

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

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES SOBRE:

- **ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES**
- **DEFICIENCIAS EN EL CONTROL INTERNO**
- **CUMPLIMIENTO DE OBLIGACIONES TRIBUTARIAS**

**POR EL AÑO QUE TERMINÓ
EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021**

RELACIÓN DE SIGLAS Y ABREVIATURAS UTILIZADAS

SIGLA	62TSIGNIFICADO
Art.	Artículo
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
ARCERNNR	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables
BCE	Banco Central del Ecuador
BIESS	Banco del Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social
BNDES	Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CEDEGE	Comisión de Estudios para el Desarrollo de la Cuenca del Río Guayas
CELEC EP	Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador
CELEC S. A.	Corporación Eléctrica del Ecuador Sociedad Anónima
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
Cía. Ltda.	Compañía Limitada
CINIIF	Comité de Interpretación de las Normas Internacionales de Información Financiera
CNEL	Corporación Nacional de Electricidad
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
CTE	Central Térmica Esmeraldas
EP	Empresa Pública
EEQ	Empresa Eléctrica Quito
FMI	Fondo Monetario Internacional
GWh	Gigavatio – hora
IESBA	Consejo Internacional de Ética para Contadores
INECEL	Instituto Ecuatoriano de Electrificación
IVA	Impuesto al Valor Agregado
kV	Kilovatio
LOEP	Ley Orgánica de Empresas Públicas
LOSPÉE	Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica
MEF	Ministerio de Economía y Finanzas
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
MERNNR	Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables
MEM	Ministerio de Energía y Minas
MVA	Megavoltiamperio
MW	Megavatios
NEC	Normas Ecuatorianas de Contabilidad
NIA	Normas Internacionales de Auditoría
NIC	Normas Internacionales de Contabilidad
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
PETROECUADOR	Empresa Pública de Hidrocarburos de Ecuador
PGE	Procuraduría General del Estado
S. A.	Sociedad Anónima
SEMPLEDES	Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo
SERCOEL	Empresa Servicios Técnicos Especializados de Electricidad
SRI	Servicio de Rentas Internas
USD	Dólares de los Estados Unidos de Norteamérica

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

**INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES SOBRE LOS
ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES AUDITADOS**

**POR EL AÑO QUE TERMINÓ
EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021**

CONTENIDO

Informe de los Auditores Independientes
Estado individual de situación financiera
Estado individual de resultados integral
Estado individual de cambios en el patrimonio
Estado individual de flujos de efectivo - método directo
Notas a los estados financieros individuales

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al Directorio de la
EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP

Informe sobre la auditoría de los estados financieros

Opinión

Hemos auditado los estados financieros de la **Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP (La Corporación)**, que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2021, y los correspondientes estados de resultados integral, de cambios en el patrimonio, y de flujos de efectivo por el año que terminó en esa fecha, así como las notas explicativas de los estados financieros que incluyen un resumen de las políticas contables significativas.

En nuestra opinión, los estados financieros adjuntos presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la situación financiera de la **Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP**, al 31 de diciembre de 2021, así como sus resultados, los cambios en el patrimonio, y flujos de efectivo por el año que terminó en esa fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Fundamento de la opinión

Nuestra auditoría fue efectuada de acuerdo con las Normas Internacionales de Auditoría (NIA). Nuestras responsabilidades de acuerdo con dichas normas se describen más adelante en la sección "*Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros*" de nuestro informe.

Somos independientes de La Corporación de conformidad con el *Código de Ética para Profesionales de la Contabilidad del Consejo Internacional de Ética para Contadores* (Código de Ética del IESBA), observamos las disposiciones de independencia emitidas por la Superintendencia de Compañías, Valores y Seguros del Ecuador, y hemos cumplido las demás responsabilidades de ética de conformidad con dicho código.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión.

Párrafo de énfasis

El Ministerio de Economía y Finanzas mediante oficios MEF-VGF-2021-0023-O, y MEF-SRF-2021-0072-O del 15 de enero y 19 de marzo de 2021, respectivamente; 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 hidroeléctricos Sopladora y Coca Codo Sinclair, también dispuso el reconocimiento de la obligación proveniente del The Export – Import Bank of China, entidad financiera que desembolsó USD 554,2 millones y USD 1.682,7 millones con cargo a los créditos obtenidos por el Estado Ecuatoriano para la construcción de las centrales hidroeléctricas Sopladora y Coca Codo Sinclair, respectivamente. Estos valores fueron registrados por la CELEC EP como

Una Firma experta

aportes de capital en la fecha que los recibió. Cuando la CELEC EP cumpla con estas disposiciones el pasivo se incrementará en USD 2.236,9 millones y el patrimonio disminuirá en ese valor. (nota 36)

Cuestiones claves de la auditoría

Las cuestiones claves de la auditoría son aquellas cuestiones que, según nuestro juicio profesional, han sido de mayor significatividad en nuestra auditoría de los estados financieros individuales del ejercicio actual. Estas cuestiones han sido tratadas en el contexto de nuestra auditoría de los estados financieros individuales en su conjunto y en la formación de nuestra opinión sobre éstos, y no expresamos una opinión por separado sobre estas cuestiones. Hemos determinado que las cuestiones que se describen a continuación son las “cuestiones claves de la auditoría” que se debe comunicar en nuestro informe:

Propiedad, planta y equipo

Las propiedades, planta y equipo forman parte del activo no corriente que generan beneficios futuros para la Corporación; considerando que estos bienes representan el 87,48% del total de activos, ha sido considerada como una cuestión clave de auditoría.

Nuestros procedimientos de auditoría para satisfacernos de los saldos reportados, incluyeron los siguientes:

- Evaluar la efectividad de los controles para la salvaguarda de los activos.
- Reuniones con la Administración de la Corporación para evaluar los efectos sobre los estados financieros relacionado con el análisis de deterioro de los bienes, y de los cambios y correcciones realizados en la vida útil de los activos fijos.
- Revisamos la documentación legal que dispone la Corporación sobre la propiedad, planta y equipo.
- Revisamos los anexos contables que detalla los bienes que dispone la Corporación.
- Selectivamente realizamos inventarios físicos de la propiedad, planta y equipo.

En el desarrollo de nuestras pruebas no identificamos excepciones que debamos reportar.

Responsabilidades de la Administración de la Corporación sobre los estados financieros

La Administración de la Corporación es responsable de la preparación y presentación fiel de los estados financieros adjuntos de conformidad con las NIIF, y del control interno que la Administración consideró necesario para permitir la preparación de estados financieros libres de incorrección material, debido a fraude o error.

En la preparación de los estados financieros, la Administración es responsable de valorar la capacidad de la Corporación para continuar como un negocio en marcha, revelando, según corresponda, los asuntos relacionados y utilizando el principio contable de negocio en marcha a menos que la Administración tenga la intención de liquidar la Corporación o de cesar sus

Una Firma experta

operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

Los encargados de la administración de la CELEC EP son responsables de la supervisión del proceso de información financiera de la Corporación.

Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros en su conjunto están libres de incorrección material, debido a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que contiene nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las NIA siempre detecte una incorrección material cuando ésta exista. Las incorrecciones pueden deberse a fraude o error y son consideradas materiales si, individualmente o en conjunto, puede preverse razonablemente que influyan en las decisiones económicas que los usuarios tomen basándose en los estados financieros.

Como parte de una auditoría de conformidad con las NIA, aplicamos nuestro juicio profesional y mantuvimos una actitud de escepticismo profesional durante la auditoría; nosotros también:

- Identificamos y evaluamos los riesgos de incorrección material en los estados financieros, ya sea por fraude o error; diseñamos y aplicamos procedimientos de auditoría para responder a esos riesgos y, obtuvimos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar una incorrección material debido a fraude es mayor que aquella resultante de un error, ya que el fraude involucra colusión, falsificación, omisiones deliberadas, distorsión, o elusión del control interno.
- Obtuvimos un conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la Corporación.
- Evaluamos lo apropiado de las políticas contables utilizadas, la razonabilidad de las estimaciones contables, y las revelaciones realizadas por la Administración.
- Nuestra responsabilidad también fue, concluir sobre lo apropiado del uso por parte de la Administración, de las bases contables de negocio en marcha y, con base en la evidencia obtenida, concluimos que no existe una incertidumbre material relacionada con hechos o condiciones que puedan generar dudas significativas sobre la capacidad de la Corporación para continuar como un negocio en marcha. Nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría hasta la fecha de nuestro informe; sin embargo, eventos o condiciones futuros pueden causar que la Corporación no continúe como un negocio en marcha.
- Evaluamos la presentación global, la estructura y el contenido de los estados financieros, incluyendo las revelaciones, y si los estados financieros representan las transacciones y eventos subyacentes de un modo que expresen una presentación razonable.

Nos comunicamos con los encargados del Gobierno Corporativo de la CELEC EP, en relación con, entre otras cuestiones, el alcance y el momento de realización de la auditoría y los hallazgos significativos de auditoría, incluidas posibles deficiencias significativas en el control interno que identificamos durante la auditoría, si las hubiere.

Una Firma experta

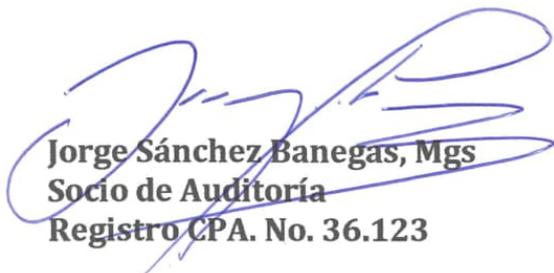
Informe sobre otros requerimientos legales y reglamentarios

Nuestros informes de la **Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP** sobre: deficiencias en el control interno, y el cumplimiento de las obligaciones tributarias, por el ejercicio económico que terminó el 31 de diciembre de 2021, son emitidos por separado.

Bestpoint Cía. Ltda.

SC - RNAE - 737

CGE - 014 - SA - 2023



Jorge Sánchez Banegas, Mgs
Socio de Auditoría
Registro CPA. No. 36.123



Priscila Morocho Morán, Mgs
Gerente de Auditoría
Registro CPA. No. 35.849



Elizabeth Orrego Flores
Contadora General (E) - CELEC EP

Cuenca, 6 de noviembre de 2023

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP**ESTADOS INDIVIDUALES DE SITUACIÓN FINANCIERA
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

	<u>NOTAS</u>	<u>2021</u>	<u>2020</u>
		(en miles de USD)	
<u>ACTIVOS</u>			
Activos corrientes			
Activos financieros:			
▪ Efectivo y equivalentes de efectivo	7	26.576	57.761
▪ Fideicomisos	8	3.709	2.776
▪ Cuentas por cobrar	9	353.432	373.326
▪ Préstamos a relacionados	10	587.422	587.422
Anticipos entregados	11	87.239	57.932
Inventarios	12	391.144	409.335
Gastos pagados por anticipado	13	11.774	14.299
Activos disponibles para la venta	14	<u>2.690</u>	<u>3.484</u>
Total activos corrientes		1.463.986	1.506.335
Propiedad, planta y equipo	15	10.447.224	10.568.196
Activos intangibles	16	11.345	11.076
Cuentas por cobrar	17	0	1
Anticipos entregados	18	<u>20.226</u>	<u>28.094</u>
TOTAL ACTIVOS		<u>11.942.781</u>	<u>12.113.702</u>
<u>PASIVOS</u>			
Pasivos corrientes			
Cuentas por pagar	20	201.414	232.083
Cuentas por pagar relacionadas	20	29.819	29.828
Obligaciones financieras	21	45.972	55.744
Documentos por pagar	22	39.109	39.924
Provisiones beneficios de empleados	23	14.114	11.781
Otras provisiones	24	233.870	236.110
Anticipo de clientes	25	1.299	8.778
Pasivos diferidos	26	<u>212</u>	<u>245</u>
Total pasivos corrientes		565.809	614.493
Obligaciones financieras no corriente	27	297.747	341.791
Pasivos laborales	28	64.134	44.117
Otras provisiones	29	<u>26.770</u>	<u>22.775</u>
TOTAL PASIVOS		<u>954.460</u>	<u>1.023.176</u>
<u>PATRIMONIO NETO</u>			
Capital público	30	11.384.503	11.373.153
Resultados		(332.774)	(259.058)
Otros resultados integrales		(1.424)	6.734
Resultado del período		<u>(61.984)</u>	<u>(30.303)</u>
TOTAL PATRIMONIO		<u>10.988.321</u>	<u>11.090.526</u>
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO		<u>11.942.781</u>	<u>12.113.702</u>


Ing. Gonzalo Uquillas
Gerente General

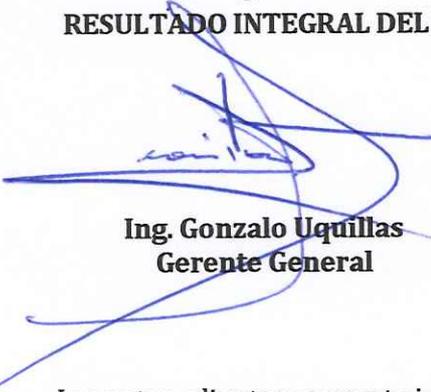

CPA. Juan Jara
Director Administrativo
Financiero (E)


CPA. Elizabeth Orrego
Contadora General (E)

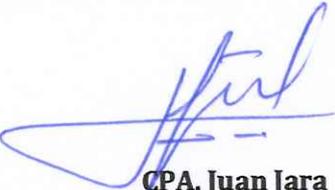
Las notas adjuntas son parte integrante de los estados financieros

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP**ESTADOS INDIVIDUALES DE RESULTADOS INTEGRAL
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

