

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

Estados Financieros

Al 31 de diciembre de 2020

CONTENIDO

Estados de Situación Financiera
Estados de Resultados Integrales
Estados 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.
Estados Financieros y sus Notas en aplicación a las NIIF
(Expresadas en miles de dólares estadounidenses)

Página 1 de 86

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020

Denominación		2020	2019
	Notas	(en miles de USD).....	
ACTIVO		12.113.702	12.076.139
ACTIVO CORRIENTE		1.506.335	1.382.182
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFFECTIVO	9	57.761	104.786
FIDEICOMISOS	10	2.776	2.732
CUENTAS POR COBRAR CORRIENTES	11	960.748	827.953
ANTICIPOS ENTREGADOS	12	57.932	56.371
INVENTARIOS	13	409.335	374.130
GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO	14	14.299	12.727
ACTIVOS DISPONIBLES PARA LA VENTA	15	3.484	3.484
ACTIVO NO CORRIENTE		10.607.367	10.693.957
PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO	16	10.568.196	10.641.070
ACTIVOS INTANGIBLES	17	11.076	4.012
CUENTAS POR COBRAR NO CORRIENTES	18	1	1
ANTICIPOS ENTREGADOS	19	28.095	48.874
PASIVO		1.023.176	985.729
PASIVO CORRIENTE		614.493	548.540
CUENTAS POR PAGAR	20	261.911	252.360
OBLIGACIONES FINANCIERAS	21	55.744	54.327
DOCUMENTOS POR PAGAR	22	39.924	14.274
PROVISIONES BENEFICIOS EMPLEADOS	23	11.781	9.529
OTRAS PROVISIONES	24	236.110	212.398
ANTICIPOS DE CLIENTES	25	8.778	5.428
PASIVOS DIFERIDOS	26	245	224
PASIVO NO CORRIENTE		408.683	437.189
CUENTAS POR PAGAR		-	941
OBLIGACIONES FINANCIERAS	27	341.791	346.353
DOCUMENTOS POR PAGAR		-	24.604
PASIVOS LABORALES	28	44.117	46.046
OTRAS PROVISIONES	29	22.775	19.245
PATRIMONIO NETO	30	11.090.526	11.090.411
CAPITAL		11.373.152	11.348.332
CAPITAL PÚBLICO		11.373.152	11.348.332
OTROS RESULTADOS INTEGRALES		6.734	211
OTROS RESULTADOS INTEGRALES		6.734	211
RESULTADOS		(289.361)	(258.133)
RESULTADOS ACUMULADOS		(498.879)	(483.823)
RESULTADOS POR CONVERGENCIA NIIF		133.746	133.746
RESULTADOS POR ADOPCIÓN NIIF		106.075	106.075
RESULTADO DEL PERIODO		(30.303)	(14.130)

Ing. Gonzalo Uquillas
Gerente General

CPA. Juan Jara
Director Administrativo Financiero (E)

CPA. Elizabeth Orrego
Contadora General (E)

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP.
Estados Financieros y sus Notas en aplicación a las NIIF
(Expresadas en miles de dólares estadounidenses)

Página 2 de 86

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020

Denominación	Notas	2020	2019
		(en miles de USD).....	
INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	31	710.357	730.951
COSTO DE VENTAS	32	668.083	668.548
RESULTADO BRUTO		42.274	62.403
OTROS INGRESOS	33	28.503	44.827
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN Y VENTAS	34	66.587	76.713
OTROS GASTOS	35	18.562	27.428
RESULTADO OPERACIONAL		(14.372)	3.089
INGRESOS FINANCIEROS		1	210
GASTOS FINANCIEROS		15.932	17.429
RESULTADO DEL PERIODO		(30.303)	(14.130)
OTROS RESULTADOS INTEGRALES			
PARTIDAS QUE NO SE RECLASIFICARÁN POSTERIORMENTE AL RESULTADO DEL EJERCICIO			
GANANCIAS POR NUEVAS MEDICIONES DE PLANES DE BENEFICIOS DEFINIDOS		6.523	211
RESULTADO INTEGRAL DEL PERIODO		(23.780)	(13.918)

Ing. Gonzalo Uquillas
Gerente General

CPA. Juan Jara
Director Administrativo Financiero (E)

CPA. Elizabeth Orrego
Contadora General (E)

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP.
Estados Financieros y sus Notas en aplicación a las NIIF
(Expresadas en miles de dólares estadounidenses)

Página 3 de 86

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2019

Denominación	CAPITAL PÚBLICO	RESULTADOS ACUMULADOS	RESULTADOS CONVERGENCIA NIIF	RESULTADOS ADOPCIÓN NIIF	RESULTADO DEL PERIODO	OTROS RESULTADOS INTEGRALES	TOTAL
(en miles de USD)							
Saldos al 31 de diciembre de 2018	11.302.337	(462.443)	133.746	106.075	923	-	11.080.638
Aportes de capital (MEER)	45.995						45.995
Aportes Convenios							-
Otros Resultados Integrales						211	211
Ajustes a resultados acumulados (Disminución del patrimonio)		(29.931)					(29.931)
Ajustes a resultados acumulados (Incremento del patrimonio)		8.550					8.550
Acumulación de resultados		923			(923)		-
Transferencia convenio de excedentes		(923)					(923)
Otros ajustes							-
Resultados del periodo					(14.130)		(14.130)
Saldos al 31 de diciembre de 2019	11.348.332	(483.823)	133.746	106.075	(14.130)	211	11.090.411

Ing. Gonzalo Uquillas
Gerente General

CPA. Juan Jara
Director Administrativo Financiero (E)

CPA. Elizabeth Orrego
Contadora General (E)

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP.

**Estados Financieros y sus Notas en aplicación a las NIIF
(Expresadas en miles de dólares estadounidenses)**

Página 4 de 86

**EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020**

Denominación	CAPITAL PÚBLICO	RESULTADOS ACUMULADOS	RESULTADOS CONVERGENCIA NIIF	RESULTADOS ADOPCIÓN NIIF	RESULTADO DEL PERIODO	OTROS RESULTADOS INTEGRALES	TOTAL
.....(en miles de USD).....							
Saldos al 31 de diciembre de 2019	11.348.332	(483.823)	133.746	106.075	(14.130)	211	11.090.411
Aportes de capital (MEER)	24.821					-	24.821
Aportes Convenios						-	-
Otros Resultados Integrales					-	6.523	6.523
Ajustes a resultados acumulados (Disminución del patrimonio)		(53.445)			-	-	(53.445)
Ajustes a resultados acumulados (Incremento del patrimonio)		52.519			-	-	52.519
Acumulación de resultados		(14.130)			14.130	-	-
Transferencia convenio de excedentes					-	-	-
Otros ajustes					-	-	-
Resultados del periodo					(30.303)	-	(30.303)
Saldos al 31 de diciembre de 2020	11.373.152	(498.879)	133.746	106.075	(30.303)	6.734	11.090.526

Ing. Gonzalo Uquillas
Gerente General

CPA. Juan Jara
Director Administrativo Financiero

CPA. Elizabeth Orrego
Contadora General (E)

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP.
Estados Financieros y sus Notas en aplicación a las NIIF
(Expresadas en miles de dólares estadounidenses)

Página 5 de 86

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP.
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO METODO DIRECTO
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2020

Denominación	2020(en miles de USD)....	2019
FLUJOS DE CAJA EN ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Cobrado de clientes	488.656	631.153
Pagado a proveedores y trabajadores	(245.682)	(417.598)
Intereses pagados	(16.216)	(18.009)
Intereses cobrados	1	210
Otros ingresos ajenos a la operación	21.614	12.828
Otros gastos ajenos a la operación	(17.292)	(12.887)
Efectivo neto proveniente de actividades de operación	231.080	195.696
FLUJOS DE CAJA EN ACTIVIDADES DE INVERSIÓN:		
Pago de Adquisición de propiedades, planta y equipo; y proyectos en curso	(176.895)	(163.033)
Pago convenios de liquidez entregando al Ministerio de Economía y Finanzas	(124.093)	(100.000)
Cobro-compensación convenio de liquidez devolución del Ministerio de Economía y Finanzas	923	2.455
Otros	-	-
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión	(300.065)	(260.578)
FLUJOS DE CAJA DE ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO		
Prestamos bancarios recibidos	48.906	-
Pagos de Capital Prestamos Bancarios	(51.766)	(50.588)
Aportes recibidos por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables	24.821	45.995
Transferencia de excedentes al Ministerio Economía y Finanzas	-	-
Donaciones recibidas	-	-
Otros	-	-
Efectivo neto proveniente de actividades de financiamiento	21.960	(4.593)
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE CAJA:		
Incremento neto durante el año	(47.024)	(69.475)
Saldos al comienzo del año	104.786	174.261
SALDOS AL FIN DEL AÑO	57.761	104.786

Ing. Gonzalo Uquillas
Gerente General

CPA. Juan Jara
Director Administrativo Financiero (E)

CPA. Elizabeth Orrego
Contadora General (E)

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 ex - Ministerio de Electricidad y Energía Renovable MEER, actual Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR) 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 titular del Ministerio del ramo correspondiente, o su delegada o delegado permanente quien lo presidirá;
- La o el Presidente del directorio de la empresa coordinadora de empresas públicas, 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 actual Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, actualmente ARCERNNR..

Una reseña y detalle de las operaciones de las Unidades de Negocio que conforman la Corporación al 31 de diciembre de 2020:

Celec Sur - Mediante resolución Nro. CEL-RES-0046-20 del 31 de marzo del 2020, se resuelve la fusión por absorción de la Unidad de Negocios Enerjubones, cambiando además de denominación de la Unidad de Negocios Hidropaute a Celec Sur. actualmente la Unidad de Negocio Celec Sur 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.

Producto de la fusión por absorción, desde el 01 de mayo de 2020, Celec Sur es responsable de la Operación y Mantenimiento de La Central Hidroeléctrica Minas San Francisco, que inició su construcción en diciembre de 2011, y fue declarado en operación comercial el 01 de enero de 2019, con una potencia efectiva total de 270 M. La Central que se encuentra ubicado en las provincias de Azuay y El Oro, cantones Pucará, Zaruma y Pasaje.

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 Compañía INTERVISATRADE S.A., la cual posee una barcaza que tiene una capacidad instalada de 103 MW. Mediante resolución No. DE-20-005 de fecha 12 de febrero de 2020. Anteriormente denominada ARCONEL ahora ARCERNNR dispone dejar sin efecto la intervención que pesaba sobre la empresa Intervisatrade y dispone a CELEC EP se cumpla de forma inmediata la entrega de los bienes.

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 213 MW, a través de la operación de sus tres (3) centrales: Esmeraldas, Propicia, 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.

Como parte de los Proyectos Emblemáticos, la Unidad de Negocio Termoesmeraldas, durante el año 2014 aportó al estado ecuatoriano con un megaproyecto, como fue: 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: 69 subestaciones a nivel nacional (incluye 4 subestaciones móviles, y 10 subestaciones de seccionamiento), 3239.90 km de líneas de transmisión de 230 kV, 2241.84 km de líneas de transmisión de 138 kV y 610.17 km de líneas de transmisión de 500 kV y una capacidad instalada de transformación de 16661.20 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 permite la incorporación de la electricidad producida por las nuevas hidroeléctricas principalmente las centrales Coca Codo Sinclair y Sopladora.

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, Hidroagoyán 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 Píllaro 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 (SNI) 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 ARCERNNR), 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 trasfiere 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 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 ex - Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, actual Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 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, inicia 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.

Se realizaron dos contratos, para la construcción del proyecto el Nro. 31-2013 Ciclo Combinado, y el Nro. 84-2014 Fiscalización al contrato No. 31-2013.

En el caso del contrato Nro. 84-2014 de Fiscalización, se inició en el 2017 un proceso de mediación, posteriormente el mismo proveedor cerró este proceso y conforme acuerdos se le canceló los valores adeudados al proveedor en el primer trimestre del año 2019.

Igualmente, el contrato Nro. 31-2013 de Construcción firmado con la empresa INTER RAO fue terminado unilateralmente el 16 de marzo de 2017, el proveedor

abrió un proceso de mediación en marzo del 2017. En octubre de 2018 la Gerencia de CELEC EP suscribió el acta de no acuerdo a la mediación interpuesta por INTER RAO EXPORT.

El proyecto al cierre del ejercicio se encuentra paralizado. Una vez que se cuente con el financiamiento respectivo se reanudarán las obras.

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.

La Central Hidroeléctrica Delsitanisagua empezó la construcción el 28 de noviembre del 2011, y fue declarado en operación comercial el 12 de diciembre del año 2018, tiene una capacidad instalada de 180 MW.

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.

En la actualidad la Central Alazán se encuentra en operación (comercial) desde el 18 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 GUILLÉN 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, en el Centro de Mediación de la Procuraduría General del Estado.

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 minicentral 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 períodos 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.

Se realizó la terminación unilateral con la empresa contratista INTER RAO, encargada de la construcción de este proyecto. Está pendiente la culminación del proceso de mediación llevado a cabo en la Procuraduría General del Estado con el proveedor.

Durante el año 2019, se ha retomado la construcción del proyecto, siendo TYAZHMASH S.A. la compañía que concluirá los trabajos pendientes para la culminación 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 optimación 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.

El Proyecto Hidroeléctrico Quijos, que producirá 50 MW, se ubica a aproximadamente 80 km al sureste de la ciudad de Quito y a 17 km de la población de Papallacta; y, utilizará para la producción de energía las aguas provenientes de los ríos Papallacta, Quijos y sus afluentes en el tramo comprendido entre la cuenca alta del río Quijos y de la población de Cuyuja. Se procedió a la terminación unilateral con el contratista CHINA NATIONAL ELECTRIC ENGINEERING CO.LTD, el proceso de pago se encuentra en controversia en la Procuraduría General del Estado, a la fecha se cuenta con un proyecto de Acta de Acuerdo Total de Mediación. Solo una vez resuelta la mediación (donde se adquiriría el equipamiento de la central) y se disponga de los recursos económicos necesarios, se podría lanzar los correspondientes procesos de contratación para reiniciar y concluir la obra.

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.

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 CELEC EP las centrales Manta II y Miraflores. Incremento a la generación de la Unidad.

Uno de los Proyectos fue 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”*.

Comisión Ejecutora Río Coca – Mediante Resolución No. CEL-RES-0125-20, la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, con fecha 26 de julio del 2020, resuelve conformar la Comisión Ejecutora Río Coca en Matriz, que se encargará de estudiar, mitigar, controlar y remediar los efectos actuales y aquellos potenciales del fenómeno de erosión del Río Coca con una visión de corto, mediano y largo plazo, desde una visión técnica y científica, pero también de materialización de acciones y obras, con una gestión de recursos físicos, tecnológicos y humanos y de relacionamiento de las partes interesadas que otorgue un tratamiento integral a esta problemática compleja, orientada a salvaguardar la integridad y funcionalidad de la infraestructura de la Central Coca Codo Sinclair.

