y pérdidas por cambios de valor justo relacionados con el "riesgo crediticio propio" para los pasivos financieros designados al valor razonable con cambios en resultados, sin aplicar los otros requerimientos de IFRS 9. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.

NIIF 15 "Ingresos procedentes de Contratos con Clientes".

Emitida en mayo de 2014, es una nueva norma que es aplicable a todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros. Esta nueva norma pretende mejorar las inconsistencias y debilidades de NIC 18 y proporcionar un modelo que facilitará la comparabilidad de Corporación de diferentes industrias y regiones.

Proporciona un nuevo modelo para el reconocimiento de ingresos y requerimientos más detallados para contratos con elementos múltiples. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.

CINIIF 22 “Transacciones en Moneda Extranjera y Contraprestaciones Anticipadas”.

Emitida en diciembre de 2016. La Interpretación aborda la forma de determinar la fecha de la transacción a efectos de establecer la tasa de cambio a usar en el reconocimiento inicial del activo, gasto o ingreso relacionado (o la parte de estos que corresponda), en la baja en cuentas de un activo no monetario o pasivo no monetario que surge del pago o cobro de la contraprestación anticipada en moneda extranjera, a estos efectos la fecha de la transacción, corresponde al momento en que una entidad reconoce inicialmente el activo no monetario o pasivo no monetario que surge del pago o cobro de la contraprestación anticipada si existen múltiples pagos o cobros anticipados, la entidad determinará una fecha de la transacción para cada pago o cobro de la contraprestación anticipada. La interpretación será de aplicación obligatoria para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.

NIIF 16 “Arrendamientos”.

Emitida en enero de 2016, es una nueva norma que establece la definición de un contrato de arrendamiento y especifica el tratamiento contable de los activos y pasivos originados por estos contratos desde el punto de vista del arrendador y arrendatario. La nueva norma no difiere significativamente de la norma que la precede, NIC 17 Arrendamientos, con respecto al tratamiento contable desde el punto de vista del arrendador. Sin embargo, desde el punto de vista del arrendatario, la nueva norma requiere el reconocimiento de activos y pasivos para la mayoría de los contratos de arrendamientos. Su aplicación es obligatoria a contar del 1 de enero de 2019 y su adopción anticipada es permitida si ésta es adoptada en conjunto con NIIF 15 “Ingresos procedentes de Contratos con Clientes”.

Enmienda a NIIF 4 “Contratos de seguros”.

Emitida en septiembre de 2016. Esta enmienda introduce las siguientes dos opciones para aquellas entidades que emitan contratos de seguros:

- La exención temporal y opcional de la aplicación de la NIIF 9, la cual estará disponible para las entidades cuyas actividades están predominantemente conectadas con los seguros. La excepción permitirá a las entidades que continúen aplicando la NIC 39 Instrumentos Financieros, Reconocimiento y valoración, hasta el 1 de enero de 2021.
- El enfoque de superposición, el cual, es una opción disponible para las entidades que adoptan IFRS 9 y emiten contratos de seguros, para ajustar las ganancias o pérdidas para determinados activos financieros; el ajuste elimina la volatilidad en valoración de los instrumentos financieros que pueda surgir de la aplicación de la IFRS 9, permitiendo reclasificar estos efectos del resultado del ejercicio al otro resultado integral.

Las modificaciones serán de aplicación obligatoria para los ejercicios que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 y su adopción anticipada es permitida.

NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos”.

Esta modificación aclara que una entidad que es una organización de capital de riesgo, u otra entidad que califique, puede elegir, en el reconocimiento inicial valorar sus inversiones en asociadas y negocios conjuntos a valor razonable con cambios en resultados. Si una entidad que no es en sí misma una entidad de inversión tiene un interés en una asociada o negocio conjunto que sea una entidad de inversión, puede optar por mantener la medición a valor razonable aplicada su asociada. Las modificaciones deben aplicarse retrospectivamente y su vigencia es a partir del 1 de enero de 2018, permitiéndose su aplicación anticipada.

NIC 40 “Propiedades de Inversión”.

Esta modificación aclara cuando una entidad debe reclasificar bienes, incluyendo bienes en construcción o desarrollo en bienes de inversión, indicando que la reclasificación debe efectuarse cuando la propiedad cumple, o deja de cumplir, la definición de propiedad de inversión y hay evidencia del cambio en el uso del bien. Un cambio en las intenciones de la administración para el uso de una propiedad no proporciona evidencia de un cambio en el uso. Las modificaciones deben aplicarse de forma prospectiva y su vigencia es a partir del 1 de enero de 2018, permitiéndose su aplicación anticipada.

Enmienda a NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos” y NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”.

Emitida en septiembre de 2014. Estas enmiendas abordan una inconsistencia reconocida entre los requerimientos de NIIF 10 y los de NIC 28 en el tratamiento de la venta o la aportación de bienes entre un inversor y su asociada o negocio conjunto. Establece que cuando la transacción involucra un negocio (tanto cuando se encuentra en una subsidiaria o no) se reconoce una ganancia o una pérdida completa. Se reconoce una ganancia o pérdida parcial cuando la transacción involucra activos que no constituyen un negocio, incluso cuando los activos se encuentran en una subsidiaria. La fecha de aplicación obligatoria de estas modificaciones está por ser determinada debido a que el IASB planea una investigación profunda que pueda resultar en una simplificación de contabilidad de asociadas y negocios conjuntos. Se permite su adopción inmediata.

CINIIF 23 “Tratamiento sobre posiciones fiscales inciertas”.

Emitida en junio de 2017. Esta interpretación aclara la aplicación de los criterios de reconocimiento y medición requeridos por la NIC 12 Impuestos sobre la renta cuando existe incertidumbre sobre los tratamientos fiscales. Se aplicará esta Interpretación para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019.

NIIF 17 “Contratos de Seguros”.

Emitida en mayo de 2017. Este estándar de contabilidad integral para contratos de seguros cubre el reconocimiento, la medición, presentación y divulgación. Una vez entrada en vigencia sustituirá a la NIIF 4 Contratos de Seguro emitida en 2005. La nueva norma aplica a todos los tipos de contratos de seguro, independientemente del tipo de entidad que los emiten.

La NIIF 17 es efectiva para períodos de reporte que empiezan en o después de 1 de enero de 2021, con cifras comparativas requeridas, se permite la aplicación, siempre que la entidad también aplique la NIIF 9 y la NIIF 15.

5.3. Moneda funcional y de presentación.

Las cifras incluidas en estos estados financieros y en sus notas se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que la Corporación opera. La moneda funcional y de presentación de la Corporación es el Dólar de los Estados Unidos de América.

5.4. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.

En el Estado de Situación Financiera, los saldos se presentan en función a su vencimiento, como corrientes cuando es igual o inferior a doce meses, contados desde la fecha de cierre de los estados financieros y como no corrientes cuando es mayor a ese período.

5.5. Efectivo y equivalentes de efectivo.

En este grupo contable se registra el efectivo en caja/bancos incluyendo las inversiones a corto plazo (menores a 3 meses de vigencia). Se miden inicial y posteriormente por su valor nominal. Los importes en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional usando el tipo de cambio vigente a la fecha de la transacción; las ganancias y pérdidas por diferencias en cambio que resulten de tales transacciones se reconocen en el Estado de Resultados del Período y Otros Resultados Integrales.

5.6. Inversiones corrientes.

En este grupo contable se registra el efectivo invertido principalmente en instituciones financieras con la finalidad de recibir rendimientos. Las inversiones corrientes se clasifican de acuerdo a la intención que tuvo la Administración al momento de su adquisición en:

- A valor razonable con cambios en resultados.- En este grupo contable se registran los activos que son mantenidos para negociar, o que desde el reconocimiento inicial, la entidad los haya medido al valor razonable o justo con cambios en resultados.
- Disponibles para la venta.- En este grupo contable se registran los activos que fueron adquiridos con el propósito de venderse en el corto plazo. Se miden al valor razonable y las actualizaciones se llevan al patrimonio como otros resultados integrales.
- Mantenidas hasta el vencimiento.- En este grupo contable se registran los

activos financieros no derivados con pagos fijos o vencimiento determinado, se miden al costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva y su variación se afectará a resultados del período en que ocurra.

5.7. Cuentas por cobrar clientes.

En este grupo contable se registran los derechos de cobro a clientes relacionados y no relacionados originados en ingresos de actividades ordinarias. Se miden inicialmente, por su valor razonable y posteriormente por su costo amortizado, de acuerdo con el método de tasa de interés efectiva considerando como tal a: valor inicial, costo financiero y/o provisión por pérdidas por deterioro del valor (si los hubiere).

El costo financiero se lo establece considerando el tiempo transcurrido al final de cada período y la tasa de interés referencial, considerando un instrumento financiero de las mismas características en tipo y plazo (interés implícito).

5.8. Otras cuentas por cobrar.

En este grupo contable se registran los derechos de cobro a deudores relacionados y no relacionados originadas en operaciones distintas de la actividad ordinaria de la Corporación. Se miden inicialmente, por su valor razonable y posteriormente por su costo amortizado, de acuerdo con el método de tasa de interés efectiva considerando como tal a: valor inicial, costo financiero y/o provisión por pérdidas por deterioro del valor (si los hubiere).

El costo financiero se lo establece considerando el tiempo transcurrido al final de cada período y la tasa de interés referencial, considerando un instrumento financiero de las mismas características en tipo y plazo (interés implícito).

5.9. Inventarios.

En este grupo contable se registra los activos poseídos para ser consumidos en el curso normal de la operación.

Medición inicial.- los inventarios se miden por su costo; el cual que incluye: precio de compra, aranceles de importación, otros impuestos no recuperables, transporte, almacenamiento, costos directamente atribuibles a la adquisición o producción para darles su condición y ubicación actual, después de deducir todos los descuentos comerciales, rebajas y otras partidas similares (incluye importaciones en tránsito).

Medición posterior.- el costo de los inventarios se determina por el método promedio ponderado y se miden al costo o al valor neto realizable, el que sea menor.

5.10. Gastos pagados por anticipado.

En este grupo contable se registra los anticipos entregados a terceros o pagos anticipados para la compra de bienes y servicios que no hayan sido devengados al cierre del ejercicio económico. Se miden inicial y posteriormente a su valor nominal; su amortización se reconoce en los resultados del período en el cual generan beneficios económicos futuros.