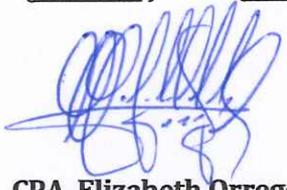
	<u>NOTAS</u>	<u>2021</u>	<u>2020</u>
		(en miles de USD)	
Ingresos operativos			
Por servicios de generación		546.799	555.066
Por servicios de transmisión de energía		130.438	108.118
Exportación de energía		<u>12.946</u>	<u>47.173</u>
Total ingresos operativos	31	<u>690.183</u>	<u>710.357</u>
Costos de producción			
Costos de generación	32	570.731	565.652
Costo de transmisión	33	<u>98.447</u>	<u>102.430</u>
Total costos de producción		<u>669.178</u>	<u>668.082</u>
Otros ingresos			
Reclamos de seguros		3.722	3.676
Servicio técnico y otros servicios prestados		4.521	2.269
Deterioro de cartera		3.939	2.486
Cálculo actuarial		1.127	1.678
Convenios de cooperación		0	16.800
Otros no operativos		<u>4.925</u>	<u>1.594</u>
Total otros ingresos		<u>18.234</u>	<u>28.503</u>
Gastos			
De administración y ventas	34	66.934	66.587
Otros gastos	35	20.002	18.562
Financieros		<u>14.287</u>	<u>15.932</u>
Total gastos		<u>101.223</u>	<u>101.081</u>
RESULTADO DEL PERÍODO		(<u>61.984</u>)	(<u>30.303</u>)
Resultado integral		<u>4.558</u>	<u>6.523</u>
RESULTADO INTEGRAL DEL PERÍODO		(<u>57.426</u>)	(<u>23.780</u>)



Ing. Gonzalo Uquillas
Gerente General



CPA. Juan Jara
Director Administrativo
Financiero (E)



CPA. Elizabeth Orrego
Contadora General (E)

Las notas adjuntas son parte integrante de los estados financieros

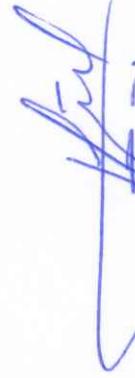
EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP

**ESTADOS INDIVIDUALES DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

	Capital Público	Resultados acumulados	Resultados adopción NIIF (en miles de USD)	convergencia NIIF (en miles de USD)	ORI	Resultado del periodo	Total patrimonio
Saldos al 31 de diciembre de 2019	11.348.332	(483.823)	133.746	106.075	211	(14.130)	11.090.411
Aportes de capital (MEER)	24.821						24.821
Ajuste (disminución del patrimonio)		(53.445)					(53.445)
Ajuste (incremento del patrimonio)		52.519					52.519
Acumulación de resultados		(14.130)			6.523	14.130	0
Resultado del periodo					6.734	(30.303)	(23.780)
Saldos al 31 de diciembre de 2020	11.373.153	(498.879)	133.746	106.075			11.090.526
Aportes de capital (MEER)	11.350						11.350
Ajuste (disminución del patrimonio)		(55.544)			(13.833)		(69.377)
Ajuste (incremento del patrimonio)		12.131			1.117		13.248
Acumulación de resultados		(30.303)			4.558	30.303	0
Resultado del periodo					(1.424)	(61.984)	(57.426)
Saldos al 31 de diciembre de 2021	<u>11.384.503</u>	<u>(572.595)</u>	<u>133.746</u>	<u>106.075</u>			<u>10.988.321</u>



CPA. Elizabeth Orrego
Contadora General (E)



CPA. Juan Jara
Director Administrativo Financiero (E)

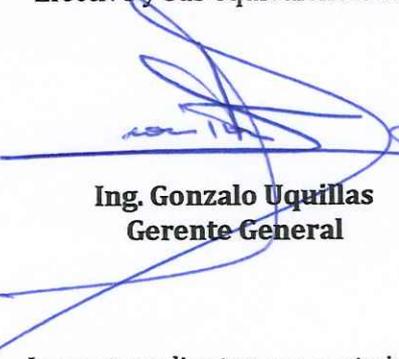


Ing. Gonzalo Uquillas
Gerente General

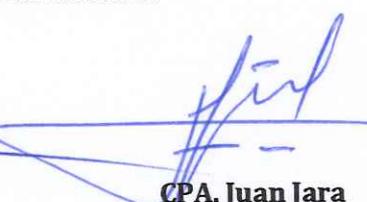
Las notas adjuntas son parte integrante de los estados financieros

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP**ESTADOS INDIVIDUALES DE FLUJOS DE EFECTIVO – MÉTODO DIRECTO
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

	NOTAS	2021	2020
Flujo de efectivo por actividades de operación			
(en miles de USD)			
Efectivo recibido de clientes		718.838	488.656
Otros ingresos ajenos a la operación		7.421	21.614
Intereses ganados		9	1
Efectivo pagado a proveedores y empleados		(530.185)	(245.682)
Gasto financiero pagado		(14.636)	(16.216)
Otros gastos ajenos a la operación		(15.242)	(17.293)
Efectivo neto provisto en actividades de operación		<u>166.205</u>	<u>231.080</u>
Flujo de efectivo por actividades de inversión			
Compra de propiedades, planta y equipo; y proyectos en curso		(155.273)	(176.895)
Convenio de liquidez entregado al Ministerio de Economía y Finanzas		0	(124.093)
Cobro convenio de liquidez Ministerio de Economía y Finanzas		<u>0</u>	<u>923</u>
Efectivo neto utilizado en actividades de inversión		(155.273)	(300.065)
Flujo de efectivo por actividades de financiamiento			
Préstamos bancarios recibidos	27	0	48.905
Préstamos bancarios pagados	21 y 27	(53.467)	(51.766)
Aportes recibidos del MEER		<u>11.350</u>	<u>24.821</u>
Efectivo neto (utilizado) provisto en actividades de financiamiento		(42.117)	<u>21.960</u>
Variación neta del efectivo y sus equivalentes		(31.185)	(47.025)
Efectivo al inicio del año		<u>57.761</u>	<u>104.786</u>
Efectivo y sus equivalentes al final del año	7	<u>26.576</u>	<u>57.761</u>



Ing. Gonzalo Uquillas
Gerente General



CPA. Juan Jara
Director Administrativo
Financiero (E)



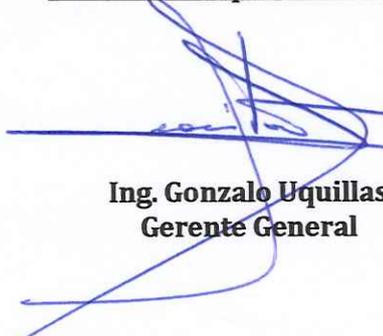
CPA. Elizabeth Orrego
Contadora General (E)

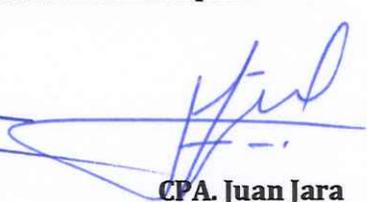
Las notas adjuntas son parte integrante de los estados financieros

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP

**ESTADOS INDIVIDUALES DE FLUJOS DE EFECTIVO
 CONCILIACIÓN DEL RESULTADO INTEGRAL CON EL EFECTIVO NETO PROVISTO EN
 ACTIVIDADES DE OPERACIÓN
 POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

	<u>NOTAS</u>	<u>2021</u>	<u>2020</u>
		(en miles de USD)	
<u>Resultado integral total</u>		(61.984)	(30.303)
<u>Partidas que no representan movimiento de efectivo</u>			
Provisión (reversión) para cuentas dudosas	9	5.359	(5.971)
Depreciaciones y deterioro de propiedad, planta y equipo	15	272.889	273.843
Provisión jubilación patronal y desahucio	28	<u>13.884</u>	<u>8.882</u>
Subtotal		<u>230.148</u>	<u>246.451</u>
<u>Cambios en activos y pasivos operativos</u>			
Disminución (Aumento) en cuentas por cobrar comerciales		23.076	(3.654)
Disminución (Aumento) en inventarios		17.207	(35.205)
Aumento en pagos anticipados y otras cuentas por cobrar		(36.753)	(13.535)
(Disminución) Aumento en cuentas por pagar		(62.619)	59.976
(Disminución) Aumento en anticipos recibidos de clientes		(7.479)	3.350
Aumento (Disminución) en cuentas por pagar largo plazo		<u>2.625</u>	<u>(26.303)</u>
Subtotal		<u>(63.943)</u>	<u>(15.371)</u>
<u>Efectivo neto provisto en actividades de operación</u>		<u>166.205</u>	<u>231.080</u>


Ing. Gonzalo Uquillas
 Gerente General


CPA. Juan Jara
 Director Administrativo
 Financiero (E)


CPA. Elizabeth Orrego
 Contadora General (E)

Las notas adjuntas son parte integrante de los estados financieros

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

1. IDENTIFICACIÓN DE LA CORPORACIÓN Y ACTIVIDAD ECONÓMICA**Identificación**

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 del Negocio

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

“...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 Constituyente No. 15, el 13 de enero de 2009 las juntas generales extraordinarias de accionistas 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.”. En esa misma fecha fue celebrada la escritura pública de fusión de dichas compañías y la creación de la Corporación, e inscrita en el Registro Mercantil el 5 de marzo de 2009. Como resultado de la fusión, y siendo el Fondo de Solidaridad el mayor y único accionista, 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 de 2009, se constituye la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC S. A., con la fusión de las siguientes empresas Hidropaute S. A., Hidroagoyán S.A., Electroguayas S. A., Termoesmeraldas S. A., Termopichincha S. A., y Transelectric S. A.

En el Suplemento del Registro Oficial No. 48 del 16 de octubre de 2009, fue publicada la Ley Orgánica de Empresas Públicas; la Disposición Transitoria Segunda de esta Ley 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.

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

Mediante Decreto Ejecutivo 220 del 14 de enero de 2010, publicado en el Registro Oficial 128, el 11 de febrero de 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, hidroeléctrica, y eólica, 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 siguientes compañías: Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC S. A. y 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 de 2009 hayan registrado. En base a este decreto, el ex - Ministerio de Electricidad y Energía Renovable MEER, actual Ministerio de Energía y Minas (MEM) 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 Art. 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.

Estructura Orgánica de la Corporación

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

Directorio: Las atribuciones designadas al Directorio de la Corporación, se encuentran en el Art. 9 de la Ley Orgánica de Empresas Públicas, publicada en el Suplemento del Registro Oficial No. 18 del 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. Así como las Direcciones de: Planificación de la Expansión, Generación, De Gestión Estratégica y la Administrativa Financiera.

Mediante Resolución No. ARCONEL – 039/19 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. El Director Ejecutivo de la Agencia mediante Resolución No. DE-2019-030 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 de 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

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

por los departamentos de Planificación Técnica, y el de 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 conformada por los departamentos de Proyectos de Generación, y el de Producción de Generación.

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 por 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 conformado por los Departamentos de Talento Humano, Abastecimientos, y Financiero.

Objetivos de la Empresa

Conforme Decreto Ejecutivo No. 876 del 16 de septiembre de 2019, los principales objetivos de la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, son:

1. La generación, transmisión, distribución, comercialización, importación y exportación de energía eléctrica; para lo cual está facultada a realizar todas las actividades relacionadas con este objetivo.
2. 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.
3. Comprar, vender, intercambiar y comercializar energía con las empresas de distribución, otras empresas de generación, grandes consumidores, exportadores e importadores.
4. 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.

Como actividad complementaria podrá realizar la explotación de la infraestructura asociada al sistema eléctrico para la prestación del servicio de telecomunicaciones.

5. 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.
6. Promocionar, invertir y crear empresas filiales, subsidiarias, consorcios, alianzas estratégicas y nuevos emprendimientos para la realización de su objeto.
7. Asociarse con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, públicas, mixtas o privadas, para ejecutar proyectos relacionados con su objeto social en general, y participar en asociaciones, institutos o grupos internacionales dedicados al desarrollo e investigación

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

científica y tecnológica, en el campo de la energía eléctrica, construcción, diseño y operación de obras de centrales de energía eléctrica o bienes de investigación científicas y tecnológico y de desarrollo de procesos y sistemas y comercializarlos.

8. Las demás actividades que de conformidad con el ordenamiento jurídico del Ecuador le compete al sector estratégico de energía eléctrica.

2. OPERACIONES

La actividad principal de la CELEC EP 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 de 2015 estaba regida por la Ley de Régimen del Sector Eléctrico reformada el 26 de Septiembre de 2006, según Registro Oficial No. 364; a partir del 16 de enero de 2015 la Corporación está regida por la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, norma que fue publicada en el Registro Oficial No. 418. Las tarifas por el servicio de generación y transmisión de energía son reguladas por el Reglamento para la Fijación de Tarifas de Servicios Eléctricos de la actual Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables - ARCERNNR.

Una reseña y detalle de las operaciones de las Unidades de Negocio que conforman la Corporación al 31 de Diciembre de 2021, son:

Celec Sur

Mediante Resolución No. CEL-RES-0046-20 del 31 de marzo de 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 1 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 1 de enero de 2019, con una potencia efectiva total de 270 MW. La Central 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 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.