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.

Mediante Resolución No. ARCONEL – 039/19, en la cual el Directorio de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad – ARCONEL resolvió entre otros aspectos la intervención integral de la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador, CELEC EP; y de todas sus Unidades de Negocios con el fin de realizar una evaluación de las Centrales, de los procesos de contratación, optimización de recursos, entre otros aspectos. Con resolución Nro. DE-2019-030, el Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad designó un Interventor quien se desempeñó como Representante Legal de forma temporal hasta la designación del Gerente General actual. El proceso de intervención concluyó en diciembre del 2020.

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 la 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. Realizar la explotación de la infraestructura asociada al sistema eléctrico para la prestación de servicios de telecomunicaciones.
 - e. 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.
 - f. 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

La Organización Mundial de Salud (OMS) en el mes de diciembre de 2019, informó la ocurrencia de casos de Infección Respiratoria Aguda Grave, causada por un nuevo coronavirus (COVID – 19) en el continente asiático, específicamente en la ciudad de Wuhan en China; posteriormente, en razón a la expansión del virus por los demás continentes, el 11 de marzo la OMS declaró dicho brote como pandemia. En Latinoamérica, el primer caso fue registrado en Brasil el 26 de febrero de 2020; desde entonces, a partir de la propagación del virus por los países de la región y la confirmación del primer caso en Ecuador el día 28 de

febrero de 2020, se han tomado por parte de los diferentes gobiernos medidas en pro de preservar el equilibrio social, la economía, la salud y la vida de la población; es así que el presidente de la República del Ecuador mediante Decreto Ejecutivo No. 1017 de 16 de marzo emite varias medidas con el objetivo de contener la propagación del Virus.

Las medidas tomadas por el estado para detener la propagación del virus y sumado la caída del precio del petróleo, trajeron nuevos desafíos. Las medidas de distanciamiento social, incluida una larga cuarentena nacional, provocaron una importante contracción económica y el aumento de la pobreza, a pesar de los esfuerzos del Gobierno de priorizar el gasto público para atender la emergencia sanitaria y proteger a los grupos más vulnerables.

En este contexto, las autoridades se embarcaron en una renegociación del pago de la deuda con los tenedores de bonos internacionales y China para reducir las necesidades inmediatas de financiamiento. Así mismo, Ecuador ha logrado establecer un nuevo programa de mediano plazo con el Fondo Monetario Internacional, junto con el apoyo de otras instituciones financieras internacionales, para mitigar los efectos de la crisis, restaurar la estabilidad macroeconómica, garantizar la sostenibilidad de las finanzas públicas, y fortalecer las instituciones.

Los acuerdos realizados por el Gobierno con el FMI, entre las cuales se destacan la reducción de salarios en el sector público, reducir el gasto de gobierno, eliminar subsidios, concesionar empresas públicas, etc, han afectado a la Corporación principalmente en su liquidez, debido a que se han transferido recursos con cargo al Convenio de Liquidez suscrito con Ministerio de Economía y Finanzas, valores que inicialmente estaban destinados para la ejecución de Proyectos de Inversión en curso. Adicionalmente, la recuperación de la cartera comercial se ha visto afectada por la falta de pago por las empresas distribuidoras de energía, que a su vez carecen de recursos, también por falta de pago, justificado en cierta medida por las medidas adoptadas por el gobierno en el diferimiento de deudas.

El ambiente optimista gracias a la puesta en marcha de la vacuna contra la COVID 19 y las medidas de desconfinamiento han permitido la recuperación paulatina de la economía en todos los sectores durante el año 2020, sin embargo a inicios del año 2021 se presentaron nuevas variantes del virus más contagiosas, por lo que el incremento de casos y una nueva ola de contagios es inminente, lo que probablemente se traduzca en nuevos confinamientos y por ende una nueva contracción de la economía que pudieran afectar a todos los sectores de la economía.

Respuesta Covid – 19

La CELEC EP se caracteriza por tener una visión de largo plazo y sustentable, la cual históricamente ha guiado su estrategia y continuará siendo clave en su camino de crecimiento. De igual manera la experiencia adquirida por la empresa a lo largo de los años le ha permitido consolidar conocimiento en temas asociados a la evaluación de riesgos para cuidar la continuidad de la Corporación y el bienestar de sus empleados, clientes y proveedores en momentos de alta volatilidad e incertidumbre como los que transitamos actualmente.

La Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP ante todo ha implementado, a nivel nacional, la Gestión en Seguridad y Salud Laboral, con programas de

Vigilancia de la Salud, diseñando sistemas de protección social que priorizan el cuidado de las personas; así como, el establecimiento de políticas de austeridad y de diversificación de fuentes de financiamiento que permitan cubrir las necesidades inmediatas de liquidez.

3. NEGOCIO EN MARCHA

Los estados financieros han sido preparados bajo la hipótesis de negocio en marcha, la que supone que no existen incertidumbres respecto a sucesos o condiciones que puedan aportar dudas sobre la posibilidad de que la Corporación siga operando normalmente como empresa en marcha. A pesar de la imprevisibilidad del impacto potencial de la pandemia de Covid-19, no existen incertidumbres materiales que arrojen dudas significativas sobre la capacidad de la Corporación para operar sobre la base de una empresa en funcionamiento, debido a que la generación y transmisión de energía pertenece a un sector estratégico para el país, dentro de la cadena de abasto de energía para su consumo en los hogares de las familias del Ecuador; el mismo que constituye un servicio fundamental, del cual no pueden prescindir las empresas, familias y sociedad en general.

4. 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.

5. 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.

6. POLÍTICAS CONTABLES SIGNIFICATIVAS

La contabilidad histórica de la Corporación 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:

6.1. Bases de preparación y presentación de los Estados Financieros

Los presentes estados financieros han sido preparados íntegramente 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).

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 6.3, 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.

6.2. Consolidación

La Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, propietaria del 100% de la participación accionaria de la empresa de Servicios Técnicos Especializados en Electricidad SERCOEL S.A., no procederá a consolidar sus estados financieros con los de la referida Compañía, puesto que los estados financieros de CELEC EP como se menciona en la Nota 3 se preparan bajo la hipótesis de negocio en marcha, mientras que SERCOEL S.A. se está gestionando la disolución y liquidación de la Compañía.

La empresa de Servicios Técnicos Especializados en Electricidad SERCOEL S.A. fue constituida a través de escritura pública celebrada por las empresas HIDROPAUTE S.A. y ELECTROGUAYAS S.A. el 27 de diciembre de 2007 e inscrita en el Registro Mercantil el 18 de enero de 2008, con el propósito de brindar soporte tecnológico a las Empresas Eléctricas de Distribución para mejorar sus índices de gestión, principalmente, recaudación y pérdidas de energía.

El 05 de junio de 2019 la Superintendencia de Compañías, Valores y Seguros emite la Resolución No. SCVS-INC-DNASD-SD-2019-00004521 dispuso la liquidación de la compañía SERCOEL S.A. por encontrarse disuelta de pleno derecho en virtud de la causal prevista en el numeral 6 del artículo 360 de la Ley de Compañías.

Sin embargo, el 18 de agosto de 2020, la Superintendencia de Compañías, Valores y Seguros en atención a una orden judicial dictada en auto de 5 de agosto de 2020 resuelve dejar sin efecto la Resolución prenombrada que ordenaba la liquidación de la Compañía, ante lo cual SERCOEL S.A. solicitó se deje sin efecto la reactivación y se ordene nuevamente la disolución y liquidación.

SERCOEL S.A. actualmente se encuentra legalmente activa, pero de acuerdo a Compromiso Presidencial No. 1026 y lo solicitado por la administración de CELEC EP, se está gestionando la disolución y liquidación de la Compañía, misma que para su consecución debe sujetarse a procedimientos y actos que son emitidos por la Superintendencia como ente de control.

6.3. Pronunciamientos contables y su aplicación

6.3.1. Normativa emitida recientemente, sus mejoras y modificaciones, en vigencia el 01 de enero de 2020

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros, las siguientes NIIF e interpretaciones del CINIIF han sido emitidas y/o modificadas:

Normas y reformas a Normas	Fecha de aplicación obligatoria
Modificaciones y/o interpretaciones	
Modificaciones a la NIIF 3 Definición de Negocio (*)	1 de enero de 2020
Modificaciones a la NIC 1- NIC 8 Definición de Material	1 de enero de 2020
Modificaciones a NIIF 9, NIC 39 y NIIF 7 Reforma de la Tasa de Interés de Referencia – Fase 1 (*)	1 de enero de 2020
Modificación a la NIIF 16 Arrendamientos Mejoras de rentas	1 de junio de 2020

(*) Por el contexto del negocio de la Corporación, no son de aplicación para la preparación de los presentes estados financieros.

Modificaciones a NIC 1 - NIC 8 Definición de Material

En octubre de 2018, el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad redefinió su definición de material. Ahora está alineado a través de las Normas Internacionales de Información Financiera y el Marco Conceptual. La nueva definición establece que "La información es material si se puede esperar razonablemente que la omisión, la distorsión o el ensombrecimiento de la misma influyan en las decisiones que los usuarios principales de los estados financieros de propósito general toman sobre la base de esos estados financieros, que proporcionan información financiera sobre una entidad de reporte específica".

El Consejo ha promovido la inclusión del concepto de "ensombrecimiento" en la definición, junto con las referencias existentes a "omitir" y "declarar erróneamente". Además, el Consejo aumentó el umbral de "podría influir" a "podría razonablemente esperarse que influya".

El Consejo también eliminó la definición de omisiones o errores de importancia de la NIC 8 Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores.

La modificación es efectiva para los períodos anuales que comienzan el, o después del, 01 de enero de 2020.

Una vez realizado el análisis, la aplicación de estas modificaciones que están vigentes desde el 1 de enero de 2020 no han tenido efectos significativos para CELEC EP.

Modificación a la NIIF 16 Arrendamientos Mejoras de rentas

En mayo 2020, el IASB emitió una enmienda a la norma NIIF 16 Arrendamientos para proporcionar alivio a los arrendatarios en la aplicación de la guía de NIIF 16 relacionada con las modificaciones del arrendamiento por las reducciones de alquileres que ocurran como consecuencia directa de la pandemia Covid-19. La enmienda no es aplicable a los arrendadores.

Como solución práctica, un arrendatario puede optar por no evaluar si la reducción de los alquileres relacionados con la Covid-19 otorgada por un arrendador es una modificación del arrendamiento. Un arrendatario que realiza esta elección reconocerá los cambios en los pagos por arrendamiento procedentes de las reducciones del alquiler relacionadas con la Covid-19 de la misma forma que reconocería el cambio bajo NIIF 16 como si dicho cambio no fuese una modificación del arrendamiento.

Un arrendatario aplicará esta solución práctica de forma retroactiva, reconociendo el efecto acumulado de la aplicación inicial de la enmienda como un ajuste en el saldo inicial de los resultados acumulados (u otro componente del patrimonio, según proceda) al comienzo del periodo anual sobre el que se informa en el cual el arrendatario aplique por primera vez la enmienda.

Un arrendatario aplicará esta enmienda para los periodos anuales que comiencen a partir del 1 de junio de 2020. Se permite la aplicación anticipada, incluyendo en los estados financieros no autorizados para su publicación al 28 de mayo de 2020.

En virtud de que no se han presentado reducciones de alquiler, la modificación no ha tenido efectos significativos para la Corporación.

6.3.2. Nuevas NIIF, modificaciones e interpretaciones del Comité de Interpretaciones NIIF con aplicación efectiva del 1 de enero de 2021 y siguientes

Las siguientes nuevas normas, enmiendas e interpretaciones han sido emitidas pero su fecha de aplicación aún no está vigente, y la Corporación no realizará la aplicación anticipada.

Normas y reformas a Normas	Fecha de aplicación obligatoria
Nuevas Normas	
NIIF 17 Contratos de Seguro (*)	1 de enero de 2023
Modificaciones y/o interpretaciones	
Modificaciones a la NIIF 9, NIC 39, NIIF 7 NIIF 4 y NIIF 16 Reforma de la Tasa de Interés de Referencia – Fase 2 (*)	1 de enero de 2021
Modificaciones a la NIIF 4 Diferimiento de la aplicación de la NIIF 9 (*)	1 de enero de 2021
Modificaciones a la NIIF 3 Referencia al Marco Conceptual (*)	1 de enero de 2022
Modificación a la NIC 16 Ingresos obtenidos antes del uso previsto	1 de enero de 2022
Modificaciones a la NIC 37 Contratos onerosos – Coste de cumplir un contrato (*)	1 de enero de 2022
Mejoras a las NIIF Ciclo 2018 - 2020	1 de enero de 2022
Modificación a la NIC 1 Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes	1 de enero de 2023
Modificaciones a la NIIF 17 Contratos de Seguros (*)	Cuando se aplique NIIF 17

*Por el contexto del negocio de la Corporación, no serán de aplicación para la preparación de estados financieros futuros o no se espera tener un impacto significativo.

Modificación a la NIC 16 Ingresos obtenidos antes del uso previsto

De acuerdo con la NIC 16 los costes atribuibles directamente a un activo incluyen los costes de comprobación de que el mismo funciona adecuadamente, después de deducir los importes netos de la venta de cualesquiera elementos producidos durante el proceso de instalación y puesta a punto para que este pueda operar en la forma prevista por la dirección.

Las entidades han estado aplicando este requisito de la Norma de manera diferente. En particular, algunas entidades deducen únicamente los ingresos de la venta de elementos producidos durante el periodo de prueba mientras que otras deducen la totalidad de los ingresos que se generan hasta que el activo se encuentra en la ubicación y las condiciones necesarias para operar en la manera prevista por la dirección. En algunos casos los ingresos deducidos pueden ser significativos pudiendo superar los costes incurridos durante el periodo de prueba.

Por tanto, el IASB modifica la NIC 16 para prohibir la deducción del coste de un inmovilizado material de cualquier ingreso obtenido de la venta de artículos producidos mientras la entidad está preparando el activo para su uso previsto. En consecuencia, los ingresos por la venta de dichos artículos, junto con los correspondientes costes de producción, deben registrarse en la cuenta de pérdidas y ganancias. Si estos conceptos no se presentaran separadamente en la cuenta de pérdidas y ganancias, deberá desglosarse en las notas su importe y epígrafe en el que se han registrado.

El IASB también aclara el significado de “probar si un inmovilizado funciona correctamente”, que implica una evaluación de si el rendimiento técnico y físico del activo permite su utilización en la producción o suministro de bienes o servicios, su alquiler, o su uso con fines administrativos.

Las modificaciones entran en vigor para los períodos anuales que comienzan a partir del 1 de enero de 2022. Se permite la aplicación anticipada.

