



E
C
U
A
D
O
R

OFICIO

Nº.

841

-DPT-AE

Sección: Dirección Provincial de Tungurahua

Asunto: Informe aprobado DPT-0013-2019

Ambato,

JUL 2019



Ingeniero

Jaime Astudillo

PRESIDENTE EJECUTIVO

EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.

Presente

Para los fines legales pertinentes, me permito anexar un ejemplar del informe aprobado DPT-0013-2019, del examen de auditoria a los estados financieros en la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. por el ejercicio económico terminado al 31 de diciembre de 2018.

Las recomendaciones del presente informe deben ser aplicadas, de manera inmediata y con el carácter de obligatorio, por los servidores a quienes se las dirigen, de conformidad a lo dispuesto en el artículo 92 de la Ley Orgánica de la Contraloría General del Estado; lo que será verificado en su oportunidad por el Organismo Técnico de Control, sin perjuicio de la evaluación periódica que realice la máxima autoridad de la entidad examinada para fortalecer el Sistema de Control Interno.

Agradeceré confirmar la recepción del documento.

Atentamente,

Dra. Teresa Angélica Guevara Lana
Director Provincial

Adjunto: Informe DPT-0013-2019: 1 tomo 63 hojas

Sec. Gral

- 1) Para conocimiento y resolución del Directorio y J.G. de Accionistas; y,
2) Pedit. Dictado.

Supervisión Firmas Privadas para: "Revelar y evaluar la información para expresar una opinión sobre la razonabilidad de los estados financieros de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., por el ejercicio económico terminado al 31 de diciembre de 2018, revelando aquellos hechos que pudieran afectar su posición económica financiera y que eventualmente incidirían en el dictamen presentado por la compañía auditora", por el período comprendido entre el 1 de enero de 2018 y el 31 de diciembre de 2018

ÍNDICE

CONTENIDO I

Páginas

SECCIÓN I

Dictamen de los auditores independientes	1
Estado de situación financiera	7
Estado de resultados integrales	9
Estado de flujos de efectivo	10
Estado de cambios en el patrimonio neto de los accionistas	11
Notas a los estados financieros	12

SECCIÓN II

Información financiera complementaria	77
---------------------------------------	----

SECCIÓN III

Resultados de la auditoría

Capítulo I

Seguimiento al cumplimiento de recomendaciones	78
--	----

Capítulo II

Deficiencia en la estructura organizacional de Tecnologías de la Información	82
Normativa de Tecnologías de la Información, no definida en su totalidad	90
Derechos de autor de software no registrados en el SENADI	100

ANEXOS

Anexo 1: Servidores relacionados	
Anexo 2 Usuarios genéricos sistemas comerciales	
Anexo 3 Usuarios genéricos sistemas financieros	

SIGLAS Y ABREVIATURAS UTILIZADAS

ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CELEC EP	Empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CNEL EP	Corporación Nacional de Electricidad
CONELEC	Consejo Nacional de Electricidad
DISCON	Departamento de Distribución
DC	Departamento de Comercialización
EEASA	Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.
EP	Empresa Pública
FERUM	Fondo de Electrificación Rural y Urbano Marginal
GAD	Gobierno Autónomo Descentralizado
IASB	Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad
IESS	Instituto Ecuatoriano de Seguridad Social
IVA	Impuesto al Valor Agregado
IFRIC	Comité de Interpretaciones de las Normas Internacionales
ISO	Organización Internacional de Normalización
KV	Kilovatio
LOEP	Ley Orgánica de Empresas Públicas
MACEDEL	Manual de Contabilidad para las Empresas de Distribución Eléctrica y Otros Servicios
MEER	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable
MERNNR	Ministerio de Electricidad y Recursos Naturales no Renovables
ME	Mercado Eléctrico
NATHS	Normas de Administración del Talento Humano
NIC	Norma Internacional de Contabilidad
NIIF	Normas Internacionales de Información Financiera
PEC	Programa Cocción Eficiente
RO	Registro Oficial
SERCOP	Servicio Nacional de Contratación
USD	Dólares de los Estados Unidos de Norteamérica

Auditoría a los Estados Financieros por el ejercicio económico terminado al 31 de diciembre de 2018, para revelar y evaluar la información para expresar una opinión sobre la razonabilidad de los estados financieros de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., realizado por la Contraloría General del Estado, a través de la compañía Morales & Asociados Cía. Ltda., en virtud del contrato de prestación de servicios de auditoría 053-CGE-DNAyS-GCSACP-2018 suscrito el 28 de diciembre de 2018.

SECCIÓN I

Dictamen a los estados financieros

MORALES & ASOCIADOS CÍA. LTDA.

Ambato - Ecuador



E
C
U
A
D
O
R

[Handwritten signature]

Ref. Informe aprobado el... 2019-07-05

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

A la Junta de Accionistas de la
Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.

Opinión

1. Hemos auditado los estados financieros de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2018 y los correspondientes estados del resultado del período y otro resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujo de efectivo por el método directo, por el año terminado en esa fecha; así como, las políticas contables significativas y otras notas explicativas.
2. En nuestra opinión, los referidos estados financieros se presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la posición financiera de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., al 31 de diciembre de 2018, el resultado de sus operaciones y sus flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB).

Asuntos claves de auditoría

3. Los asuntos claves de auditoría, son aspectos que según nuestro juicio profesional, han representado los de mayor importancia identificados en nuestra auditoría a los estados financieros del ejercicio actual, mismos que han sido tratados en el contexto de nuestra auditoría de los estados financieros en su conjunto, y en la formación de nuestra opinión, y no expresamos una opinión por separado sobre estos asuntos:

Recuperación de saldos de deudores comerciales.

El importe de deudores comerciales, se ha identificado como una cuestión clave de auditoría y está contabilizada en el estado de situación financiera, a su valor razonable menos la estimación de deterioro. La determinación de una adecuada estimación para deterioro, requiere del juicio de la administración sobre la antigüedad de los saldos, para evaluar los niveles de probabilidad de recuperación de la diversa base de clientes públicos y privados que mantiene la Empresa.

Nuestros procedimientos incluyeron la determinación de la antigüedad de los saldos deudores comerciales, recalcular la estimación por deterioro para verificar si fue determinada de acuerdo con la política de la Empresa. También hemos considerado las adecuadas revelaciones realizadas en las notas a los estados financieros por parte de la Empresa.

Ingresos ordinarios

Los ingresos ordinarios de la Empresa, representan una cuestión clave de auditoría debido a su impacto significativo en el flujo de efectivo de la Empresa. La transacción tiene un riesgo inherente enfocado en la prestación del servicio y el modelo de contabilización.

Nuestros procedimientos incluyeron pruebas de conciliación del sistema comercial y el sistema financiero - administrativo, para descartar los posibles conflictos de registro y corte que pudieron existir en el flujo de la información hasta llegar a la presentación en los estados financieros adjuntos.



Responsabilidad de la administración sobre los estados financieros

4. La Administración de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., es responsable de la preparación y presentación razonable de estos estados financieros, de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, complementarias en ciertos aspectos con las Normas Internacionales de Contabilidad, Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados, Ley Orgánica de Empresas Públicas y Normas de Control Interno, necesarias para permitir la preparación de los estados financieros que estén libres de errores materiales, debido a fraude o error.
5. En la preparación de los estados financieros, la Administración es responsable de evaluar la capacidad de la Empresa para continuar como negocio en marcha, revelando, según corresponda, los asuntos relacionados a ellos y el uso de la base contable de negocio en marcha, a menos que la Administración tenga la intención de liquidar la Empresa o cesar sus operaciones, o bien, no tenga otra alternativa realista que hacerlo.
6. El Directorio y la Presidencia Ejecutiva, son responsables de la supervisión del proceso de reporte financiero de la Empresa.