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

Termopichincha

La Unidad de Negocio Termopichincha tiene como principal actividad la generación de energía eléctrica, con altos índices de disponibilidad y confiabilidad, en armonía con el ambiente. La Unidad de Negocio Termopichincha, tiene a cargo una capacidad efectiva de generación de 321.9 MW, producida por 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 Mviles, 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. Aporta al Sistema Nacional Interconectado la generación térmica 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" (CTE), que inició su operación comercial a cargo de INECEL el 1 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 mega proyecto que fue el suministro e instalación de la Central Térmica Esmeraldas II. Contrato suscrito con la Corporación Harbin Electric International Co. Ltd.; las operaciones iniciaron a partir de las 12H00 del 1 de agosto de 2014, acto formalizado mediante comunicación CENACE-DPL-2014-0092 del 1 de agosto de 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 objetivo 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 y ancho del territorio nacional, como sigue: **a)** 70 subestaciones a nivel nacional (incluye 4 subestaciones móviles, y 10 subestaciones de seccionamiento), **b)** 3.249 km de líneas de transmisión de 230 kV, **c)** 2.408,8 km de líneas de transmisión de 138 kV, **d)** 610,17 km de líneas de transmisión de 500 kV; con una capacidad instalada de transformación de 16.886,20 MVA, y **e)** Red de telecomunicaciones 5.870,95 Km. de cable con fibra óptica (con dos salidas internacionales), con una capacidad total instalada de red con tecnología SDH de 481,54 Gbps y red con tecnología OTN de 6.910 Gbps.

En la actualidad el proyecto emblemático de la Unidad de Negocios Transelectric en el Sistema de Transmisión de 500 kV, que comenzó su operación en el año 2016, en su primera fase en la Subsistema B, activándose en su totalidad en el año 2021, la cual consiste en la construcción de una línea de transmisión de alta tensión que se compone de 6 subestaciones, que permite la incorporación de la electricidad producida por las nuevas hidroeléctricas principalmente las

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

centrales Coca Codo Sinclair y Sopladora, atravesando 12 provincias del país.

Hidroagoyán

Mediante Resolución No. 040/2011 del 27 de septiembre de 2011, adoptada y aprobada por el Directorio de la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, resolvió la fusión por absorción de Hidropastaza EP; el Art. 4 de la mencionada Resolución indica que la fusión se realizará a partir del 1 de octubre de 2011, esta empresa se encargaba de la generación de la Central Hidroeléctrica San Francisco.

En la actualidad, Hidroagoyan es una de las Unidades de Negocio de la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC E.P, se encarga de la administración y 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.

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 CEDEGÉ construyó 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 6.000 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 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 del 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.

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

Termogas Machala

El 26 de mayo de 2011 se protocoliza el Acuerdo Transaccional entre la República del Ecuador, EDC Ecuador Ltd. - Sucursal Ecuador, y Machala Power Cía. Ltda.; la cláusula 3.1.1 de este acuerdo señala la entrega por parte de la Empresa Machala Power, el derecho de licencia para la Cesión del Contrato de Concesión suscrito con el CONELEC (actualmente 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 transfirió los activos inherentes a la concesión del proyecto Machala Power a favor de la CELEC EP.

CELEC EP tomó a su cargo la operación de la Central a Gas Machala (ex Machala Power) desde el 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, CELEC EP, recibió por parte del ex - Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, actual Ministerio de Energía y Minas (MEM), 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 crea 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 la operación y mantenimiento de la central de generación Machala (ex Machala Power), de manera transitoria hasta que concluya el proceso de creación de la Unidad de Negocio Termogas Machala, período comprendido entre mayo de 2011 y agosto de 2011.

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

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

Al ser el objeto social de la creada Unidad de Negocio Termogas Machala la generación de energía eléctrica con gas natural, se convierte en la única central generadora de energía eléctrica 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 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

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

concluida la construcción del proyecto “ciclo combinado” en sus dos fases, esta inversión incrementa la capacidad de generación de la Unidad hasta llegar a 435 MW.

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

En el caso del contrato No. 84-2014 de Fiscalización, se inició en el año 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 No. 31-2013 firmado con la empresa INTER RAO, fue terminado unilateralmente el 16 de marzo de 2017; el proveedor inició un proceso de mediación en marzo de 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, el 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: **a)** 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; y, **b)** La Central Hidroeléctrica Delsitanisagua inició la construcción el 28 de noviembre de 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, el 3 de enero de 2012, resuelve crear como área administrativo - operativa, la Unidad de Negocio Hidroazogues, con domicilio en la ciudad de Azogues. Esta unidad 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 caudal 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.

Mediante Resolución No. CELEC-EP-0165-15 del 3 de diciembre de 2015, la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP resuelve declarar anticipada y unilateralmente “terminado” el contrato No. 061-2011 para la “Construcción de obras civiles, línea de transmisión, ingeniería de

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

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 de 2011, su contrato complementario No. 1 del 27 de octubre de 2011, su contrato complementario No. 2 del 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; durante el año 2021 se han mantenido varias sesiones de negociación y se estima concretar los acuerdos económicos para la liquidación hasta mediados del 2022.

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

El 24 de mayo de 2016 se firmó el contrato No. 017-2016 entre la empresa “Astudillo Guillén Construcciones y Servicios de Ingeniería Cía. Ltda.” y la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, la misma que tiene como objeto “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 la casa de máquinas que se mantiene suspendida 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 el Centro de Mediación de la Procuraduría General del Estado.

Hidrotoapi

Se considera tres períodos importantes que definieron la constitución jurídica del Proyecto Hidroeléctrico Toachi Pilatón, los que definen la historia de este proyecto en su 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 compañía denominada Hidrotoapi S. A., cuyo principal objeto fue dedicarse al diseño, construcción, instalación, operación y mantenimiento de centrales de generación eléctrica.

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

El 23 de enero de 2012, CELEC EP Mediante Resolución No. 02-2012 aprobó la fusión por absorción de la Empresa Pública Estratégica Hidrotoapi EP.

El 27 de enero de 2012 la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP mediante Resolución No. CELEC EP-GG-022-2012, 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-

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

Pilatón que se desarrolla en los límites de las provincias: Pichincha, Santo Domingo de los Tsáchilas, y Cotopaxi, aprovechando las aguas de los ríos Pilatón y Toachi, que se encuentran en la vertiente occidental de la Cordillera de los Andes, aportantes a la cuenca del Pacífico.

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

Por su ubicación en la vertiente del Pacífico, contribuirá al abastecimiento energético del país especialmente en períodos de estiaje de la vertiente Amazónica, que es donde se encuentran actualmente los grandes proyectos hidroeléctricos en operación, lo que le convierte en un proyecto estratégico para el país. Generará una energía media de 1120 GWh/año, reemplazando 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.

Mediante Resolución No. CELEC EP-GGE-0021-17 del 22 de marzo de 2017 la Gerencia General de CELEC EP declaró la terminación unilateral con la empresa contratista INTER RAO, encargada de la ejecución de las obras electro e hidromecánicas del proyecto hidroeléctrico Toachi Pilatón. La determinación de los valores a reconocerse o no a la contratista se lo está revisando en la Cámara de Comercio de Santiago – Chile, a la presente fecha está pendiente el pronunciamiento del Tribunal de Arbitraje de esta Institución.

El 20 de junio de 2019, CELEC EP suscribió con la empresa TYAZHMASH el contrato No. CELEC EP-MAT-CON-0019-19 para la conclusión del proyecto electromecánico e hidromecánico que incluye ingeniería, procura y fabricación, suministro, transporte, montaje, puesta en servicio, pruebas técnicas y entrega en perfecto funcionamiento de la Central Sarapullo, Central Alluriquin, Minicentral Toachi y COS La Palma como parte del Proyecto Hidroeléctrico Toachi Pilatón. Al 31 de diciembre de 2021, se inició con las pruebas de sincronización de las unidades de generación de la Central Sarapullo, el primer aprovechamiento del complejo hidroeléctrico Toachi Pilatón. Con respecto al aprovechamiento Toachi-Alluriquín se continúa con las actividades de montaje correspondientes

Enernorte

Mediante Resolución No. CELEC EP-GG-002-2012, la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, el 3 de enero de 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.

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

Coca Codo Sinclair

Según escritura pública del 7 de febrero de 2008, las Compañías adjudicadas por el Estado Ecuatoriano representado por Termopichincha S. A. y el Gobierno Argentino representado por Enarsa S. A. constituyeron la compañía Corporación Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair S. A., la cual inició sus operaciones el 18 de febrero de 2008.

El 17 de septiembre de 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 del 26 de mayo de 2010, se decreta la transformación de la Corporación Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair S. A. en la Empresa Pública Estratégica Hidroeléctrica Coca Codo Sinclair, Coca Sinclair EP.

Mediante resolución No. CELEC EP-GG-002-2012, del 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 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 óptimo de la operación y mantenimiento de las centrales del sector eléctrico ecuatoriano; posterior solicitó a la Secretaría Nacional de Planificación y Desarrollo (SENPLADES) el análisis y pronunciamiento para la fusión.

La SENPLADES, mediante oficio No. SENPLADES-SGTEPBV-2015-0074-OF del 1 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 del 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, resolvió 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 1 de agosto de 2015, mediante Resolución No. CELEC EP-0094-15, resolvió cambiar de denominación de la Unidad de Negocio Enernorte de la Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, y denominarse Unidad de Negocio Coca Codo Sinclair, en la cual las dos empresas inician conjuntamente sus funciones administrativo-operativas, haciéndose cargo de 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.

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

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES**POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

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, 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. El 09 de diciembre de 2015 mediante Resolución No. CELEC-EP-0170-15, se declaró 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 1 de enero 2012, se incorporaron para su administración, operación y mantenimiento a la CELEC EP las centrales Manta II, y Miraflores.

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, el 26 de julio de 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.

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

3. SITUACIÓN ECONÓMICA DEL PAÍS

La Organización Mundial de la Salud (OMS) en 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 de 2020 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 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 del 16 de marzo de 2020 emite varias medidas con el objetivo de contener la propagación del Virus.

Las medidas tomadas por el Estado Ecuatoriano 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 la falta de pago de sus clientes, justificado de alguna manera 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 2021.

De acuerdo con proyecciones del Banco Central del Ecuador (BCE), el año anterior la economía nacional creció más rápido de lo esperado y podría sobrepasar el 4 % del PIB, aproximándose al nivel de prepandemia. Se han dinamizado sectores como: comercio, manufactura, minas y canteras, agricultura y salud; mientras que turismo, inmobiliarias, construcción, entre otros, tuvieron una recuperación más lenta.

También hubo mejora en la evolución del sistema financiero nacional. A diciembre de 2021, existió un incremento del 10 % en los depósitos y de un 15 % en los créditos. Además, destaca la reducción registrada, desde mayo de 2021, en las tasas de interés en todos los segmentos

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

crediticios, lo que ha beneficiado a hogares y al sector productivo.

Con relación al índice inflacionario anual, durante el año 2021 promedió prácticamente en cero y para el año 2022 se espera que esté en alrededor del 2%, lo que convierte a Ecuador en el segundo país del continente con el indicador más bajo, lo que ayudará a la competitividad exportadora del país.

La recuperación de la economía global ha tenido efectos favorables en la economía ecuatoriana, que se evidencian en el despunte de las exportaciones no petroleras y en las mayores remesas recibidas.

Respuesta al 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 Corporación 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.

4. BASES DE PREPARACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS**Importancia relativa**

La Corporación ha considerado 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.

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 en la Norma Internacional de Contabilidad No. 1, cada partida significativa del Estado de Situación Financiera, Estado de 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.

Bases de preparación y presentación

La contabilidad histórica de la Corporación fue elaborada bajo las 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

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

Internacionales de Información Financiera – NIIF.

Los presentes estados financieros han sido preparados íntegramente y sin reservas de acuerdo con las 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; también exige a la Administración de la Corporación que ejerza su juicio en el proceso de aplicación de sus políticas contables. En la Nota 5, 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.

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.

Consolidación de estados financieros

La Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP, propietaria del 100% de la participación accionaria de la compañía “Servicios Técnicos Especializados en Electricidad Sercoel S. A.”, no consolidará sus estados financieros con los de la referida compañía, puesto que los estados financieros de CELEC EP 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 Hidropuate 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 5 de junio de 2019 la Superintendencia de Compañías, Valores y Seguros mediante 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 Art. 360 de la Ley de Compañías, vigente en la fecha de emisión de la Resolución.

Sin embargo, el 18 de agosto de 2020, la Superintendencia de Compañías, Valores y Seguros en atención a una orden judicial dictada en auto el 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.

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

Actualmente Sercoel S. A. 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 de Compañía, Valores y Seguros, como ente de control.

Normativa emitida recientemente, sus mejoras y modificaciones vigentes a partir del 1 de enero de 2021

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 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
Modificación a la NIIF 16 Arrendamientos Mejoras de rentas	1 de abril de 2021

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

Modificación a la NIIF 16 Arrendamientos Mejoras de rentas: En mayo de 2020, el Consejo emitió Concesiones de alquiler relacionadas con COVID-19 (las modificaciones de 2020), que modificó la NIIF 16 Arrendamientos. Las enmiendas de 2020 introdujeron un recurso práctico opcional que simplifica la forma en que un arrendatario contabiliza las concesiones de alquiler que son una consecuencia directa de COVID-19. Según ese recurso práctico, no se requiere que un arrendatario evalúe si las concesiones de alquiler elegibles son modificaciones de arrendamiento, sino que las contabilice de acuerdo con otras guías aplicables.

El recurso práctico introducido en las enmiendas de 2020 solo se aplica a las concesiones de alquiler para las cuales cualquier reducción en los pagos de arrendamiento afecta únicamente los pagos que vencen originalmente el 30 de junio de 2021 o antes. Si la Junta no hubiera tomado ninguna medida adicional, el recurso práctico habría expirado en unos pocos meses.

Los desafíos económicos presentados por la pandemia de COVID-19 han persistido más de lo previsto. Como resultado, los arrendadores y arrendatarios están negociando concesiones de alquiler que se extienden más allá del 30 de junio de 2021.

Por lo tanto, la Junta ha extendido el expediente práctico por 12 meses, es decir, permite que los arrendatarios lo apliquen a las concesiones de alquiler para las cuales cualquier reducción en los pagos de arrendamiento afecta solo los pagos originalmente vencidos el 30 de junio de 2022 o antes.