La aplicación será retrospectiva para aquellos activos del inmovilizado para los que la ubicación en el lugar y condiciones necesarias para que pueda operar de la manera prevista por la dirección se realice en o después del inicio del primer periodo comparativo presentado en los estados financieros. El ajuste se registrará contra las reservas de apertura de ese periodo.

La Corporación se encuentra evaluando el impacto que estas modificaciones podrían tener en los estados financieros, referente a los activos que se encuentran en construcción y similares hechos.

Mejoras a las NIIF Ciclo 2018 – 2020

Las siguientes mejoras se finalizaron en mayo de 2020:

- NIIF 9 Instrumentos financieros: aclara cuales comisiones deben incluirse en la prueba del 10% para la baja en cuentas de pasivos financieros.
- NIIF 16 Arrendamientos: modifica el ejemplo ilustrativo 13 de la norma para eliminar la ilustración de los pagos del arrendador relacionados con mejoras de bienes tomados en arriendo, para eliminar cualquier confusión sobre el tratamiento de los incentivos de arrendamiento.
- NIIF 1 Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera: permite a las entidades que han medido sus activos y pasivos por el valor en libros registrado en la contabilidad de su matriz, medir también las diferencias de conversión acumuladas utilizando las cantidades informadas por la matriz. Esta enmienda también se aplicará a las asociadas y negocios conjuntos con algunas condiciones.
- NIC 41 Agricultura: elimina el requisito de que las entidades excluyan los flujos de efectivo por impuestos al medir el valor razonable bajo NIC 41.

La Corporación no espera impactos importantes por esta modificación, en todo caso se encuentra evaluando el impacto que las mismas podrían tener en los estados financieros.

Modificación a la NIC 1 Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes

En enero de 2020 el IASB publica determinadas modificaciones de la NIC 1 relativas a la clasificación de los pasivos como corrientes o no corrientes.

Las principales novedades se refieren a:

1. El IASB especifica en la Norma que el derecho a diferir la liquidación del pasivo más allá de 12 meses debe existir al cierre del periodo (actualmente en ejemplos).
2. Para que un pasivo sea no corriente se requiere una evaluación de si la entidad tiene derecho a aplazar su liquidación, independientemente de la intencionalidad de la dirección respecto al ejercicio del derecho.
3. Los pactos deben cumplirse al cierre del periodo, incluso si la verificación de dicho cumplimiento no está prevista en el contrato hasta una fecha posterior.
4. Se incluye una definición de qué debe entenderse por “liquidación” del pasivo, esto es, la transferencia a la contraparte de efectivo, bienes, servicios o instrumentos de patrimonio propio que implican la cancelación del pasivo.
5. El IASB clarifica que la clasificación de un pasivo que incorpora una opción para el tenedor de liquidación en instrumentos de patrimonio propio, no se verá afectada por dicha opción si esta se registra separadamente como instrumento de patrimonio neto.

La Corporación no espera impactos importantes por esta modificación, en todo caso se encuentra evaluando el impacto que las mismas podrían tener en los estados financieros

6.4. 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.

6.5. Reclasificaciones

Al 31 de diciembre de 2020, se efectuaron las reclasificaciones correspondientes, a fin de presentar debidamente las cifras en los estados financieros.

6.6. Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

La Corporación presenta los activos y pasivos en el estado de situación financiera en base a la clasificación de corrientes o no corrientes. Un activo se clasifica como corriente cuando:

- Se espera realizarlo, o se pretende venderlo o consumirlo, en su ciclo normal de explotación;
- Se mantiene principalmente con fines de negociación;
- Se espera realizar el activo dentro de los doce meses siguientes a la fecha del período sobre el que se informa, o;
- Es efectivo o equivalente de efectivo, a menos que tenga restricciones, para ser intercambiado o usado para cancelar un pasivo al menos durante doce meses

siguientes a partir de la fecha del período sobre el que se informa.

El resto de los activos se clasifican como no corrientes.

Un pasivo se clasifica como corriente cuando:

- Se espera sea cancelado en el ciclo normal de explotación;
- Se mantiene principalmente con fines de negociación;
- Deba liquidarse durante los doce meses siguientes a la fecha del período sobre el que se informa, o;
- No tenga un derecho incondicional para aplazar su cancelación, al menos, durante los doce meses siguientes a la fecha del período sobre el que se informa.

6.7. Información comparativa

El estado de situación financiera, estado del resultado integral, estado de cambios en el patrimonio y estado de flujos de efectivo del presente período se presenta en forma comparativa con el correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2019.

Se han reclasificado ciertas cifras de dichos estados financieros, a los efectos de su presentación comparativa con las de este período.

6.8. 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.

6.9. 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 más los costos directos atribuidos a la transacción 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).

6.10. 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 más los costos directos atribuidos a la transacción 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).

6.11. 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. La Corporación al tener un inventario que corresponde a repuestos, materiales y herramientas que sirven para el consumo, su valor neto de realización estará dado por su valor de uso.

6.12. 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.

6.13. Propiedades, planta y equipos

En este grupo contable se registra todo bien tangible adquirido o construido 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 de este; 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 y el importe acumulados 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

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP.
Estados Financieros y sus Notas en aplicación a las NIIF
(Expresadas en miles de dólares estadounidenses)

Página 30 de 86

- 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

6.14. 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.

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 y el importe acumulados 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.

6.15. 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 Corporación 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.

6.16. Arrendamientos

La Norma NIIF 16 introduce un modelo de arrendamiento contable único para los arrendatarios. El arrendatario reconoce un activo por derecho de uso que representa su derecho a usar el activo subyacente y un pasivo por arrendamiento que representa su obligación de hacer pagos por arrendamiento. Existen exenciones de reconocimiento para los arrendamientos de corto plazo y los arrendamientos de partidas de bajo valor.

La Corporación se ha acogido a las opciones contempladas en la norma para los arrendatarios, que permiten no reconocer en el Estado de Situación Financiera el pasivo por arrendamiento y el activo por derecho de uso correspondiente a contratos de arrendamiento de activos de bajo valor (importe inmaterial dentro de los estados financieros) y arrendamientos a corto plazo (arrendamientos por un período igual o inferior a un año).

La CELEC EP ha determinado que el impacto de la norma NIIF 16 al 31 de diciembre de 2020 es de USD 558 miles en los activos, USD 554 miles en los pasivos y USD 6 miles en los gastos. Por lo que, se concluye que los arrendamientos no contienen un componente importante de financiamiento para la Corporación, ni tampoco afecta en lo más mínimo a los indicadores financieros de la empresa.

Para la evaluación del impacto de la aplicación de la NIIF 16 se ha considerado lo siguiente:

- En aquellos contratos que contienen componentes de arrendamiento y componentes de otro tipo, fundamentalmente de servicios, la Corporación ha procedido a la separación de ambos, analizando de acuerdo a la NIIF 16, únicamente el componente de arrendamiento y reconociendo el otro componente como un contrato de ejecución, atendiendo al criterio de devengo del gasto objeto del contrato.

Se ha llevado a cabo una revisión específica del inventario de contratos de arrendamiento clasificados como arrendamientos operativos de acuerdo a la norma anterior, así como de determinados contratos de servicios susceptibles de ser calificados como arrendamiento de acuerdo a la nueva norma, no habiendo surgido ninguna diferencia significativa como resultado de dicho análisis.

- La Corporación ha calculado el pasivo por arrendamiento como el valor actual de las cuotas pendientes de los contratos vigentes en la fecha de primera aplicación y ha calculado retrospectivamente el valor del activo por derecho de uso, así como el valor del pasivo por arrendamiento respectivamente.

- El plazo de arrendamiento de los contratos ha sido determinado como el periodo de arrendamiento no cancelable considerando las opciones de prórroga y rescisión cuando exista una probabilidad razonablemente elevada para su ejecución.
- En lo relativo a la tasa de descuento utilizada para estos cálculos, la Corporación ha utilizado con carácter general la tasa incremental de deuda, proporcionado por las instituciones financieras en virtud de la relación financiera con CELEC, para la adquisición de activos de similares características del activo subyacente. La tasa de descuento aplicada a los pasivos por arrendamiento a la fecha de remediación en los casos respectivos ha sido del 8.95%.

Impactos de la aplicación de NIIF 16 en los estados financieros al 31 de diciembre de 2020

	Impacto aplicación NIIF 16
Activos no Corrientes	
Activos por derecho de uso, neto	558
Total activos no corrientes	558
Total Activos	558
Pasivos no Corrientes	
Pasivos por arrendamiento	554
Total pasivos no corrientes	554
Total Pasivos	554
Estado de Resultados	
Gastos Financieros y Otros Gastos	6
Resultado del Ejercicio	-6

6.17. 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.

6.18. 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).

6.19. 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).

6.20. 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.

6.21. 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).

6.22. 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 pagar 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).

6.23. 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.

6.24. 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.

6.25. 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 nuevas mediciones de los planes de beneficios definidos.

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

6.26. Compensación de saldos y transacciones

Como norma general en los estados financieros no se compensan los activos y pasivos, tampoco los ingresos y gastos, salvo aquellos casos en los que la compensación sea requerida o permitida por alguna norma y esta presentación sea el reflejo de la esencia de la transacción. Los ingresos y gastos con origen en transacciones que, contractualmente o por una norma legal, contemplan la posibilidad de compensación y la Corporación tiene la intención de liquidar por su importe neto o de realizar el activo y proceder al pago del pasivo de forma simultánea, se presentan netos en resultados.

6.27. 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 los más importantes tenemos los ingresos por la prestación de servicios de telecomunicaciones y los ingresos por siniestros de seguros.

6.28. Costos y gastos

Costos de producción. - en este grupo contable se registran todos aquellos costos incurridos para la generación de ingresos de actividades ordinarias.

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 con la base de acumulación o devengo y son clasificados de acuerdo a su función como: de administración, de venta, financieros y otros.

6.29. 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.

6.30. Estado de flujos de efectivo

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

6.31. Cambios en políticas y estimaciones contables

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2020 no presentan cambios en políticas y estimaciones contables significativas respecto a los estados financieros al 31 de diciembre de 2019.

6.32. Otra información a revelar

Una entidad revelará, en el resumen de las políticas contables significativas o en otras notas, los juicios, diferentes de aquellos 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.

6.33. Contingentes

La Corporación revelará en notas sobre la existencia de activos y pasivos contingentes. Un pasivo contingente cuando existe una obligación presente en la que se considera remota la posibilidad de salida de recursos y un activo contingente cuando la entrada de beneficios económicos a la entidad ha de ser confirmada sólo por la ocurrencia, de uno o más sucesos inciertos en el futuro, que no están enteramente bajo el control de la CELEC EP.

6.34. Cuentas Transitorias para la Conciliación de Saldos en Empresas Públicas

En atención al Acuerdo Ministerial N° 066 "Norma Técnica Sobre Cuentas Transitorias para Conciliación de Saldos en Empresas Públicas", la Corporación informa que los registros y saldos de las cuentas al 31 de diciembre de 2020 se encuentran depurados y conciliados, por lo que no mantiene "Cuentas Transitorias para Conciliación de Saldos"

Así también, como se presenta en los estados financieros y sus respectivas notas, la CELEC EP no mantiene inversiones financieras ni créditos diferidos, las cuentas de dudosa recuperación son analizadas anualmente y se establece el deterioro correspondiente, las propiedades, planta y equipo, se miden al costo y se cuenta con la valoración respectiva realizada en años anteriores, el costo de los inventarios se determina por el método promedio ponderado, 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. Al 31 de diciembre de 2020, se realizaron las respectivas provisiones por deterioro para cuentas por cobrar, e inventarios obsoletos.

7. 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.

Deterioro de 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.

Baja de inventarios. - al final de cada período contable se evalúa el estado en el que se encuentra el inventario, y si es que se llega a constatar que ya no cumple con las condiciones para ser reconocido como tal se procede con la baja respectiva, afectando a los resultados del ejercicio. Para el caso específico de CELEC EP, la constatación física anual de inventarios permite conocer su estado, y en el caso de que se llegue a observar su obsolescencia o inexistencia, se procede con la baja contable respectiva, sin perjuicio de las acciones o sanciones administrativas pertinentes.

Deterioro de inventarios. - El deterioro de inventarios se origina cuando al comparar su valor en libros con su valor neto realizable menos los costos de venta, el valor en libros resultase mayor. Para el caso específico de CELEC EP, esta premisa no se cumple, ya que el inventario que posee no está destinado para su venta, sino que se lo usa en los distintos procesos de generación, transmisión, telecomunicaciones o administrativos que desarrolla la entidad.

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 su valor razonable menos los costes de disposición y el valor de 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 múltiples 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 antes 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.

Para los proyectos que se encuentran en construcción y que se encuentran paralizados, la Corporación procedió a evaluar si existen indicadores en sus activos que pudiesen estar deteriorados. Al estar paralizados por varios años las obras, se procedió a realizar una estimación del importe recuperable del activo.

Al ser activos en construcción no se puede determinar su valor en uso, puesto que no se puede establecer el valor presente de los flujos futuros de efectivo estimados que se espera obtener de un activo, ni tampoco se puede determinar su valor razonable debido a que el activo se encuentra en fase de preparación.

Por lo que, con el objetivo de dar cumplimiento a la NIC 36, al evaluar si el valor en libros de un activo excede su monto recuperable, se comparó el costo de reposición (Costo actual estimado de reemplazo de bienes existentes como si fueran nuevos, en las

mismas condiciones financieras y técnicas iniciales para la construcción) de la información disponible en la Corporación con el valor en libros, con el propósito determinar que el valor en libros no exceda a su importe recuperable al 31 de diciembre de 2020. Del análisis realizado como se presenta en el siguiente cuadro se concluye que los proyectos no se encuentran deteriorados.

	Ciclo Combinado	Mazar Dudas	Quijos
Valor en Libros	181,044	43,926	85,909
Nuevo Contrato	161,850	32,683	148,273
Total	342,894	76,609	234,182
Valor de Reposición	383,701	90,670	250,000
Diferencia	40,806	14,061	15,818
Deterioro	0	0	0

Valor en Libros – Comprende los costos totales acumulados del proyecto al 31 de diciembre de 2020.

Nuevo Contrato - Valor estimado del nuevo contrato para terminar el proyecto.

Valor de Reposición - Valor que costaría actualmente la construcción del proyecto si se empezara desde cero, en los mismos términos técnicos y financieros que inicialmente estuvo previsto.

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 deben 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.

8. POLÍTICA 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 misma que revisa regularmente las políticas y sistemas de administración de riesgo, 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 (Nota 11).

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.

9. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Caja		58	51
Bancos		57.703	104.735
Saldo final	(9.1)	57.761	104.786

(9.1) Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, no existen importes de efectivo y equivalentes de efectivo que se encuentren restringidos para el uso de la Corporación; sin embargo, existen casos en los que ciertos importes han sido asignados para el uso exclusivo en determinados proyectos..