Responsabilidad del auditor

7. Los objetivos de nuestra auditoría son obtener seguridad razonable de si los estados financieros en su conjunto están libres de errores materiales, en cuanto a fraude o error, y emitir un informe de auditoría que incluya nuestra opinión. Seguridad razonable es un alto grado de seguridad, pero no garantiza que una auditoría realizada de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría (NIA), detectará siempre un error material cuando este exista; y, también debido a fraude y error y son considerados materiales si individualmente o en su conjunto, pueden razonablemente preverse que influyan en las decisiones económicas que los usuarios toman basándose en los estados financieros.



8. Como parte de una auditoría efectuada de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría, aplicamos nuestro juicio profesional y mantenemos una actitud de escepticismo profesional durante toda la auditoría. También:

- Identificamos y evaluamos los riesgos de error material en los estados financieros, debido a fraude o error, diseñamos y ejecutamos procedimientos de auditoría para responder a dichos riesgos y obtuvimos evidencia de auditoría suficiente y adecuada para proporcionar una base para nuestra opinión. El riesgo de no detectar un error material debido a fraude es más elevado que en el caso de una incorrección material debido a error, ya que el fraude puede implicar colusión, falsificación, omisiones deliberadas, manifestaciones intencionadamente erróneas o vulneración del control interno.
- Obtuvimos conocimiento del control interno relevante para la auditoría con el fin de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la Empresa.
- Evaluamos si las políticas contables aplicadas son apropiadas y si las estimaciones contables y la correspondiente información revelada por la Administración es razonable.
- Concluimos sobre lo adecuado de la utilización, por parte de la Administración, de la base contable de negocio en marcha y, basados en la evidencia de auditoría obtenida, determinar si existe o no una incertidumbre material relacionada con eventos o condiciones que pueden generar dudas significativas sobre la capacidad de la Empresa para continuar como negocio en marcha. Si establecemos que existe una incertidumbre material, se requiere que llamemos la atención en nuestro informe de auditoría a las respectivas revelaciones en los estados financieros; o, si dichas revelaciones no son adecuadas para expresar una opinión modificada, nuestras conclusiones se basan en la evidencia de auditoría obtenida hasta la fecha de nuestro informe de auditoría; sin embargo, eventos o condiciones futuros pueden ocasionar que la Empresa deje de ser una empresa en funcionamiento.

- Evaluamos la presentación general, 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 logren una presentación razonable.
- Obtuvimos evidencia suficiente y adecuada de auditoría relacionada con la información financiera de la Empresa para expresar una opinión sobre los estados financieros. Somos responsables de la dirección, supervisión y realización de la auditoría de la Empresa, así como únicos responsables de nuestra opinión de auditoría.

Asuntos de énfasis

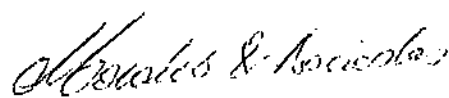
Sin calificar nuestra opinión, informamos que:

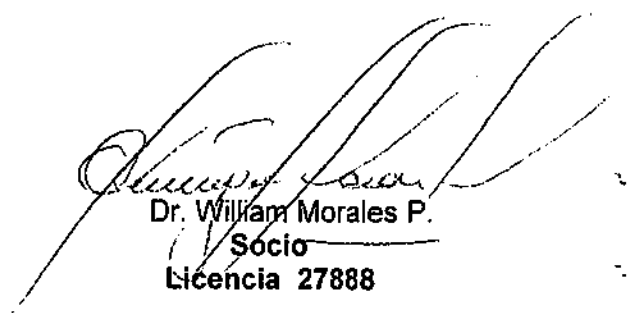
9. Tal como se menciona en la Nota 2 a los estados financieros adjuntos, que describe las políticas contables sobre las cuales fueron preparados para ayudar a la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., en la presentación financiera de las operaciones para el objeto que fue creada como entidad de gestión, de las actividades asumidas por el Estado Ecuatoriano en el sector *estratégico eléctrico* de acuerdo a la escritura pública de abril de 1959, se cumple lo establecido en la Ley Orgánica de Empresas Públicas; sin embargo, societariamente, sigue operando como Sociedad Anónima, regulada por la Ley de Compañías. Nuestro informe de auditoría está destinado exclusivamente para la Administración de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., los miembros de la Junta de Accionistas y organismos de control de la entidad y no deberá ser distribuido a terceros que no sean los descritos en este párrafo.
10. El 16 de enero de 2015, en el Registro Oficial 418, se publicó la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica y en la disposición transitoria décima segunda se menciona que para las entidades indicadas en el numeral 2.2.1.5 de la Ley Orgánica de Empresas Públicas, entre ellas, Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., el Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables (antes Ministerio de Electricidad y Energía Renovable), en el plazo de trescientos sesenta días (360), contados a partir de la expedición de la referida Ley, llevará a cabo todas las acciones que sean necesarias, a efectos de que las



mismas se estructuren como empresas públicas, estas empresas se disolverán sin liquidación y se transforman en empresas públicas. Hasta la fecha de emisión de este informe, la Empresa no ha sido transformada a una empresa pública.

11. Los estados financieros de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., por el año terminado al 31 de diciembre de 2017, fueron examinados por otros auditores, quienes emitieron una opinión limpia, mediante informe DR3-DPT-0021-2018 aprobado el 10 de julio de 2018.
12. Los procesos: precontractual, contractual y la ejecución de los contratos de adquisiciones de bienes, prestación de servicios y ejecución de obras suscritos en el año 2018, no fueron analizados por cuanto la finalidad de la presente auditoría, es dictaminar sobre la razonabilidad de los saldos en los estados financieros adjuntos.
13. La Empresa no evidencia la aplicación de normativas y/o buenas prácticas en el desarrollo de sistemas de tecnologías de la información, que permitan conocer vulnerabilidades, realizar una valoración de riesgos de los sistemas y mantener un grado de seguridad razonable en los aplicativos de información contable y financiera.


Abril 4, 2019
RNAE. 581


Dr. William Morales P.
Socio
Licencia 27888



EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.
ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018
(En dólares)