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

Nuevas NIIF, modificaciones e interpretaciones del Comité de Interpretaciones NIIF, con aplicación efectiva del 1 de enero de 2022 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.

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

Normas y reformas a normas	Fecha de aplicación obligatoria
<u>Nuevas Normas</u>	
NIIF 17 Contratos de Seguro (*)	1 de enero de 2023
<u>Modificaciones y/o interpretaciones</u>	
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
Modificación a la NIC 1 Desglose de Políticas Contables	1 de enero de 2023
Modificación a la NIC 8 Definición de Estimación Contable	1 de enero de 2023
Modificación a la NIC 12 Impuestos Diferidos derivados de activos y pasivos que surgen de una transacción Única (*)	1 de enero de 2023
Modificaciones a la NIIF 17 Contratos de Seguros – Aplicación inicial de la NIIF 17 y NIIF 9 Información Comparativa (*)	Cuando se aplique NIIF 17

(*) Por el contexto del negocio de la Corporación, no serán de aplicación para la preparación de los 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 cualquier elemento producido durante el proceso de instalación y puesta a punto para que éste 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 período 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 costos incurridos durante el período de prueba.

Por tanto, el IASB modifica la NIC 16 para prohibir la deducción del costo 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 costos 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

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

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 período comparativo presentado en los estados financieros. El ajuste se registrará contra las reservas de apertura de ese período.

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.

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 la 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 período (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 período, 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 ésta se registra separadamente como instrumento de patrimonio neto.

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

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 Desglose de Políticas Contables: El 12 de febrero de 2021, como etapa final a sus mejoras en el ámbito de la materialidad, el IASB emitió enmiendas de alcance limitado a la NIC 1 Presentación de Estados Financieros y al Documento de Práctica de las NIIF 2 Realización de Juicios sobre Materialidad o Importancia Relativa, con el objetivo de ayudar a las compañías a mejorar las revelaciones de políticas contables, para que proporcionen información más útil a los inversores y otros usuarios principales de los estados financieros.

Las enmiendas a la NIC 1 requieren que las empresas revelen su información material sobre políticas contables en lugar de sus políticas contables importantes. Las modificaciones a la Declaración de Práctica No. 2 de las NIIF proporcionan orientación sobre cómo aplicar el concepto de importancia relativa a las revelaciones de políticas contables.

Estas enmiendas son aplicables para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2023. Se permite su aplicación anticipada.

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 8 Definición de Estimación Contable: En febrero de 2021, el IASB emitió enmiendas de alcance limitado a la NIC 8 Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores, en las que introduce una nueva definición de "estimaciones contables", con el fin de aclarar cómo deben distinguir las empresas entre cambios en las políticas contables y cambios en las estimaciones contables, y de esta manera reducir la diversidad en la práctica.

Dicha distinción es importante porque los cambios en las estimaciones contables se aplican prospectivamente solo a transacciones futuras y otros eventos futuros, pero los cambios en las políticas contables generalmente también se aplican retrospectivamente a transacciones pasadas y otros eventos pasados.

Estas enmiendas son aplicables a períodos anuales iniciados a partir del 1 de enero de 2023, permitiéndose su aplicación anticipada. Se aplicarán prospectivamente para cambios en las estimaciones y en las políticas contables que ocurran a partir del inicio del primer ejercicio anual en que la compañía aplica la modificación.

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.

Moneda funcional y de presentación

Las cifras incluidas en los 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 Norteamérica - USD".

Reclasificaciones

Al 31 de diciembre de 2021, se efectuaron las reclasificaciones correspondientes, a fin de presentar debidamente las cifras en los estados financieros.

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

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.

Información comparativa

El estado de situación financiera, el de resultado integral, el de cambios en el patrimonio, y el estado de flujos de efectivo del presente período se presenta en forma comparativa con el correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2020.

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

Efectivo y equivalentes de efectivo

En este grupo contable se registra el efectivo mantenido en caja y 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.

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).

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

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).

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).

Inventarios

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

Medición inicial: los inventarios se miden por su costo, 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.

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.

Propiedades, planta y equipo

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: **a)** es probable que la Corporación obtenga los beneficios económicos futuros derivados del mismo; y **b)** el costo del elemento puede medirse con fiabilidad.

Medición inicial: las propiedades, planta y equipo, se miden al costo, el cual incluye el precio de adquisición o construcción después de deducir cualquier descuento o rebaja; los costos

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES****POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

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 equipo se miden al costo menos la depreciación acumulada y el importe acumulado de las pérdidas por deterioro del valor.

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

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

Las vidas útiles estimadas de las propiedades, planta y equipo, es como sigue:

Grupo	Propiedad, planta y equipo Vida útil (en años)
Subgrupo	Activos productivos
1. Obras hidráulicas - Represas, túneles, embalses	
Construcciones civiles	70
Estructuras metálicas	50
2. Edificios y estructuras de centrales, subestaciones - Campamentos, edificios, salas de control, casa de máquinas	
Edificaciones, centrales y subestaciones	70
Edificación de talleres	70
Casa de máquinas	70
Urbanización e instalaciones complementarias	30
Urbanización de centrales y subestaciones	30
Estructuras en hormigón	50
Estructuras metálicas	30
3. Instalaciones electromecánicas de centrales subestaciones y líneas de transmisión - Postes, torres, líneas, cables y conductores, unidades de generación, equipos de subestación, unidades de transformación, equipos auxiliares	
Postes, torres, líneas	
Postes, torres, líneas de transmisión - Alta tensión hasta 230 KV	45
Postes, torres, líneas de transmisión - Alta tensión hasta 500 KV	50
Postes, torres, líneas de transmisión - Redes de media tensión hasta 34,5 KV	40
Postes, torres, líneas de transmisión - Redes de baja tensión	40
Postes, torres, líneas de transmisión - Transformadores de distribución	40
Cables y conductores	
Cables y conductores internos - Alta tensión	45
Cables y conductores internos - Media tensión	40
Cables y conductores internos - Baja tensión	40
Unidades de generación	

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

Grupo	Propiedad, planta y equipo Vida útil (en años)
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
Subgrupo	Activos Administrativos
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

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

Grupo	Propiedad, planta y equipo Vida útil (en años)
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
Subgrupo	Activos Administrativos
Terrenos	N/A

Activos intangibles

En este grupo contable se registra todo bien sin apariencia física que es susceptible de ser separado o escindido de la Corporación 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 Corporación o de otros derechos y obligaciones, si, y sólo si: **a)** es probable que los beneficios económicos futuros que se han atribuido al mismo fluyan a la entidad; y **b)** 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 acumulada y el importe acumulado de las pérdidas por deterioro del valor.

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

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

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

deterioro.

Las vidas útiles estimadas de los activos intangibles, es como sigue:

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

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 asume el control y la excluirá en la fecha en que cesa el mismo.

Arrendamientos

La 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 NIIF 16 al 31 de diciembre de 2021 es de USD 493 mil en los activos, USD 499 mil en los pasivos, y USD 15 mil en los gastos. Por lo que, se concluye que los arrendamientos no contienen un componente importante de financiamiento para la Corporación, tampoco afecta en lo más mínimo a los indicadores financieros de CELEC EP.

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

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

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 período 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 8,52%.

Impactos de la aplicación de NIIF 16 en los estados financieros al 31 de diciembre de 2021

(en miles de USD)

<u>Activos no corrientes</u>	
Activos por derecho de uso, neto	<u>493</u>
<u>Pasivos no corrientes</u>	
Pasivos por arrendamiento	<u>499</u>
Estado de Resultados	
Gastos financieros y otros gastos	<u>15</u>
Resultado del ejercicio	<u>(15)</u>

Costos por intereses

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

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 del negocio. Se miden inicialmente, por su valor razonable y posteriormente por su costo amortizado, de acuerdo con el método de tasa de interés efectiva.

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

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).

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 o institución financiera (interés explícito).

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. Se miden a su valor nominal y se reconocen en los resultados del período en el que se incurren.

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. Al ser el dólar de los Estados Unidos la moneda de circulación y en la que se van a pagar los pasivos por beneficios definidos, se debe identificar un mercado en dólares que tenga Bonos Corporativos de Alta Calidad (HQCB) de un mercado profundo, los cuales no existen en Ecuador; sin embargo, dichos bonos si existen en el mercado de Estados Unidos. Por lo que, en aplicación de la NIC 19, en la ejecución del cálculo actuarial la CELEC EP considera la tasa de bonos Corporativos de Alta Calidad (HQCB) en la moneda en que se pagarán los pasivos, es decir considerando HQCB emitidos en un mercado profundo en dólares como es Estados Unidos (tasa americana).

El costo de los servicios presentes o pasados y costo financiero, son reconocidos en los resultados del período en el que se incurren; 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.

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 la 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

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

financieros (incluye costo financiero si aplicare).

Otros pasivos corrientes

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

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

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

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.

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: **a)** los derechos de recibir flujos de efectivo del activo han terminado; **b)** 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; **c)** 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: **a)** la obligación de pago se termina, se cancela o vence; **b)** 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.

Patrimonio

Capital público: en este grupo contable se registra el monto aportado del capital, se mide a su valor nominal.

Otros resultados integrales: en este grupo contable se registran los efectos netos por revaluaciones a valor de mercado de activos financieros disponibles para la venta; propiedades,

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

planta y equipo; activos intangibles y otros (diferencia de cambio por conversión a moneda funcional).

Resultados acumulados: en este grupo contable se registran las utilidades y/o pérdidas netas acumuladas, y la del ejercicio.

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.

Ingresos de actividades ordinarias

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

Los ingresos de la Corporación, están conformados por:

Ingresos operativos: en este grupo contable se registra la venta 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 más importantes tenemos los ingresos por la prestación de servicios de telecomunicaciones, y los ingresos por siniestros de seguros.

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

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.

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

Estado de flujos de efectivo

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

Cambios en políticas y estimaciones contables

Los estados financieros al 31 de diciembre de 2021, no presentan cambios en políticas y estimaciones contables significativas respecto a los estados financieros al 31 de diciembre de 2020.

Contingentes

La Corporación revela en notas sobre la existencia de activos y pasivos contingentes. Un pasivo es contingente cuando existe una obligación presente en la que se considera remota la posibilidad de salida de recursos; y un activo contingente es 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.

5. 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:

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 al valor futuro de recuperación se considera deterioro. El valor del deterioro se reconoce en una cuenta reguladora del activo y en los resultados del período.

Deterioro por cuentas incobrables

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

La CELEC EP 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:

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

- **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 éstos los siguientes:
 - **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.
 - **Cartera no relacionada:** Para este tipo de cartera se ha determinado el deterioro a través del enfoque simplificado, establecido en la NIIF 9 Instrumentos Financieros.
- **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 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 éstas 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 18,79% sobre el valor de la deuda, que corresponde a la tasa de pérdida crediticia esperada, la cual se obtuvo al estimar la probabilidad de incumplimiento ajustada por el factor exógeno que para este año es la tasa de desempleo (probabilidad de que los valores registrados en años anteriores en la fase II pasen a la fase III en el futuro). Esta tasa se la calculó en base a la información histórica proporcionada por Matriz y las Unidades de Negocio en la Matriz de Deterioro de Cartera no Comercial, y en base al análisis de regresión y correlación realizado, en el que se demostró la fuerte correlación existente entre la tasa de desempleo y la probabilidad de incumplimiento.

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

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

- crediticia esperada fue del 18,79%.
- (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 período de la fecha de presentación, el deudor cancelaría la deuda, no se reconoció deterioro alguno.

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 el valor justo de un activo o unidad generadora de efectivo menos los costos de venta y su valor en uso, y es determinado para un

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

activo individual a menos que el activo no genere entradas de efectivo que son claramente independientes de otros activos o grupos de activos.

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

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

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

Una pérdida por deterioro anteriormente reconocida es reversada solamente si existe 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 determinar el valor presente de los flujos futuros de efectivo estimados que se espera obtener de un activo, tampoco se puede determinar su valor razonable en razón de 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 de determinar que el valor en libros no exceda a su importe recuperable al 31 de diciembre de 2021.

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

Del análisis realizado como se presenta en el siguiente cuadro se concluye que los proyectos no se encuentran deteriorados.

	Proyectos en construcción		
	Ciclo Combinado	Mazar Dudas	Quijos
	(en miles de USD)		
Valor en libros	181.044	44.163	71.985
Nuevo contrato	<u>160.295</u>	<u>28.915</u>	<u>149.744</u>
Total	<u>341.339</u>	<u>73.078</u>	<u>221.729</u>
Valor de reposición	<u>381.378</u>	<u>93.256</u>	<u>222.443</u>
Diferencia	<u>40.039</u>	<u>20.178</u>	<u>714</u>
Deterioro	<u>0</u>	<u>0</u>	<u>0</u>

Valor en Libros: Comprende los costos totales acumulados del proyecto al 31 de diciembre de 2021.

Nuevo contrato: Valor estimado al 31 de diciembre de 2021 del nuevo contrato para terminar el proyecto.

Valor de reposición: Valor que costaría actualmente al 31 de diciembre de 2021 la construcción del proyecto si se empezaría 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: **a)** desmantelamiento principalmente de la maquinaria o planta industrial, y **b)** resarcimiento ambiental para prevenir y reparar los lugares ocupados para la actividad de la Corporación por los efectos causados sobre el medio ambiente.

Desmantelamiento: Hace referencia al desalojo, destrucción o reubicación de un activo, evento que puede darse en el momento de la adquisición del mismo y que se va a realizar en el futuro.

En la estimación del valor para desmantelamiento, la Corporación considera algunos parámetros tales como: el estado de conservación, la vida útil, el mantenimiento preventivo y correctivo implementado, la antigüedad del activo, crecimiento sostenible del sector eléctrico, incremento de proyectos hidroeléctricos, mayor demanda eléctrica en todos los sectores del país, desarrollo socioeconómico de los sectores más distantes, situación geográfica y ubicación del sistema eléctrico, sucesos futuros que puedan afectar al valor necesario para cancelar una obligación originados por cambios en las disposiciones legales, entre otras.