10. FIDEICOMISOS

Constituyen fondos manejados a través de diferentes fideicomisos de administración y garantía, con el propósito de asegurar el cumplimiento de las obligaciones relacionadas con los desembolsos para la construcción de algunos proyectos de generación de energía eléctrica. Un detalle de fondos en fideicomisos es como sigue:

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Fideicomiso Mercantil Proyecto Termoeléctrico Fase I	2.701	2.698
Fideicomiso de Inversión y Administración Flujos y Pago - Proyecto Termoeléctrico Fase II	27	23
Fideicomiso Toachi Pilatón	48	11
Saldo final	2.776	2.732

11. CUENTAS POR COBRAR CORRIENTES

La Corporación ha aplicado la NIIF 9 Instrumentos Financieros. La aplicación de dicha norma resulta en cambios contables y ajustes a los momentos reconocidos en los estados financieros. Entre otros, se ha aplicado lo establecido en el párrafo 7.2.15 de la NIIF 9 en lo que respecta a los efectos contables, clasificación y medición de activos financieros y deterioro del valor producto de la transición de la NIC 39 a la NIIF 9.

Las políticas de la Corporación fueron modificadas para cumplir con lo indicado en la NIIF 9 emitida por el IASB en julio de 2014. La NIIF 9 reemplaza las directrices de la NIC 39 que se relacionan con el reconocimiento, clasificación y medición de los activos y pasivos financieros; baja de instrumentos financieros y deterioro de activos financieros.

La adopción de NIIF 9 se ha aplicado con fecha 1 de enero de 2018 implicó como principal impacto un cambio de modelo de la provisión de incobrables.

A continuación, se desglosa la clasificación de los activos financieros bajo la NIIF 9 en la fecha de aplicación:

Categoría	Contenido	Valoración inicial	Valoración posterior	Deterioro de valor	Otros detalles
1) Activos financieros a coste amortizado	Activos que cumplen dos condiciones: (1) el activo se gestiona bajo un modelo que supone mantener los activos para recibir los flujos contractuales; (2) los flujos de caja son solamente pagos de principal e intereses ("SPPI")	Valor razonable (valor razonable contraprestación + costes transacción). Excepción para cuentas a cobrar de origen comercial que no tengan un componente significativo de financiación (valor nominal)	Coste amortizado	Pérdida esperada en función de los criterios de NIIF 9	El deterioro de valor y las diferencias de cambio se reconocen contra la cuenta de resultados. No se separan derivados implícitos

Política de la Corporación:

Reconocimiento, medición inicial y des-reconocimiento

Los activos y pasivos financieros se reconocen cuando la Corporación forma parte de las provisiones contractuales de un instrumento financiero y se miden inicialmente al costo. La medición posterior de un activo o pasivo financiero se realiza como se describe posteriormente.

Los activos financieros se des-reconocen cuando los derechos contractuales a los flujos de efectivo de un activo financiero expiran, o cuando el activo financiero y todos los riesgos y beneficios han sido transferidos sustancialmente. Un pasivo financiero se des-reconoce cuando se extingue, se descarga la obligación, se cancela o vence.

Clasificación de los instrumentos financieros

La clasificación depende del propósito para el cual se adquirieron los activos y pasivos financieros. La administración determina la clasificación de sus instrumentos financieros en el momento del reconocimiento inicial.

Para efectos de su medición posterior y un mejor análisis del deterioro de cartera los activos financieros se clasifican en las siguientes categorías al momento de su reconocimiento inicial:

1. **Cartera comercial:** A este tipo de cartera también se le realizó una subdivisión, de manera que el análisis de deterioro esté más enfocado a las características propias de cada uno de los grupos; siendo estos los siguientes:
 - 1.1. **Cartera relacionada:** Para este tipo de cartera el riesgo de incobrabilidad es prácticamente nulo, por lo que el deterioro consiste en traer a valor presente los flujos de efectivo futuro descontados a una tasa de interés específica para CELEC EP.
 - 1.2. **Cartera no relacionada:** Para este tipo de cartera se ha determinado el deterioro a través del enfoque simplificado, de acuerdo a lo establecido en la NIIF 9 Instrumentos Financieros.
2. **Cartera no comercial:** Para este tipo de cartera se ha determinado el deterioro a través del enfoque general, establecido en la NIIF 9 Instrumentos Financieros. Para cumplir con este enfoque se realizó una evaluación de la cartera desde el reconocimiento inicial de la cuenta por cobrar, verificando si es que existe un incremento en el riesgo de crédito, que ocasione un incumplimiento por parte del deudor, modificando en algunos casos, el valor de los flujos de efectivo, así como las fechas previstas de cobro.

Para realizar la evaluación se realizó un análisis individualizado y se identificó la fase en la que se encontraba el activo financiero, siendo estas las siguientes:

Primera Fase: activos con riesgo crediticio bajo desde el reconocimiento inicial, de los cuales se estimó recuperar la deuda, o el deudor tenía la capacidad suficiente para cumplir sus obligaciones en el corto plazo. Para el caso de CELEC EP, en esta fase se encuentran los activos financieros cuya antigüedad es menor a 180 días. La Corporación en esta fase no ha reconocido deterioro alguno.

Segunda Fase: activos con aumento significativo del riesgo de crédito, siempre y cuando se tenga evidencia suficiente de que la probabilidad de cobro ha disminuido, para lo cual se ha realizado un análisis individualizado de cada deudor. Para el caso de CELEC EP, en esta fase se encuentran los activos financieros cuya antigüedad oscila entre 181 y 365 días, en los casos en los cuales se cumplió lo descrito en este párrafo se reconoció un deterioro del 60.08% sobre el valor de la deuda, que corresponde a la tasa de pérdida crediticia esperada, la cual se obtuvo al estimar el valor de la pérdida crediticia, ajustada por la probabilidad de incumplimiento (probabilidad de que los valores registrados en la fase II pasen a la fase III en el futuro).

Tercera Fase: activos con evidencia de deterioro a la fecha de estimación. La evidencia objetiva de que un activo o un grupo de activos están deteriorados incluye la información no observable que requiere atención, sobre los siguientes eventos que causan la pérdida:

(a) cartera con una antigüedad mayor a 365 días, que su probabilidad de recuperación sea nula (0% de probabilidad de cobro). Existieron casos en los que la antigüedad de la cartera fue mayor a 365 días, pero existía suficiente evidencia de que la probabilidad de cobro no era de 0%; en estos casos se consideró que el instrumento financiero se encontraba en la fase II, por lo tanto, la tasa de pérdida crediticia esperada fue del 60.08%.

(b) dificultades financieras significativas del prestatario

- (c) infracciones de las cláusulas contractuales, tales como incumplimientos o moras en el pago de los intereses o el principal;
- (d) CELEC EP, por razones económicas o legales relacionadas con dificultades financieras del prestatario, le otorga concesiones o ventajas que no habría otorgado bajo otras circunstancias;
- (e) es probable que el prestatario entre en quiebra o en otra forma de reorganización financiera;

La evidencia obtenida de cualquiera de los literales produjo un deterioro del 100%, exceptuando lo descrito en el literal a).

Sin perjuicio de lo establecido en estas tres fases, cuando existió evidencia suficiente de que, en el próximo periodo de la fecha de presentación, el deudor cancelaría la deuda, no se reconoció deterioro alguno.

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre	Diciembre
		31, 2020	31, 2019
Cuentas por cobrar deudores comerciales	(11.1)	374.608	337.092
Cuentas por cobrar deudores no comerciales	(11.2)	622.079	532.771
(-) Deterioro acumulado de créditos incobrables		-35.939	-41.910
Saldo final		960.748	827.953

- (11.1) Corresponde a la cartera generada principalmente por la venta de energía eléctrica a los Agentes Distribuidores del Mercado Eléctrico Mayorista – MEM y a las empresas estatales de extracción de petróleo; esta energía es generada por las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de la Corporación.

Un detalle de esta cuenta es como sigue:

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP.
Estados Financieros y sus Notas en aplicación a las NIIF
(Expresadas en miles de dólares estadounidenses)

Página 46 de 86

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Empresa Eléctrica Pública Estratégica		
Corporación Nacional De Electricidad CNEL	255.889	230.821
EP		
Empresa Pública de Hidrocarburos del		
Ecuador EP Petroecuador	62.921	33.243
(11.1.1)		
Empresa Eléctrica Quito S.A. E.E.Q.	32.168	24.711
Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A.		
ELEPCOSA	5.388	9.209
Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro		
Norte S.A.	4.455	4.943
Empresa Eléctrica Regional Norte S A	4.099	8.098
Empresa Eléctrica Regional Del Sur S A	2.967	2.080
Empresa Eléctrica Provincial Galápagos		
Elecgalaápagos S.A.	1.637	1.121
Empresa Eléctrica Regional Centro Sur Ca	1.353	3.934
Empresa Eléctrica Riobamba S. A.	513	3.501
Operador Nacional de Electricidad - CENACE	221	12.325
Empresa Eléctrica Azogues C.A.	84	1.015
Otros Clientes	2.913	2.091
Saldo final	374.608	337.092

(11.1.1) Corresponde a las cuentas por cobrar registradas inicialmente con cargo a Petroecuador y Petroamazonas. Se presenta el importe consolidado, debido a que a la fecha de presentación de los Estados Financieros estas dos entidades están fusionadas.

Un detalle de la antigüedad de los saldos de cuentas por cobrar deudores comerciales fue como sigue:

Antigüedad	Diciembre 31, 2020		Diciembre 31, 2019	
	%	Saldo	%	Saldo
<u>Por vencer</u>	26,2%	97.999	30,6%	103.218
<u>Vencidas</u>				
De 0 a 90 días	22,1%	82.801	1,6%	5.210
De 91 a 180 días	10,3%	38.493	0,8%	2.795
De 181 a 270 días	2,2%	8.406	0,2%	649
De 271 a 365 días	5,9%	22.013	0,8%	2.781
De 366 a 730 días	1,8%	6.803	3,7%	12.514
Más de 730 días	31,5%	118.093	62,3%	209.925
	100%	374.608	100%	337.092

- (11.2) Corresponde a la cartera generada por actividades distintas a las de generación y transmisión de energía eléctrica; siendo su rubro más importante el generado por las transferencias realizadas al Ministerio de Economía y Finanzas en función del Convenio Interinstitucional para el Manejo Integrado de Liquidez del Sector Público, a través del cual por solicitud del Ministerio se transfieren las disponibilidades que no son de exigibilidad inmediata, las cuales serán devueltas en base a la programación de caja que envíe CELEC EP en función de las necesidades operativas. Al 31 de diciembre del 2020 esta cifra alcanza los 587,42 millones de dólares.

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

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Saldo inicial	-41.910	-33.320
Provisión / reversión del año	5.971	-8.590
Saldo final	-35.939	-41.910

12. ANTICIPOS ENTREGADOS

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Saldo inicial	56.371	58.873
Anticipos del año	54.887	93.117
Amortizaciones del año	-53.566	-64.782
Reclasificaciones	240	-30.837
Saldo final	(12.1) 57.932	56.371

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

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Covalco Cía. Ltda.	9.482	240
Harbin Electric International Co. Ltd	6.079	8.720
Xian Electric Engineering Co. Ltd.	5.545	8.933
Equitatis S.A	4.075	4.796
Changjiang Institute Of Survey, Planning Design And Research	2.567	3.005
Consorcio Tecnogas	2.103	0
Asociación Genermex - Pacacevi	1.518	0
China Machinery Engineering Corporation	1.399	3.720
Consorcio Smelecom Enebras	1.362	0
BKB Maquinaria Industrial Cía. Ltda.	1.157	545
Energycontrol S.A.	1.156	81
Electrocables C.A.	1.093	0
Sistemas Electricos S.A. Siselec	328	1.063
Pileggi Construcciones C.Ltda.	326	1.092
Jarval Comercio Internacional Cia. Ltda.	138	1.772
Electromec Ecuador Cía. Ltda.	0	1.010
Otros menores a un millón de dólares.	19.604	21.394
Saldo final	57.932	56.371

13. INVENTARIOS

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Repuestos, materiales y accesorios	374.486	340.489
Herramientas	2.147	2.000
Combustibles	19.973	19.569
Lubricantes	2.815	3.369
Químicos	2.223	3.290
En tránsito	3.269	1.115
Otros	4.422	4.298
Saldo final	409.335	374.130

Se evalúa de forma permanente el inventario por medio de constatación física, a través de la cual se procede a identificar y corregir cualquier tipo de eventualidad inherente a su naturaleza.

14. GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Seguros	8.712	11.717
Otros	5.587	1.010
Saldo final	14.299	12.727

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

15. ACTIVOS DISPONIBLES PARA LA VENTA

Corresponde al subsistema de transmisión Vicentina, un resumen de su composición fue como sigue:

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Líneas de Transmisión	1.962	1.962
Subestaciones	836	836
Edificios y Estructuras	399	399
Telecomunicaciones	265	265
Carreteras, Puentes y Caminos	21	21
Mobiliario	1	1
Saldo final	3.484	3.484

Se estima que el subsistema de transmisión Vicentina sea transferido formalmente a la Empresa Eléctrica Quito S.A. E.E.Q., empresa que actualmente se encuentra operando este subsistema, en el transcurso del año 2021. Conforme acuerdos establecidos, para compensar el valor de la transferencia se daría de baja la cuenta por pagar que CELEC EP mantiene con la Empresa Eléctrica Quito S.A. por los estudios del proyecto Quijos, adicionalmente se incluirán en la compensación los valores incurridos por la Empresa Eléctrica de Quito en la construcción de bahías relacionadas con este subsistema, mismas que actualmente se encuentra en construcción, y que pasarán a formar parte de los activos de CELEC EP.

16. PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Costo		12.049.960	11.873.649
Depreciación acumulada	(16.1)	-1.481.764	-1.232.579
Saldo final		10.568.196	10.641.070
<u>Clasificación:</u>			
PP&E de Generación Hidroeléctrica	(16.2)	6.243.185	6.374.340
PP&E de Generación Termoeléctrica	(16.3)	997.918	1.030.362
PP&E de Generación Eólica	(16.4)	25.667	26.810
PP&E de Transmisión de Energía	(16.5)	1.434.236	1.028.307
PP&E de Telecomunicaciones		49.008	41.226
PP&E de Talleres y Laboratorios		49.832	47.753
Overhaul (Mantenimiento Mayor)		16.868	24.152
PP&E Administrativos	(16.6)	476.907	488.637
PP&E en Preparación	(16.7)	1.262.611	1.569.832
Overhaul (Mantenimiento Mayor) en Curso		11.964	9.651
Saldo final		10.568.196	10.641.070

(16.1) En el año 2020 se realizaron cambios y correcciones en la vida útil de algunos elementos de Propiedad, Planta y Equipo, siendo los más relevantes los siguientes:

1. Centrales que tienen planes de desmantelamiento en el corto plazo. - De acuerdo a lo informado por la Dirección de Generación, se tiene previsto que las centrales La Propicia, Secoya, Celso Castellanos y Payamino terminen su vida útil en febrero del 2022, mientras que para las centrales Miraflores y Pedernales el término de su vida útil está estimado hasta el mes de junio del 2022. El cambio de vida útil provocó que se incremente el costo o gasto de depreciación en el resultado del 2020, un resumen de este incremento se presenta a continuación:

		Impacto en el resultado del ejercicio					
		La Propicia	Secoya	Celso Castellanos	Payamino	Miraflores	Pedernales
Edificios y Estructuras		333	70	18		640	21
Instalaciones Electromecánicas		1.805	4.039		13	1.890	259
Subestaciones			21				65
Herramientas, Equipos de Taller y Laboratorio				4	1		
Overhaul (Mantenimiento Mayor)			56				
Saldo final		2.138	4.186	22	14	2.530	345

2. Cambios en la vida útil y corrección de errores en la depreciación acumulada. Un resumen fue como sigue:

	Impactos		Total
	Resultado del ejercicio	Resultados acumulados	
Carreteras, Puentes y Caminos	-779	- 1.632	- 2.410
Edificios y Estructuras	427	- 3.085	- 2.659
Equipo de Construcción, Ingeniería y Mantenimiento	- 247	- 518	- 764
Equipo Informático y Multimedia	-1.580	- 7.966	- 9.546
Herramientas, Equipos de Taller y Laboratorio	- 579	- 194	- 773
Instalaciones Electromecánicas	-3.072	- 5.261	- 8.333
Líneas de Transmisión	2.368	4.498	6.865
Mobiliario	- 635	2.432	1.798
Obras Hidráulicas	39	- 105	- 66
Overhaul (Mantenimiento Mayor)	33		33
Subestaciones	1.270	- 261	1.009
Telecomunicaciones	- 63	- 2.014	- 2.078
Vehículos y Equipo Caminero	- 181	265	84
	-2.999	-13.841	-16.840

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

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Obras Hidráulicas	4.066.450	4.141.375
Edificios y Estructuras	786.150	796.883
Instalaciones Electromecánicas	1.188.277	1.227.875
Subestaciones	160.549	164.959
Líneas de Transmisión	35.121	35.638
Telecomunicaciones	6.638	7.610
Saldo final	6.243.185	6.374.340

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

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Edificios y Estructuras	97.851	100.982
Instalaciones Electromecánicas	873.986	902.355
Subestaciones	25.825	26.747
Líneas de Transmisión	101	102
Telecomunicaciones	155	176
Saldo final	997.918	1.030.362

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

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Edificios y Estructuras	3.620	3.684
Instalaciones Electromecánicas	19.245	20.252
Subestaciones	1.985	2.062
Líneas de Transmisión	788	811
Telecomunicaciones	29	1
Saldo final	25.667	26.810

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

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Edificios y Estructuras	178.391	141.344
Subestaciones	579.684	440.370
Líneas de Transmisión	676.161	446.593
Saldo final	1.434.236	1.028.307

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

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Edificios y Estructuras	44.753	46.675
Carreteras, Puentes y Caminos	280.921	287.606
Instalaciones Electromecánicas	3.537	3.477
Complementarias		
Equipo Informático y Multimedia	11.993	11.972
Vehículos y Equipo Caminero	17.230	18.236
Equipo de Construcción, Ingeniería y Mantenimiento	4.048	3.412
Mobiliario	5.261	8.175
Telecomunicaciones	6.649	6.638
Terrenos	102.515	102.446
Saldo final	476.907	488.637

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

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Toachi Pilaton	758.407	685.887
Ciclo Combinado	181.044	182.006
Transmisión	127.376	539.110
Quijos	71.985	69.484
Mazar Dudas	43.926	43.811
Sopladora	13.730	13.831
Coca Codo Sinclair	13.717	13.717
Otros	52.426	21.986
Saldo final	1.262.611	1.569.832

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP.
Estados Financieros y sus Notas en aplicación a las NIIF
(Expresadas en miles de dólares estadounidenses)

Página 54 de 86

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



Concepto	Terrenos	Edificios y Estructuras	Carreteras, Puentes y Caminos	Obras Hidráulicas	Instalaciones Eléctromecánicas	Subestaciones	Líneas de Transmisión	Telecomunicaciones	Herramientas, Equipos de Taller y Laboratorio	Equipo Informático y Multimedia	Vehículos y Equipo Caminero	Equipo de Construcción, Ingeniería y Mantenimiento	Mobiliario	Overhaul (Mantenimiento Mayor)	PP&E en Preparación	Overhaul (Mantenimiento Mayor) en Curso	Otros	Total
Costo:																		
Saldo al 31 de diciembre de 2019	96.207	1.103.217	329.440	4.120.188	2.432.225	718.689	512.593	97.811	53.064	24.582	29.723	7.380	13.275	56.555	2.116.360	10.251	2	11.721.560
Adquisiciones / activaciones / ajuste	6.239	90.672	3.987	379.988	144.254	21.360	39.714	5.111	4.213	2.146	3.722	405	2.529	10.504	-546.528	-600		167.714
Reclasificaciones									-128	-306	-251		-234					-919
Bajas / ventas		-506			-12.647	86		-234	-192	-106	-265	-180	-660				-2	-14.706
Saldo al 31 de diciembre de 2019	102.446	1.193.383	333.426	4.500.176	2.563.831	740.134	552.307	102.689	56.957	26.316	32.929	7.605	14.910	67.059	1.569.832	9.651		11.873.649
Adquisiciones / activaciones / ajuste	69	41.751	296	7.874	11.251	163.592	254.436	6.882	5.761	1.380	1.372	733	272	3.055	-307.221	2.314		193.817
Reclasificaciones		-6			-7	188		-158	4	-258	-17	-4	-67					-325
Bajas / ventas		-273	-9		-3.402	-3.296		-655	-2.350	-1.891	-812	-68	-4.425					-17.181
Saldo al 31 de diciembre de 2020	102.515	1.234.854	333.713	4.508.050	2.571.674	900.618	806.742	108.757	60.372	25.547	33.473	8.266	10.689	70.114	1.262.611	11.965		12.049.960
Depreciación acumulada:																		
Saldo al 31 de diciembre de 2019		-74.532	-36.126	-275.937	-323.264	-83.476	-53.866	-38.420	-20.342	-12.164	-12.938	-3.384	-5.874	-34.211			-1	-974.534
Venta / bajas / ajustes		16		-2	961	-18		104	-788	330	264	1.169	540	-8			1	2.570
Gasto por depreciación		-21.731	-9.694	-82.862	-79.652	-22.501	-15.297	-8.719	-3.562	-2.509	-2.019	-1.978	-1.401	-8.688				-260.615
Saldo al 31 de diciembre de 2019		-96.247	-45.820	-358.801	-401.955	-105.995	-69.163	-47.036	-24.691	-14.343	-14.693	-4.193	-6.735	-42.907				-1.232.579
Venta / bajas / ajustes		3.201	1.670	105	5.631	1.179	-3.939	8.205	1.384	3.166	412	1.614	2.034	-8				24.656
Gasto por depreciación		-23.294	-8.642	-82.903	-81.863	-27.761	-21.470	-7.447	-3.426	-2.377	-1.962	-1.639	-728	-10.331				-273.841
Saldo al 31 de diciembre de 2020		-116.340	-52.792	-441.599	-478.186	-132.576	-94.571	-46.278	-26.732	-13.554	-16.243	-4.218	-5.428	-53.245				-1.481.764
Saldo neto al 31 de diciembre de 2020	102.515	1.118.514	280.921	4.066.450	2.093.488	768.042	712.171	62.479	33.640	11.993	17.230	4.048	5.261	16.868	1.262.611	11.965		10.568.196

17. ACTIVOS INTANGIBLES

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Costo		22.117	25.740
Amortización acumulada	(17.1)	-11.041	-21.728
Saldo final		11.076	4.012
<u>Clasificación:</u>			
Software		5.483	3.058
Licencias		5.593	954
Saldo final		11.076	4.012

(17.1) En el año 2020 se realizaron cambios y correcciones en la vida útil y en la amortización acumulada de ciertos activos intangibles. Un resumen fue como sigue

		Impactos	
	Resultado del ejercicio	Resultados acumulados	Total
Software	629	-3.317	-2.687
Licencias	426	-4.950	-4.524
	1.055	-8.267	-7.211

El movimiento de los activos intangibles, fueron como sigue:

Concepto	Software	Licencias	Derechos Contractuales y Legales	Total
<u>Costo:</u>				
Saldos al 31 de diciembre de 2018	13.685	11.821	154	25.660
Adquisiciones	82	466		548
Valor razonable				
Reclasificaciones	-23			-23
Bajas / ventas	-192	-254		-446
Saldos al 31 de diciembre de 2019	13.552	12.034	154	25.740
Adquisiciones	164	338		502
Valor razonable				
Reclasificaciones	-70	-381		-451
Bajas / ventas	-1.655	-1.865	-154	-3.674
Saldos al 31 de diciembre de 2020	11.991	10.126		22.117
<u>Amortización acumulada:</u>				
Saldos al 31 de diciembre de 2018	-10.180	-10.929	-154	-21.263
Venta / bajas / ajustes	253	477		731
Gasto por amortización	-567	-628		-1.196
Saldos al 31 de diciembre de 2019	-10.494	-11.080	-154	-21.728
Venta / bajas / ajustes	5.012	7.272	154	12.438
Gasto por amortización	-1.026	-725		-1.751
Saldos al 31 de diciembre de 2020	-6.508	-4.533		-11.041
Saldos netos al 31 de diciembre de 2020	5.483	5.593		11.076

18. CUENTAS POR COBRAR NO CORRIENTES

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Reclamos IVA e Imp. a la Renta (18.1)	126.583	126.583
Cuentas por cobrar por reclamaciones	1.773	1.773
Otras cuentas por cobrar	490	492
(-) Provisión por deterioro	-128.845	-128.847
Saldo final	1	1

- (18.1) 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 con 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. CELEC EP ha cumplido con todos 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 registró un deterioro del 100%.

19. ANTICIPOS ENTREGADOS

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Saldo inicial	48.874	77.503
Anticipos del año	53	149
(-) Amortizaciones del año	-20.609	-56.591
Reclasificaciones	-223	27.813
Saldo final	28.095	48.874

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

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Tyazhmash S.A.	28.023	45.536
Harbin Electric International Co. Ltd	0	1.610
Xian Electric Engineering Co. Ltd.	0	514
China Machinery Engineering Corporation	0	404
Otros menores a un millón de dólares	72	810
Saldo final	28.095	48.874

20. CUENTAS POR PAGAR

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Obligación con proveedores	(20.1)	223,991	210,876
Cuentas por pagar a empleados		695	3,476
Cuentas por pagar a compañías relacionadas	(20.2)	29,828	29,849
Cuentas por pagar a la administración tributaria		2,344	2,970
Cuentas por pagar a la seguridad social		3,050	2,981
Otras cuentas por pagar		2,003	2,207
Saldo final		261,911	252,360

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

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Bienes y servicios de consumo	18,309	4,470
Bienes y servicios para operación	143,271	165,339
Otros gastos de operación	14,075	14,541
Plan anual de inversión	43,636	21,067
Inversiones en bienes de larga duración	1,435	747
Otros gastos inversión	64	923
Gastos del personal	2,900	3,677
Otros gastos	301	112
Saldo final	223,991	210,876

El detalle de la composición de las cuentas por pagar a los proveedores por razón social, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP Petroecuador	88,528	144,032
Empresa Pública del Agua EPA EP	27,847	20,696
Consortio Hidrojubones	14,028	0
Seguros Sucre S.A.	12,441	763
Consortio Consultor Hidroaustral	7,216	0
Sinohydro Corporation Limited	5,301	4,980
Empresa Eléctrica Provincial Galápagos Elecgalápagos S.A.	5,003	470
Tyazhmash S.A.	4,387	3,016
HH International Co., Ltd.	4,141	0
Servicios De Ingeniería Eléctrica Cubana S.A. SIECSA	2,650	0
Empresa Eléctrica Quito S.A. E.E.Q.	2,505	316
Harbin Electric International Co. Ltd	2,277	682
China International Water & Electric Corp-Cwe-	2,188	0
Electromec Ecuador Cia. Ltda.	2,179	0
China National Electric Engineering Co.Ltd	1,939	1,939
Consortio del Austro Cp	1,848	0
Energycontrol S.A.	1,744	0
Sinohydro Corporation	1,471	2,150
Asociacion Cfe-Pypsa-Cva-Ica	1,256	1,256
Xian Electric Engineering Co. Ltd.	854	4,228
Otros Proveedores	34,188	26,347
Saldo final	223,991	210,876

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

		Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Convenio CELEC EP - CNEL EP (Eléctrica de Guayaquil)	(20.2.1)	28,629	28,629
Convenio CELEC EP – ELECGALÁPAGOS	(20.2.2)	1,199	1,220
Saldo final		29,828	29,849

(20.2.2) 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 pagar convenio CELEC EP / ELECGALÁPAGOS S.A. - Son obligaciones de pago 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, 2020	Diciembre 31, 2019
Obligaciones fidecomiso BIESS fase I y II	24,548	23,679
Fidecomiso de Inversión Garantía y Pago - BIESS	13,387	12,625
Eximbank de Rusia Proyecto Toachi Pilatón	7,317	7,481
Eximbank de Rusia Proyecto Ciclo Combinado	10,492	10,542
Saldo final	55,744	54,327

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
Fidecomiso de Inversión Garantía y Pago - BIESS	7.65%	20/05/2031
Eximbank de Rusia Proyecto Toachi Pilatón	7.90%	20/09/2022
Eximbank de Rusia Proyecto Ciclo Combinado	7.45%	24/12/2028

22. DOCUMENTOS POR PAGAR

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Certificados de Energía Futura	(22.1)	26,456	0
Construcción BID	(22.2)	6,424	7,243
Servicios de Ingeniería Eléctrica Cubana S.A.		0	2,435
Petroamazonas EP		2,493	0
Harbin Electric International Co. Ltd		1,426	1,426
Ecuacorriente S.A.		1,000	0
Otros Proveedores		2,126	3,170
Saldo final		39,924	14,274

- (22.1) Viene de la reclasificación del grupo no corriente. 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, Adenda No. 10 del contrato de Construcción EPC, e instrumentado en el Fideicomiso San Francisco III.
- (22.2) Construcción BID - Corresponde a valores retenidos a contratistas solicitados por el administrador del contrato por incumplimiento de hitos o fondos de reparo. Las retenciones están contempladas en los contratos BID como una especie de garantía hasta que se pueda evidenciar el cumplimiento del hito relacionado.