		<u>Nota</u>	<u>2018</u>	<u>2017</u>
1	ACTIVO		294 820 009,71	277 247 721,23
11	ACTIVO CORRIENTE		64 656 983,42	66 500 268,71
111	EFFECTIVO Y SUS EQUIVALENTES	6	11 166 301,83	10 623 348,78
11101	CAJA GENERAL		136 572,36	86 805,22
11102	FONDOS PARA CAMBIOS		11 100,00	10 100,00
11103	FONDOS ROTATIVOS		38 000,00	38 000,00
11104	BANCOS		10 980 629,47	10 488 443,56
112	ACTIVOS FINANCIEROS	7	39 710 596,12	39 156 972,85
11201	CUENTAS POR COBRAR CONSUMIDORES		8 338 540,44	8 208 508,04
11202	CUENTAS Y DOCUMENTOS POR COBRAR A CLIENTES NO RELACIONADOS		4 536 106,48	7 194 038,69
11203	CUENTAS Y DOCUMENTOS POR COBRAR A CLIENTES RELACIONADOS		2 305 579,44	4 426 094,39
11204	OTRAS CUENTAS POR COBRAR NO RELACIONADOS		1 022 479,28	1 000 483,44
11205	OTRAS CUENTAS POR COBRAR RELACIONADOS		24 550 349,28	19 205 331,51
11206	PROVISIÓN POR DETERIORO DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS		(1 042 498,80)	(877 483,22)
113	INVENTARIOS	8	12 323 898,26	12 279 743,15
11301	INVENTARIO DE MATERIALES Y SUMINISTROS		12 333 514,62	12 356 439,99
11302	INVENTARIO DE MATERIALES EN TRANSFORMACIÓN		0,00	45 274,71
11304	ESTIMACIÓN POR DETERIORO DE INVENTARIOS		(9 616,36)	(121 971,55)
114	ANTICIPOS A PROVEEDORES Y GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO	9	1 456 227,21	4 440 203,93
11401	ANTICIPOS A PROVEEDORES		1 202 214,41	3 805 706,56
11402	SEGUROS PAGADOS POR ANTICIPADO		44 844,00	354 457,54
11403	LICENCIAS Y SOFTWARE PAGADOS POR ANTICIPADO		33 517,30	61 418,44
11406	OTROS GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO		175 651,50	218 621,39
12	ACTIVO NO CORRIENTE		230 163 026,29	210 747 452,52
121	PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO	10	228 123 976,10	209 615 347,88
12141	BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		308 790 686,83	285 254 637,32
12151	DEPRECIACIÓN ACUMULADA DE BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		(137 326 517,52)	(127 920 238,59)
12142	PROYECTOS FERUM BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		17 393 468,85	13 507 700,47
12152	DEPRECIACIÓN ACUMULADA PROYECTOS FERUM BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		(6 430 690,54)	(6 062 473,04)
12143	PROYECTO PLANREP BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		802 870,58	812 570,76
12153	DEPRECIACIÓN ACUMULADA PROYECTO PLANREP BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		(217 110,22)	(186 419,05)
12144	PROYECTOS EEEP 2012 BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		753 569,12	772 597,54
12154	DEPRECIACIÓN ACUM. PROYECTOS EEEP 2012 BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		(193 832,71)	(151 776,15)
12145	BIENES E INSTALACIONES NO DESTINADAS AL SERVICIO ELÉCTRICO		1 824 065,54	1 824 065,54
12155	DEPRECIACIÓN ACUM. BIENES E INSTALACIONES NO DESTINADAS AL SERVICIO ELÉCTRICO		(950 755,21)	(923 917,81)
12147	OBRAS EN CONSTRUCCIÓN DE BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		24 605 436,44	22 240 840,66
12148	PROYECTOS PLAN PMD BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		22 578 287,71	22 582 545,15
12158	DEPRECIACIÓN ACUM. PROYECTOS PLAN PMD BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		(3 728 067,49)	(2 323 644,23)
12149	URBANIZACIONES, LOTIZACIONES Y CONJUNTOS HABITACIONALES		254 575,86	207 604,71
12159	DEPRECIACIÓN ACUM. URBANIZACIONES, LOTIZACIONES Y CONJUNTOS HABITACIONALES		(32 011,14)	(18 545,40)
123	OTROS ACTIVOS NO CORRIENTES		33 882,00	33 882,00
12301	OTRAS INVERSIONES		33 882,00	33 882,00
125	ACTIVOS FINANCIEROS NO CORRIENTES		2 005 168,19	0,00
12503	OTRAS CUENTAS POR COBRAR RELACIONADOS		2 005 168,19	0,00
126	ACTIVOS POR IMPUESTOS NO CORRIENTES	11	0,00	1 098 222,64
12601	CRÉDITO TRIBUTARIO A FAVOR DE LA EMPRESA IVA		1 098 222,64	1 098 222,64
12606	PROVISIÓN POR DETERIORO ACTIVOS NO CORRIENTES		(1 098 222,64)	

		<u>Nota</u>	<u>2018</u>	<u>2017</u>
2	PASIVO		31 877 548,74	36 803 712,76
21	PASIVO CORRIENTE		19 408 037,08	23 457 471,58
211	CUENTAS Y DOCUMENTOS POR PAGAR	12	3 205 882,01	4 794 849,80
21101	PROVEEDORES NO RELACIONADOS		1 543 825,22	1 694 918,94
21102	CUENTAS POR PAGAR		1 662 056,79	3 099 930,66
212	OTRAS OBLIGACIONES CORRIENTES	13	2 218 254,89	1 513 542,13
21201	CON LA ADMINISTRACIÓN TRIBUTARIA		204 478,99	226 132,16
21202	CON EL IESS		166 834,60	163 513,01
21203	POR BENEFICIOS DE LEY A EMPLEADOS		350 782,12	351 371,98
21204	DIVIDENDOS POR PAGAR		1 496 359,18	770 524,98
213	CUENTAS POR PAGAR DIVERSAS CON RELACIONADOS	14	10 141 105,65	13 804 700,82
21301	PROVEEDORES RELACIONADOS		5 139 297,94	6 244 679,84
21302	PLAN RENOVAMEER		5 001 807,71	7 560 020,98
214	PORCIÓN CORRIENTE DE PROVISIONES POR BENEFICIOS A EMPLEADOS	15	1 856 266,44	1 381 342,41
21401	JUBILACIÓN PATRONAL		596 886,44	562 442,41
21402	OTROS BENEFICIOS A CORTO PLAZO PARA LOS EMPLEADOS		1 259 380,00	818 900,00
215	OTROS PASIVOS CORRIENTES	16	1 986 528,09	1 963 036,62
21501	FONDOS DE REPARO			119 605,85
21502	PROVISIÓN POR PROCESOS JUDICIALES		160 000,00	160 000,00
21503	OTRAS PROVISIONES CORRIENTES		264 771,62	246 365,36
21504	VALORES DE TERCEROS POR RECAUDAR		1 561 756,47	1 437 065,41
22	PASIVO NO CORRIENTE		12 469 511,66	13 346 241,18
221	CUENTAS Y DOCUMENTOS POR PAGAR	17	4 187 415,47	3 919 315,98
22101	DEPÓSITO DE ABONADOS		4 187 415,47	3 919 315,98
222	PROVISIONES POR BENEFICIOS A EMPLEADOS	18	8 282 096,19	9 426 925,20
22201	JUBILACIÓN PATRONAL		7 330 343,38	7 484 101,96
22202	OTROS BENEFICIOS NO CORRIENTES PARA LOS EMPLEADOS		951 752,81	1 942 823,24
3	PATRIMONIO NETO		262 942 460,97	240 444 008,47
31	PATRIMONIO ATRIBUIBLE A LOS ACCIONISTAS		262 942 460,97	240 444 008,47
311	CAPITAL	19	127 375 665,00	127 375 665,00
31101	ACCIONES		127 375 665,00	127 375 665,00
312	APORTES DE ACCIONISTAS PARA FUTURA CAPITALIZACIÓN	20		55 224 165,89
31201	APORTES			55 224 165,89
313	RESERVA	21	4 965 580,24	3 622 050,11
31301	RESERVA LEGAL		4 965 580,24	3 622 050,11
314	OTROS RESULTADOS INTEGRALES	22	14 979 403,95	14 979 403,95
31402	SUPERÁVIT POR REVALUACIÓN DE PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO		14 979 403,95	14 979 403,95
315	RESULTADOS ACUMULADOS	23	93 807 934,84	25 807 422,32
31501	UTILIDADES NETAS ACUMULADAS		16 978 486,41	6 405 532,30
31503	AJUSTES DE EJERCICIOS ANTERIORES		410 643,33	410 643,33
31504	RESULTADOS ACUMULADOS PROVENIENTES DE LA ADOPCIÓN DE NIIF POR PRIMERA VEZ		16 915 757,88	16 915 757,88
31505	RESERVA POR DONACIONES Y CONTRIBUCIONES		2 075 488,81	2 075 488,81
31507	APORTES DE ACCIONISTAS		57 427 558,41	0,00
316	RESULTADOS		21 813 876,94	13 435 301,20
31601	RESULTADO DEL EJERCICIO CORRIENTE		21 813 876,94	13 435 301,20
	TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO		294 820 009,71	277 247 721,23

Dr. Juan Carlos Calderón
CONTADOR GENERAL (E)

Dra. Silvia Garcés V.
DIRECTORA FINANCIERA (E)

Ing. Jaime Astudillo R.
PRESIDENTE EJECUTIVO



EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.
ESTADO DEL RESULTADO DEL PERIODO Y OTRO RESULTADOS INTEGRAL
POR EL AÑO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018
(En dólares)