5.11. Activos no corrientes mantenidos para la venta.

Los activos no corrientes y los Grupos de activos para su disposición se clasifican como mantenidos para la venta si su valor en libros es recuperable a través de una operación de venta y no mediante su uso continuo. Esta condición se considera cumplida únicamente cuando la venta es altamente probable dentro del período de un año desde la fecha de clasificación y el activo (o Grupo de activos para su disposición) está disponible para la venta inmediata en su estado actual.

Los activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta son calculados al menor del valor en libros y el valor razonable de los activos menos los costos de ventas.

5.12. Propiedades, planta y equipos.

En este grupo contable se registra todo bien tangible adquiridos o contruidos para su uso en la generación y transmisión de energía, y, en la prestación de servicios de telecomunicaciones, para arrendarlos a terceros o para propósitos administrativos, si, y sólo si: es probable que la entidad obtenga los beneficios económicos futuros derivados del mismo; y el costo del elemento puede medirse con fiabilidad.

Medición inicial.- las propiedades, planta y equipo, se miden al costo, el cual que incluye el precio de adquisición o construcción después de deducir cualquier descuento o rebaja; los costos directamente atribuibles a la ubicación del activo en el lugar y en las condiciones necesarias para que pueda operar de la forma prevista por la Administración y la estimación inicial de los costos de desmantelamiento y retiro, así como la rehabilitación del lugar sobre el que se asienta.

Medición posterior.- las propiedades, planta y equipos se miden al costo menos la depreciación acumulada y el importe acumulado de las pérdidas por deterioro del valor.

La Corporación evalúa la obsolescencia técnica o comercial procedente de los cambios o mejoras en la producción, o de los cambios en la demanda del mercado de los productos o servicios que se obtienen con el activo.

Método de depreciación.- los activos empiezan a depreciarse cuando están disponibles para su uso y hasta que sean dados de baja, incluso si el bien ha dejado de ser utilizado. La depreciación es reconocida en el resultado del período con base en el método lineal sobre las vidas útiles estimadas por la Administración de la Corporación; y, para cierto grupo de activos de generación térmica la depreciación se reconocerá en el resultado del período con base en el método de unidades producidas.

Las vidas útiles se han estimado como sigue:

Grupo	Propiedad, planta y equipo
Subgrupo	Activos Productivos
Clase de activos productivos	Vida útil (en años)
1. Obras Hidráulicas - Represas, Túneles, Embalses	
· Construcciones Civiles	70
· Estructuras Metálicas	50
2. Edificios y Estructuras de Centrales, Subestaciones - Campamentos, edificios, salas de control, casa de máquinas	
· Edificaciones Centrales y Subestaciones	70
· Edificación de Talleres	70
· Casa de Máquinas	70
· Urbanización e Instalaciones Complementarias	30
· Urbanización de Centrales y Subestaciones	30
· Estructuras en hormigón	50
· Estructuras metálicas	30
3. Instalaciones Electromecánicas de Centrales Subestaciones y Líneas de Transmisión - Postes, Torres, Líneas, Cables y Conductores, Unidades de Generación, Equipos de Subestación, Unidades de Transformación, Equipos Auxiliares	
· Postes, Torres, Líneas	
- Postes, torres, líneas de transmisión - Alta tensión hasta 230 KV	45
- Postes, torres, líneas de transmisión - Alta tensión hasta 500 KV	50
- Postes, torres, líneas de transmisión - Redes de media tensión hasta 34,5 KV	40
- Postes, torres, líneas de transmisión - Redes de baja tensión	40
- Postes, torres, líneas de transmisión - Transformadores de distribución	40
· Cables y Conductores	
- Cables y conductores internos - alta tensión	45
- Cables y conductores internos - media tensión	40
- Cables y conductores internos - baja tensión	40
· Unidades de Generación	
- Turbo generadores hidráulicos > 50 MW	35
- Turbo generadores hidráulicos 5 - 50 MW	33
- Turbo generadores hidráulicos 0 - 5 MW	30
- Turbo generadores a vapor	30
- Turbo generadores a gas	25
- Motogeneradores	25
- Aerogeneradores	25
- Generación de emergencia	25
- Corriente continua	30
- Depósitos de combustible	20
· Equipos de Subestación	

- Interrupción y seccionamiento	40
- Control, protección y medición	40
- Supervisión, Adquisición y control	40
- Corriente continua	30
- Estructuras metálicas	50
- Otros equipos de subestación - Medidores electromecánicos	25
- Otros equipos de subestación - Medidores electrónicos	20
- Otros equipos de subestación - Iluminación	20
· Unidades de Transformación	
- Transformadores de potencia	40
- Transformadores de distribución	25
· Equipos Auxiliares	
- Otros equipos de centrales y subestaciones - Medidores electromecánicos	25
- Otros equipos de centrales y subestaciones - Medidores electrónicos	20
- Instalaciones electromecánicas complementarias - Centrales, subestaciones y Talleres	30
- Instalaciones electromecánicas complementarias - Generación de emergencia	25
- Instalaciones electromecánicas complementarias - corriente continua	30
- Otros equipos de las centrales y subestaciones - Iluminación	20
4. Equipos y Herramientas de Taller, Laboratorio, Construcción, Ingeniería y Mantenimiento	
- Herramientas	5
- Máquinas Herramienta	10
- Equipos	10
5. Equipos de Telecomunicaciones y Redes	10
Grupo	Propiedad, planta y equipo
Subgrupo	Activos Administrativos
Clase de activos administrativos depreciables	Vida útil (en años)
1. Telecomunicaciones	
- Equipo de comunicación	21
2. Herramientas Equipo de Taller, Ingeniería y Laboratorio.	
- Herramientas, equipos de taller	13
- Equipos de laboratorio e ingeniería	11
3. Equipo Informático y Multimedia	
- Equipos de computación (móviles, portátiles, multimedia)	9
- Equipos de computación (Centros de datos)	9

4. Vehículos	
- Vehículos	15
5. Equipo Caminero	
- Equipo caminero	19
6. Equipo de Construcción y Mantenimiento	
- Equipo de construcción y mantenimiento	8
7. Mobiliario	
- Mobiliario.	13
8. Edificios y Estructuras	
- Edificaciones y campamentos	70
- Estructuras en hormigón	50
- Estructuras metálicas	30
- Construcciones urbanísticas	30
9. Carreteras, Puentes y Caminos	
- Carreteras, puentes y caminos	50
10. Instalaciones Electromecánicas Complementarias.	
- Instalaciones electromecánicas complementarias.	30
Grupo	Propiedad, planta y equipo
Subgrupo	Activos Administrativos
Clase de activos administrativos no depreciables	Vida útil (en años)
Terrenos	N/A

5.13. Activos intangibles.

En este grupo contable se registra todo bien sin apariencia física que es susceptible de ser separado o escindido de la entidad y vendido, transferido, dado en explotación, arrendado o intercambiado, ya sea individualmente o junto con un contrato, o surge de derechos contractuales o de otros derechos de tipo legal, con independencia de que esos derechos sean transferibles o separables de la entidad o de otros derechos y obligaciones, si, y sólo si: es probable que los beneficios económicos futuros que se han atribuido al mismo fluyan a la entidad; y el costo del activo puede ser medido de forma fiable.

Plusvalía.- es el exceso del costo de adquisición sobre el valor razonable de la participación de la Corporación en los activos netos identificables adquiridos y se reconoce como plusvalía. Si el costo de adquisición es menor que el valor razonable de los activos netos de la subsidiaria adquirida, se reconsiderará la identificación y medición de activos y pasivos contingentes así como la medición del costo de la adquisición; la diferencia que continúe existiendo se reconocerá directamente en el estado de resultados.

Medición inicial.- los activos intangibles se miden a su costo, el cual incluye: el precio de adquisición después de deducir cualquier descuento o rebaja; los costos directamente atribuibles a la ubicación del activo en el lugar y en las condiciones

necesarias para que pueda operar de la forma prevista por la Administración.

Reconocimiento posterior.- los activos intangibles se miden por su costo menos la amortización acumulada y el importe acumulado de las pérdidas por deterioro del valor.

Método de amortización.- los activos empiezan a amortizarse cuando estén disponibles para su uso y hasta que sean dados de baja, incluso si el bien ha dejado de ser utilizado. La amortización es reconocida en el resultado del período con base en el método lineal sobre las vidas útiles estimadas por la Administración de la Corporación.

La Corporación evalúa las reducciones futuras esperadas en el precio de venta de un elemento que se elabore utilizando un activo intangible, esto con el fin de determinar la posible obsolescencia tecnológica o comercial del activo, lo cual, a su vez, podría reflejar una reducción de los beneficios económicos futuros incorporados al activo intangibles y por ende un posible deterioro.

Las vidas útiles se han estimado como sigue:

Grupo	Propiedad, planta y equipo
Subgrupo	Activos Intangibles
Clase de activos intangibles amortizables	Vida útil (en años)
Software	Estimación
Licencias	Duración contrato
Derechos contractuales y legales	Indefinido

Baja de activos intangibles.- Un activo intangible se da de baja al momento de su disposición, o cuando no se esperan beneficios económicos futuros de su uso o disposición.

5.14. Inversiones no corrientes.

Inversiones en subsidiarias.- en este grupo contable se registra las inversiones realizadas en entidades dependientes sobre las que la Corporación tiene el poder para dirigir las políticas financieras y de operación, generalmente su participación es superior a la mitad de los derechos de voto.

En los estados financieros separados, estas inversiones se miden inicialmente al costo de adquisición y posteriormente al costo menos cualquier pérdida por deterioro, o como un instrumento financiero o utilizando el método de participación reconociendo cualquier efecto en los resultados del período. La Matriz considerará a una Subsidiaria a partir de la fecha en que se asume el control y la excluirá en la fecha en que cesa el mismo.

Inversiones en asociadas.- en este grupo contable se registra las inversiones realizadas en entidades sobre las que la Corporación ejerce influencia significativa pero no tiene control que, generalmente su participación accionaria está entre el 20% y el 50% de los derechos de voto.

En los estados financieros separados, estas inversiones se miden inicialmente al

costo de adquisición y posteriormente al costo menos cualquier pérdida por deterioro, o como un instrumento financiero o utilizando el método de participación reconociendo cualquier efecto en los resultados del período; no se reconocen pérdidas adicionales, a no ser que haya incurrido en obligaciones o realizado pagos en nombre de la asociada en la cual participa.

Inversiones en otras Corporaciones.- en este grupo contable se registra las inversiones realizadas en entidades sobre las que la Corporación no ejerce influencia significativa y tienen una participación de hasta un 20% de los derechos de voto. Se miden inicialmente a su costo de adquisición y posteriormente a su valor razonable menos costos de venta.