Generación Hidráulica y Eólica: Considerando la ubicación geográfica de las centrales y a falta de obligación legal por desalojo, rehabilitación, destrucción o reubicación de la infraestructura, CELEC EP no reconoce una obligación por desmantelamiento de este tipo de activos.

Generación Térmica: la infraestructura de generación térmica tiene cierto grado de impacto ambiental; por la tanto se deberán ejecutar actividades de desalojo, rehabilitación, destrucción o reubicación de la infraestructura; sin embargo, en virtud de que existen empresas ecuatorianas que han presentado propuestas para realizar el desmantelamiento y la posible remediación ambiental a costo cero (recibirían a cambio la propiedad planta y equipo obsoleto), CELEC EP, no reconoce una obligación por desmantelamiento de este tipo de activos.

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

Sistemas de Transmisión: Considerando la ubicación geográfica de las líneas y subestaciones de transmisión de energía y a falta de obligación legal por desalojo, rehabilitación, destrucción o reubicación de la infraestructura de transmisión, CELEC EP no reconoce una obligación por desmantelamiento de este tipo de activos.

Remediación Ambiental: Al finalizar la vida útil de la Propiedad, Planta y Equipo, la Corporación deberá realizar el retiro de todos los equipos y material sobrante, dándole una disposición final adecuada como establecen las normas ambientales. De igual forma se deberá retirar el campamento de obra, áreas de almacenamiento de desechos (no peligrosos, peligrosos y especiales) y materiales de construcción sobrantes, conjuntamente con todo el equipo instalado y las estructuras construidas en el campamento.

No obstante, debido a que los Planes de Manejo de Ambiental de la Corporación previenen y minimizan la generación de impactos ambientales negativos al entorno que pudiesen alterar la calidad de los recursos aire, agua y suelo a partir de las actividades propias de la construcción y operación de las centrales, líneas y subestaciones; CELEC EP no reconoce una obligación por remediación ambiental para cualquier tipo de infraestructura, y en el supuesto que los Planes de Manejo de Ambiental no sean suficientes para contrarrestar los daños ambientales, existen empresas ecuatorianas que han presentado propuestas para realizar el desmantelamiento y la posible remediación ambiental, a costo cero, esto debido a que recibirían a cambio de la propiedad planta y equipo obsoleto de CELEC EP.

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.

6. POLÍTICA DE GESTIÓN 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 a fin de que reflejen los cambios en las condiciones de mercado y en sus actividades, logrando la obtención de un ambiente de control disciplinado y constructivo, en el cual todos los empleados entiendan sus roles y obligaciones.

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

Riesgo de crédito

Es el riesgo de que una de las partes de un instrumento financiero cause una pérdida financiera a la otra parte por incumplir una obligación, y se origina principalmente en las cuentas por cobrar (Nota 9).

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.

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020****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.

7. EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFFECTIVO

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, el efectivo y sus equivalentes no tienen restricciones; sin embargo, existen casos en los que ciertos importes han sido asignados para el uso exclusivo en determinado proyecto, están conformados como sigue:

		<u>2021</u>	<u>2020</u>
		(en miles de USD)	
Caja		45	58
Bancos nacionales	(a)	26.530	57.702
Bancos del exterior		<u>1</u>	<u>1</u>
Total		<u>26.576</u>	<u>57.761</u>

(a) Representa fondos en cuentas corrientes mantenidas principalmente en el Banco Central del Ecuador, secundariamente en el Banco del Pacífico S. A.

8. FIDEICOMISOS

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, constituyen fondos manejados a través de diferentes fideicomisos mercantiles de administración y garantía, con el propósito de garantizar el cumplimiento de las obligaciones relacionadas con los desembolsos para la construcción de algunos proyectos de generación de energía eléctrica; el detalle de los fondos en fideicomisos es como sigue:

		<u>2021</u>	<u>2020</u>
		(en miles de USD)	
Fidecomiso Mercantil Proyecto Termoeléctrico Fase I		2.699	2.701
Fidecomiso de Inversión y Administración Flujos y Pago - Proyecto Termoeléctrico Fase II		24	27
Fidecomiso Toachi Pilatón		<u>986</u>	<u>48</u>
Total		<u>3.709</u>	<u>2.776</u>

9. CUENTAS POR COBRAR

La Corporación aplica la NIIF 9 "Instrumentos Financieros", lo cual implica cambios contables y ajustes a los saldos 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

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

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 la NIIF 9 desde el 1 de enero de 2018 implicó como principal impacto un cambio en el modelo de la provisión de incobrables.

A continuación, se desglosa la clasificación de los activos financieros bajo la NIC 39 y 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

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.

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, las cuentas por cobrar corrientes están conformadas como sigue:

		2021	2020
(en miles de USD)			
Deudores comerciales	(a)	351.532	374.608
Deudores no comerciales	(b)	38.173	34.657
Impuestos por recuperar		5.025	0
Subtotal		394.730	409.265
Deterioro acumulado de créditos incobrables	(c)	(41.298)	(35.939)
Total		<u>353.432</u>	<u>373.326</u>

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

- (a) Corresponde a la cartera generada principalmente por la venta de energía eléctrica a los Agentes Distribuidores del Mercado Eléctrico Mayorista – MEM y empresa estatal de extracción de petróleo; esta energía es generada por las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de la Corporación; el detalle de esta cuenta es como sigue:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Empresa Eléctrica Pública Estratégica Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP.	264.151	255.889
Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP Petroecuador (*)	44.419	62.921
Empresa Eléctrica Quito S. A. E.E.Q.	19.522	32.168
Operador Nacional de Electricidad – CENACE	6.942	221
Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. ELEPCOSA.	4.087	5.388
Empresa Eléctrica Regional del Sur S. A.	3.555	2.967
Empresa Eléctrica Provincial Galápagos Elecgalápagos S.A.	2.111	1.637
Empresa Eléctrica Regional Norte S. A.	1.510	4.099
Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C. A.	1.492	1.353
Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S. A.	1.402	4.455
Empresa Eléctrica Riobamba S. A.	149	513
Empresa Eléctrica Azogues C. A.	21	84
Otros clientes	<u>2.171</u>	<u>2.913</u>
Total	<u>351.532</u>	<u>374.608</u>

- (*) 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.

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, la antigüedad de los deudores comerciales, fue como sigue:

<u>Antigüedad</u>	<u>%</u>	<u>2021</u>	<u>2020</u>	<u>%</u>
		(en miles de USD)		
Por vencer	48,3%	169.927	97.999	26,2%
Vencidas				
De 0 a 90 días	11,3%	39.711	82.801	22,1%
De 91 a 180 días	0,0%	27	38.493	10,3%
De 181 a 270 días	0,8%	2.818	8.406	2,2%
De 271 a 365 días	0,2%	538	22.013	5,9%
De 366 a 730 días	5,4%	18.964	6.803	1,8%
Más de 730 días	<u>34,0%</u>	<u>119.547</u>	<u>118.093</u>	<u>31,5%</u>
Total	<u>100,0%</u>	<u>351.532</u>	<u>374.608</u>	<u>100,0%</u>

- (b) Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, el detalle de los deudores no comerciales, es el siguiente:

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Cuentas por cobrar por reclamaciones	10.101	9.901
Otras cuentas por cobrar a relacionadas	3.991	3.991
Cuentas por cobrar empleados	3.407	2.733
Otras cuentas	<u>20.674</u>	<u>18.032</u>
Total	<u>38.173</u>	<u>34.657</u>

(c) Durante los años 2021 y 2020, el movimiento de la provisión para cuentas incobrables, fue el siguiente:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Saldo inicial, enero 1	35.939	41.910
Reversión del año	0	(5.971)
Provisión del año	<u>5.359</u>	<u>0</u>
Saldo final, diciembre 31	<u>41.298</u>	<u>35.939</u>

10. PRÉSTAMOS A RELACIONADOS

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, corresponde a 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.

Durante los años 2021 y 2020, el movimiento de los préstamos a relacionados, fue el siguiente:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Saldo inicial, enero 1	587.422	464.252
Nuevos desembolsos	0	126.711
Recuperaciones	<u>0</u>	(3.541)
Saldo final, diciembre 31	<u>587.422</u>	<u>587.422</u>

11. ANTICIPOS ENTREGADOS

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, el detalle de los anticipos entregados, es el siguiente:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Consorcio Wotal	12.859	0
Consorcio Cis-Sdee Electrical Engineering	10.099	0
Covalco Cía. Ltda.	7.447	9.482
Consorcios Longfor	6.153	0
HH International Co Ltd.	5.950	0
Henan Dingli Power Equipment Co Ltd.	5.931	0
Accyem Proyectos Cía. Ltda.	5.182	0
Pileggi Construcciones C. Ltda.	2.746	326
Equitatis S. A.	2.288	4.075

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
The Babcock and Wilcox Company	2.123	0
Consorcio IA Electric Automation	2.000	0
JR Electric Supply y Cía	1.594	0
HHI Business Service S.A.	1.334	980
Computadores y Equipos Compuequip Dos S.A.	1.044	126
Consorcio Smelecom Enebras	935	1.362
Xian Electric Engineering Co., Ltd.	433	5.545
Changjiang Institute Of Survey, Planning Design And Research	423	2.567
Jarval Comercio Internacional Cia. Ltda.	59	138
BKB Maquinaria Industrial Cía. Ltda.	34	1.157
Harbin Electric International Co. Ltd.	0	6.079
Consorcio Tecnogas	0	2.103
Asociación Genermex - Pacacevi	0	1.518
China Machinery Engineering Corporation	0	1.399
Energycontrol S.A.	0	1.156
Electrocables C.A.	0	1.093
Otros menores a un millón de USD	<u>18.605</u>	<u>18.826</u>
Total	<u>87.239</u>	<u>57.932</u>

Durante los años 2021 y 2020, el movimiento de los anticipos entregados, fue el siguiente:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Saldo inicial, enero 1	57.932	56.371
Anticipos entregados durante el año	97.882	54.887
Amortizaciones del año	(68.437)	(53.566)
Reclasificaciones	(138)	240
Saldo final, diciembre 31	<u>87.239</u>	<u>57.932</u>

12. INVENTARIOS

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, los inventarios están conformados como sigue:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Repuestos, materiales y accesorios	360.526	374.486
Combustibles	19.723	19.973
Lubricantes	2.826	2.815
Químicos	2.045	2.223
Herramientas	1.903	2.147
En tránsito	150	3.269
Otros	<u>3.971</u>	<u>4.422</u>
Total	<u>391.144</u>	<u>409.335</u>

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, no existen gravámenes sobre los inventarios que garanticen obligaciones financieras.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020

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

13. GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, los gastos pagados por anticipado, son los siguientes:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Seguros	8.241	8.712
Otros	<u>3.533</u>	<u>5.587</u>
Total	<u>11.774</u>	<u>14.299</u>

14. ACTIVOS DISPONIBLES PARA LE VENTA

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, corresponde al subsistema de transmisión Vicentina, un resumen de su composición es el siguiente:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Subestaciones	1.134	836
Líneas de transmisión	939	1.962
Edificios y estructuras	387	399
Telecomunicaciones	213	265
Carreteras, puentes y caminos	17	21
Mobiliario	<u>0</u>	<u>1</u>
Total	<u>2.690</u>	<u>3.484</u>

Durante el año 2022, 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.

Conforme acuerdos establecidos para compensar el valor de la transferencia se dará 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 S. A. 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.

15. PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, el detalle de la propiedad, planta y equipo, es el siguiente:

		<u>2021</u>	<u>2020</u>
		(en miles de USD)	
Costo:			
Generación hidroeléctrica	(a)	7.032.541	7.034.039
Generación termoeléctrica	(b)	1.269.713	1.234.492
Generación eólica	(c)	33.888	33.880
Transmisión de energía	(d)	1.746.218	1.654.177
Telecomunicaciones		85.100	86.060

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Talleres y laboratorios	85.174	80.542
Overhaul (mantenimiento mayor)	87.149	70.114
Administrativos (e)	615.859	582.080
En preparación (f)	1.222.825	1.262.611
Overhaul (mantenimiento mayor) en curso	<u>23.209</u>	<u>11.965</u>
Subtotal costo	12.201.676	12.049.960
Depreciación acumulada (g)	<u>(1.754.452)</u>	<u>(1.481.764)</u>
Total neto	<u>10.447.224</u>	<u>10.568.196</u>

(a) Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, la composición de la propiedad, planta y equipo de generación hidroeléctrica, es como sigue:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Costo:		
Obras hidráulicas	4.442.259	4.508.050
Instalaciones electromecánicas	1.462.629	1.441.720
Edificios y estructuras	892.278	857.057
Subestaciones	186.531	179.721
Líneas de transmisión	36.909	36.909
Telecomunicaciones	<u>11.935</u>	<u>10.582</u>
Total	<u>7.032.541</u>	<u>7.034.039</u>

(b) Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, la composición de la propiedad, planta y equipo de generación termoeléctrica, es como sigue:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Costo:		
Instalaciones electromecánicas	1.118.461	1.088.213
Edificios y estructuras	118.419	114.137
Subestaciones	32.350	31.659
Líneas de transmisión	132	132
Telecomunicaciones	<u>351</u>	<u>351</u>
Total	<u>1.269.713</u>	<u>1.234.492</u>

(c) Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, la composición de la propiedad, planta y equipo de generación eólica, es como sigue:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Costo:		
Instalaciones electromecánicas	26.308	26.302
Edificios y estructuras	4.068	4.066
Subestaciones	2.533	2.533
Líneas de transmisión	948	948
Telecomunicaciones	<u>31</u>	<u>31</u>
Total	<u>33.888</u>	<u>33.880</u>