	Nota	2018	2017
41 INGRESOS ACTIVIDADES ORDINARIAS		68 885 645,04	67 720 951,25
411 PRESTACIÓN DE SERVICIOS	24	67 257 493,65	67 379 583,93
41101 VENTA DE ENERGÍA		64 801 656,77	64 471 843,12
41102 OTRAS VENTAS CON TARIFA 0%		258 362,28	688 202,80
41103 VENTAS CON TARIFA 12%		2 179 615,13	1 331 072,98
41104 VENTAS CON TARIFA 14%		17 859,47	888 465,03
412 SUBVENCIONES DEL GOBIERNO	25	1 628 151,39	341 367,32
41201 MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE		693 465,33	341 367,32
41202 PROGRAMA DE COCCIÓN EFICIENTE		934 686,06	0,00
511 COSTO DE VENTAS	26	48 551 894,84	55 958 070,08
51101 COMPRA DE ENERGÍA		15 215 355,98	22 557 324,45
COSTO DE:			
51201 GENERACIÓN HIDRÁULICA Y FOTOVOLTAICA		0,00	610 112,41
51202 GENERACIÓN A COMBUSTIÓN INTERNA		0,00	92 014,84
51203 SUBTRANSMISIÓN		0,00	1 667 667,23
51204 DISTRIBUCIÓN		0,00	4 500 492,20
51205 SERVICIO A CONSUMIDORES		0,00	627 387,33
51206 COMERCIALIZACIÓN Y ADMINISTRACIÓN GENERAL		0,00	12 672 381,99
51211 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS		422 372,00	0,00
51212 CENTRALES TÉRMICAS		42 730,67	0,00
51213 CENTRALES FOTOVOLTAICAS		17 660,58	0,00
51214 SUBTRANSMISIÓN		1 086 577,12	0,00
51215 DISTRIBUCIÓN		3 460 160,70	0,00
51216 ALUMBRADO PÚBLICO GENERAL		1 884 125,44	0,00
51217 SERVICIO A CONSUMIDORES		311 869,87	0,00
51218 COMERCIALIZACIÓN		6 884 343,29	0,00
51219 ADMINISTRACIÓN		5 289 564,28	0,00
51341 DEPRECIACIÓN BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		11 830 285,85	10 833 958,35
51342 DEPRECIACIÓN PROYECTOS FERUM BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		582 559,47	486 513,63
51343 DEPRECIACIÓN PROYECTOS PLANREP BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		37 032,25	37 300,57
51344 GASTO DEPRECIACIÓN EEP 2012		48 289,01	49 241,26
51348 DEPRECIACIÓN PROYECTOS PLAN PMD BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		1 405 502,59	1 798 434,39
51349 DEPREC. URBANIZACIONES, LOTIZACIONES Y CONJUNTOS HABITACIONALES		13 465,74	15 241,41
UTILIDAD BRUTA		20 333 750,20	11 762 881,19
413 OTROS INGRESOS OPERACIONALES	27	0,00	17 844,17
41308 INTERESES POR MORA		0,00	17 844,17
414 DONACIONES Y CONTRIBUCIONES	28	1 802 417,88	1 416 305,78
41401 CONTRIBUCIONES CLIENTES		1 747 587,20	1 283 176,26
41402 CONTRIBUCIONES URBANIZACIONES, LOTIZACIONES Y CONJUNTOS HABITACIONALES		46 971,15	123 781,52
41403 DONACIONES DE BIENES INMUEBLES		7 859,53	9 348,00
RESULTADO OPERATIVO	29	22 136 168,08	13 197 031,14
421 INGRESOS AJENOS A LA OPERACIÓN	30	1 255 020,02	1 591 683,94
42101 VENTA DE MATERIALES Y EQUIPOS		143 875,41	60 420,97
42102 MULTAS EN CONTRATOS		159 841,90	85 166,04
42104 OTRAS RENTAS		951 502,71	1 446 296,93
52 GASTOS NO OPERACIONALES	31	1 577 311,16	1 353 613,88
51345 DEPRECIACIÓN BIENES E INSTALACIONES NO AFINES AL SERVICIO ELÉCTRICO		26 837,40	26 837,40
521 GASTOS FINANCIEROS		6 308,91	5 480,81
52101 COMISIONES E INTERESES		6 308,91	5 480,81
522 OTROS GASTOS		1 544 164,85	1 321 295,67
52201 COSTO DE VENTA DE MATERIALES		94 210,80	23 193,12
52202 PÉRDIDAS NO OPERACIONALES		864 903,91	993 396,92
52203 OTROS GASTOS EVENTUALES QUE NO SON EXPLOTACIÓN		585 050,14	304 705,63
RESULTADO DEL PERIODO	32	21 813 876,94	13 435 301,20

HUASCA

Br. Juan Carlos Calderón
CONTADOR GENERAL (E)

Dra. Silvia Garcés V.
DIRECTORA FINANCIERA (E)

Ing. Jaime Astudillo R.
PRESIDENTE EJECUTIVO



EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A
ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO POR EL MÉTODO DIRECTO
POR EL PERÍODO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018
(En dólares)

	<u>2018</u>	<u>2017</u>
FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE OPERACIÓN		
Cobros por actividades de operación		
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	63 685 418,68	67 228 329,25
Otros cobros por actividades de operación	294 107,75	1 564 928,97
Pagos por actividades de operación		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(31 190 468,92)	(45 686 545,30)
Pagos a y por cuenta de los empleados	(667 373,25)	3 624,92
Comisiones bancarias	(6 308,91)	(5 480,81)
Efectivo neto proveniente de actividades de operación	32 115 375,36	23 104 857,03
FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Adquisiciones de propiedades, planta y equipo	(16 335 207,16)	(15 691 933,43)
Adquisiciones de inventarios	(16 915 724,39)	(3 774 862,23)
Efectivo neto proveniente de actividades de inversión	(33 250 931,55)	(19 466 795,66)
FLUJOS DE EFECTIVO PROCEDENTES DE (UTILIZADOS EN) ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Aporte en efectivo para futura capitalización	2 203 392,52	(4 499 927,74)
Otras entradas (salidas) de efectivo	(524 883,27)	(201 697,53)
Efectivo neto proveniente de actividades de financiación	1 678 509,25	(4 701 625,27)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		
INCREMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	542 953,05	(1 063 563,90)
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL PERÍODO	10 623 348,78	11 686 912,68
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO AL FINAL DEL PERÍODO	11 166 301,83	10 623 348,78

Dr. Juan Carlos Calderón
CONTADOR GENERAL (E)

Dra. Silvia Garcés V.
DIRECTORA FINANCIERA (E)

Ing. Jaime Astudillo R.
PRESIDENTE EJECUTIVO



EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
 Por el periodo terminado al 31 de diciembre del 2018
 (En dólares)

Detalle	Acciones ordinarias	Aportes futura capitalización	Reserva legal	Resultados acumulados	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2016	127 375 665,00	59 724 093,63	3 167 410,78	41 755 379,71	232 022 549,12
Utilidad del ejercicio 2017				13 435 301,20	13 435 301,20
Otro resultado integral del ejercicio 2017					
Resultado Integral total del ejercicio 2017				13 435 301,20	13 435 301,20
Aportes y pagos cancelados por y al MEER (efectivo)		(4 499 927,74)			(4 499 927,74)
Incremento de reserva legal			454 639,33	(454 639,33)	
Dividendos por pagar				(513 914,11)	(513 914,11)
Total de aportaciones, distribuciones y otras transacciones con los propietarios		(4 499 927,74)	454 639,33	(968 553,44)	(5 013 841,85)
Saldo al 31 de diciembre de 2017	127 375 665,00	55 224 165,89	3 622 050,11	54 222 127,47	240 444 008,47
Utilidad del ejercicio 2018				21 813 876,94	21 813 876,94
Otro resultado integral del ejercicio 2018					
Resultado Integral total del ejercicio 2018				21 813 876,94	21 813 876,94
Incremento de reserva legal			1 343 530,13	(1 343 530,13)	
Reclasificación a resultados acumulados		(55 224 165,89)		57 427 558,41	2 203 392,52
Dividendos por pagar				(1 518 816,96)	(1 518 816,96)
Total de aportaciones, distribuciones y otras transacciones con los propietarios		(55 224 165,89)	1 343 530,13	54 565 211,32	664 575,56
Saldo al 31 de diciembre de 2018	127 375 665,00		4 965 580,24	130 601 215,73	262 942 460,97

01/12/18

Dr. Juan Carlos Calderón
CONTADOR GENERAL (E)

Dra. Silvia Garcés V.
DIRECTORA FINANCIERA (E)

Ing. Jaime Astudillo R.
PRESIDENTE EJECUTIVO

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS 2018

1. IDENTIFICACIÓN DE LA EMPRESA

La Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. es una Sociedad Anónima constituida en el Ecuador, el 2 de julio de 1959, cuyo domicilio principal se encuentra en la ciudad de Ambato, provincia de Tungurahua. La matriz está ubicada en la Avenida 12 de Noviembre 11-29 y Espejo. Cuenta con agencias en los cantones: Pelileo, Patate, Baños, Pillaro, Puyo, Palora, Tena.