Aportes para futura capitalización.- en este grupo contable se registra los valores entregados en efectivo o especies con los cuales se espera aumentar el capital de la Corporación en un período máximo de 12 meses. Se miden a su valor nominal menos cualquier pérdida por deterioro.

5.15. Costos por intereses.

Los costos por intereses incurridos para la construcción o adquisición de cualquier activo apto se capitalizan durante el período de tiempo que es necesario para completar y preparar el activo para el uso que se pretende. Los costos por intereses generados posteriormente al reconocimiento inicial del activo son contabilizados como gastos financieros en el período que se generan.

5.16. Cuentas por pagar proveedores.

En este grupo contable se registran las obligaciones de pago en favor de proveedores relacionados y no relacionados adquiridos en el curso normal de negocio. Se miden inicialmente, por su valor razonable y posteriormente por su costo amortizado, de acuerdo con el método de tasa de interés efectiva.

El costo financiero se lo establece considerando el tiempo transcurrido al final de cada período y la tasa de interés referencial, considerando un instrumento financiero de las mismas características en tipo y plazo (interés implícito).

5.17. Obligaciones con instituciones financieras.

En este grupo contable se registran los sobregiros bancarios y los préstamos con bancos e instituciones financieras. Se miden inicialmente al valor razonable de la transacción y posteriormente a su costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

El costo financiero se lo establece considerando el tiempo transcurrido al final de cada período y la tasa de interés pactada con el banco e institución financiera (interés explícito).

5.18. Créditos a mutuo.

En este grupo contable se registran los préstamos con terceros distintos de accionistas, bancos e instituciones financieras. Se miden inicialmente al valor razonable de la transacción y posteriormente a su costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

El costo financiero se lo establece considerando el tiempo transcurrido al final de cada período y la tasa de interés referencial, considerando un instrumento financiero de las mismas características en tipo y plazo (interés implícito).

5.19. Obligaciones emitidas.

En este grupo contable se registran los saldos pendientes de pago a los inversionistas de emisiones de obligaciones realizadas por la Corporación. Se miden inicialmente al valor razonable de la transacción y posteriormente a su costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

El costo financiero se lo establece considerando el tiempo transcurrido al final de cada período y la tasa de interés pactada con los inversionistas (interés explícito).

5.20. Pasivos por contratos de arrendamiento financiero.

En este grupo contable se registran las contrapartidas de los activos mantenidos bajo arrendamientos financieros reconocidos a su valor razonable al inicio del arrendamiento o, si este es menor, al valor presente de los pagos mínimos del arrendamiento.

Los pagos por arrendamiento son distribuidos entre los gastos financieros y la reducción de las obligaciones bajo arrendamiento a fin de alcanzar una tasa de interés implícita sobre el saldo restante del pasivo. Los gastos financieros son cargados directamente a resultados, a menos que pudieran ser directamente atribuibles a activos calificables, en cuyo caso son capitalizados conforme a la política general de la Corporación para los costos por préstamos. Las cuotas contingentes por arrendamiento se reconocen como gastos en los períodos en los que se han incurrido.

5.21. Pasivos por beneficios a los empleados.

Pasivos corrientes.- en este grupo contable se registran las obligaciones presentes con empleados como beneficios sociales (décimo tercer y cuarto sueldo, vacaciones, etc.); obligaciones con el IESS y participación a trabajadores. Se miden a su valor nominal y se reconocen en los resultados del período en el que se generan.

Pasivos no corrientes.- en este grupo contable se registran los planes de beneficios a empleados post empleo como jubilación patronal y desahucio. Se reconocen y miden sobre la base de cálculos actuariales, estimados por un perito independiente, inscrito y calificados en la Superintendencia de Compañías, Valores y Seguros aplicando el método de la unidad de crédito proyectada para determinar el valor presente de la obligación futura.

La tasa utilizada para descontar las obligaciones de beneficios post-empleo (tanto financiadas como no) se determinará utilizando como referencia los rendimientos del mercado, al final del período sobre el que se informa, correspondientes a las emisiones de bonos u obligaciones empresariales de alta calidad. En monedas para las cuales no exista un mercado amplio para bonos empresariales de alta calidad, se utilizarán los rendimientos de mercado (al final del período de presentación) de los bonos gubernamentales denominados en esa moneda.

El costo de los servicios presentes o pasados y costo financiero, son reconocidos en los resultados del período en el que se generan; las nuevas mediciones del pasivo por beneficios definidos se denominan ganancias y pérdidas actuariales y son reconocidos como partidas que no se reclasificarán al resultado del período en Otros Resultados Integrales.

5.22. Provisiones.

En este grupo contable se registra el importe estimado para cubrir obligaciones presentes ya sean legales o implícitas como resultado de sucesos pasados, por las cuales es probable que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidarlas. Las provisiones son evaluadas periódicamente y se actualizan teniendo en consideración la mejor información disponible a la fecha de cierre de los estados financieros (incluye costo financiero si aplicare).

El costo financiero se lo establece considerando el tiempo transcurrido al final de cada período y la tasa de interés referencial, considerando un instrumento financiero de las mismas características en tipo y plazo (interés explícito o implícito).

Contratos onerosos.- surgen cuando los beneficios económicos que se esperan de un contrato sean menores que los costos inevitables para cumplir con sus obligaciones. Se reconoce al valor presente del menor entre el costo esperado para finalizar el contrato o el costo neto esperado de continuar con el contrato. Antes de establecer una provisión, la Corporación reconoce cualquier pérdida por deterioro de los activos asociados con el contrato.

5.23. Otros pasivos corrientes.

En este grupo contable se registran las obligaciones de pago en favor de acreedores relacionados y no relacionados adquiridos en actividades distintas al curso normal de negocio. Se miden inicial y posteriormente a su valor nominal menos las pérdidas por deterioro del valor.

Para las otras cuentas y documentos por cobrar de largo plazo su medición inicial es por su valor nominal y posteriormente se miden a su costo amortizado utilizando el método de tasa de interés efectiva menos las pérdidas por deterioro del valor.

El costo financiero se lo establece considerando el tiempo transcurrido al final de cada período y la tasa de interés referencial, considerando un instrumento financiero de las mismas características en tipo y plazo (interés implícito).

5.24. Impuestos.

Activos por impuestos corrientes.- en este grupo contable se registran los créditos tributarios de impuesto al valor agregado e impuesto a la renta, así como los anticipos de impuesto a la renta que no han sido compensados.

Pasivos por impuestos corrientes.- en este grupo contable se registran las obligaciones con la Administración Tributaria por impuesto al valor agregado, así como las retenciones en la fuente por pagar por impuesto al valor agregado e impuesto a la renta.

5.25. Baja de activos y pasivos financieros.

Activos financieros.- un activo financiero (o, cuando sea aplicable, una parte de un activo financiero o una parte de un grupo de activos financieros similares) es dado de baja cuando: los derechos de recibir flujos de efectivo del activo han terminado; o la Corporación ha transferido sus derechos a recibir flujos de efectivo del activo o ha asumido una obligación de pagar la totalidad de los flujos de efectivo recibidos inmediatamente a una tercera parte bajo un acuerdo de traspaso; o la Corporación ha transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo o, de no haber transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo, si ha transferido su control.

Pasivos financieros.- un pasivo financiero es dado de baja cuando la obligación de pago se termina, se cancela o vence. Cuando un pasivo financiero existente es reemplazado por otro del mismo prestatario, en condiciones significativamente diferentes, o las condiciones son modificadas en forma importante, dicho reemplazo o modificación se trata como una baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo, reconociéndose la diferencia entre ambos en los resultados del período.

5.26. Patrimonio.

Capital social.- en este grupo contable se registra el monto aportado del capital. Se mide a su valor nominal.

Otros resultados integrales.- en este grupo contable se registran los efectos netos por revaluaciones a valor de mercado de activos financieros disponibles para la venta; propiedades, planta y equipo; activos intangibles y otros (diferencia de cambio por conversión-moneda funcional).

Resultados acumulados.- en este grupo contable se registran las utilidades / pérdidas netas acumuladas y del ejercicio.

5.27. Ingresos de actividades ordinarias.

Los ingresos surgen en el curso de las actividades ordinarias de la Corporación, son reconocidos cuando su importe puede medirse con fiabilidad; es probable que la entidad reciba beneficios económicos asociados con la transacción; y los costos incurridos o por incurrir en relación con la transacción pueden ser medidos con fiabilidad. Están conformados por:

Ingresos operativos.- en este grupo contable se registran las ventas de la generación y transmisión de energía. Se miden considerando el grado de terminación de la prestación del servicio al final del período sobre el que se informa.

Ingresos no operativos.- en este grupo contable se registran todas los ingresos que no corresponden al giro ordinario de la Corporación, entre los rubros el más importante tenemos los ingresos por la prestación de servicios de telecomunicaciones.

5.28. Costos y gastos.

Costos de producción. - en este grupo contable se registran todos aquellos costos incurridos para la generación de ingresos de actividades ordinarias; incluyen las pérdidas generadas por valor neto de realización y bajas de inventarios.

Gastos. - en este grupo contable se registran los gastos, provisiones y pérdidas por deterioro de valor que surgen en las actividades ordinarias de la Corporación; se reconocen de acuerdo a la base de acumulación o devengo y son clasificados de acuerdo a su función como: de administración, de venta, financieros y otros.

5.29. Información por segmentos de operación.

Un segmento operativo es un componente de la Corporación sobre el cual se tiene información financiera separada que es generada mediante aplicaciones informáticas y es evaluada por la Administración para la toma de decisiones. La Corporación opera como un segmento operativo único que corresponde a la generación y transmisión de energía.

5.30. Medio ambiente.

Las actividades de la Corporación no se encuentran dentro de las que pudieren afectar al medio ambiente. Al cierre de los presentes estados financieros no existen obligaciones para resarcir daños y/o restauración de ubicación actual.

5.31. Estado de flujos de efectivo.

Los flujos de efectivo de actividades de operación incluyen todas aquellas actividades relacionados con el giro del negocio, además de ingresos y egresos financieros y todos aquellos flujos que no están definidos como de inversión o financiamiento.

5.32. Cambios en políticas y estimaciones contables.

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2017, no presentan cambios en políticas y estimaciones contables respecto a los estados financieros al 31 de diciembre de 2016.