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
China Machinery Engineering Corporation	1,152	1,152
Xian Electric Engineering Co. Ltd.	2,618	3,262
Sinohydro Corporation Limited	17	17
LSIS Co. Ltd.	288	288
Otros Proveedores	2,349	2,525
Saldo final	6,424	7,243

23. PROVISIONES BENEFICIOS EMPLEADOS

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Décimo tercer sueldo	512	484
Décimo cuarto sueldo	743	756
Vacaciones	10,525	8,289
Saldo final	11,781	9,529

24. OTRAS PROVISIONES

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Cuentas por pagar 30% de los excedentes	(24.1)	34,529	34,529
Cuentas por pagar provisiones contables	(24.2)	201,581	177,869
Saldo final		236,110	212,398

- (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) Corresponde a valores pendientes de pago registrados bajo el principio contable del devengado, es decir aquellos que se generan por la compra de bienes, obras o servicios recibidos o devengados y que se encuentran pendientes de ser regularizados. Dichos valores se van regularizando conforme se va completando la documentación requerida referente a los procesos de pago de bienes, servicios u obras.

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP	60,864	60,864
Harbin Electric International Co. Ltd	28,869	0
Retroactivo ajuste salarial trabajadores CELEC	27,989	0
Hidroabánico S.A.	12,572	17,848
Inter Rao	12,733	12,733
Inter Rao Export	9,031	10,296
Consorcio CGGC-Fopeca	9,637	9,637
Consorcio Consultor Hidroaustral	0	7,317
Otros Proveedores	39,884	59,173
Saldo final	201,581	177,869

25. ANTICIPOS DE CLIENTES

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Petroamazonas EP	7,656	5,298
Otros Clientes	1,122	130
Saldo final	8,778	5,428

26. PASIVOS DIFERIDOS

Corresponde las obligaciones de carácter corriente que tiene la empresa por ingresos recibidos en forma anticipada para prestar un servicio o realizar una venta en el futuro, que se reconocerán en el resultado del periodo a medida que se devenguen. Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Hidrosanbartolo S.A.	245	224
Saldo final	245	224

27. OBLIGACIONES FINANCIERAS

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Obligaciones fidecomiso BIESS fase I y II	(27.1)	42,471	66,652
Fidecomiso de Inversión Garantía y Pago – BIESS	(27.2)	170,324	182,163
Eximbank de Rusia Proyecto Toachi Pilatón	(27.3)	7,006	14,013
Eximbank de Rusia Proyecto Ciclo Combinado	(27.4)	73,084	83,525
Banco Interamericano de Desarrollo BID V	(27.5)	31,506	0
Banco Interamericano de Desarrollo BID VI	(27.6)	17,400	0
Saldo final		341,791	346,353

(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 Proyecto Toachi Pilatón - La Corporación suscribió un Contrato de Facilidad de Crédito por USD 123.2 millones que corresponde al 85% del precio de compra especificado en el Contrato de Proveedor, para la adquisición de turbinas y varios trabajos electromecánicos e hidromecánicos e incluye un pago anticipado de USD 7.2 millones para la Central Hidroeléctrica Hidrotoapi, incluyendo, sin limitarse a, la construcción de tres (3) unidades de generación con turbinas hidráulicas para Sarapuyo; tres (3) Unidades Turbogeneradoras para la estación Hidroeléctrica de Alluriquín, y una (1) Unidad Turbogeneradora para el Mini-Proyecto Hidroeléctrico de Toachi, trabajos de ingeniería, repuestos, instalaciones auxiliares, pruebas, apoyo técnico y todos los demás servicios y actividades de cualquier tipo, necesarias para completar el Proyecto. Del valor total de Facilidad de Crédito el Eximbank de Rusia ha desembolsado a la Corporación USD 52.5 millones.
- (27.4) Eximbank Rusia Proyecto Ciclo Combinado – Corresponde al Convenio de Línea de Crédito a Término por un monto de USD 195.2 millones, que concierne al 85% del precio a pagarse al Contratista, para la provisión de una turbina y diversas obras electromecánicas e hidromecánicas con respecto al proyecto “Ciclo Combinado Termogas Machala”, incluyendo, sin limitación, la construcción de un turbogenerador a gas, obras de ingeniería, instalaciones auxiliares,

monturas, la implementación del ciclo combinado, pruebas y todos los demás servicios y actividades de cualquier tipo necesarios para completar el Proyecto. Del valor total del Convenio el Eximbank de Rusia ha desembolsado a la Corporación USD 114.8 millones.

- (27.5) Banco Interamericano de Desarrollo BID V – Préstamo suscrito por hasta USD 150 millones para contribuir a la financiación y ejecución del Programa Apoyo al Avance del Cambio de la Matriz Energética del Ecuador, asociado a este crédito la Corporación suscribió el 30 de julio de 2020 un Convenio de Adhesión con el MERNNR, con sujeción al Contrato de Préstamo de la referencia y al Convenio Subsidiario suscrito entre el MEERNNR y el MEF, incluido el servicio de deuda, por un monto de USD 75.19 millones, destinados al financiamiento y ejecución parcial del programa “Apoyo al Avance del Cambio de la Matriz Energética”, en proyectos de reforzamiento de la red de transmisión de energía.
- (27.6) Banco Interamericano de Desarrollo BID VI – Préstamo suscrito por hasta USD 100 millones para contribuir a la financiación y ejecución del Programa de Modernización y Renovación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano, asociada a este crédito la Corporación suscribió el 30 de julio de 2020 un Convenio de Adhesión con el MERNNR, con sujeción al Contrato de Préstamo de la referencia y al Convenio Subsidiario suscrito entre el MEERNNR y el MEF, incluido el servicio de deuda, por un monto de USD 44.5 millones, destinados al financiamiento y ejecución parcial del “Programa de Modernización y Renovación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano”, en proyectos de renovación y reparación de activos de transmisión de energía.

Referente a los montos no desembolsados de los Convenios de Crédito con el Eximbank de Rusia (Ciclo Combinado y Toachi Pilatón), por la terminación unilateral de los contratos de Construcción de las Centrales con el Contratista a cargo de la obra, CELEC EP, solicitó la suspensión del desembolso de los valores no transferidos por el Banco para completar el monto del crédito.

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
Fideicomiso de Inversión Garantía y Pago - BIESS	7.65%	20/05/2031
Eximbank de Rusia Proyecto Toachi Pilatón	7.90%	20/09/2022
Eximbank de Rusia Proyecto Ciclo Combinado	7.45%	24/12/2028
Banco Interamericano de Desarrollo BID V	1.12%	15/11/2042
Banco Interamericano de Desarrollo BID VI	1.12%	15/10/2043

De acuerdo a lo establecido en el párrafo 44A de la NIC 7, a continuación, se presentan los cambios en los pasivos que están relacionados con las actividades de financiación tanto en el año 2020, como en el año inmediato anterior:

Cambios en los pasivos que surgen de las actividades de financiación en el año 2019

	2018	Flujos de efectivo	Cambios distintos al efectivo	2019
Obligaciones Financieras	448,707	-50,588		398,119
Total pasivos por actividades de financiación	448,707	-50,588		398,119

Cambios en los pasivos que surgen de las actividades de financiación en el año 2020

	2019	Flujos de efectivo	Cambios distintos al efectivo	2020
Obligaciones Financieras	398,119	-2,861		395,258
Total pasivos por actividades de financiación	398,119	-2,861		395,258

28. PASIVOS LABORALES

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Jubilación Patronal	(28.1)	20,259	38,651
Desahucio	(28.2)	8,133	7,395
Retiro Voluntario	(28.3)	15,725	0
Saldo final		44,117	46,046

La cuenta Jubilación Patronal hasta el año 2019 incluía Jubilación Patronal y Retiro Voluntario, sin embargo a partir del año 2020, estos beneficios se segregan, para lo cual se incorporó en el plan de cuentas el beneficio de Retiro Voluntario, por lo que para efectos de comparación, a continuación se presenta el resumen con dicha segregación:

		Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Jubilación Patronal	(28.1)	20,259	8,968
Desahucio	(28.2)	8,133	7,395
Retiro Voluntario	(28.3)	15,725	29,683
Saldo final		44,117	46,046

- (28.1) **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, 2020	Diciembre 31, 2019
Saldos al comienzo del año	8,968	10,241
Costo de los servicios del período corriente	1,574	1,347
Costo por intereses	444	362
Reducciones y liquidaciones anticipadas	-262	-2,885
Beneficios pagados	-3	-30
Ganancias(pérdidas) actuariales	9,538	-68
Saldo final	20,259	8,968

- (28.2) **Bonificación por desahucio.-** En atención a las 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, 2020	Diciembre 31, 2019
Saldos al comienzo del año	7,395	7,118
Costo de los servicios del período corriente	1,024	870
Costo por intereses	354	298
Reducciones y liquidaciones anticipadas	-448	-859
Beneficios pagados	0	0
Ganancias(pérdidas) actuariales	-191	-32
Saldo al final del año	8,133	7,395

- (28.1) **Retiro Voluntario.-** De conformidad a la Ley Orgánica de Empresas Públicas y al Manual de Administración de Talento Humano de la CELEC EP, los servidores u obreros de las empresas públicas que han laborado al menos cinco años consecutivos o en general haber laborado en el sector público ecuatoriano por al menos diez años y que terminen la relación laboral por retiro voluntario, recibirán el

pago de un monto hasta cinco salarios básicos unificados del trabajador privado por cada año de servicio, y hasta un máximo de 210 salarios mínimos básicos unificados del trabajador privado.

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

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Saldos al comienzo del año	29,683	25,274
Costo de los servicios del período corriente	4,069	6,648
Costo por intereses	1,418	1,202
Reducciones y liquidaciones anticipadas	-3,574	-3,330
Beneficios pagados	0	0
Ganancias(pérdidas) actuariales	-15,870	-112
Saldo final	15,725	29,683

Las suposiciones actuariales más significativas del estudio actuario de jubilación patronal, desahucio y retiro voluntario es como sigue:

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Tasa de descuento	8.52%	7.92%
Tasa de incremento salarial	2.00%	3.59%
Tablas de actividad y mortalidad	TM IESS 2002	TM IESS 2002

Tasa de descuento - Resulta de ponderar geométricamente las tasas de interés de los Bonos Corporativos de Alta Calidad del Ecuador.

Tasa de incremento salarial - considera los incrementos futuros en los salarios tomando en cuenta la inflación, la antigüedad, promociones y otros factores relevantes, tales como la evolución de la oferta y la demanda en el mercado de trabajo.

Tablas de actividad y mortalidad - Tablas Biométricas de experiencia ecuatoriana, publicadas por el Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social IESS en el año 2002.

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 2020 y 2019. 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 otro resultado integral. Los costos por servicio presente se reconocen en el resultado del año en el que se generan, así como el interés financiero generado por la obligación de beneficios definidos.

Análisis de Sensibilidad

Cambios razonablemente posibles en las suposiciones actuariales relevantes a la fecha de presentación, siempre que las otras suposiciones se mantuvieran constantes, habrían afectado la obligación por beneficios definidos en los importes incluidos en las tablas a continuación:

Jubilación Patronal

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Tasa de descuento +0,5%	19,384	9,056
Tasa de descuento -0,5%	21,215	8,918
Incremento salarial +0,5%	21,077	9,056
Incremento salarial -0,5%	19,483	8,918

Desahucio

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Tasa de descuento +0,5%	7,875	7,435
Tasa de descuento -0,5%	8,407	7,356
Incremento salarial +0,5%	8,423	7,435
Incremento salarial -0,5%	7,858	7,356

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

29. OTRAS PROVISIONES

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Cuenta para el Estado del Buen Vivir	(29.1)	22,775	19,245
Saldo final		22,775	19,245

(29.1) 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 y no están relacionados con las aportaciones de los propietarios a este patrimonio.

De la misma manera la Norma Internacional de Información Financiera NIIF 15 Ingresos de Actividades Ordinarias Procedentes de Contratos con Clientes indica lo siguiente:

Una entidad reconocerá los ingresos de actividades ordinarias para representar la transferencia de los bienes o servicios comprometidos con los clientes por un importe que refleje la contraprestación a que la entidad espera tener derecho, a cambio de dichos bienes o servicios.

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.

30. PATRIMONIO NETO

(30.1) **Capital.** - Al 31 de diciembre de 2020 y 2019, es de USD \$ 11,373,152 miles y de USD \$ 11,348,332 miles respectivamente. El capital autorizado al 14 de enero de 2010 pertenece en su totalidad al ex - Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, actual Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, entidad del Gobierno Ecuatoriano.

(30.2) **Otros Resultados Integrales.** – Al 31 de diciembre del 2020 y 2019, el valor registrado como Otro resultado integral en la aplicación de la norma contables NIC 19 por las ganancias producto del Cálculo Actuarial es de USD \$ 6,523 miles y USD \$ 211 miles respectivamente. Al 31 de diciembre del 2020, los informes de Cálculo Actuarial fueron elaborado por Volrisk

(30.3) **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 períodos terminados al 31 de diciembre de 2020 y 2019 fueron de USD \$ 498,879 y USD \$ 483,823 miles respectivamente.

(30.4) **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”.

31. INGRESOS POR ACTIVIDADES ORDINARIAS

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Generación de Energía	(31.1)	555.066	563.957
Transmisión de Energía	(31.1)	108.118	111.453
Exportación de Energía	(31.2)	47.173	55.541
Saldo final	(31.3)	710.357	730.951

(31.1) 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 el Operador Nacional de Electricidad - CENACE, en cumplimiento a las disposiciones legales emitidas para el sector eléctrico, en las que se establece que el 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. De la misma manera,

anualmente la Agencia de Regulación y Control de Electricidad – ARCONEL, aprueba el estudio de costos emitido por CELEC EP, en donde se establece la tarifa que las distribuidoras pagarán a la Corporación por la venta de energía, dicha tarifa contempla un cargo fijo y un cargo variable. En definitiva, tanto el despacho de energía como el ingreso producto de la venta de esa energía están regulados por el CENACE y ARCONEL respectivamente.

- (31.2) Exportación de Energía – Corresponde a la energía más los servicios de transmisión entregada al CENACE para su comercialización al Mercado Internacional, incluye además la exportación directa de la Corporación por contratos de exportación menores al mercado peruano.
- (31.3) Para el caso de la NIIF 15 Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes emitida en mayo 2014, la Administración de la CELEC EP efectuó una evaluación de los efectos de la aplicación de esta norma en sus estados financieros.

Tal evaluación incluyó el repaso conceptual de cada uno de los tipos de ingresos con clientes, comparando su reconocimiento bajo los conceptos de la NIIF 15 y las prácticas contables actuales de la Corporación.