De acuerdo con el objeto social que consta en la Escritura de Constitución y los Estatutos de la Empresa, la actividad económica principal es la generación, compra y distribución de energía en el área de concesión definida por el CONELEC (actualmente ARCONEL). Adicionalmente presta servicios relacionados con la dotación del servicio eléctrico tales como: instalación de nuevos medidores, extensiones de red, cambio de postes, financiamiento a través de cargos fijos, aprobación de proyectos, etc.

A raíz de la promulgación de la Ley Orgánica de Empresas Públicas (LOEP) pasó a ser una entidad de derecho público exenta del pago del impuesto a la renta, adicionalmente la Empresa, no está obligada al pago de la participación en utilidades a sus trabajadores de acuerdo al Mandato Constituyente 2 publicado en el Registro Oficial 261 de 28 de enero de 2008.

La base legal que rige las actividades de EEASA, se detalla a continuación:

- Constitución de la República del Ecuador
- Ley Orgánica de Empresas Públicas
- Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica
- Ley de Compañías
- Código Tributario
- Ley de Régimen Tributario Interno y su Reglamento
- Ley Orgánica del Sistema Nacional de Contratación Pública, su Reglamento y Resoluciones Administrativas del SERCOP
- Reglamento de Comprobantes de Venta, Retención y Documentos Complementarios
- Resoluciones administrativas y circulares de los Organismos de Control
- Estatuto de la Empresa
- Disposiciones de la Junta General de Accionistas

- Reglamentos internos
- Disposiciones de la Presidencia Ejecutiva

2. BASES DE PREPARACIÓN Y PRESENTACIÓN

Los Estados Financieros de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. con corte al 31 de diciembre de 2018, con sus estados comparativos han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) completas vigentes hasta el 31 de diciembre de 2018.

Bases de medición.- Los elementos de los estados financieros de la Empresa han sido preparados utilizando el método de costo histórico, excepto por ciertos elementos de propiedad, planta y equipo, que se valúan a sus valores razonables al cierre de cada periodo, como se explica en las políticas contables incluidas más adelante.

Costo histórico.- Los activos se registran por el importe de efectivo y otras partidas pagadas, o por el valor razonable de la contrapartida entregada a cambio en el momento de la adquisición. Los pasivos se registran al importe de los productos recibidos a cambio de incurrir en la obligación o, en algunas circunstancias, por las cantidades de efectivo y equivalentes al efectivo que se espera pagar para satisfacer el pasivo en el curso normal de la operación.

Valor realizable (o de liquidación).- Los activos se llevan contablemente por el importe de efectivo y otras partidas equivalentes al efectivo que podrían obtenerse, en el momento presente, por la venta no forzada de los mismos. Los pasivos se llevan a su valor de liquidación; es decir, los importes no descontados de efectivo o equivalentes al efectivo que se espera pagar para cancelar los pasivos en el curso normal de la operación.

3. RESPONSABILIDAD DE LA INFORMACIÓN

La información contenida en los estados financieros es responsabilidad de la Administración de la Empresa, quien manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y fundamentos que las NIIF establecen. Los estados financieros fueron aprobados por la Presidencia Ejecutiva para su emisión el 14 febrero del 2019.



4. MONEDA DE PRESENTACIÓN

Los Estados Financieros son preparados en su moneda funcional que es el dólar de Estados Unidos de América.

5. PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES

5.1. Efectivo y sus equivalentes

El efectivo y sus equivalentes está constituido por la recaudación aún no depositada, por los fondos que se mantienen en ocho entidades bancarias, en veinte y tres fondos para cambios y en cinco fondos rotativos.

5.2. Instrumentos Financieros – Activos y Pasivos financieros

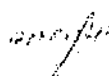
Los instrumentos financieros que maneja la EEASA están compuestos por las siguientes categorías: Activos y pasivos financieros. Para el caso de los pasivos financieros, existe un grupo denominado otros pasivos financieros cuyas características se explican más adelante.

5.2.1. Activos financieros

Los activos financieros están representados principalmente por las cuentas por cobrar consumidores y las cuentas por cobrar por venta de energía en el mercado eléctrico, las cuales son con pagos fijos o determinables cuyo vencimiento no es mayor de 12 meses. El reconocimiento inicial de las cuentas por cobrar se mide por precio de transacción. Posteriormente se miden al costo amortizado aplicando el método de interés efectivo, menos cualquier pérdida por deterioro, registrando el correspondiente ajuste de existir evidencia objetiva de riesgo de pago por parte del cliente.

La cartera incluida dentro de la cuenta consumidores, cuyo vencimiento es mayor a 61 días es provisionada al 100% por cuanto se consideran con poca probabilidad de recuperación. Los castigos de cuentas por cobrar se realizan a los cinco años de permanecer como incobrables en los estados financieros. Las recuperaciones de cuentas castigadas se registran en resultados en el momento en que se recuperan.

Las demás cuentas y documentos por cobrar compuestas por clientes relacionados y no relacionados, se registran inicialmente a su valor razonable. Posteriormente la comisión integrada por: Auditor Interno, Asesor Jurídico y Director Financiero,



calificará el grado de cobrabilidad de los mismos y fijarán el monto de la provisión de activos financieros requerido para cada ejercicio económico.

5.3. Otros pagos anticipados

Corresponde a los pagos a proveedores por anticipos de contratos de estudios y consultoría, ropa de trabajo, servicios profesionales, compra de equipos, materiales y otros, estos pagos están respaldados por una garantía que cubre el 100% del valor anticipado. También se reconocen en este grupo los seguros, licencias de software u otro tipo de pago realizado por anticipado, que no hayan sido devengados al cierre del ejercicio económico.

5.4. Inventarios

En el momento del reconocimiento inicial se mide al costo de adquisición. Los inventarios adquiridos se valoran al precio de compra menos descuentos comerciales, más los gastos necesarios para ponerlos a disposición de uso, tales como impuestos no recuperables, transporte, almacenamiento y otros costos directamente atribuibles a la adquisición.

Posterior al reconocimiento inicial, las existencias se valoran al costo o a su valor neto realizable, según cual sea el menor, en caso de existir deterioro ocasionando disminución de su valor se rebajará su importe en libros hasta cubrir esa diferencia. El costo de los inventarios se determina usando el método promedio ponderado.

El valor neto realizable es el precio de venta estimado en el transcurso ordinario de la operación de la Empresa menos los costos estimados para realizar la venta; sin embargo, el párrafo 7 de la NIC 2 determina que el valor neto realizable de los inventarios puede no ser igual al valor razonable menos los costos de venta, considerando que los inventarios no son destinados para la venta sino principalmente para consumo interno en la construcción de obras eléctricas y mantenimientos, el valor neto realizable en este caso, es medido en términos de obsolescencia basado en las características particulares de cada ítem de inventario.

Las existencias que se vean afectadas por cualquier clase de deterioro serán calificadas siguiendo los pasos establecidos en el Instructivo para la Administración y Control de los Bienes de la EEASA.

Confirma

5.5. Propiedad, planta y equipo

La propiedad planta y equipo comprende las instalaciones generales, activos eléctricos y obras en construcción.