5.33. Otra información a revelar.

Una entidad revelará, en el resumen de las políticas contables significativas o en otras notas, los juicios, diferentes de aquéllos que involucren estimaciones que la gerencia haya realizado en el proceso de aplicación de las políticas contables de la entidad y que tengan un efecto significativo sobre los importes reconocidos en los estados financieros.

6. ESTIMACIONES Y JUICIOS O CRITERIOS CRÍTICOS DE LA ADMINISTRACIÓN.

La Corporación efectúa estimaciones y supuestos respecto del futuro; por definición, muy pocas veces serán iguales a los resultados reales. Estas estimaciones y supuestos son continuamente evaluados y se basan en la experiencia histórica y otros factores, incluyendo la expectativa de ocurrencia de eventos futuros que se consideran razonables de acuerdo a las circunstancias. Las estimaciones y supuestos más significativos efectuados por la Administración se presentan a continuación:

Provisión por deterioro de inversiones corrientes.- al final de cada período contable se evalúa la existencia de evidencia objetiva de deterioro de sus inversiones corrientes, comparando el saldo en libros y el valor del mercado o valor recuperable teniendo en cuenta la calificación de riesgo del banco o institución financiera en donde se encuentran invertidas; cuando el valor en libros excede el valor futuro de recuperación se considera deterioro. El valor del deterioro se reconoce en una cuenta correctora del activo y en los resultados del período.

Provisión por cuentas incobrables.- al final de cada período contable se evalúa la existencia de evidencia objetiva de deterioro de sus cuentas por cobrar clientes y otras cuentas por cobrar, comparando el saldo en libros y el valor recuperable resultante del análisis de cobrabilidad futura tomando en cuenta entre otros aspectos la antigüedad; cuando el valor en libros excede su valor futuro de recuperación se considera deterioro. El valor del deterioro se reconoce en una cuenta correctora del activo y en los resultados del período.

Provisión por obsolescencia de inventarios.- al final de cada período contable se evalúa la existencia de evidencia objetiva de deterioro de sus inventarios comparando el saldo en libros y el valor recuperable resultante del análisis de obsolescencia tomando en cuenta fechas de caducidad y tiempo máximo de stock de inventarios; cuando el valor en libros de los activos excede su valor futuro de recuperación se considera deterioro. El valor del deterioro se reconoce en una cuenta correctora del activo y en los resultados del período.

Provisión por valor neto realizable de inventarios.- al final de cada período contable se evalúa la existencia de evidencia objetiva de que no se podrá recuperar el costo de los inventarios comparando el saldo en libros y el valor neto realizable tomando en cuenta los precios de venta menos los costos de venta para productos terminados y los precios de venta menos los costos de conversión y los costos de venta para materias primas; cuando el valor en libros de los activos excede su valor neto de realización se considera deterioro.

El valor del deterioro se reconoce en una cuenta correctora del activo y en los resultados del período.

Vidas útiles.- al final de cada período contable se evalúan las vidas útiles estimadas de sus activos depreciables o amortizables (excluyendo los de valor inmaterial); cuando ocurre un evento que indica que dichas vidas útiles o valores residuales son diferentes a las estimadas anteriormente, se actualizan estos datos y los correspondientes ajustes contables de manera prospectiva.

Deterioro de activos no corrientes. La Corporación evalúa periódicamente si existen indicadores que alguno de sus activos pudiese estar deteriorado de acuerdo con la NIC 36 "Deterioro del Valor de los Activos". Si existen tales indicadores se realiza una estimación del monto recuperable del activo. En el caso de la plusvalía y de los activos

intangibles que posean vidas útiles indefinidas, los importes recuperables se estiman anualmente.

El importe recuperable de un activo es el mayor valor entre el valor justo de un activo o unidad generadora de efectivo menos los costos de venta y su valor en uso, y es determinado para un activo individual a menos que el activo no genere entradas de efectivo que son claramente independientes de otros activos o grupos de activos.

Cuando el valor en libros de un activo excede su monto recuperable, el activo es considerado deteriorado y es disminuido hasta alcanzar su monto recuperable. Al evaluar el valor en uso, los flujos de efectivo futuros estimados son descontados usando una tasa de descuento antes de impuestos que refleja las evaluaciones actuales de mercado, del valor tiempo del dinero y los riesgos específicos al activo. Para determinar el valor justo menos costos de venta, se usa un modelo de valuación apropiado. Estos cálculos son corroborados por múltiplos de valuación u otros indicadores de valor justo disponibles.

Las pérdidas por deterioro del valor de un activo no financiero son reconocidas con cargo a resultados en las categorías de gastos asociados a la función del activo deteriorado, excepto por propiedades anteriormente reevaluadas donde la reevaluación fue llevada al patrimonio. En este caso, el deterioro también es reconocido con cargo a patrimonio hasta el monto de cualquier reevaluación anterior.

Para activos, excluyendo los de valor inmaterial, se realiza una evaluación anual respecto de si existen indicadores de que la pérdida por deterioro reconocida anteriormente podría ya no existir o haber disminuido. Si existe tal indicador, la Corporación estima el monto nuevo recuperable.

Una pérdida por deterioro anteriormente reconocida es reversada solamente si ha habido un cambio en las estimaciones usadas para determinar el monto recuperable del activo desde la última vez que se reconoció una pérdida por deterioro.

Si ese es el caso, el valor en libros del activo es aumentado hasta alcanzar su monto recuperable. Este monto aumentado no puede exceder el valor en libros que habría sido determinado, neto de depreciación, si no se hubiese reconocido una pérdida por deterioro del activo en años anteriores.

Tal reverso es reconocido con abono a resultados, a menos que un activo sea registrado al monto reevaluado; en ese caso el reverso es tratado como un aumento de reevaluación.

Una pérdida por deterioro en relación con el menor valor de inversiones no se reversa.

Provisiones por desmantelamiento y/o medioambientales.- al final de cada período contable se evalúa bajo criterio técnicos la necesidad de realizar provisiones por desmantelamiento principalmente de la maquinaria o planta industrial y por resarcimiento ambiental para prevenir y reparar los lugares ocupados para la actividad de la Corporación por los efectos causados sobre el medio ambiente.

Valor razonable de activos y pasivos.- en ciertos casos los activos y pasivos debe ser registrados a su valor razonable, que es el monto por el cual un activo puede ser comprado o vendido, o el monto por el cual un pasivo puede ser incurrido o liquidado en una transacción actual entre partes debidamente informadas, en condiciones de

independencia mutua, distinta de una liquidación forzosa, utilizando para esto precios vigentes en mercados activos, estimaciones en base a la mejor información disponible u otras técnicas de valuación; las modificaciones futuras se actualizan de manera prospectiva.

7. POLITICA DE GESTION DE RIESGOS.

La Administración de la Corporación es la responsable de establecer, desarrollar y dar seguimiento a las políticas de gestión de riesgos con el objetivo de identificar, analizar, controlar y monitorear los riesgos enfrentados por la Corporación. La Corporación revisa regularmente las políticas y sistemas de administración de riesgo a fin de que reflejen los cambios en las condiciones de mercado y en sus actividades, logrando la obtención de un ambiente de control disciplinado y constructivo, en el cual todos los empleados entiendan sus roles y obligaciones.

La Corporación clasifica y gestiona los riesgos de instrumentos financieros de la siguiente manera:

Riesgo de crédito.- Es el riesgo de que una de las partes de un instrumento financiero cause una pérdida financiera a la otra parte por incumplir una obligación, y se origina principalmente en las cuentas por cobrar (Notas 10).

La Corporación establece la provisión para deterioro, la cual representa su estimación más fiable, el saldo de deterioro se determina anualmente en razón de un análisis individual.

Riesgo de liquidez.- El riesgo de liquidez es el riesgo de que la Corporación tenga dificultades para cumplir con sus obligaciones asociadas con sus pasivos financieros, que son liquidados mediante la entrega de efectivo u otro activo financiero. El enfoque de la Corporación para administrar la liquidez es contar con los recursos suficientes para cumplir con sus obligaciones cuando vencen, tanto en condiciones normales como de tensión, sin incurrir en pérdidas inaceptables o arriesgar la reputación de la Corporación.

A continuación se resumen los vencimientos contractuales de los pasivos financieros no derivados de acuerdo a las bandas de tiempo más apropiadas determinadas por la Administración:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Obligación con proveedores	235,778	337,347
Cuentas por pagar a empleados	368	276
Cuentas por pagar a compañías relacionadas	28,317	15,265
Cuentas por pagar a la administración tributaria	6,506	9,750
Cuentas por pagar a la seguridad social	2,762	2,222
Otras cuentas por pagar	6,113	12,320
Saldo final	279,844	377,179

Riesgo de mercado.- Es el riesgo de que el valor razonable o los flujos de efectivo futuros de un instrumento financiero puedan fluctuar como consecuencia de variaciones en los precios de mercado. El riesgo de mercado comprende tres subtipos de riesgo: riesgo de tasa de cambio, riesgo de tasa de interés y otros riesgos de precio. La Corporación clasifica y gestiona el riesgo de mercado en los siguientes subtipos de riesgo:

Riesgo de tasa de interés.- es el riesgo de que el valor razonable o los flujos de efectivo futuros de un instrumento financiero puedan fluctuar como consecuencia de variaciones en las tasas de interés de mercado.

La Administración de la Corporación considera que la exposición a los cambios en dichas tasas no tiene un impacto significativo en los estados financieros de la entidad, pues no presenta volatilidad. Debido a lo expuesto, no se realiza un análisis de sensibilidad.

Riesgo de tasa de moneda.- la moneda utilizada para las transacciones en el Ecuador es el dólar de los Estados Unidos de América y las transacciones que realiza la Corporación son en esa moneda, por lo tanto, la administración estima que la exposición de la Corporación al riesgo de moneda no es relevante.

8. CATEGORÍAS DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS.

A continuación se presentan los saldos en libros de cada categoría de instrumentos financieros al cierre de cada ejercicio contable:

Conforme a lo descrito en la Nota 9:

Fondos de Fideicomisos

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Fidecomiso Mercantil Proyecto Termoeléctrico	2,725	2,759
Fidecomiso San Francisco I	10	10
Fidecomiso de Inversión y Administración Flujos y Pago - Proyecto Termoeléctrico Fase II	1	1
Saldo final	2,735	2,769

Depósitos a Plazo Fijo:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Banco del Pacifico, inversión al 1.22% de interés nominal y vencimiento en enero de 2017 (SERCOEL)	0	1,518
BCE, inversión al 2.01% de interés nominal y vencimiento en marzo de 2018	1,233	1,207
Saldo final	1,233	2,725

Valor razonable de los instrumentos financieros.