La evaluación tuvo especial énfasis en el análisis de ciertos conceptos de especial relevancia para la naturaleza de las actividades de la entidad, tal como la identificación de posibles obligaciones de desempeño.

En cumplimiento a los párrafos 110 y 111 de la NIIF 15, se señala lo siguiente:

Política de la Entidad. - 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. Los ingresos se miden por el valor razonable de la contraprestación recibida o por recibir, teniendo en cuenta las condiciones de pago definidas contractualmente. 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.

Se ha efectuado un análisis y comparación de las cifras, presentando en el cuadro siguiente, los ingresos generados para los años 2020 y 2019:

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Cargo fijo de contrato	353.288	347.414
Cargo variable de contrato	143.179	173.080
Ingresos rentas de congestión por exportación de energía	19.065	22.450
Ingresos rubros internos por exportación de energía	23.371	26.106
Ingresos generación hídrica - cargo no convencional	6.209	6.552
Ingresos generación eólica - cargo no convencional	4.751	5.301
Venta servicios del mercado ocasional	1.401	1.091
Cargo fijo sistemas aislados	18.079	12.709
Cargo variable sistemas aislados	28.158	17.810
Venta por exportación-generación (capacidad)	341	571
Venta por exportación-transmisión	4.396	6.414
Venta por exportación-generación (energía)	0	0
Ingresos tarifa de transmisión local	108.118	111.453
Saldo final	710.357	730.951

Análisis

	Diciembre 31, 2020	%
Energía contratada	507.428	71,4%
Energía spot, ocasional	1.401	0,2%
Energía sistemas aislados	46.237	6,5%
Exportación de energía	47.173	6,6%
Ingresos por servicios de transmisión	108.118	15,3%
Saldo final	710.357	100%

Aplicación de norma

	Diciembre 31, 2019	%
Generación de Energía	632.239	84,8%
Transmisión de energía	108.118	15,2%
Saldo final	730.951	100%

Considerando una base de impacto debemos entender que los ingresos de la Corporación se encuentran clasificados por segmentos como señalan los cuadros antes citados y la segregación de estos conllevan a determinar que el mayor porcentaje de ingresos de la Corporación, lo constituye la generación de energía eléctrica.

Considerando el diagnóstico realizado sobre los contratos y el cumplimiento legal de los mismos, basados en la normativa y con la finalidad de dar cumplimiento a los párrafos del 9 al 16 de la NIIF 15, se presenta a continuación el formato de Contrato que cumplen con las disposiciones básicas y generales para un normal funcionamiento de la entidad.

**CONTRATO REGULADO DE COMPRAVENTA DE ENERGÍA ENTRE LA
CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP Y LA EMPRESA
ELÉCTRICA REGIONAL CENTRO SUR C.A.**

CLÁUSULA PRIMERA: COMPARECIENTES.-

De una parte, la Empresa Pública Estratégica CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP, legalmente representada por el ingeniero Modesto Salgado Rodríguez, Gerente General Subrogante, en ejercicio de las funciones del titular por encargo, mediante Memorando No. CELEC EP-2014-0569-MEM, de 17 de marzo de 2014, conforme se evidencia de la copia del documento adjunto como habilitante, parte a la cual en adelante y para efectos del presente documento se denominará **el GENERADOR**; y,

De otra parte, la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., legalmente representada por su Presidente Ejecutivo y representante legal Ingeniero Javier Serrano López, conforme se evidencia de la copia del documento adjunto como habilitante, parte a la cual en adelante y para efectos del presente documento se denominará **el DISTRIBUIDOR**.

Los comparecientes, por así convenir a los intereses que representan, suscriben de común acuerdo el Contrato Regulado de Compraventa de Energía, de conformidad con los términos y condiciones siguientes:

CLÁUSULA SEGUNDA: ANTECEDENTES.-

- 2.1) La Asamblea Constituyente expidió, el 23 de julio de 2008, el Mandato Constituyente N° 15, promulgado en el Suplemento del Registro Oficial No. 393 de 31 de julio de 2008, en el cual se establecen disposiciones para el funcionamiento del sector eléctrico ecuatoriano.
- 2.2) El artículo 1 del Mandato Constituyente N° 15, facultó al Consejo Nacional de Electricidad CONELEC, sin limitación alguna, a establecer nuevos parámetros regulatorios específicos que se requieran para obtener una tarifa única, incluyendo el ajuste automático de los contratos de compraventa de energía; y, eliminó el concepto de costos marginales para el cálculo del componente de generación.
- 2.3) La Disposición Final Segunda del Mandato Constituyente N° 15 señala: "El Mandato es de obligatorio cumplimiento, y en tal virtud, no será susceptible de queja, impugnación, acción de amparo, demanda, reclamo, criterio o procedimiento administrativo o judicial alguno y entrará en vigencia de forma inmediata, sin perjuicio de su publicación en la Gaceta Constituyente y/o en el Registro Oficial."
- 2.4) El CONELEC en la Regulación No. CONELEC 006/08 - Aplicación del Mandato Constituyente N° 15, definió el cálculo de la componente de generación, costo de transmisión y del componente de distribución a reflejarse en la tarifa a usuario final. Así como la modalidad de contratos regulados a plazo que se suscriban entre generadores en los que el Estado tenga participación, sin excepción alguna, y los distribuidores.
- 2.5) El CONELEC en la Regulación No. CONELEC 013/08 - Regulación Complementaria N° 1 para la Aplicación del Mandato Constituyente N° 15, estableció los cargos de los contratos regulados para la generación en la que el Estado tenga participación accionaria, considerando cargos fijos determinados, anualmente por el CONELEC en los correspondientes estudios tarifarios, cargos variables en aplicación a la Regulación No. CONELEC 003/03 vigente o la que la



CONTRATO REGULADO POR COMPRAVENTA DE ENERGÍA CELEC EP-CENTROSUR

sustituya; y, la liquidación en el mercado de la producción de la generación no convencional en función de la regulación específica que le corresponda.

- 2.6) El CONELEC en la Regulación No. CONELEC 004/09 - Regulación Complementaria N° 2 para la Aplicación del Mandato Constituyente N° 15, estableció las condiciones para realizar la liquidación de las transacciones y el estudio de costos de empresas integradas.
- 2.7) A fin de dar cumplimiento a lo establecido en la normativa vigente, el **GENERADOR** y el **DISTRIBUIDOR** convienen en suscribir el Contrato Regulado de Compraventa de Energía al tenor de las siguientes Cláusulas:

CLÁUSULA TERCERA: OBJETO.-

Sobre la base de lo señalado en la Cláusula Primera, **las Partes** suscriben este Contrato Regulado, que tiene por objeto establecer las condiciones para la venta de energía eléctrica producida por el **GENERADOR** y la compra de energía por el **DISTRIBUIDOR**.

CLÁUSULA CUARTA: PLAZO.-

El plazo de vigencia del presente Contrato Regulado es de diez (10) años contados a partir del 1 de abril de 2014.

CLÁUSULA QUINTA: LIQUIDACIÓN.-

- 5.1) La producción neta de energía eléctrica de las centrales de propiedad del **GENERADOR** será asignada al **DISTRIBUIDOR** en proporción a su demanda real medida, de conformidad a la normativa vigente, principio que será considerado por el CENACE para la liquidación de la energía generada neta de las centrales del **GENERADOR** a favor del **DISTRIBUIDOR**.
- 5.2) La liquidación económica por la venta de energía producida por centrales de generación de propiedad del **GENERADOR**, cuyo estudio de costos es aprobado anualmente por el CONELEC considerará los siguientes cargos:
- a) Cargo Fijo, liquidado de conformidad a la normativa vigente y a los valores establecidos en el Estudio de Costos aprobado por el CONELEC para cada periodo.
 - b) Cargo variable, liquidado en función de la energía asignada y los Costos Variables de Producción declarados de conformidad a la normativa vigente.
- 5.3) La liquidación económica por la venta de energía producida por centrales de generación con recursos renovables no convencionales de propiedad del **GENERADOR**, considerará el precio establecido para cada tipo de tecnología en la normativa vigente.
- 5.4) La liquidación económica de los cargos asociados al **GENERADOR** por servicio de transporte de energía y cargos complementarios para mantener las condiciones de calidad, seguridad y confiabilidad del sistema, no son parte de este Contrato Regulado, la liquidación de estos valores considerará lo que resulte de la liquidación realizada por el CENACE en aplicación a la normativa vigente.

CONTRATO REGULADO POR COMPRAVENTA DE ENERGÍA CELEC EP-CENTROSUR

CLÁUSULA SEXTA: FACTURACIÓN Y PAGO.-

La facturación de la compraventa de energía se realizará de forma mensual con la información que publique el CENACE como resultado de los procesos de liquidación de transacciones y conforme a lo establecido en la normativa vigente.

Los pagos deberán ser cancelados por el **DISTRIBUIDOR** al **GENERADOR** en dólares de los Estados Unidos de América (USD), en forma mensual mediante transferencia bancaria a la cuenta que el **GENERADOR** determine por escrito en los documentos emitidos y se ajustarán al orden de prelación vigente.

De aquellos valores que por concepto de Déficit Tarifario, Tarifa Dignidad y otros subsidios que se generen en el futuro, reciba el **DISTRIBUIDOR**, también están sujetos a cubrir saldos deudores al **GENERADOR** del mes correspondiente dicha asignación, en cumplimiento del orden de prelación.

De existir obligaciones impositivas en la compraventa de la energía, se aplicará lo dispuesto en la normativa vigente en materia tributaria.

CLÁUSULA SÉPTIMA: GARANTÍA DE PAGO.-

El **DISTRIBUIDOR** garantiza el cumplimiento de su obligación de pago al **GENERADOR**, con la aplicación obligatoria del esquema de prelación dispuesto por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.

CLÁUSULA OCTAVA: CONDICIONES DE ENTREGA Y MEDICIÓN.-

El **DISTRIBUIDOR** y el **GENERADOR**, se sujetarán a lo dispuesto en la normativa que regula la operación del sistema y el funcionamiento del mercado eléctrico, respecto a las condiciones para la entrega y medición comercial de la energía transada.

CLÁUSULA NOVENA: FUERZA MAYOR Y CASO FORTUITO.-

9.1) Se entiende por evento o circunstancia de Fuerza Mayor o Caso Fortuito aquella circunstancia o evento sobrevenido con posterioridad a la fecha de entrada en vigor del Contrato Regulado, definido de conformidad con el artículo 30 del Código Civil Ecuatoriano, que impide o imposibilita a una o ambas Partes el efectivo y cabal cumplimiento de una o más de sus obligaciones surgidas por concepto de la suscripción del presente Contrato Regulado, siempre que:

9.1.1) La Parte afectada no pueda ni haya podido controlar, prever, precaver o evitar tales eventos o circunstancias, o subsanar o minimizar sustantivamente sus efectos, mediante el ejercicio de la debida diligencia o la adopción de medidas apropiadas; y,

9.1.2) Tales eventos o circunstancias no sean imputables a la falta, culpa o negligencia de la Parte afectada o de sus subcontratistas, suplidores o empleados.

Un evento de Fuerza Mayor o Caso Fortuito puede incluir entre otros desastres naturales, incendios, rayos, erupciones volcánicas, disturbios civiles, actos de terrorismo, guerras, disposiciones de Autoridad competente, huelgas generales, y otros eventos similares, siempre que cumplan los requisitos señalados en esta cláusula.

CONTRATO REGULADO POR COMPRAVENTA DE ENERGÍA CELEC EP-CENTROSUR

- 9.2) Ninguna de las Partes será responsable ante la otra por el incumplimiento de una o más de sus obligaciones bajo este Contrato Regulado, si dicho incumplimiento es consecuencia directa, necesaria y demostrable de un evento o circunstancia de Fuerza Mayor o Caso Fortuito. En este supuesto deberá realizarse la liquidación de pago de acuerdo a lo establecido en la Cláusula Quinta.
- 9.3) **Obligaciones de las Partes.** Una vez ocurrido un evento de Fuerza Mayor o Caso Fortuito, la Parte afectada por tal evento deberá cumplir lo siguiente:
- 9.3.1) Notificar a la otra Parte dentro de los tres (3) días calendario siguientes a que tenga conocimiento de la ocurrencia del evento de Fuerza Mayor o Caso Fortuito o que haya debido tener conocimiento, los detalles de la causa y naturaleza del evento de Fuerza Mayor o Caso Fortuito, la duración prevista de la demora debido a la Fuerza Mayor o Caso Fortuito, y cualquier otro efecto que ésta ejercerá sobre el cumplimiento de las obligaciones correspondientes a la Parte según este Contrato Regulado. En caso de que el evento de Fuerza Mayor o Caso Fortuito produzca fallas en las comunicaciones que imposibiliten practicar de manera razonable la notificación correspondiente dentro del límite aplicable aquí especificado, entonces la Parte que aduce el evento de Fuerza Mayor o Caso Fortuito deberá realizar esa notificación tan pronto como sea posible después de reanudadas las comunicaciones, pero en ningún caso más de dos (2) días calendario después de dicha reanudación.
- 9.3.2) La Parte afectada deberá suplir a la otra, a más tardar dentro de los quince (15) días siguientes a la notificación inicial, elementos de prueba que evidencien la ocurrencia del referido evento, así como de sus efectos sobre el cumplimiento del Contrato Regulado. Posteriormente, la Parte afectada deberá proveer a la otra de reportes periódicos complementarios y actualizados que reflejen cualquier cambio en la información suministrada, con la frecuencia que la otra Parte solicite.
- 9.3.3) La Parte afectada deberá tomar todas las medidas que se encuentren a su alcance para mitigar y subsanar las consecuencias del evento de Fuerza Mayor o Caso Fortuito.
- 9.3.4) La Parte afectada continuará ejecutando, sin dilación ni modificación, todas las demás obligaciones que no se hayan visto afectadas por el evento de Fuerza Mayor o Caso Fortuito.
- 9.3.5) Cuando la Parte afectada por el evento de Fuerza Mayor o Caso Fortuito esté en capacidad de reiniciar el cumplimiento de sus obligaciones, lo notificará con prontitud a la otra Parte a más tardar dentro de los cinco (5) días siguientes a la fecha en que haya cesado el evento de Fuerza Mayor o Caso Fortuito.
- 9.3.6) La falta de cumplimiento de esta Cláusula por la Parte afectada, constituirá una renuncia de cualquier reclamo que resulte del evento de Fuerza Mayor o Caso Fortuito.
- 9.4) **Controversia en cuanto a la Fuerza Mayor o Caso Fortuito.-** Si hubiere desacuerdo entre las Partes con respecto a la existencia o algún otro aspecto de un evento de Fuerza Mayor o Caso Fortuito, dicha controversia se deberá someter al procedimiento para solución de controversias previsto en el presente Contrato

CONTRATO REGULADO POR COMPRAVENTA DE ENERGÍA CELEC EP-CENTROSUR

Regulado. La Parte que inicie el reclamo tendrá la carga de la prueba con respecto a la Fuerza Mayor o Caso Fortuito.