5.5.1. Medición inicial en el momento del reconocimiento

Las partidas de propiedad, planta y equipo se miden inicialmente por su costo que comprende su precio de adquisición más todos los costos directamente relacionados con la ubicación del activo en el lugar y en las condiciones necesarias para que pueda operar de la forma prevista por la Administración. No se ha considerado necesario incluir en el costo la estimación inicial de cualquier costo de desmantelamiento y retiro del elemento o de rehabilitación de la ubicación del activo, al final de la vida útil ya que el mismo es asumido por el adjudicado en los procesos de remate que la empresa realiza en base al Reglamento General Sustitutivo para el Manejo y Administración de Bienes del Sector Público, Reglamento General para la Administración, Utilización, Manejo y Control de los Bienes y Existencias del Sector Público codificación y reforma.

En el caso de los activos eléctricos construidos por la Empresa, el costo incluye todos los elementos del costo incurridos en la construcción.

Para aplicar el criterio de reconocimiento de construcciones de obras propias de la EEASA, se reconocerán como activos, los costos relacionados con la actividad futura u obras en proceso, o cualquier transacción relacionada con la ejecución de edificaciones (según contrato) de las mismas, tales como materiales o pagos anticipados (entregado en efectivo equivalente), entre otras, siempre y cuando sea probable que los costos se recuperen. La aplicación de esta política permite a los usuarios de la información financiera, una apropiada toma de decisiones por cuanto podrán observar en conjunto, el valor que se está invirtiendo en la ejecución de las obras de infraestructura (no se aplica en anticipo de servicios) y generar un juicio razonable según normas contables internacionales.

5.5.2. Medición posterior al reconocimiento

Cuando a los activos se aplican el modelo del costo con posterioridad a su reconocimiento como propiedad planta y equipo, dicho elemento se registrará por su costo menos la depreciación acumulada y el importe acumulado de las pérdidas por deterioro del valor. Se miden por el modelo de revaluación se contabiliza por su valor

2018/10/10

revaluado, que es su valor razonable en el momento de la revaluación, menos la depreciación acumulada y el importe acumulado de las pérdidas por deterioro de valor que haya sufrido. El último re-avalúo practicado fue con corte al 31 de diciembre del 2015. Los activos adquiridos posteriores a la fecha del re-avalúo, se encuentran registrados al costo de adquisición. La Empresa mantiene la política de revisar periódicamente las valorizaciones efectuadas para asegurarse que al cierre del periodo contable, el valor razonable de los activos no difiera significativamente de su importe en libros.

Los costos de ampliación, modernización o mejora que representan un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o una extensión de la vida útil de los bienes se capitalizan como mayor costo de los correspondientes bienes. Los gastos periódicos de mantenimiento, conservación y reparación, se imputan a resultados, como costo del ejercicio en que se incurren.

Un elemento de propiedad, planta y equipo es dado de baja en el momento de su disposición o por su venta y no por su uso. Cualquier utilidad o pérdida que surge de la baja del activo (calculada como la diferencia entre el valor neto de disposición y el valor en libros del activo) es incluida en el estado de resultados en el ejercicio en el cual el activo es dado de baja.

La depreciación comienza cuando los bienes se encuentran disponibles para ser utilizados, esto es, cuando se encuentran en la ubicación y en las condiciones necesarias para ser capaces de operar de la forma prevista por la Administración. La depreciación es calculada linealmente durante la vida útil económica de los activos, hasta el monto de su valor residual.

5.6. Depreciación

Se aplicará consistentemente el método de depreciación lineal en función de la vida útil de los activos fijos. Los activos adquiridos o construidos hasta el año 2015, se deprecian en base a las vidas útiles remanentes establecidas en el último reavalúo de activos fijos realizado. Los activos adquiridos o construidos con fecha posterior, se deprecian en base a los porcentajes establecidos en el Manual de Contabilidad para la Empresas de Distribución Eléctrica y Otros Servicios (MACEDEL), los cuales consideramos razonables y acordes a la realidad de los activos del sector eléctrico; a continuación los detallamos:

Continúa...

Generación hidráulica	Entre 2% y 3,33%
Generación térmica	Entre 3,33% y 4,00%
Generación fotovoltaicas	Entre 2,00% y 2,86%
Líneas y subestaciones de sub-transmisión	Entre 2,00% y 2,86%
Líneas de distribución	Entre 4,00% y 6,67%
Subestaciones de distribución	Entre 4,00% y 6,67%
Servicios de abonados	6,67%
Edificios y estructuras	2,00%
Equipos y herramientas de trabajo	10,00%
Mobiliario y equipo de oficina	10,00%
Equipos de transporte	20,00%
Equipos de computación	33,33%
Equipo de laboratorio e ingeniería	10,00%
Equipos de comunicación	10,00%

El valor residual de los bienes es del 1% del valor base de depreciación (costo) según Resolución 06-2001 de la Junta General de Accionistas realizada el 17 de abril del 2001.

El importe por concepto de depreciación durante el ejercicio económico se reconoce como gasto del periodo dentro del Estado del Resultado Integral, en los grupos 51341, 51342, 51343, 51344, 51345, 51348 y 51349, según corresponda.

5.7. Inversiones a largo plazo

Las inversiones permanentes se registrarán a valor razonable con cambio a resultados.

5.8. Deterioro del valor de los activos no corrientes

A cada fecha de reporte la Empresa evalúa si existen indicadores que un activo podría estar deteriorado. Si tales indicadores existen, o el deterioro se identifica producto de las pruebas anuales de deterioro de menor valor de inversiones y activos intangibles con vida útil indefinida, la Empresa realiza una estimación del monto recuperable del activo.

Cuando el valor en libros de un activo excede su monto recuperable, el activo es considerado deteriorado y es disminuido a su monto recuperable. El importe recuperable es el valor razonable de un activo menos los costos para la venta o el valor de uso, el que sea mayor.

DECISION

Para evaluar si existen indicios de que un activo pueda haberse deteriorado la Empresa con el apoyo de su personal técnico evalúa en base a fuentes externas e internas de información, si existen circunstancias que hayan generado o pudieran generar deterioro en el valor de los activos.

5.9. Provisiones

Las provisiones se reconocen cuando la Empresa tiene una obligación presente legal o implícita, como consecuencia de un suceso pasado, cuya liquidación requiere una salida de recursos que se considera probable y que se puede estimar con fiabilidad, dicha obligación puede ser legal o tácita, derivada de, entre otros factores, regulaciones, contratos, prácticas habituales o compromisos públicos que crean ante terceros una expectativa válida de que la Empresa asumirá ciertas responsabilidades.

5.10. Medio ambiente

La Empresa para dar cumplimiento a la normativa medio ambiental, ha debido cumplir con requisitos exigidos para la elaboración de estudios de impacto ambiental. Los desembolsos por monitoreo ambiental se registran en gastos en el período en que se incurren.

5.11. Impuestos

En razón de la exención del pago de impuestos señalada en el Código Orgánico Tributario, por efecto de la aplicación de la Ley Orgánica de Empresas Públicas, la EEASA se encuentra exenta del pago del impuesto a la renta. Al realizar la evaluación e identificar las diferencias temporarias de activos y pasivos en el estado de situación financiera con su base fiscal, no existen diferencias por cuanto los ingresos y gastos aplicables como base fiscal para impuesto a las ganancias, multiplicando por el porcentaje de impuesto a la renta, que para las empresas públicas es cero, no genera ningún efecto para ser reconocido como activo o pasivo diferidos.

5.12. Reconocimiento de ingresos

Los ingresos son reconocidos en la medida que es probable que los beneficios económicos fluyan a la Empresa y puedan ser confiablemente medidos. Los ingresos de actividades ordinarias que corresponden principalmente a la venta de energía, son reconocidos en base a los pliegos tarifarios aprobados por la ARCONEL. Los otros ingresos son medidos al valor razonable de la contraprestación recibida o por recibir,

Diego

los ingresos asociados con la operación se reconocen y registran, considerando el grado de terminación de la prestación a la fecha del balance.

Los ingresos por venta de energía se reconocen una vez suministrado el servicio a los consumidores y clientes. La periodicidad de la facturación es mensual tanto en la venta directa a los abonados como en las ventas en el mercado eléctrico.