La Administración de la Compañía considera que los importes en libros de los activos y pasivos financieros reconocidos al costo amortizado en los estados financieros, se aproximan a su valor razonable (Metodología Nivel 3).

9. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO.

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Caja	64	72
Bancos	555,647	293,602
Fidecomisos (9.1)	2,735	2,769
Depósito a plazo fijo (9.2)	1,233	2,725
Saldo final (9.3)	559,679	299,169

- (9.1) Constituyen fondos manejados a través de diferentes fideicomisos mercantiles de administración y garantía, con el propósito de garantizar el cumplimiento de las obligaciones relacionadas con los desembolsos para la construcción de algunos proyectos hidroeléctricos. Un detalle de fondos en fideicomisos es como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Fidecomiso Mercantil Proyecto Termoeléctrico	2,725	2,759
Fidecomiso San Francisco I	10	10
Fidecomiso de Inversión y Administración Flujos y Pago - Proyecto Termoeléctrico Fase II	1	1
Saldo final	2,735	2,769

- (9.2) Un detalle de los depósitos a plazo fijo, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Banco del Pacifico, inversión al 1.22% de interés nominal y vencimiento en enero de 2017 (SERCOEL)	0	1,518
BCE, inversión al 2.01% de interés nominal y vencimiento en marzo de 2018	1,233	1,207
Saldo final	1,233	2,725

- (9.3) Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, no existen importes de efectivo y equivalentes de efectivo que se encuentren restringidos para el uso de la Compañía.

10. CUENTAS POR COBRAR CORRIENTES.

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Cuentas por cobrar deudores comerciales	(10.1)	364,551	451,302
Cuentas por cobrar deudores no comerciales		18,603	40,021
(-) Deterioro acumulado de créditos incobrables		-35,253	-50,412
Saldo final		<u>347,902</u>	<u>440,911</u>

(10.1) Corresponde a la cartera generada principalmente por la venta de energía eléctrica a los Agentes Distribuidores del Mercado Eléctrico Mayorista - MEM, la cual es generada por las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de la Corporación. Un detalle de esta cuenta es como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional De Electricidad CNEL EP	286,277	350,053
Empresa Eléctrica Quito S.A. E.E.Q.	31,751	19,820
Otros Clientes	11,070	24,136
Empresa Eléctrica Regional Centro Sur Ca	8,818	9,251
Empresa Eléctrica Regional Norte S A	6,726	12,354
Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. ELEPCOSA	6,297	6,626
Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.	5,592	12,511
Empresa Eléctrica Riobamba S. A.	4,549	6,379
Empresa Eléctrica Regional Del Sur S A	2,447	6,460
Empresa Eléctrica Azogues C.A.	1,024	3,713
Saldo final	<u>364,551</u>	<u>451,302</u>

Un detalle de la antigüedad de los saldos de activos financieros, fue como sigue:

Antigüedad	Diciembre 31, 2017		Diciembre 31, 2016	
	Saldo	%	Saldo	%
<u>Por vencer</u>	72,587	20%	86,729	19%
<u>Vencidas</u>				
De 61 a 365 días	52,227	14%	37,515	8%
De 366 a 730 días	13,120	4%	42,831	9%
De 731 a 1095 días	28,748	8%	52,403	12%
De 1096 a 1460 días	43,928	12%	71,550	16%
Más de 1460 días	153,941	42%	160,274	36%
	364,551	100%	451,302	100%

Cambios en el deterioro acumulados de cuentas incobrables, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Saldo inicial	50,412	92,613
Provisión (reversión) del año	-15,159	-42, 201
Castigos		
Saldo final	35,253	50,412

11. ANTICIPOS ENTREGADOS.

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Saldo inicial	39,090	573,036
Anticipos del año	190,422	495,203
Amortizaciones del año	-147,740	-1,029,149
Saldo final	(11.1) 81,771	39,090

(11.1) El detalle de los saldos de los anticipos, fueron como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Xian Electric Engineering Co., Ltd.	15,965	
Servicios Técnicos Especializados En Electricidad SERCOEL S.A.	8,934	
Covalco Cia. Ltda.	7,821	2,191
Tsk Electrónica Y Electricidad S.A.	6,655	170
Equitatis S.A.	5,872	
Consortio CGGC Fopeca	4,866	4,866
Empresa Pública de Bienes Y Servicios UCE Proyectos EP	2,532	
Mitsubishi Corporation, Japon	1,220	1,840
Brush Electrical Machines Ltd., United Kingdom	1,200	
Andritz Hydro Ltda.	1,189	
Computadores Y Equipos Compuequip Dos S.A.	1,018	
Electromec Ecuador Cía. Ltda.	1,014	1,929
HBS Korea Co., Ltd.		2,494
Astudillo Guillen Construcciones y Servicios de Ingeniería Cía. Ltda.		2,359
Mitsubishi Hitachi Power Systems Americas Inc EEUU		1,718
GE Global Parts & Products GMBH		1,618
Otros menores a un millón de dólares.	23,487	20,077
Saldo final	<u>81,771</u>	<u>39,090</u>

12. INVENTARIOS

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Accesorios	54,810	51,994
Repuestos	213,529	219,304
Herramientas	2,786	1,728
Combustibles	21,697	14,314
Lubricantes	2,953	2,366
Químicos	2,010	1,801
En tránsito	0	7,819
Otros	16,833	8,409
(-) Provisión por obsolescencia (12.1)	-1,750	-1,403
Saldo final	<u>312,869</u>	<u>306,334</u>

(12.1) Los movimientos de la provisión por obsolescencia de inventarios, fueron como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Saldo inicial	-1,403	0
Provisión del año	-347	-1,403
Castigos	0	0
Saldo final	-1,750	-1,403

Se evalúa de forma permanente el inventario por medio de constatación física, en la cual se procede a cuantificar la provisión de los inventarios que sufrieron algún tipo de deterioro físico o por obsolescencia.

13. GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Seguros	30,983	33,221
Otros	1,600	18
Saldo final	32,583	33,239

El detalle de la vigencia de cada una las pólizas se encuentran detalladas en cada una de las Unidades de Negocio a la que corresponde la cobertura contratada.

14. OTROS ACTIVOS

Corresponde a los servicios o bienes consumidos o utilizados dentro del periodo 2017 pero que sobre ellos aún no se haya emitido el documento de soporte dentro del mismo ejercicio se lo reconoce dentro del ejercicio origen bajo el criterio contable del "DEVENGADO". Al 31 de diciembre de 2017 El valor de USD 17,37 millones registrado en Otros Activos para el año 2017, incluye entre lo más significativos: USD 14,90 millones de un descuento a ser aplicado al contratista Consorcio Hidrojubones.

15. PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
<u>Costo:</u>			
Depreciación acumulada		-730,947	-520,222
		-730,947	-520,222
<u>Clasificación:</u>			
PP&E de Generación Hidroeléctrica	(15.1)	6,083,776	6,012,634
PP&E de Generación Termoeléctrica	(15.2)	1,201,524	1,199,545
PP&E de Generación Eólica	(15.3)	33,799	35,998
PP&E de Transmisión de Energía	(15.4)	919,404	851,943
PP&E de Telecomunicaciones		73,113	70,908
PP&E de Talleres y Laboratorios		61,414	40,255
Overhaul (Mantenimiento Mayor)		45,330	59,096
PP&E Administrativos	(15.5)	526,774	494,749
PP&E en Preparación	(15.6)	2,479,645	2,079,137
Overhaul (Mantenimiento Mayor) en Curso		12,084	7,936
PP&E Obsoleto		19	2
Otros		1,725	883
		11,438,606	10,853,086
Saldo final		10,707,659	10,332,864

- (15.1) La composición de la propiedad, planta y equipo de Generación Hidroeléctrica, fueron como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Obras Hidráulicas	3,976,086	3,965,156
Edificios y Estructuras	744,395	760,119
Instalaciones Electromecánicas	1,194,185	1,131,757
Subestaciones	156,932	153,500
Líneas de Transmisión	3,889	455
Telecomunicaciones	8,289	1,647
Saldo final	6,083,776	6,012,634

- (15.2) (La composición de la propiedad, planta y equipo de Generación Termoeléctrica, fueron como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Edificios y Estructuras	120,626	130,327
Instalaciones Electromecánicas	1,050,691	1,045,090
Subestaciones	29,806	23,327
Líneas de Transmisión	132	415
Telecomunicaciones	269	387
Saldo final	1,201,524	1,199,545

- (15.3) La composición de la propiedad, planta y equipo de Generación Eólica, fueron como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Edificios y Estructuras	4,018	6,247
Instalaciones Electromecánicas	26,308	26,281
Subestaciones	2,522	2,522
Líneas de Transmisión	948	948
Telecomunicaciones	2	
Saldo final	33,799	35,998

(15.4) La composición de la propiedad, planta y equipo de Transmisión de Energía, fueron como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Edificios y Estructuras	128,566	112,516
Subestaciones	424,581	387,706
Líneas de Transmisión	366,256	351,721
Saldo final	919,404	851,943

(15.5) La composición de la propiedad, planta y equipo Administrativos, fueron como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Edificios y Estructuras	33,548	
Carreteras, Puentes y Caminos	323,261	321,565
Instalaciones Electromecánicas Complementarias	1,025	7,178
Equipo Informático y Multimedia	22,371	18,593
Vehículos y Equipo Caminero	28,580	31,448
Equipo de Construcción, Ingeniería y Mantenimiento	6,063	5,984
Mobiliario	12,711	13,015
Telecomunicaciones	9,919	10,435
Terrenos	89,297	86,531
Saldo final	526,774	494,749

(15.6) La composición de la propiedad, planta y equipo en Preparación, fueron como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Sopladora	15,815	63,234
500 KV	555,064	290,721
Ciclo Combinado	171,810	174,627
Delsitanisagua	289,260	242,184
Minas San Francisco	639,330	505,240
Mazar Dudas	42,683	56,689
Toachi Pilaton	634,517	602,285
Quijos	81,708	79,968
Otros	49,458	64,188
	2,479,645	2,079,137

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP.
Notas a los Estados Financieros
(Expresadas en dólares)

Página 49 de 66

Los movimientos de propiedades, planta y equipos, fueron como sigue:

Concepto	Terrenos	Edificios y Estructuras	Puentes y Carreteras	Obras Hidráulicas	Instalaciones Eléctricas	Subestaciones	Líneas de Transmisión	Telecomunicaciones	Herramientas, Equipos de Taller y Laboratorio	Equipo Informático y Máquinas	Veículos y Equipo de Construcción, Ingeniería y Mantenimiento	Overhaul (Mantenimiento Mayor)	PPSE en Preparación	Overhaul (Mantenimiento Mayor) en Curso	Otros	Total
Activos																
Saldo al 31 de diciembre de 2015	83.528	520.013	111.822	2.028.485	1.517.340	385.405	317.505	689.880	30.726	15.943	22.067	2.836	10.420	48.807	1.050	8.890.430
Adquisiciones / subvenciones / ajustes	3.000	476.190	200.943	1.938.071	692.957	201.050	35.844	13.386	8.538	3.290	9.381	3.046	2.595	12.196	8.877	24.953.856
Reclasificaciones																
Bajas / ventas																
Saldo al 31 de diciembre de 2016	86.528	1.000.200	321.565	3.966.556	2.210.300	586.455	353.350	80.378	40.264	18.943	31.448	5.884	13.015	61.003	7.926	864.10.853.086
Adquisiciones / subvenciones / ajustes	2.705	28.417	1.088	10.001	71.052	48.797	17.080	8.214	5.527	3.779	-2.868	79	-364	-13.790	4.148	860.583.320
Reclasificaciones																
Bajas / ventas																
Saldo al 31 de diciembre de 2017	89.233	1.028.617	323.261	3.976.557	2.281.352	635.252	371.225	91.592	45.792	22.371	28.580	6.063	12.715	45.330	2.478.645	1.744.11.438.000
Depreciación acumulada																
Saldo al 31 de diciembre de 2015	-21.801	-10.311	-72.218	-14.700	-81.874	-28.485	-18.432	-14.700	-8.370	-4.817	-5.841	-486	-3.380	-20.478	-424	-300.483
Valor / Bajas / ajustes																
Costo por depreciación	-13.708	-8.543	-52.464	-91.436	-41.436	-14.000	-19.811	-7.568	-4.408	-3.182	-3.116	-2.160	-1.407	-12.578	-90	-227.520
Saldo al 31 de diciembre de 2016	-35.509	-18.854	-124.682	-103.936	-123.310	-42.485	-38.243	-22.268	-12.778	-8.000	-10.956	-2.070	-4.472	-33.056	-514	-520.222
Valor / Bajas / ajustes																
Costo por depreciación	-19.182	-8.682	-75.037	-11.268	-40.249	-19.573	-11.268	-8.054	-3.073	-2.028	-2.028	-286	-720	8.569	101	-180.037
Saldo al 31 de diciembre de 2017	-54.691	-27.536	-200.719	-115.204	-163.559	-62.058	-49.511	-30.322	-16.851	-10.135	-11.422	-2.956	-5.172	-23.456	-410	-730.817
Saldo neto al 31 de diciembre de 2017	34.542	993.100	266.728	3.775.340	2.057.802	573.194	330.914	61.270	29.941	12.236	17.158	3.104	7.539	21.875	2.478.645	12.064.1.301.13.797.656

16. ACTIVOS INTANGIBLES

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Costo	20,839	20,541
Amortización acumulada	-19,428	-17,972
	<u>1,412</u>	<u>2,569</u>
<u>Clasificación:</u>		
Software	574	1,117
Licencias	668	1,372
Derechos contractuales y Legales	7	24
Otros	162	57
	<u>1,412</u>	<u>2,569</u>
Saldo final	<u>1,412</u>	<u>2,569</u>

El movimiento de los activos intangibles, fueron como sigue:

Concepto	Software	Licencias	Derechos Contractuales y Legales	Otros	Total
<u>Costo:</u>					
Saldos al 31 de diciembre de 2015	8,813	9,202	154		18,168
Adquisiciones	1,156	1,132		85	2,373
Valor razonable					
Reclasificaciones					
Bajas / ventas					
Saldos al 31 de diciembre de 2016	<u>9,969</u>	<u>10,333</u>	<u>154</u>	<u>85</u>	<u>20,541</u>
Adquisiciones	36	162		101	298
Valor razonable					
Reclasificaciones					
Bajas / ventas					
Saldos al 31 de diciembre de 2017	<u>10,004</u>	<u>10,495</u>	<u>154</u>	<u>186</u>	<u>20,839</u>

Amortización acumulada:

Saldos al 31 de diciembre de 2015	-8,192	-7,364	-154		-15,710
Venta / bajas / ajustes			24		24
Gasto por depreciación	-660	-1,597		-28	-2,285
Saldos al 31 de diciembre de 2016	-8,852	-8,962	-131	-28	-17,972
Venta / bajas / ajustes				4	4
Gasto por depreciación	-578	-865	-17		-1,460
Saldos al 31 de diciembre de 2017	-9,430	-9,827	-147	-24	-19,428
Saldos netos al 31 de diciembre de 2017	574	668	7	162	1,412

17. CUENTAS POR COBRAR NO CORRIENTES

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Cuentas por cobrar relacionadas	2,611	5,502
Reclamos IVA e Imp. a la Renta (17.1)	126,583	128,494
Cuentas por cobrar indemnizaciones, siniestros, reclamos y litigios	1,738	2,314
Otras cuentas por cobrar	1,288	2,356
(-) Provisión por deterioro	-126,583	-127,149
Saldo final	5,637	11,516

(17.1) Reclamos IVA e Imp. a la Renta – Corresponde al Impuesto al Valor Agregado – IVA generado por los pagos efectuados a proveedores hasta el mes de noviembre de 2011, el cual, de acuerdo a la Ley Orgánica de Empresas Públicas y a la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno (antes de su reforma del mes de noviembre de 2011), es susceptible de ser devuelto por parte del Servicio de Rentas Internas – SRI en los plazos y términos establecidos por la autoridad tributaria. A partir de la reforma a la Ley de Régimen Tributario Interno del mes de noviembre de 2011, el Impuesto al Valor Agregado – IVA generado por la Corporación no es susceptible de ser devuelto.

La Corporación completó el trámite para la devolución de este impuesto, el Servicio de Rentas Internas – SRI emitió resoluciones favorables trasladando la responsabilidad de devolución al Ministerio de Finanzas. La CELEC EP ha cumplido la mayoría de los requisitos del Acuerdo Ministerial emitido para efectos de acreditación de IVA.

En el caso del impuesto a la renta se trata de retenciones recibidas antes de la creación de la CELEC S.A., mismas que en la actualidad se encuentran vencidas en su plazo de reclamo.

Previo al cierre de estados financieros del periodo 2016 sobre el referido saldo de IVA e Impuesto a la Renta se aplicó una provisión contable del 100%.

18. ANTICIPOS ENTREGADOS

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Saldo inicial	316,204	555,573
Anticipos del año		582,064
(-) Amortizaciones del año	-193,689	-821,433
Saldo final	(18.1) 122,515	316,204

(18.1) El detalle de los saldos de los anticipos, fueron como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Harbin Electric International Co. Ltda.	45,879	163,787
Xian Electric Engineering Co., Ltd.	14,612	14,783
China Machinery Engineering Corporation	14,472	14,472
Sinohydro Corporation Limited	13,610	24,171
Consorcio Isolux-Edemco	8,203	10,459
Hydrochina Xibei Engineering Corporation	7,193	16,167
China Hidroelectricidad Ingeniería Consultorio Grupo Co. Hydrochina Corporation	6,429	16,009
Lsis Co Ltd	3,226	4,575
Consorcio del Austro CP	2,014	10,519
Tsk Electrónica Y Electricidad SA	929	6,630
China International Water & Electric CORP	900	2,309
Asociación Consultora Artelia Ville Et Transport Geodata Engineering Adeplan Cia Ltda	824	1,682
Ingeconsult CL		

JR Electric Supply y Cia	333	1,491
Inter Rao Export		12,779
Sociedad Anónima Abierta Inter Rao Ues		6,708
Sistemas Eléctricos S.A. SISELEC		4,183
Consortio Hidrojubones		1,187
Asociacion Astec Integral		1,090
Otros menores a un millón de dólares	3,889	3,204
Saldo final	122,515	316,204

19. INVERSIONES

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Elecgalapagos S.A.	(19.1)	6,838	6,838
Sercoel S.A.			1,518
Fidecomiso Baba y Fidecomiso MLW	(19.2)		9,793
Otros			84
Saldo final		6,838	18,233

(19.1) La inversión que se mantiene en Elecgalapagos S.A., por un monto de 6.84 millones, no implica control ni influencia significativa en la administración de esta entidad, por lo tanto se le reconoce como una inversión financiera mantenida al costo.

(19.2) Corresponde a los valores por cobrar (FONDOS EN GARANTIA / APORTES EN EFECTIVO) a través de los: Fideicomisos Proyecto Multipropósito Baba y Fideicomiso de Titularización de Flujos Central Hidroeléctrica Marcel Laniado de Wind. Estos Fideicomisos fueron liquidados a finales del periodo 2017.

20. CUENTAS POR PAGAR

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Obligación con proveedores	(20.1)	235,778	337,347
Cuentas por pagar a empleados		368	276
Cuentas por pagar a compañías relacionadas	(20.2)	28,317	15,265
Cuentas por pagar a la administración tributaria		6,506	9,750
Cuentas por pagar a la seguridad social		2,762	2,222
Otras cuentas por pagar		6,113	12,320
Saldo final		279.844	377,179

(20.1) El detalle de la composición de las cuentas por pagar a los proveedores, fueron como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Bienes y servicios de consumo	42,815	290,053
Bienes y servicios para operación	113,599	871
Otros gastos de operación	7	
Plan anual de inversión	75,578	45,939
Inversiones en bienes de larga duración	2,672	1
Otros gastos inversión	4	
Gastos del personal	487	259
Otros gastos	615	223
Saldo final	235,778	337,347

(20.2) El detalle de la composición de las cuentas por pagar a compañías relacionadas, fueron como sigue:

		Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Convenio CELEC EP - CNEL EP (Eléctrica de Guayaquil)	(20.2.1)	27,180	15,265
Convenio CELEC EP – ELECGALÁPAGOS	(20.2.2)	1,138	
Saldo final		28,317	15,265

(20.2.1) Cuentas por pagar convenio CELEC EP / CNEL EP - Son obligaciones por efecto del convenio suscrito entre CELEC EP y CNEL EP para la administración, operación y mantenimiento de las centrales de generación eléctrica de CNEL EP Unidad de Negocio Guayaquil centrales Aníbal Santos y Álvaro Tinajero. Para efecto de presentación de estados financieros se aplicó la compensación de las cuentas por cobrar relacionadas con las cuentas por pagar relacionadas, como resultado de esta aplicación se refleja este saldo neto.