CLÁUSULA DÉCIMA: SOLUCIÓN DE CONTROVERSIAS.-

- 10.1) Si se suscitaren divergencias o controversias en la interpretación o ejecución del contrato, las partes tratarán de llegar a un acuerdo que solucione el problema dentro de un plazo de 15 días.
- 10.2) De no mediar acuerdo alguno, las partes podrán solicitar la intervención del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, quien con sus buenos oficios, ayudará a las partes a encontrar una solución que resuelva la dificultad existente.

CLÁUSULA DÉCIMA PRIMERA: TERMINACIÓN DEL CONTRATO REGULADO.-

El presente Contrato Regulado podrá terminar por cualquiera de las siguientes causas:

- 11.1) De mutuo acuerdo entre las Partes.
- 11.2) Por el vencimiento del plazo del presente Contrato Regulado.
- 11.3) Por incumplimiento de las obligaciones contractuales;

CLÁUSULA DÉCIMA SEGUNDA: LIQUIDACIÓN DEL CONTRATO.-

Una vez terminado el Contrato Regulado por cualquiera de los causales y formas previstas en la cláusula previa, las partes procederán a elaborar un Acta de Liquidación Definitiva, dentro de los (90) días calendario siguiente al de la ocurrencia de ese hecho.

En el Acta constarán de manera pormenorizado los aspectos técnicos y económicos de este Contrato Regulado, dejando constancia del volumen de energía suministrado en este lapso, los valores que el **DISTRIBUIDOR** haya pagado al **GENERADOR**, así como aquellos que tenga que entregársele, los que le deban ser deducidos o devueltos por cualquier concepto, aplicando los ajustes correspondientes, para lo que deberá procederse a las compensaciones a las que haya lugar. Si no hubiere acuerdo para efectuar la liquidación del Contrato Regulado, se aplicará lo señalado en la cláusula décima. Esta Acta de Liquidación deberá ser suscrita por los representantes legales de las partes. De ser necesario, el **GENERADOR** y el **DISTRIBUIDOR**, designarán otros delegados, para que en su nombre comparezcan a la suscripción del Acta de Liquidación prevista en esta cláusula.

CLÁUSULA DÉCIMA TERCERA: NOTIFICACIONES Y CORRESPONDENCIA.-

Todas las notificaciones que deban hacer las Partes entre sí, respecto del presente Contrato Regulado, las realizarán por escrito a las siguientes direcciones:

EL GENERADOR

Domicilio Legal: Panamericana Norte km 7 ½ - Sector Capulispamba,
Cuenca - Ecuador.
Representante Autorizado: Ing. Eduardo Barredo Heinert
Correo electrónico: eduardo.barredo@celec.gob.ec
RUC: 1768152800001

EL DISTRIBUIDOR

Domicilio Legal: Av. Max Uhle y Pumapungo
Cuenca - Ecuador

CONTRATO REGULADO POR COMPRAVENTA DE ENERGÍA CELEC EP-CENTROSUR

Representante Autorizado: Ing. Javier Serrano López
Correo electrónico: jserrano@centrosur.com.ec
RUC: 0190003809001

Cualquier cambio en la dirección o persona de contacto designada para este Contrato Regulado, deberá ser notificado, con por lo menos cinco (5) días de anticipación e igual plazo se aplicará para el cambio de direcciones. Caso contrario, se entenderán como válidas y surtirán todos sus efectos legales aquellas comunicaciones y notificaciones cursadas a los domicilios señalados en esta cláusula.

CLÁUSULA DÉCIMA CUARTA: DISPOSICIONES VARIAS.-

14.1) Modificación del Contrato Regulado

Las modificaciones del Contrato Regulado que se acuerden durante su vigencia requieren, para ser aplicables, ser otorgadas mediante documento escrito, y constar debidamente suscritas por los representantes autorizados de ambas Partes.

14.2) Ley Aplicable

En todo lo no previsto en el presente Contrato Regulado, la legislación aplicable será la vigente a la fecha de celebración del Contrato Regulado, o la que legalmente la modifique durante su vigencia.

De existir un cambio normativo en el Sector Eléctrico que afecte o tenga algún tipo de incidencia en las condiciones establecidas en el Contrato Regulado, las partes suscribirán una Adenda en la que se plasmará las nuevas condiciones.

14.3) Divisibilidad

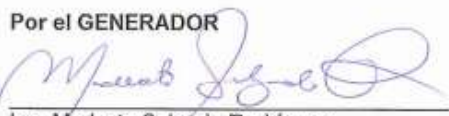
En caso de que alguna o algunas cláusulas o sub cláusulas del Contrato Regulado fueran declaradas nulas, dicha nulidad no afectará a las restantes estipulaciones, las cuales seguirán en plena vigencia.

CLÁUSULA DÉCIMA QUINTA: ACEPTACIÓN DE LAS PARTES.-

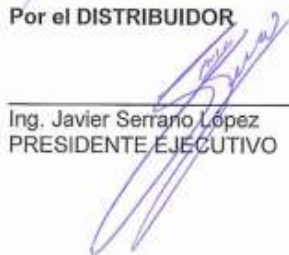
En señal de aceptación y aprobación de todas y cada una de las cláusulas de este Contrato Regulado de Compraventa de Energía, los representantes de las Partes lo firman en unidad de acto, en cuatro (4) ejemplares de igual valor, dos (2) de los cuales el **GENERADOR** remitirá al CENACE para su registro, una (1) quedará en poder del **GENERADOR** y una (1) en poder del **DISTRIBUIDOR**.

Fecha suscripción: 26 marzo de 2014

Por el GENERADOR


Ing. Modesto Salgado Rodríguez,
GERENTE GENERAL SUBROGANTE

Por el DISTRIBUIDOR


Ing. Javier Serrano López
PRESIDENTE EJECUTIVO

32. COSTO DE VENTAS

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

		Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Costos de Generación	(32.1)	565.652	579.684
Costos de Transmisión	(32.2)	102.431	88.864
Saldo final		668.083	668.548

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

		Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Mano de Obra		78.853	75.085
Servicios Relacionados con el Personal y Afines		10.121	11.150
Materiales		6.125	1.603
Servicios Básicos		595	755
Contratos y Otros Servicios		16.655	13.767
Depreciaciones		204.186	202.781
Amortizaciones		201	313
Otros Costos		99.553	93.020
Overhaul (Mantenimiento Mayor)	(32.1.1)	10.331	8.688
Costos Variables de Generación	(32.1.2)	139.032	172.522
Saldo final		565.652	579.684

(32.1.1) Overhaul (Mantenimiento Mayor) – Es la depreciación / amortización de los valores que se encuentran en el activo en las cuentas de Overhaul (Mantenimiento Mayor), en dichas cuentas de activo se encuentran todos los costos incurridos en los trabajos y actividades que se realizan con el fin de mantener la funcionalidad de los equipos para las cuales fueron diseñados, 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: Este tipo de mantenimiento se lo considera como una inspección general de acuerdo con la NIC 16, por lo que en el activo, su costo histórico contempla todos los importes incurridos en los trabajos de mantenimiento; después de su activación corresponde registrar sus valores de depreciación / amortización que se cargarán de forma lineal al resultado del ejercicio, durante el tiempo que dure el mantenimiento actual, hasta la fecha en que se planee realizar la siguiente intervención.

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

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

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Combustible	109.324	128.410
Químicos	717	1.177
Lubricantes	2.795	3.844
Mantenimiento Menor	25.033	27.314
Otros	1.163	11.777
Saldo final	139.032	172.522

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

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Mano de Obra	18.600	20.481
Servicios Relacionados con el Personal y Afines	2.912	4.306
Materiales	4.523	4.142
Servicios Básicos	175	200
Contratos y Otros Servicios	6.038	4.719
Depreciaciones	48.871	36.702
Amortizaciones	7	10
Otros Costos	21.305	18.304
Saldo final	102.431	88.864

33. OTROS INGRESOS

Son relacionados con la prestación de servicios complementarios como servicios técnicos, arrendamiento de bahías, otros ingresos relacionados con los contratos por venta de energía de sistemas aislados y de telecomunicaciones, los recibidos por convenios de cooperación como es el caso de los recibidos en el 2019 y 2020 de Aurelian Ecuador S.A. destinados la construcción de la línea de Transmisión Taday Bomboiza, ingresos por reclamos al seguro entre otros determinados en aplicación de la normativa que se detallan a continuación:

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Relacionados con Sistemas Aislados	-	10.166
Relacionados con Servicios de Telecomunicación	711	1.347
Servicio Técnico y otros Servicios Prestados	2.269	2.496
Venta de Bienes	19	29
Reclamos al Seguro	3.676	4.108
Ingresos por Diferencias Tomas Físicas	123	1.684
Ingresos por Recepción de Combustible	199	362
Ingresos por Deterioro de Cartera	2.486	12.256
Ingresos por Baja Provisiones Cálculo Actuarial	1.678	6.042
Ingresos por Convenios de Cooperación	16.800	3.077
Transferencias gratuitas de Bienes Muebles	168	2.647
Aplicación multas y otros	374	613
Saldo Final:	28.503	44.827

34. GASTOS

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Gastos relacionados con el personal	33.319	41.804
Servicios Relacionados con el Personal y Afines	3.644	5.634
Materiales	905	1.898
Servicios Básicos	774	777
Contratos y Otros Servicios	4.680	5.022
Depreciaciones	4.429	5.206
Amortizaciones	1.543	872
Otros Gastos	17.292	15.500
Saldo final	66.587	76.713

Remuneraciones personales 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/index.php/ley-de-transparencia>

35. OTROS GASTOS

Un resumen de esta cuenta, fue como sigue:

	Diciembre 31, 2020	Diciembre 31, 2019
Venta de combustible	20	29
Baja de propiedad, planta y equipo	1.057	952
Servicios técnicos especializados	1	7
Baja de inventarios	1.043	813
Telecomunicaciones	10.201	11.929
Deterioro de cuentas incobrables	6.240	13.698
Saldo final	18.562	27.428

36. CONTINGENTES

(36.1) **Activos Contingentes.** - A la fecha de emisión de los Estados Financieros, existen procesos interpuestos por la Corporación por indemnizaciones que se detallan a continuación:

Unidad de Negocio	BENEFICIARIO	MONTO ESTIMADO en miles
Hidroagoyán	Seguros Sucre	34.049
Hidroagoyán	Servicio de Gestión Inmobiliaria del Sector Público	
	INMOBILIAR	835
Coca Codo Sinclair	CNEEC	No determinado
CELEC EP	CÍA NORBERTO ODEBRECHT	No determinado

(36.2) **Pasivos Contingentes.** - Mediante Oficios MEF-VGF-2021-0023-O de 15 de enero del 2021 y MEF-SRF-2021-0072-O de 19 de marzo de 2021, el Ministerio de Economía y Finanzas solicitó la activación de los Convenios Subsidiarios suscritos entre el Ministerio de Economía y Finanzas y la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, que establece el pago de la deuda contraída para el financiamiento de la construcción de los Proyectos Sopladora y Coca Codo Sinclair y adicionalmente realice el registro de reconocimiento de la Obligación proveniente del Eximbank de China, entidad que desembolsó 554.251.553,96 USD y 1.682.744.998,78 USD con cargo a los créditos obtenidos por el Estado Ecuatoriano para la construcción de las Centrales Hidroeléctricas Sopladora y Coca Codo Sinclair respectivamente. Valores que CELEC EP cuando recibió los desembolsos los registró en la cuenta patrimonial de Aportes de Capital en cumplimiento del Art. 53 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica.

Las condiciones para la activación de los Convenios Subsidiarios son: 1) que los proyectos entren "en operación comercial", 2) que los ingresos del proyecto sean suficientes para cubrir sus costos operativos, 3) que el Ministerio de Economía y Finanzas realice el análisis pertinente al flujo de ingresos y gastos destinados a

financiar parcialmente el proyecto Sopladora y Coca Codo Sinclair. Según el análisis del Ministerio de Economía y Finanzas estas condiciones ya se cumplieron y debería aplicar la activación de los referidos convenios subsidiarios; sin embargo para CELEC EP se han cumplido dos de las tres condiciones, incumpliendo la tercera condición, debido a que CELEC EP es una Empresa Pública que no busca obtener rentabilidad y que requiere incluir los rubros correspondientes para cubrir el pago de las cuotas de los préstamos dentro de la tarifa aprobada por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, situación que hasta el momento no se ha cumplido.

En el año 2021 se deberá continuar con las mesas técnicas entre el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR), Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) y la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, para realizar los análisis correspondientes que permitan tomar las decisiones adecuadas, debido a que un incremento en la tarifa al usuario final tendría implicaciones sociales, políticas y económicas que puedan afectar a los intereses de la Corporación y del país.

CELEC EP enfrenta procesos de arbitraje y mediación con contratistas a cargo de la construcción y fiscalización de los proyectos: Toachi Pilatón, Delsitanisagua, Minas San Francisco, Sopladora, Coca Codo Sinclair, 500 kV y otros procesos judiciales que a la fecha de emisión de los Estados Financieros se encuentra en curso y cuya posibilidad de que CELEC tenga que pagar es aún incierta. Debido a estas circunstancias no se ha establecido estimaciones contables, según lo establece la NIC 37 de "PROVISIONES, PASIVOS Y ACTIVOS CONTINGENTES" Se presentan a continuación un resumen de los procesos:

Pasivos Contingentes

Proyecto / Unidad de Negocio	BENEFICIARIO	MONTO ESTIMADO en miles USD
Toachi Pilatón	Ctp Consultor Pilatón Toachi	20.142
Toachi Pilatón	China Water & Electric Corp	11.801
Toachi Pilatón	Inter Rao	85.992
Delsitanisagua	China Hidroelectricidad Ingeniería Consultoría Grupo CO.	79.000
500 KV	Harbin Electric International	7.369
UN Transelectric	Jsv "Belzarubezhstroy"	29.000
UN Transelectric	Extrabajadores - Juzgado De Coactiva Del Ministerio De Trabajo	8.679
Sopladora	Consorcio Consultor Hidroaustral	No determinado
Enerjubones	Consorcio Hidrojubones	No determinado
Unidades Negocios	Extrabajadores por indemnizaciones laborales	No determinado

37. HECHOS POSTERIORES A LA FECHA DE BALANCE.

A la fecha de cierre de los presentes Estados Financieros (19 de abril de 2021) no existe hechos relevantes que informar.

Ing. Gonzalo Uquillas
Gerente General

CPA. Juan Jara
Director Administrativo Financiero (E)

CPA. Elizabeth Orrego
Contadora General (E)