5.13. Costos y gastos

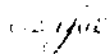
Se registran el momento que ocurre y ha sido devengado, independientemente de la fecha de cancelación. Los costos por compra de energía se determinan en función a las facturas mensualmente emitidas por los proveedores de energía. La energía no facturada es reconocida como costo en base a los informes que presenta el Departamento de Planificación, representa la diferencia entre la energía comprada y la energía facturada.

El IVA pagado en la adquisición de bienes y servicios se carga directamente al costo o gasto según corresponda.

5.14. Estado de flujos de efectivo

El Estado de Flujos de Efectivo considera los movimientos durante cada ejercicio económico determinados mediante el método directo, para lo cual se consideran:

- Como flujos de efectivo las entradas y salidas de efectivo de bancos y fondos rotativos;
- Como actividades de operación o de explotación, las que constituyen la fuente principal de ingresos ordinarios, como también otras actividades no calificadas como de inversión o de financiamiento;
- Como actividades de inversión, las adquisiciones, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes;
- Como actividades de financiamiento aquellas que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio neto y de los pasivos de carácter financiero.



5.15. Estimaciones

Los supuestos claves respecto del futuro y otras fuentes clave de incertidumbre de estimaciones a la fecha del estado de situación financiera, que tienen un riesgo significativo de causar un ajuste material en los valores en libros de activos y pasivos se discuten a continuación:

5.15.1. Vida útil y valor residual de propiedad, planta y equipo:

La determinación de la vida útil y el valor residual de los componentes de propiedad, planta y equipo involucra juicios y supuestos que podrían ser afectados si cambian las circunstancias. La Administración revisa estos supuestos en forma periódica y los ajusta en base prospectiva en el caso de identificarse algún cambio.

5.15.2. Beneficios a los empleados:

El costo de los beneficios a empleados que califican como planes de beneficios *definidos de acuerdo a la NIC 19 "Beneficios a Empleados"*, es determinado usando valuaciones actuariales, según el método de unidad de crédito proyectada. La valuación actuarial involucra suposiciones respecto de tasas de descuento, futuros aumentos de sueldo, tasas de rotación de empleados y tasas de mortalidad, entre otros. Debido a la naturaleza de largo plazo de estos planes, tales estimaciones están sujetas a una cantidad significativa de incertidumbre. El pasivo por beneficios a los empleados representa el valor presente de las obligaciones, las cuales son descontadas de acuerdo a valorizaciones realizadas por un actuario independiente. Las ganancias o pérdidas actuariales se reconocen en otro resultado integral, o en el resultado del periodo, cuando existan nuevas metodologías de medición.

Los costos de los servicios pasados se reconocen inmediatamente en la medida en que los beneficios ya han sido otorgados; de lo contrario, son amortizados utilizando el método de línea recta en el período promedio hasta que dichos beneficios son otorgados.

Los beneficios a los empleados están compuestos por:

Jubilación Patronal.- Es un beneficio para obreros y servidores en base al artículo 20 del XIV Contrato Colectivo y al artículo 98 de las Normas de Administración del Talento Humano (NATHS), Decreto Ejecutivo 1701 del 18 de mayo del 2009.

[Firma]

Indemnización Jubilación.- Es un beneficio para obreros y servidores en base al Artículo 19 del XIV Contrato colectivo y al artículo 97 de las (NATHS).

Retiro Voluntario.- Es un beneficio para obreros y servidores en base al artículo 55 del XIV Contrato Colectivo y el artículo 95 de las NATHS.

Desahucio.- Es un beneficio exclusivo para obreros en base al artículo 185 del Código del Trabajo y a la disposición general primera del XIV Contrato Colectivo.

El Ministerio de Relaciones Laborales mediante Resolución MRL-2013-EDT-0400 de 19 de julio de 2013, estableció un nuevo régimen laboral, calificando a las obreras y obreros sujetos al Código del Trabajo y las servidoras y servidores sujetos a la Ley Orgánica de Empresas Públicas, por lo que en la empresa operan dos regímenes salariales.

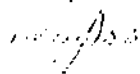
5.15.3. Valor de activos y pasivos:

Las NIIF requieren que activos y pasivos sean registrados a su valor justo, donde el valor justo es el monto al cual un activo puede ser comprado o vendido o el monto al 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. Las bases para la medición de activos y pasivos a su valor justo son los precios vigentes en mercados activos. En su ausencia, la Empresa estima dichos valores basada en la mejor información disponible, incluyendo el uso de modelos u otras técnicas de valuación.

5.15.4. Valor de propiedad, planta y equipo:

La Empresa ha determinado el valor justo de sus propiedades, planta y equipos significativos como parte del proceso de adopción de las NIIF. Este ejercicio requirió la valorización de estos activos considerando las condiciones de mercado en la fecha de transición. El valor de mercado se determinó como el costo de reposición de los bienes, rebajando el monto de depreciación estimada basado en la antigüedad de los mismos.

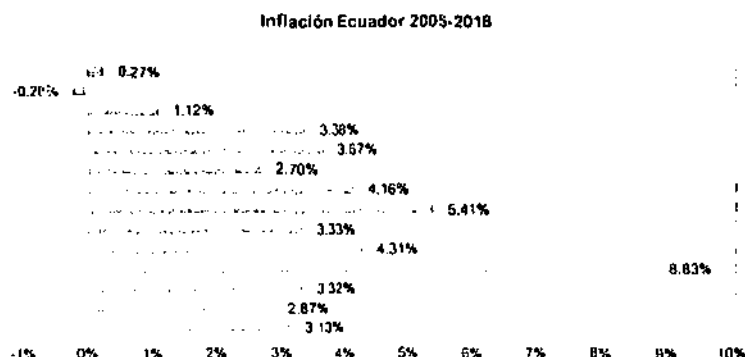
A pesar de que estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a



modificarlas, al alza o a la baja, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de estimación en los correspondientes estados financieros futuros.

5.16. Cambios en el poder adquisitivo de la moneda

El poder adquisitivo de la moneda dólar según lo mide el Índice de Precios al Consumidor del área urbana, calculado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos, fue como sigue:



Los índices alcanzados en la economía dolarizada ecuatoriana no son indicativos de hiperinflación, por lo tanto no es necesario efectuar corrección monetaria conforme lo requiere la NIC 29.

5.17. Aplicación de Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), al 31 de diciembre del 2018

5.17.1. REVISIÓN DE NORMAS APLICABLES EN EL PERÍODO

A continuación un detalle de las normas emitidas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB), efectivas a partir del 1 de enero del 2018, las cuales no han tenido efecto significativo en las revelaciones o importes reconocidos en los estados financieros:

Ver anexo

Nuevas normas, modificaciones e interpretaciones	Asunto	Efectiva a partir de periodos que inicien en o después de
NIIF 9 Instrumentos financieros (última fase publicada en julio de 2014)	Sustituye a los requisitos de clasificación, valoración, reconocimiento y baja en cuentas de activos y pasivos financieros, la contabilidad de coberturas y deterioro de NIC 39,	Enero 1, 2018
NIIF 15 Ingresos de Actividades Ordinarias Procedentes de Contratos con Clientes (publicada en mayo de 2014)	Nueva norma de reconocimiento de ingresos (Sustituye a la NIC 11, NIC 18, IFRIC 13, IFRIC 15, IFRIC 18 y SIC-31).	Enero 1 2018
Modificaciones a la NIIF 2 - Clasificación y Medición de transacciones de Pagos Basados en Acciones.	Enmiendas relacionadas con la clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones.	Enero 1 2018

NIIF 9 - Instrumentos financieros (Efectiva a partir de enero 1 de 2018)

En julio del 2014, se emitió otra versión revisada de la NIIF 9, principalmente para incluir lo siguiente:

- Requerimientos de deterioro para activos financieros y,
- Modificaciones limitadas a los requisitos de clasificación y medición al introducir una categoría de medición a "valor razonable con cambios en otro resultado integral", para ciertos instrumentos deudores simples.