(d) Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, la composición de la propiedad, planta y equipo de transmisión de energía, es como sigue:

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Costo:	(en miles de USD)	
Líneas de transmisión	797.420	768.753
Subestaciones	739.265	686.706
Edificios y estructuras	<u>209.533</u>	<u>198.718</u>
Total	<u>1.746.218</u>	<u>1.654.177</u>

- (e) Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, la composición de la propiedad, planta y equipo administrativos, es como sigue:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
Costo:	(en miles de USD)	
Carreteras, puentes y caminos	353.330	333.713
Terrenos	102.522	102.515
Edificios y estructuras	58.203	52.135
Vehículos y equipo caminero	34.239	33.473
Equipo informático y multimedia	28.451	25.547
Telecomunicaciones	13.553	11.734
Mobiliario	10.432	10.689
Equipo de construcción, ingeniería y mantenimiento	9.605	8.266
Instalaciones electromecánicas complementarias	<u>5.524</u>	<u>4.008</u>
Total	<u>615.859</u>	<u>582.080</u>

- (f) Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, la composición de la propiedad, planta y equipo en preparación, es como sigue:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Toachi Pilaton	811.333	758.407
Ciclo combinado	181.044	181.044
500 KV y otros de transmisión	74.638	127.376
Quijos	71.985	71.985
Mazar Dudas	44.163	43.926
Minas San Francisco	23.801	29.580
Sopladora	0	13.730
Coca Codo Sinclair	0	13.717
Otros	<u>15.861</u>	<u>22.846</u>
Total	<u>1.222.825</u>	<u>1.262.611</u>

- (g) En el año 2021 se realizaron cambios y correcciones en la vida útil, y por ende en la depreciación acumulada de ciertos elementos de Propiedad, Planta y Equipo. Un resumen fue como sigue:

	<u>Impacto en resultados</u>		
	del ejercicio	acumulados	Total
	(en miles de USD)		
Carreteras, Puentes y Caminos	(1.093)	43	(1.050)
Edificios y Estructuras	(1.188)	(76)	(1.264)
Equipo de Construcción, Ingeniería y	(16)	667	651

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

	Impacto en resultados		Total
	del ejercicio	acumulados	
	(en miles de USD)		
Mantenimiento			
Equipo de Telecomunicaciones y Redes	60	(267)	(207)
Equipo Informático y Multimedia	42	93	135
Herramientas, Equipos de Taller y Laboratorio	(5)	524	519
Instalaciones Electromecánicas	(9.075)	(1.149)	(10.224)
Líneas de Transmisión	181	996	1.177
Mobiliario	(146)	392	246
Obras Hidráulicas.	(3.512)	9	(3.503)
Subestaciones	(172)	850	678
Telecomunicaciones	(160)	(49)	(209)
Vehículos y Equipo Caminero	74	120	194
Total	(15.010)	2.153	(12,857)

Durante los años 2021 y 2020, el movimiento de la propiedad, planta y equipo, fue como sigue:

 2021				
	Saldos al 31-dic-20	Adiciones y activaciones	Reclasific.	Ajustes y bajas	Saldos al 31-dic-21
	(en miles de USD)				
Costo					
Terrenos	102.515			6	102.521
Edificios y estructuras	1.234.854	24.590	34.896	(2.065)	1.292.275
Carreteras, puentes y caminos	333.713	5.835	13.782		353.330
Obras hidráulicas	4.508.050		(65.791)		4.442.259
Instalaciones electromecánicas	2.571.674	47.987	9.153	(2.338)	2.626.476
Subestaciones	900.618	53.423	6.810	(172)	960.679
Líneas de transmisión	806.742	28.666			835.408
Telecomunicaciones	108.757	840	1.511	(138)	110.970
Herramientas, equipos de taller y laboratorio	60.372	1.164	388	(75)	61.849
Equipo informático y multimedia	25.547	2.890	27	(13)	28.451
Vehículo y equipo caminero	33.473	792	3	(29)	34.239
Equipo de construcción, ingeniería y mantenimiento	8.266	1.281	58		9.605
Mobiliario	10.689		18	(276)	10.431
Overhaul (mantenimiento mayor)	70.114	17.035			87.149
PPyE en preparación	1.262.611			(39.786)	1.222.825
Overhaul en curso	11.965	11.244			23.209
Subtotal costos	12.049.960	195.747	855	(44.886)	12.201.676
Depreciación acumulada					
Edificios y estructuras	(116.340)	(24.287)		(2.903)	(143.530)
Carreteras, puentes y caminos	(52.792)	(9.153)		(1.412)	(63.357)
Obras hidráulicas	(441.599)	(83.855)		4.366	(521.088)
Instalaciones electromecánicas	(478.186)	(77.905)		2.245	(553.846)
Subestaciones	(132.576)	(28.265)		(1.495)	(162.336)
Líneas de transmisión	(94.571)	(21.215)		(1.507)	(117.293)
Telecomunicaciones	(46.278)	(7.247)		(483)	(54.008)
Herramientas, equipos de taller y laboratorio	(26.732)	(3.531)		(502)	(30.765)
Equipo informático y multimedia	(13.554)	(2.401)		(75)	(16.030)

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES****POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

	Saldos al 31-dic-20	Adiciones y activaciones	Reclasific.	Ajustes y bajas	Saldos al 31-dic-21
	(en miles de USD)				
Vehículo y equipo caminero	(16.243)	(2.076)		404	(17.915)
Equipo de construcción, ingeniería y mantenimiento	(4.218)	(1.872)		837	(5.253)
Mobiliario	(5.429)	(681)		727	(5.383)
Overhaul (mantenimiento mayor)	(53.246)	(10.401)		(1)	(63.648)
Depreciación acumulada	(1.481.764)	(272.889)		201	(1.754.452)
Total	<u>10.568.196</u>	<u>(77.142)</u>	<u>855</u>	<u>(44.685)</u>	<u>10.447.224</u>

. . . 2020 . . .

	Saldos al 31-dic-19	Adiciones y activaciones	Reclasific.	Bajas	Saldos al 31-dic-20
	(en miles de USD)				
Costo					
Terrenos	102.446	69			102.515
Edificios y estructuras	1.193.383	41.751	(5)	(275)	1.234.854
Carreteras, puentes y caminos	333.426	296		(9)	333.713
Obras hidráulicas	4.500.176	7.874			4.508.050
Instalaciones electromecánicas	2.563.832	11.251	(7)	(3.402)	2.571.674
Subestaciones	740.134	163.592	188	(3.296)	900.618
Líneas de transmisión	552.307	254.435			806.742
Telecomunicaciones	102.689	6.882	(158)	(656)	108.757
Herramientas, equipos de taller y laboratorio	56.957	5.761	4	(2.350)	60.372
Equipo informático y multimedia	26.314	1.380	(257)	(1.890)	25.547
Vehículo y equipo caminero	32.929	1.372	(17)	(811)	33.473
Equipo de construcción, ingeniería y mantenimiento	7.605	733	(4)	(68)	8.266
Mobiliario	14.911	272	(68)	(4.426)	10.689
Overhaul (mantenimiento mayor)	67.059	3.055			70.114
PPyE en preparación	1.569.832		(307.221)		1.262.611
Overhaul en curso	<u>9.651</u>	<u>2.314</u>			<u>11.965</u>
Subtotal costos	<u>11.873.651</u>	<u>501.037</u>	<u>(307.545)</u>	<u>(17.183)</u>	<u>12.049.960</u>
Depreciación acumulada					
Edificios y estructuras	(96.247)	(23.294)		3.201	(116.340)
Carreteras, puentes y caminos	(45.820)	(8.642)		1.670	(52.792)
Obras hidráulicas	(358.801)	(82.903)		105	(441.599)
Instalaciones electromecánicas	(401.957)	(81.863)		5.634	(478.186)
Subestaciones	(105.995)	(27.761)		1.180	(132.576)
Líneas de transmisión	(69.163)	(21.470)		(3.938)	(94.571)
Telecomunicaciones	(47.036)	(7.447)		8.205	(46.278)
Herramientas, equipos de taller y laboratorio	(24.691)	(3.426)		1.385	(26.732)
Equipo informático y multimedia	(14.343)	(2.377)		3.166	(13.554)
Vehículo y equipo caminero	(14.693)	(1.962)		412	(16.243)
Equipo de construcción, ingeniería y mantenimiento	(4.193)	(1.639)		1.614	(4.218)
Mobiliario	(6.735)	(728)		2.034	(5.429)
Overhaul (mantenimiento mayor)	(42.907)	(10.331)		(8)	(53.246)
Depreciación acumulada	<u>(1.232.581)</u>	<u>(273.843)</u>		<u>24.660</u>	<u>(1.481.764)</u>
Total	<u>10.641.070</u>	<u>227.194</u>	<u>(307.545)</u>	<u>7.477</u>	<u>10.568.196</u>

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020****16. ACTIVOS INTANGIBLES**

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, los activos intangibles están conformados como sigue:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Costo:		
Software	14.964	11.991
Licencias	<u>12.594</u>	<u>10.126</u>
Subtotal costo	27.558	22.117
Amortización acumulada	<u>(16.213)</u>	<u>(11.041)</u>
Total	<u>11.345</u>	<u>11.076</u>

Durante los años 2021 y 2020, el movimiento de los activos intangibles, fue como sigue:

	. . . 2021 . . .				
	Saldos al 31-dic-20	Adiciones	Reclasific.		Saldos al 31-dic-21
	(en miles de USD)				
Software	11.991	3.179	(206)		14.964
Licencias	<u>10.126</u>	<u>2.411</u>	<u>57</u>		<u>12.594</u>
Subtotal	22.117	5.590	(149)		27.558
Amortización acumulada	<u>(11.041)</u>	<u>(3.343)</u>	<u>(1.829)</u>		<u>(16.213)</u>
Total	<u>11.076</u>	<u>2.247</u>	<u>(1.978)</u>		<u>11.345</u>
	. . . 2020 . . .				
	Saldos al 31-dic-19	Adiciones	Reclasific.	Bajas	Saldos al 31-dic-20
	(en miles de USD)				
Software	13.552	164	(70)	(1.655)	11.991
Licencias	12.034	338	(381)	(1.865)	10.126
Derechos contractuales y legales	<u>154</u>	<u>—</u>	<u>—</u>	<u>(154)</u>	<u>0</u>
Subtotal	25.740	502	(451)	(3.674)	22.117
Amortización acumulada	<u>(21.728)</u>	<u>(1.751)</u>	<u>—</u>	<u>12.438</u>	<u>(11.041)</u>
Total	<u>4.012</u>	<u>(1.249)</u>	<u>(451)</u>	<u>8.764</u>	<u>11.076</u>

17. CUENTAS POR COBRAR

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, las cuentas por cobrar no corrientes están conformados como sigue:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Reclamos IVA e impuesto a la renta	(a) 126.583	126.583
Indemnizaciones, siniestros, reclamos y litigios	1.773	1.773
Otras cuentas por cobrar	236	492
Provisión por deterioro	<u>(128.592)</u>	<u>(128.847)</u>
Total	<u>0</u>	<u>1</u>

(a) Corresponde al IVA pagado a los proveedores hasta noviembre de 2011, el cual, de acuerdo a la Ley Orgánica de Empresas Públicas y a la Ley Orgánica de Régimen Tributario Interno (antes de su reforma de noviembre de 2011), es susceptible de ser devuelto por parte del

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES****POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

Servicio de Rentas Internas en los plazos y términos establecidos por la autoridad tributaria. A partir de la reforma a la Ley de Régimen Tributario Interno, el impuesto al valor agregado – IVA generado por la Corporación no es susceptible de devolución.

La Corporación completó el trámite para la devolución de este impuesto, el Servicio de Rentas Internas 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 devolución del 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 año 2016 sobre el referido saldo de IVA e impuesto a la renta La Corporación reconoció deterioro del 100%.

18. ANTICIPOS ENTREGADOS

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, los anticipos entregados son a los siguientes proveedores:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Tyazhmash S. A.	18.766	28.023
Otros menores a un millón de dólares	<u>1.460</u>	<u>71</u>
Total	<u>20.226</u>	<u>28.094</u>

Durante los años 2021 y 2020, el movimiento de los anticipos entregados, fue como sigue:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Saldo inicial, enero 1	28.094	48.874
Anticipos entregados	1.853	53
Reclasificación	0	(224)
Amortizaciones del año	<u>(9.721)</u>	<u>(20.609)</u>
Saldo final, diciembre 31	<u>20.226</u>	<u>28.094</u>

19. INVERSIONES EN ASOCIADAS

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, corresponde al 100% de participación sobre el capital social de la compañía Servicios Técnicos Especializados en Electricidad Sercoel S. A.; a esas fechas el costo es USD 673 mil, y la Corporación mantienen provisión por deterioro del 100% de la inversión.