(20.2.2) Cuentas por cobrar convenio CELEC EP / ELECGALÁPAGOS S.A. - Son derechos de cobro por efecto del convenio suscrito entre CELEC EP y ELECGALÁPAGOS S.A. para la administración, operación y mantenimiento de las centrales de generación eléctrica de propiedad de ELECGALÁPAGOS S.A. centrales Santa Cruz, Isabela, San Cristóbal y Floreana.

21. OBLIGACIONES FINANCIERAS

Corresponde a la porción corriente de las obligaciones financieras no corrientes. Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Obligaciones fidecomiso BIESS fase I y II	22,201	20,228
Fidecomiso de Inversión Garantía y Pago - BIESS	2,856	2,125
Eximbank de Rusia Proyecto Toachi Pilatón	7,006	941
Eximbank de Rusia Proyecto Ciclo Combinado	10,441	
Fidecomiso de Titularización de Flujos Futuros MLW		5,204
Saldo final	42,504	28,498

El detalle de la tasa de interés y el vencimiento de las obligaciones financieras detalladas en esta nota es como sigue:

FIDEICOMISOS	INTERES	VENCIMIENTO
Obligaciones fidecomiso BIESS fase I	7.50%	11/01/2022
Obligaciones fidecomiso BIESS fase II	7.50%	30/11/2024
Eximbank de Rusia Proyecto Toachi Pilatón	7.90%	20/09/2022
Eximbank de Rusia Proyecto Ciclo Combinado	7.45%	24/12/2028
Fidecomiso de Titularización de Flujos Futuros MLW	8.50%	04/10/2016

22. DOCUMENTOS POR PAGAR

Corresponde a valores retenidos a contratistas solicitados por el administrador del contrato, las retenciones están contempladas en los contratos como una especie de garantía hasta que se pueda evidenciar el cumplimiento del hito relacionado.

23. PROVISIONES BENEFICIOS EMPLEADOS

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Décimo tercer sueldo	584	583
Décimo cuarto sueldo	811	784
Vacaciones	8,906	9,248
Otras provisiones SERCOEL S.A.	151	141
Saldo final	10,452	10,755

24. OTRAS PROVISIONES

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Cuentas por pagar 30% de los excedentes (24.1)	38,721	
Cuentas por pagar provisiones contables (24.2)	158,099	215,773
Saldo final	196,820	215,773

- (24.1) La obligación de asignar el 30% de los excedentes financieros de la operación de las centrales de generación eléctrica para desarrollo territorial en las comunidades o zonas de influencia donde operen estos proyectos, está contemplada en la LOSPEE.

El artículo 56 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE) establece que:

"...Para los generadores de energía eléctrica a cargo de empresas públicas, el 30% del superávit que se obtenga en la fase de operación será destinado a proyectos de desarrollo territorial en el área de influencia del proyecto..."

"...El costo del servicio público y estratégico de energía eléctrica comprenderá los costos vinculados a las

etapas de generación, de transmisión, de distribución y comercialización; y del servicio de alumbrado público general..."

- (24.2) Los servicios o bienes consumidos o utilizados dentro del periodo 2017, pero que sobre ellos aún no se haya emitido el documento de soporte para el pago, dentro del mismo ejercicio se lo reconoce bajo el criterio contable del "DEVENGADO".

25. ANTICIPOS DE CLIENTES

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Cientes CELEC EP	49	49
Cientes SERCOEL S.A.	12,931	7,729
Saldo final	12,980	7,778

26. CUENTAS POR PAGAR

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Obligación con proveedores (26.1)	4,320	5,681
Otras cuentas por pagar	884	7,863
Saldo final	5,203	13,544

- (26.1) El detalle de la composición de las cuentas por pagar a los proveedores, fueron como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Bienes y servicios de consumo	4,320	870
Plan anual de inversión		4,811
Saldo final	4,320	5,681

27. OBLIGACIONES FINANCIERAS

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Obligaciones fidecomiso BIESS fase I y II	(27.1)	112,688	136,121
Fidecomiso de Inversión Garantía y Pago – BIESS	(27.2)	243,735	243,735
Eximbank de Rusia	(27.3)	132,432	156,885
Saldo final		488,855	536,741

(27.1) Obligaciones Fideicomisos BIESS Fase I y II – Constituyen obligaciones financieras adquiridas con el Banco del Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social – BIESS a través de los mencionados fideicomisos, para la construcción de los proyectos termoeléctricos Fase I y Fase II que comprenden la construcción de las Centrales Termoeléctricas Quevedo, Santa Elena I y II, y Jaramijó. Para el efecto, ambas Instituciones Públicas constituyeron los Fideicomisos Mercantiles “Fideicomiso Proyecto Termoeléctrico” y “Fideicomiso de Inversión y Administración de Flujos y Pagos – Termoeléctrico Fase II – CELEC EP”, administrados por la Corporación Financiera Nacional – CFN. Un resumen de las condiciones de financiamiento es como sigue:

- **Fase I** - El BIESS y CELEC EP han acordado que la inversión requerida para el desarrollo del Proyecto Termoeléctrico Fase I, que asciende a la suma total de USD \$ 226 millones, se financia de la siguiente manera: (i) con la inversión BIESS hasta la suma de USD \$ 136 millones, la cual debe ser íntegramente reembolsada por CELEC EP a favor del BIESS mediante el pago de capital e intereses y, (ii) con la inversión de CELEC EP por USD \$90 millones.
- **Fase II** - El BIESS y CELEC EP han acordado que la inversión requerida para el desarrollo del Proyecto Termoeléctrico Fase II, que asciende a la suma total de USD \$ 204 millones, se financie con la inversión del BIESS hasta la suma de USD \$ 122 millones, y con la inversión de CELEC EP por USD \$ 82 millones.

(27.2) Fideicomiso de Inversión, Administración, Garantía y Pago – BIESS – Corresponde a obligaciones con el BIESS a través del Fideicomiso el cual tiene por objeto facilitar y viabilizar la inversión de recursos del BIESS e Hidrotoapi en el desarrollo del Proyecto Hidroeléctrico, que se encuentra bajo la responsabilidad de construcción, instalación, montaje y puesta en marcha de la central Toachi Pilatón (Alluriquín 204 MW y Sarapullo 49 MW) de tal manera que, a partir del inicio de la fase de producción y, por ende, de la venta de energía hidroeléctrica, se generan los flujos necesarios para que el Fideicomiso pueda entregar al BIESS el retorno semestral por inversión y la restitución semestral de capital de inversión. Para efectos del Fideicomiso, los constituyentes convienen en establecer como fase de inversión el lapso de 4

años. El Fideicomiso estará vigente hasta cuando se produzca una o varias de las causales de terminación estipuladas en la cláusula décimo séptima del presente instrumento, pero en ningún caso se excederá el plazo máximo permitido por la Ley de Mercado de Valores. El BIESS aportará USD \$ 250 MILLONES a título del fideicomiso mercantil.

- (27.3) Eximbank Rusia - Al cierre del ejercicio la Corporación tiene créditos o pasivos financieros relacionados con:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Proyecto Toachi Pilatón	28,025	42,038
Proyecto Ciclo Combinado	104,406	114,847
Saldo final	132,432	156,885

El detalle de la tasa de interés y el vencimiento de las obligaciones financieras detalladas en esta nota es como sigue:

FIDEICOMISOS	INTERES	VENCIMIENTO
Obligaciones fideicomiso BIESS fase I	7.50%	11/01/2022
Obligaciones fideicomiso BIESS fase II	7.50%	30/11/2024
Eximbank de Rusia Proyecto Toachi Pilatón	7.90%	20/09/2022
Eximbank de Rusia Proyecto Ciclo Combinado	7.45%	24/12/2028
Fideicomiso de Titularización de Flujos Futuros MLW	8.50%	04/10/2016

28. DOCUMENTOS POR PAGAR

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Certificados de Energía Futura (28.1)	22,489	25,928
Servicios de Ingeniería Eléctrica Cubana S.A.	2,567	3,347
Saldo final	25,056	29,274

- (28.1) Certificados de Energía Futura.- Títulos de libre negociación que fueron emitidos por Hidropastaza S.A., los mismos que pueden ser pagados en dinero en lugar de ser pagados en energía, únicamente si los certificados no

son enajenados a terceros, caso en el cual podrá ser pagado en dinero o energía, son de libre comercialización con terceros. El plazo es a catorce punto cinco (14.5) años contados desde la fecha de su emisión, momento en que será exigible el crédito durante el año 2021, esta obligación se origina por el diferencial cambiario producido durante la ejecución del contrato EPC por la construcción de la Central Hidroeléctrica San Francisco (febrero 2004 junio 2007), entre el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica y el real del Brasil, Adendum No. 10 del contrato de Construcción EPC, e instrumentado en el Fideicomiso San Francisco III.

29. PASIVOS LABORALES

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Jubilación Patronal	(29.1)	32,881	29,043
Desahucio	(29.2)	6,375	5,660
Otras provisiones SERCOEL S.A.		263	0
Saldo final		39,519	34,703

29.1. Jubilación patronal.- De acuerdo con disposiciones del Código de Trabajo, los trabajadores que por veinte y cinco años o más hubieren prestado sus servicios en forma continuada o interrumpida, tendrán derecho a ser jubilados por sus empleadores sin perjuicio de la jubilación que les corresponde en su condición de afiliados al Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social.

Los movimientos en el valor presente de la obligación de jubilación patronal fueron como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Saldos al comienzo del año	29,043	21,792
Costo de los servicios del período corriente	3,893	6,609
Costo por intereses	147	273
Pérdidas actuariales	1,185	784
Reducciones y liquidaciones anticipadas	-1,387	-828
Beneficios pagados		413
Saldo final	32,881	29,043

29.2. Bonificación por desahucio.- De acuerdo con disposiciones del Código de Trabajo, en los casos de terminación de la relación laboral por desahucio solicitado por el empleador o por el trabajador, la Corporación entregará el 25% de la última remuneración mensual por cada uno de los años de servicio.