20. CUENTAS POR PAGAR

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, las cuentas por pagar corrientes, están convenidos como sigue:

		<u>2021</u>	<u>2020</u>
		(en miles de USD)	
Obligación con proveedores	(a)	188.063	223.991
Cuentas por pagar a compañías relacionadas	(b)	29.819	29.828
Cuentas por pagar a la administración tributaria		6.625	2.344

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Cuentas por pagar a la seguridad social	3.617	3.050
Cuentas por pagar a empleados	1.408	695
Otras cuentas por pagar	<u>1.701</u>	<u>2.003</u>
Total	<u>231.233</u>	<u>261.911</u>

(a) Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, la composición de las cuentas por pagar a proveedores, fue la siguiente:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador EP Petroecuador	109.741	88.528
Empresa Pública del Agua EPA EP.	20.696	27.847
Empresa Eléctrica Provincial Galápagos Elecgalápagos S. A.	3.869	5.003
Procuraduría General del Estado	3.686	0
Sinohydro Corporation Limited	3.584	5.301
Covalco Cía. Ltda.	2.768	197
Servicios de Ingeniería Eléctrica Cubana S. A. SIECSA	2.650	2.650
Empresa Eléctrica Quito S. A. E.E.Q.	2.508	2.505
China National Electric Engineering Co. Ltd.	1.939	1.939
Hidroabánico S. A.	1.785	0
Asociacion Cfe-Pypsa-Cva-Ica	1.256	0
Sinohydro Corporation	1.227	1.471
Gas Turbines Services del Ecuador S.A. Turbiecsa	1.193	6
Energy Think Tank Ett C. A.	1.123	0
ABB Ecuador S.A.	1.066	0
BKB Maquinaria Industrial Cía. Ltda.	1.065	41
Consortio Hidrojubones	0	14.028
Seguros Sucre S. A.	0	12.441
Consortio Consultor Hidroaustral	0	7.216
Tyazhmash S. A.	0	4.387
HH International Co., Ltd.	0	4.141
Harbin Electric International Co. Ltd	0	2.277
China International Water & Electric Corp-Cwe-	0	2.188
Electromec Ecuador Cía. Ltda.	0	2.179
Otros proveedores	<u>27.907</u>	<u>39.646</u>
Total	<u>188.063</u>	<u>223.991</u>

(b) Al 31 de diciembre 2021 y 2020, el detalle de las cuentas por pagar a compañías relacionadas, es como sigue:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Convenio CELEC EP - CNEL EP (Eléctrica de Guayaquil) (i)	28.629	28.629

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

		<u>2021</u>	<u>2020</u>
		(en miles de USD)	
Convenio CELEC EP – ELECGALÁPAGOS	(ii)	<u>1.190</u>	<u>1.199</u>
Total		<u>29.819</u>	<u>29.828</u>

- (i) Corresponde a 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 los 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.
- (ii) Constituyen obligaciones de pago por efecto del convenio suscrito entre CELEC EP y Elecgalápagos S. A. para la administración, operación y mantenimiento de las siguientes centrales de generación eléctrica de propiedad de Elecgalápagos S. A.: Santa Cruz, Isabela, San Cristóbal, y Floreana.

21. OBLIGACIONES FINANCIERAS

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, las obligaciones financieras corrientes, están convenidas como sigue:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Fidecomiso de inversión garantía y pago - BIESS	14.210	13.387
Obligaciones fidecomiso BIESS fase I y II	14.099	24.548
Eximbank de Rusia, proyecto Ciclo Combinado	10.500	10.492
Eximbank de Rusia, proyecto Toachi Pilatón	<u>7.163</u>	<u>7.317</u>
Total	<u>45.972</u>	<u>55.744</u>

El detalle de la tasa de interés y el vencimiento de las obligaciones financieras es el siguiente:

<u>Fideicomisos</u>	<u>Interés</u>	<u>Vencimiento</u>
Fidecomiso de Inversión Garantía y Pago - BIESS	7,65%	20/05/2031
Obligaciones fidecomiso BIESS fase I	7,50%	11/01/2022
Obligaciones fidecomiso BIESS fase II	7,50%	30/11/2024
Eximbank de Rusia Proyecto Toachi Pilatón	7,90%	20/09/2022
Eximbank de Rusia Proyecto Ciclo Combinado	7,45%	24/12/2028

22. DOCUMENTOS POR PAGAR

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, están compuestas como sigue:

		<u>2021</u>	<u>2020</u>
		(en miles de USD)	
Certificados de energía futura	(a)	28.449	26.456
Construcción BID	(b)	6.424	6.424
Harbin Electric International Co. Ltd.	(b)	1.426	1.426
Petroamazonas EP	(b)	1.146	2.493

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

		<u>2021</u>	<u>2020</u>
		(en miles de USD)	
Ecuacorriente S. A.	(b)	0	1.000
Otros proveedores	(b)	<u>1.664</u>	<u>2.125</u>
Total		<u>39.109</u>	<u>39.924</u>

- (a) Constituyen títulos de libre negociación que fueron emitidos por Hidropastaza S. A., 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.

Al 31 de diciembre de 2021, el incremento del saldo respecto al año 2020, obedece al ajuste por diferencial cambiario entre el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica y el real del Brasil, Adendum No. 10 del contrato de Construcción EPC, e instrumentado en el Fideicomiso San Francisco III.

- (b) Corresponde a valores retenidos a contratistas solicitados por el administrador del contrato, las retenciones están contempladas en los contratos como una garantía hasta que se pueda evidenciar el cumplimiento de las divergencias relacionadas.

23. PROVISIONES BENEFICIOS DE EMPLEADOS

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, el detalle de estas provisiones es como sigue:

		<u>2021</u>	<u>2020</u>
		(en miles de USD)	
Vacaciones		12.816	10.525
Décimo cuarto sueldo		746	743
Décimo tercer sueldo		<u>552</u>	<u>513</u>
Total		<u>14.114</u>	<u>11.781</u>

24. OTRAS PROVISIONES

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, el detalle de las otras provisiones es como sigue:

		<u>2021</u>	<u>2020</u>
		(en miles de USD)	
Cuentas por pagar 30% de los excedentes	(a)	34.529	34.529
Cuentas por pagar provisiones contables	(b)	<u>199.341</u>	<u>201.581</u>
Total		<u>233.870</u>	<u>236.110</u>

- (a) Corresponde a la obligación de asignar el 30% de los excedentes financieros de la operación de las centrales de generación eléctrica para el desarrollo territorial en las comunidades o zonas de influencia donde operen estos proyectos, disposición contemplada en el Art. 56 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPÉE), que establece que:

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

"...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..."

- (b) Corresponde a valores 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 pagos se van realizando conforme se completan la documentación requerida referente a los procesos de pago de bienes, servicios u obras. Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, están conformados como sigue:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP	60.769	60.864
Retroactivo ajuste salarial trabajadores CELEC	23.257	27.989
JSV Belzarubezhstroy	20.971	0
Inter Rao	12.733	12.733
Empresa Pública del Agua EPA EP	12.517	0
Inter Rao Export	9.334	9.031
Consortio CGGC-Fopeca	7.348	9.637
Hidroabánico S. A.	7.218	12.572
Harbin Electric International Co. Ltd	5.452	28.869
Otros proveedores	<u>39.742</u>	<u>39.886</u>
Total	<u>199.341</u>	<u>201.581</u>

25. ANTICIPO DE CLIENTES

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, los anticipos fueron recibidos de los siguientes clientes:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Petroamazonas EP	950	7.656
Otros clientes	<u>349</u>	<u>1.122</u>
Total	<u>1.299</u>	<u>8.778</u>

26. PASIVOS DIFERIDOS

Corresponde a las obligaciones de carácter corriente que tiene la Corporación por ingresos recibidos en forma anticipada para prestar un servicio o realizar una venta en el futuro, que se reconocerán en el resultado del período a medida que se devenguen. Al 31 de diciembre de 2021 y 2020 fue originada por Hidrosanbartolo S. A.

27. OBLIGACIONES FINANCIERAS NO CORRIENTE

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, las obligaciones financieras a largo plazo, están convenidas como sigue:

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES****POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

		<u>2021</u>	<u>2020</u>
		(en miles de USD)	
Fidecomiso de inversión garantía y pago – BIESS	(a)	157.562	170.324
Eximbank de Rusia proyecto Ciclo Combinado	(b)	62.644	73.084
Banco Interamericano de Desarrollo BID V	(c)	31.506	31.506
Obligaciones fidecomiso BIESS fase I y II	(d)	28.635	42.471
Banco Interamericano de Desarrollo BID VI	(e)	17.400	17.400
Eximbank de Rusia proyecto Toachi Pilatón	(f)	<u>0</u>	<u>7.006</u>
Total		<u>297.747</u>	<u>341.791</u>

El detalle de la tasa de interés y el vencimiento de las obligaciones financieras no corriente, es el siguiente:

<u>Fideicomisos</u>	<u>Interés</u>	<u>Vencimiento</u>
Fidecomiso de Inversión Garantía y Pago - BIESS	7,65%	20/05/2031
Eximbank de Rusia Proyecto Ciclo Combinado	7,45%	24/12/2028
Banco Interamericano de Desarrollo BID V	1,12%	15/11/2042
Obligaciones fidecomiso BIESS fase I	7,50%	11/01/2022
Obligaciones fidecomiso BIESS fase II	7,50%	30/11/2024
Banco Interamericano de Desarrollo BID VI	1,12%	15/10/2043
Eximbank de Rusia Proyecto Toachi Pilatón	7,90%	20/09/2022

- (a) 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.
- (b) 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 de crédito, el Eximbank de Rusia ha desembolsado a la Corporación USD 114.8 millones.
- (c) BID V: Línea de crédito suscrito por hasta USD 150 millones para contribuir al financiamiento 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

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

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.

- (d) 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 acordaron que la inversión requerida para el desarrollo del Proyecto Termoeléctrico Fase I, que asciende a USD 226 millones, se financia de la siguiente manera: (i) con la inversión del BIESS hasta por 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 acordaron que la inversión requerida para el desarrollo del Proyecto Termoeléctrico Fase II, que asciende a USD 204 millones, se financie con la inversión del BIESS hasta por la suma de USD 122 millones, y con la inversión de CELEC EP por USD 82 millones.
- (e) BID VI: Línea de crédito suscrito por hasta USD 100 millones para contribuir al financiamiento 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 MERNNR 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.
- (f) La Corporación suscribió un contrato 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 del crédito, el Eximbank de Rusia ha desembolsado a la Corporación USD 52.5 millones.

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.

De acuerdo a lo establecido en el párrafo 44A de la NIC 7, a continuación, se presentan los

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

cambios en los pasivos que están relacionados con las actividades de financiación tanto en el año 2021, como en el año inmediato anterior:

Cambios en los pasivos que surgen de las actividades de financiamiento en el año 2021

	<u>2020</u>	<u>Flujos de efectivo</u> (en miles de USD)	<u>Cambios distintos al efectivo</u>	<u>2021</u>
Obligaciones financieras	<u>341.791</u>	<u>(53.467)</u>	<u>9.423</u>	<u>297.747</u>
Total pasivos por actividades de financiamiento	<u>341.791</u>	<u>(53.467)</u>	<u>9.423</u>	<u>297.747</u>

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

	<u>2019</u>	<u>Flujos de efectivo</u> (en miles de USD)	<u>Cambios distintos al efectivo</u>	<u>2020</u>
Obligaciones financieras	<u>346.353</u>	<u>(2.861)</u>	<u>(1.701)</u>	<u>341.791</u>
Total pasivos por actividades de financiamiento	<u>346.353</u>	<u>(2.861)</u>	<u>(1.701)</u>	<u>341.791</u>

28. PASIVOS LABORALES

En las Mejoras Anuales a las NIIF Ciclo 2012 – 2014, emitido por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por sus siglas en inglés) en septiembre del 2014 (IASB, 2014), se realizó una enmienda o modificación al párrafo 83 de la NIC 19 “Beneficios a los Empleados”, en la cual se estableció que la tasa a utilizar para descontar las obligaciones de beneficios post-empleo corresponde a bonos empresariales de alta calidad de un mercado amplio y que en monedas donde no se cumpla esta condición, se utilizarán los rendimientos de mercado (al final del período de presentación) de los bonos gubernamentales denominados en esa moneda. Pero que, sin embargo en las versiones 2017 y de los siguientes años de las NIIF Completas, ya no se utiliza el término “mercado amplio” sino ahora “mercado profundo”.

Al ser el dólar de los Estados Unidos la moneda de circulación y en la que se van a pagar los pasivos por beneficios definidos, se debe identificar un mercado en dólares que tenga Bonos Corporativos de Alta Calidad (HQCB) de un mercado profundo, los cuales no existen en Ecuador; sin embargo, dichos bonos si existen en el mercado de Estados Unidos. Por lo que, en aplicación de la NIC 19, en la ejecución del cálculo actuarial del año 2021 se consideró la tasa de bonos Corporativos de Alta de Calidad (HQCB) en la moneda en que se pagarán los pasivos, es decir considerando HQCB emitidos en un mercado profundo en dólares como es Estados Unidos (tasa americana).

Así también, se procedió a actualizar el estudio actuarial del año 2020 y 2019 considerando la tasa de bonos Corporativos de Alta de Calidad (HQCB) de Estados Unidos (tasa americana), con el objetivo de contar con información comparativa. Por lo que, para una mejor presentación, el detalle de cada uno de los pasivos laborales cuenta con las cifras del año 2020 cerrado, junto con el año 2020 ajustado a la tasa americana que contiene como saldo inicial proveniente del saldo final del año 2019 ajustado con la tasa de Estados Unidos.

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

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.

Retiro voluntario: conforme 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 una indemnización de hasta siete salarios básicos unificados del trabajador privado por cada año de servicio, y hasta un máximo de 210 salarios mínimos básicos unificados del trabajador privado.

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

Al 31 de diciembre de 2021, los informes actuariales fueron elaborados por Logaritmo Cía. Ltda.

Durante los años 2021 y 2020, el movimiento de los pasivos laborales post empleo, es el siguiente:

	Jubilación Patronal	Retiro Voluntario	Desahucio	Total
	(en miles de US)			
Saldos al 31 diciembre de 2019	8.967	29.684	7.395	46.046
Pagos	(3)		0	(3)
Costo laboral	1.574	4.069	1.024	6.667
Costo financiero	444	1.417	354	2.215
Reducciones y liquidaciones anticipadas	(262)	(3.575)	(448)	(4.285)
Resultado actuarial	<u>9.538</u>	<u>(15.870)</u>	<u>(191)</u>	<u>(6.523)</u>
Saldos al 31 diciembre de 2020	20.258	15.725	8.134	44.117
Ajuste saldo inicial	(5.715)	17.876	556	12.717
Pagos	(56)	0	0	(56)
Costo laboral	4.531	4.063	2.998	11.592
Costo financiero	620	1.272	400	2.292
Reducciones y liquidaciones anticipadas	(449)	(1.243)	(278)	(1.970)
Resultado actuarial	<u>(1.921)</u>	<u>(1.998)</u>	<u>(639)</u>	<u>(4.558)</u>
Saldos al 31 diciembre de 2021	<u>17.268</u>	<u>35.695</u>	<u>11.171</u>	<u>64.134</u>

Supuestos actuariales: Los más significativos del estudio actuarial, es como sigue:

	2021	2020 (ajustado)	2020
Tasa de descuento	4,25%	4,27%	8,52%
Tasa de incremento salarial	0,54%	1,11%	2,00%
Tablas de actividad y mortalidad	TM IESS 2002	TM IESS 2002	TM IESS 2002

Tasa de descuento: Resulta de ponderar geoméricamente las tasas de interés de los Bonos Corporativos de Alta Calidad de Estados Unidos.

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

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 2021 y 2020. 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 (ajustado)			Desahucio (ajustado)		
	<u>Dic-31-21</u>	<u>Dic-31-20</u>	<u>Dic-31-20</u>	<u>Dic-31-21</u>	<u>Dic-31-20</u>	
Tasa de descuento +0,5%	17,714	14,721	19,384	11,219	8,746	7,875
Tasa de descuento -0,5%	17,390	14,402	21,215	11,109	8,644	8,407
Incremento salarial +0,5%	17,714	14,721	21,077	11,219	8,746	8,423
Incremento salarial -0,5%	17,390	14,402	19,483	11,109	8,644	7,858

Cada uno de los informes del estudio actuarial efectuado a las Unidades de Negocio, reposa el físico en las instalaciones de éstas, constando en este informe un consolidado de la información proporcionada.

29. OTRAS PROVISIONES

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, corresponde a la provisión que realiza anualmente la Corporación por concepto del “estado del buen vivir”.

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 1 de noviembre de 2012 del CONELEC (actual ARCERNR).

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

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

De la misma manera la NIIF 15 “Ingresos de Actividades Ordinarias Procedentes de Contratos con Clientes”, indica:

“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 los siguientes postulados, la Corporación considera como un gasto del período la provisión para el estado del buen vivir:

- 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 NETOCapital público

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, es de USD 11.385 millones y de USD 11.373 millones, respectivamente. El capital público pertenece en su totalidad al ex - Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, actual Ministerio de Energía y Minas, entidad del Gobierno Ecuatoriano.

Resultados acumulados

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 2021 y 2020 fueron de USD 572 millones y USD 498 millones, respectivamente.

Resultados adopción NIIF, y Resultados convergencia NIIF

Corresponde a los ajustes provenientes de la adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera “NIIF”, los ajustes del período 2015 se registraron en el patrimonio en la subcuentas “Resultados adopción NIIF”; y en la cuenta “Resultados convergencia NIIF” los ajustes del período 2016.

Otros resultados integrales

Al 31 de diciembre de 2021 y 2020, 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 4.558 miles y USD 6.523 miles, respectivamente.

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020****31. INGRESOS OPERATIVOS**

Durante los años 2021 y 2020, los ingresos operativos por la venta y exportación de energía, y por el servicio de transmisión de energía, fueron generados como sigue:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Cargo fijo de contrato	367.560	353.288
Tarifa de transmisión local	130.438	108.118
Cargo variable de contrato	128.461	143.179
Cargo fijo sistemas aislados	23.742	18.079
Cargo variable sistemas aislados	15.741	28.158
Generación hídrica - cargo no convencional	6.429	6.209
Rubros internos por exportación de energía	5.830	23.371
Rentas de congestión por exportación de energía	4.600	19.065
Generación eólica - cargo no convencional	3.982	4.751
Exportación-transmisión	1.889	4.396
Venta servicios del mercado ocasional	885	1.401
Exportación-generación (capacidad)	<u>626</u>	<u>342</u>
Total	<u>690.183</u>	<u>710.357</u>

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 Energía y Recursos Naturales no Renovables - ARCERNNR, 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 ARCERNNR, respectivamente.

La 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.

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.

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

El análisis de los ingresos operativos por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2021 y 2020, es el siguiente:

 2021	(en miles de USD)	 2020
	<u>Relación</u>			<u>Relación</u>
Energía contratada	73,4%	506.433	507.428	71,4%
Ingresos por servicios de transmisión	18,9%	130.438	108.118	15,3%
Energía sistemas aislados	5,7%	39.482	46.237	6,5%
Exportación de energía	1,9%	12.946	47.173	6,6%
Energía spot, ocasional	<u>0,1%</u>	<u>884</u>	<u>1.401</u>	<u>0,2%</u>
Total	<u>100,0%</u>	<u>690.183</u>	<u>710.357</u>	<u>100,0%</u>

Aplicación de norma

 2021	(en miles de USD)	 2020
	<u>Relación</u>			<u>Relación</u>
Generación de energía	81,1%	559.746	602.239	84,8%
Transmisión de energía	<u>18,9%</u>	<u>130.437</u>	<u>108.118</u>	<u>15,2%</u>
Total	<u>100,0%</u>	<u>690.183</u>	<u>710.357</u>	<u>100,0%</u>

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 los mismos 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, concluimos que los contratos de compraventa de energía que mantiene la CELEC EP con sus clientes cumplen con las disposiciones básicas y generales para un normal funcionamiento de la Corporación.

32. COSTO DE GENERACIÓN

Durante los años 2021 y 2020, los costos de generación fueron causados como sigue:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Depreciaciones	203.005	204.186
Costos variables de generación	(a) 124.563	139.032
Mano de obra	91.900	78.853
Contratos y otros servicios	18.808	16.655
Servicios relacionados con el personal y afines	11.463	10.121
Overhaul (mantenimiento mayor)	(b) 10.401	10.331
Materiales	9.789	6.125
Servicios básicos	802	595
Amortizaciones	751	201
Otros costos	<u>99.249</u>	<u>99.553</u>
Total	<u>570.731</u>	<u>565.652</u>

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

- (a) Los costos de producción variables durante los años 2021 y 2020, fueron causados como sigue:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Combustible	87.844	109.324
Mantenimiento menor	32.054	25.033
Lubricantes	3.061	2.795
Químicos	670	717
Otros	<u>934</u>	<u>1.163</u>
Total	<u>124.563</u>	<u>139.032</u>

- (b) 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 necesarias para mantener la funcionalidad de los equipos dentro de los rangos para los que fueron diseñados, requieren una inversión fuerte para mantener el activo dentro de su operación normal sin que esto implique alteración de su vida útil o mejora en la productividad de los equipos. Sin embargo, en el caso de que no se realicen estos trabajos, traerían consigo perjuicios económicos para CELEC EP, por cuanto disminuiría la capacidad técnica de los equipos, causando inclusive, un incremento en los costos de reparaciones o mantenimientos correctivos.

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.
- 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 es reconocido como un componente separado, su costo histórico contempla todos los costos incurridos en la ejecución del 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 planea realizar la siguiente intervención.

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

33. COSTO DE TRANSMISIÓN

Durante los años 2021 y 2020, los costos de transmisión fueron causados como sigue:

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Depreciaciones	49.137	48.871
Mano de obra	19.526	18.600
Contratos y otros servicios	5.971	6.038
Servicios relacionados con el personal y afines	3.790	2.912
Materiales	2.442	4.523
Servicios básicos	229	175
Amortizaciones	21	7
Otros costos	<u>17.331</u>	<u>21.304</u>
Total	<u>98.447</u>	<u>102.430</u>

34. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN Y VENTAS

Los gastos de administración y de ventas durante los años 2021 y 2020, fueron causados como sigue:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Gastos relacionados con el personal	31.889	33.319
Contratos y otros servicios	6.770	4.680
Depreciaciones	4.622	4.429
Servicios relacionados con el personal y afines	3.752	3.644
Amortizaciones	2.571	1.543
Materiales	1.250	905
Servicios básicos	838	774
Otros gastos	<u>15.242</u>	<u>17.293</u>
Total	<u>66.934</u>	<u>66.587</u>

La Remuneraciones del personal ejecutivo y de gerencia de la Corporación (sueldos, beneficios sociales a corto plazo), puede consultar en el siguiente vínculo: <https://www.celec.gob.ec/ley-de-transparencia.html>

35. OTROS GASTOS

Los otros gastos durante los años 2021 y 2020, fueron causados como sigue:

	<u>2021</u>	<u>2020</u>
	(en miles de USD)	
Telecomunicaciones	9.546	10.201
Servicios técnicos especializados	6.152	1
Baja de propiedad, planta y equipo	3.246	1.057
Deterioro de cuentas incobrables	860	6.240
Baja de inventarios	160	1.043
Venta de combustible	<u>38</u>	<u>20</u>
Total	<u>20.002</u>	<u>18.562</u>

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020****36. CONTINGENTES****Activos contingentes**

A la fecha de emisión de los estados financieros del año 2021, existen procesos interpuestos por la Corporación por indemnizaciones que se detallan a continuación

Unidad de Negocio	Contraparte demandado	Valor estimado (en miles de USD)
Hidroagoyán	Seguros Sucre	34.049
Termogas Machala	Seguros Sucre	10.693
Hidroagoyán	Servicio de Gestión Inmobiliaria del Sector Público INMOBILIAR	835
Coca Codo Sinclair	SINOHYDRO CORPORATION EPC	81.944
UN Coca Codo Sinclair	Asociación Consultora CFE-PYPSA-CVA-ICA	2.025
Manduriacu	Hidroequinoccio	3.064
Ciclo Combinado	Inter Rao	109.600
CELEC EP	Carlos Polit	Indeterminado
CELEC EP	CNEL (intereses mora)	Indeterminado
Termogas Machala	GENERAL ELECTRIC	Indeterminado

Pasivos Contingentes

Mediante Oficios MEF-VGF-2021-0023-O del 15 de enero de 2021 y MEF-SRF-2021-0072-O del 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 USD 554 millones y USD 1.682 millones 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 los recibió los registró en la cuenta patrimonial "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 2022 se deberá continuar con las mesas técnicas entre el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), Ministerio de Energía y Minas, Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables y CELEC EP, para realizar los análisis correspondientes que

EMPRESA PÚBLICA ESTRATÉGICA CORPORACIÓN ELÉCTRICA DEL ECUADOR CELEC EP**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INDIVIDUALES
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL 31 DE DICIEMBRE DE 2021 Y 2020**

permitan tomar las decisiones adecuadas, debido a que un incremento en la tarifa al usuario final tendría implicaciones sociales, políticas y económicas que pueden afectar los intereses de la Corporación y del país.

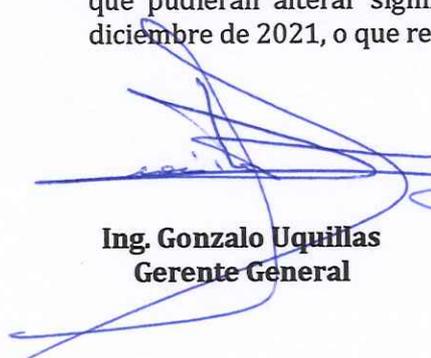
CELEC EP enfrenta procesos de arbitraje y mediación con contratistas a cargo de la construcción y fiscalización de los proyectos: Toachi Pilatón, Minas San Francisco, Sopladora, Coca Codo Sinclair, 500 kV y otros procesos judiciales que a la fecha de emisión de los estados financieros se encuentra en curso y cuya posibilidad de que CELEC EP 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"; a continuación presentamos un resumen de los procesos:

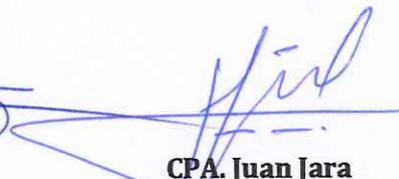
Proyecto / Unidad de Negocio	Contratista	Valor estimado (en miles de USD)
UN CELEC SUR	Compañía Harbin Electric Internacional CO. LTDA	13.463
Coca Codo Sinclair	CNEEC	32.517
Sopladora	Consorcio Consultor Hidroaustral	12.000
UN CELEC SUR	GREENCLEAN CIA LTDA	1.000
Coca Codo Sinclair	Asociación TCA, TRACTEBEL-CAMINOSCA ASOCIADOS	928
500 KV	Harbin Electric Internacional	1.071
Toachi Pilatón	Inter Rao	Indeterminado
Toachi Pilatón	Ctp Consultor Pilatón Toachi	Indeterminado
Toachi Pilatón	China Water & Electric Corp	Indeterminado
Unidades Negocios	Extrabajadores por indemnizaciones laborales	Indeterminado
Unidades Negocios	CETRA	Indeterminado
Hidroeléctricas	EPA (intereses mora)	Indeterminado

37. HECHOS POSTERIORES A LA FECHA DE BALANCE

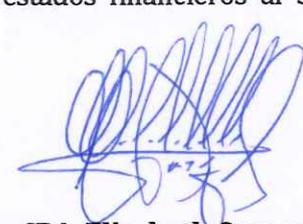
La Administración de la Corporación considera que entre el 31 de diciembre de 2021 y la fecha de emisión de los estados financieros individuales (30 de marzo de 2022) no se produjeron eventos que pudieran alterar significativamente la presentación de los estados financieros al 31 de diciembre de 2021, o que requieran ajustes o revelación.



Ing. Gonzalo Uquillas
Gerente General



CPA. Juan Jara
Director Administrativo
Financiero (E)



CPA. Elizabeth Orrego
Contadora General (E)