Los movimientos en el valor presente de obligación de bonificación por desahucio fueron como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Saldos al comienzo del año	5,660	4,526
Costo de los servicios del período corriente	771	919
Costo por intereses	27	43
Ganancias actuariales	231	163
Reducciones y liquidaciones anticipadas	-314	-167
Beneficios pagados		177
Saldo al final del año	6,375	5,660

Los cálculos actuariales del valor presente de la obligación devengada por concepto de beneficios definidos fueron realizados por un actuario independiente al 31 de diciembre de 2017 y 2016. El valor presente de las obligaciones por concepto de beneficios definidos y los costos del servicio actual y el costo del servicio anterior fueron calculados utilizando el método de la unidad de crédito proyectada. Bajo este método los beneficios definidos deben ser atribuidos al período de servicio del empleado y basados en la fórmula del plan, de tal suerte que se atribuye la misma cantidad de beneficio por cada año de servicio, considerando el uso de hipótesis actuariales para calcular el valor presente de dichos beneficios. Estas hipótesis reflejan el valor de dinero a través del tiempo, el incremento salarial y las probabilidades de pago de estos beneficios.

Las ganancias y pérdidas actuariales que surjan de los ajustes por la experiencia y cambios en los supuestos actuariales se cargan o abonan al resultado del año.

Cada uno de los Informes por Estudio Actuarial efectuado por las Unidades de Negocio, reposa el físico en las instalaciones de las mismas, constando en este informe un consolidado de la información proporcionada.

30. OTRAS PROVISIONES

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Cuenta para el Estado del Buen Vivir	(30.1)	15,481	13,463
Saldo final		15,481	13,463

(30.1) En el caso de centrales de generación que se hayan acogido a la Regulación No. CONELEC – 004/11: Tratamiento para la energía producida con recursos Energéticos Renovables No Convencionales, el financiamiento del Plan de Desarrollo Territorial provendrá de los recursos recaudados en la “Cuenta para el Estado del Buen Vivir”, misma que se alimenta a través de una fracción de los ingresos por venta de energía, según la metodología establecida en la regulación en referencia y su reforma contenida en la Resolución No. 093/12 del 01 de noviembre de 2012 del CONELEC (actual ARCONEL).

Conforme lo establecido en la normativa vigente; los ingresos son definidos en el Marco Conceptual para la Preparación y Presentación de los Estados Financieros, como incrementos en los beneficios económicos, producidos a lo largo del período contable, en forma de entradas o incrementos de valor de los activos, o bien como disminuciones de los pasivos, que dan como resultado aumentos del patrimonio.

De la misma manera la Norma Internacional de Contabilidad NIC 18 Ingresos de Actividades Ordinarias indica lo siguiente:

Es la entrada bruta de beneficios económicos, durante el período, surgidos en el curso de las actividades ordinarias de una entidad, siempre que tal entrada dé lugar a un aumento en el patrimonio.

Los ingresos de actividades ordinarias comprenden solamente las entradas brutas de beneficios económicos recibidos y por recibir, por parte de la entidad, por cuenta propia. Las cantidades recibidas por cuenta de terceros, tales como impuestos sobre las ventas, sobre productos o servicios o sobre el valor añadido, no constituyen entradas de beneficios económicos para la entidad y no producen aumentos en su patrimonio. Por tanto, tales entradas se excluirán de los ingresos de actividades ordinarias.

En función de lo establecido en la normativa vigente y considerando que:

- Los valores facturados para el estado del buen vivir territorial no constituyen para la Corporación aumento del patrimonio.
- Los valores facturados que serán destinados a la cuenta para el buen vivir territorial, permitirán cubrir los gastos de responsabilidad social en favor de los gobiernos autónomos descentralizados que se encuentran dentro de sus áreas de influencia.

31. PATRIMONIO

31.1. Capital.- Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, es de USD \$ 11,208,131 y de USD \$ 10,711,570 respectivamente. El capital autorizado al 14 de enero de 2010 pertenece en su totalidad al Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, entidad del Gobierno Ecuatoriano.

31.2. Resultados acumulados.

Pérdidas acumuladas.

Los estados financieros adjuntos fueron preparados considerando que la Corporación continuará como un negocio en marcha. Las pérdidas acumuladas por los periodos terminados al 31 de diciembre de 2017 y 2016 fueron de USD \$ 457,268 y USD \$ 452,410 respectivamente.

31.3. Resultados adopción NIIF y Resultados Convergencia NIIF.- Los ajustes provenientes de la adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera "NIIF" que se registraron en el patrimonio en la cuenta Resultados acumulados, subcuentas "Resultados adopción NIIF / Ajustes del periodo 2015" y "Resultados convergencia NIIF / Ajustes del periodo 2016".

32. INGRESOS OPERATIVOS

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Generación de Energía		750,650	741,818
Transmisión de Energía	(32.1)	96,371	74,257
Exportación de Energía		2,323	31,418
Otros		13,073	6,210
Saldo final		862,417	853,704

(32.1) Venta de energía e ingresos por transmisión - Constituyen los ingresos facturados por la venta de energía eléctrica generada por las centrales hidroeléctricas, termoeléctricas y eólica de la Corporación y la transmisión de la energía, a los Agentes Distribuidores del Mercado Eléctrico Mayorista - MEM. La venta de energía eléctrica en el país se encuentra regulada por la Corporación Centro Nacional de Control de Energía - CENACE, en cumplimiento a las disposiciones legales emitidas para el sector eléctrico, en las que se establece que la CENACE, tiene como objetivo el manejo técnico y económico de la energía en bloque del país, administrando técnica y financieramente las transacciones que se realizan en el sector eléctrico mayorista.

33. COSTOS

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Costos de Generación	(33.1)	558,515	623,805
Costos de Transmisión	(33.2)	69,372	62,232
Otros Costos		21,985	15,882
Saldo final		649,872	701,919

(33.1) El detalle de la composición de los costos de generación, fueron como sigue:

		Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Mano de Obra		67,222	59,925
Servicios Relacionados con el Personal y Afines		11,544	8,619
Materiales		9,002	9,392
Servicios Básicos		761	742
Contratos y Otros Servicios		9,869	11,015
Depreciaciones		189,461	159,616
Amortizaciones		638	372
Otros Costos		59,022	47,131
Overhaul (Mantenimiento Mayor)	(33.1.1)	33,043	34,666
Costos Variables de Generación	(33.1.2)	177,951	292,328
Saldo final		558,515	623,805

(33.1.1) Overhaul (Mantenimiento Mayor) - Son los trabajos y actividades que se realizan con el fin de mantener la funcionalidad de los equipos para las cuales fueron diseñadas, y que no impliquen incremento de capacidad ni vida útil.

Este tipo de mantenimiento debe cumplir obligatoriamente las siguientes condiciones:

- Debe ser planificado conforme a lo definido como mantenimiento mayor por el fabricante o según lo establecido en las normas técnicas corporativas.
- Mantenimiento preventivo con frecuencia superior a doce meses o plurianual (2, 3, 4 años o más).

Aplicación contable: Para este tipo de mantenimiento su tratamiento contable es considerado como un activo diferido, estarán integrados todos los valores

incurridos, su amortización estará en función del plazo de la siguiente intervención y se convertirán en costo con cargo a los periodos futuros.

Este tratamiento contable para mantenimiento mayor será aplicado sobre los equipos e instalaciones que intervienen directamente en el proceso de generación (conversión de la energía primaria en electricidad), así como el proceso de transmisión de la electricidad generada. Ejemplos: presa, túnel de conducción, caldero, turbo compresor, turbina, generador, transformador de potencia, disyuntor, etc.

(33.1.2) El detalle de la composición de los costos de producción variables, fueron como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Combustible	135,067	232,158
Químicos	1,034	1,483
Lubricantes	4,202	8,489
Mantenimiento Menor	35,386	45,668
Otros	2,262	4,530
Saldo final	177,951	292,328

(33.2) El detalle de la composición de los costos de transmisión, fueron como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Mano de Obra	16,979	16,902
Servicios Relacionados con el Personal y Afines	4,969	5,034
Materiales	2,936	2,674
Servicios Básicos	236	235
Contratos y Otros Servicios	4,662	4,771
Depreciaciones	28,875	26,728
Otros Costos	10,715	5,888
Saldo final	69,372	62,232

34. GASTOS

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2017	Diciembre 31, 2016
Gastos relacionados con el personal	43,762	52,954
Servicios Relacionados con el Personal y Afines	8,872	13,287
Materiales	2,439	2,753
Servicios Básicos	1,206	1,572
Contratos y Otros Servicios	7,342	22,123
Depreciaciones	7,354	7,822
Amortizaciones	826	1,104
Gastos por Deterioro	1,261	21,575
Otros Costos	68,441	30,483
Gastos Financieros	12,960	14,211
Saldo final	154,463	167,883

Remuneraciones personal clave en la Corporación.- Las compensaciones recibidas por el personal ejecutivo y de gerencia por el concepto de sueldos, beneficios sociales a corto plazo, puede consultar en el siguiente vínculo:

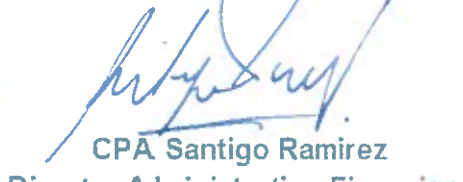
✓ <https://www.celec.gob.ec/ley-de-transparencia.html>

35. Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, de acuerdo a los asesores legales, la Compañía no mantiene juicios **CONTINGENTES**. Al 31 de diciembre de 2017 y 2016, de acuerdo a los asesores legales, la Compañía no mantiene juicios como demandado y/o demandante.

36. HECHOS POSTERIORES A LA FECHA DE BALANCE.

Llamamos la atención con respecto a lo señalado en la Nota 15, que informa sobre Propiedad Planta y Equipo específicamente sobre Generación Hidroeléctrica que dentro de la Central Coca Codo Sinclair ha presentado fisuras que podrían poner en riesgo el normal funcionamiento de dicha central, la cuantía de una reparación no es determinada pero debemos señalar que aún se encuentra vigente la garantía por parte de los constructores, lo cual disminuye el riesgo de reparación pero se mantiene el riesgo de funcionamiento en cantidad y calidad normal. En el caso de no cubrir la Contratista el monto relacionado a este contingente, la póliza de seguro de esta Central está en la capacidad de cubrir este siniestro, esto una vez se haya cumplido con los análisis del contrato de la póliza contratada.


Dr. Francisco Vergara
Gerente General


CPA Santiago Ramirez
Director Administrativo Financiero


CPA Jaime Rodriguez
Contador General