Los requisitos claves de la NIIF 9:

- Todos los activos financieros que se clasifican dentro del alcance de la NIC 39 - Instrumentos Financieros, se reconocerán posteriormente a su costo amortizado o valor razonable. Específicamente, los instrumentos de deuda que se mantienen dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo sea el de recaudar los flujos de efectivo contractuales, y que tengan flujos de efectivo contractuales que son únicamente pagos de capital e intereses sobre el

capital pendiente por lo general se miden al costo amortizado al final de los periodos contables posteriores. Los instrumentos de deuda mantenidos en un modelo de negocio cuyo objetivo se cumpla tanto al recaudar los flujos de efectivo contractuales como por la venta de activos financieros, y que tengan términos contractuales del activo financiero que dan lugar en fechas específicas a flujos de efectivo que solo constituyen pagos de capital e intereses sobre el importe del principal pendiente, son medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral. Todas las otras inversiones de deuda y de patrimonio se miden a sus valores razonables al final de los periodos contables posteriores. Además, bajo la NIIF 9, las entidades pueden hacer una elección irrevocable para presentar los cambios posteriores en el valor razonable de una inversión de patrimonio (no mantenida para negociar) en otro resultado integral, y solo con el ingreso por dividendos generalmente reconocido en el resultado del periodo.

- En la medición de los pasivos financieros designados a valor razonable con cambios en resultados, la NIIF 9 requiere que el importe generado por cambio en el valor razonable del pasivo financiero que sea atribuible a cambios en el riesgo de crédito del referido pasivo, se presente en otro resultado integral, a menos que, el reconocimiento de los efectos de los cambios en el riesgo de crédito del pasivo en otro resultado integral genere una asimetría contable en el resultado del periodo. Los cambios en el valor razonable atribuible al riesgo de crédito de un pasivo financiero no son posteriormente reclasificados al resultado del periodo. Según la NIC 39, la totalidad del importe del cambio en el valor razonable del pasivo financiero designado a valor razonable con cambios en resultados se presenta en el resultado del periodo.
- Respecto al deterioro de activos financieros, la NIIF 9 establece un modelo de deterioro por pérdida crediticia esperada, contrario al modelo de deterioro por pérdida crediticia incurrida, de conformidad con la NIC 39. El modelo de deterioro por pérdida crediticia esperada requiere que una entidad contabilice las pérdidas crediticias esperadas y cambios en esas pérdidas crediticias esperadas en cada fecha de reporte para reflejar los cambios en el riesgo crediticio desde el reconocimiento inicial. En otras

CE/AM/2018/000

palabras, ya no es necesario que ocurra un evento antes de que se reconozcan las pérdidas crediticias.

- La NIIF 9 mantiene los tres tipos de mecanismos de contabilidad de cobertura, que en la actualidad se establecen en la NIC 39. De conformidad con la NIIF 9, los tipos de transacciones elegibles para la contabilidad de cobertura son mucho más flexibles, específicamente al ampliar los tipos de instrumentos que se clasifican como instrumentos de cobertura y los tipos de componentes de riesgo de partidas no financieras elegibles para la contabilidad de cobertura. Además, se ha revisado y reemplazado la prueba de efectividad por el principio de "relación económica". Ya no se requiere de una evaluación retrospectiva para medir la efectividad de la cobertura. También se añadieron requerimientos de revelación mejorados sobre las actividades de gestión de riesgo de una entidad.

La Administración de la Empresa, prevé que la aplicación de la NIIF 9 en el futuro no tendrá efecto significativo sobre los importes reconocidos en los estados financieros adjuntos, en relación con los activos financieros y pasivos financieros de la Empresa.

NIIF 15 - Ingresos Procedentes de contratos con los clientes

(Efectiva a partir de enero 1 de 2018)

En mayo del 2014 se emitió la NIIF 15, que establece un modelo extenso y detallado que deben utilizar las entidades en el registro y reconocimiento de ingresos procedentes de contratos con clientes. La NIIF 15 reemplazará el actual lineamiento de reconocimiento de ingresos, incluyendo la NIC 18 Ingresos, la NIC 11 Contratos de Construcción y las interpretaciones respectivas en la fecha en que entre en vigencia.

El principio fundamental de la NIIF 15 es que una entidad debería reconocer el ingreso que representa la transferencia de bienes o servicios establecidos contractualmente a los clientes, en un importe que refleje la contraprestación que la entidad espera recibir a cambio de bienes o servicios. Específicamente, la norma añade un modelo de 5 pasos para contabilizar el ingreso:

Paso 1: identificar el contrato con los clientes

Paso 2: identificar las obligaciones de ejecución en el contrato

Paso 3: determinar el precio de la transacción

Handwritten signature

Paso 4: distribuir el precio de transacción a las obligaciones de ejecución en el contrato

Paso 5: reconocer el ingreso cuando (o en la medida que) la entidad satisfaga la obligación

Según la NIIF 15, una entidad contabiliza un ingreso cuando (o en la medida que) se satisfaga una obligación de ejecución, es decir, cuando el "control" de los bienes y servicios relacionados con una obligación de ejecución particular es transferido al cliente. Se han añadido muchos más lineamientos detallados en la NIIF 15 para poder analizar situaciones específicas. Además, la NIIF 15 requiere amplias revelaciones.

En abril de 2016, el IASB emitió "Clarificaciones a la NIIF 15" en relación a la identificación de obligaciones de ejecución, consideraciones de principal versus agente, así como una guía de aplicación para licencias.

La Administración de la Empresa prevé que la aplicación de la NIIF 15 en el futuro no tendrá un impacto significativo sobre los importes reconocidos en los estados financieros adjuntos y sus revelaciones.

Modificaciones a la NIIF 2 - Clasificación y Medición de transacciones de Pagos Basados en Acciones (Efectiva a partir de enero 1 de 2018).

Las modificaciones clarifican que:

1. En la estimación del valor razonable de pagos basados en acciones liquidados en efectivo, la contabilidad del efecto del cumplimiento o no cumplimiento de la irrevocabilidad de la concesión, debe seguir el mismo enfoque que los pagos basados en acciones liquidados en efectivo.
2. Donde las leyes y regulaciones de impuestos requieran a una entidad efectuar una retención de un número específico de instrumentos de patrimonio igual al valor monetario de las obligación impositiva del empleado para cumplir con la obligación tributaria del empleado, la cual es remitida a la autoridad tributaria, por ejemplo, acuerdos de pagos basados en acciones que tienen una condición de pago neto. Dicho acuerdo debe ser calificado como liquidación en acciones en su totalidad, considerando que el pago basado en acciones hubiera sido

ORLANDO

clasificado como que se liquidará en patrimonio si no hubiera incluido la condición de pago neto.

3. La modificación de pagos basados en acciones que cambie la transacción de liquidación en efectivo a liquidación en acciones debe ser registrada como sigue:
 - i. El pasivo original es dado de baja;
 - ii. El pago liquidado en acciones es reconocido a la fecha de modificación al valor razonable del instrumento de patrimonio otorgado, en la medida que los servicios han sido prestados a la fecha de la modificación; y,
 - iii. Cualquier diferencia entre el saldo en libros del pasivo a la fecha de la modificación y el valor reconocido en patrimonio debe ser reconocido inmediatamente en resultados.

La Administración de la Empresa prevé que la aplicación de la NIIF 2 en el futuro no tendría un impacto significativo sobre los importes reconocidos en los estados financieros debido a que no tiene acuerdos de pagos basados en acciones que se liquiden en efectivo o no existen retenciones de impuestos aplicables.

5.17.2. NORMAS NUEVAS Y REVISADAS EMITIDAS PERO AÚN NO EFECTIVAS

La Empresa no ha aplicado las siguientes Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) nuevas y revisadas que han sido emitidas pero aún no son efectivas, aunque se permite aplicación anticipada. Un detalle es como sigue:

Nuevas normas, modificaciones e interpretaciones	Asunto	Efectiva a partir de periodos que inicien en o después de
NIIF 16 Arrendamientos	Establece los principios para el reconocimiento, valoración, presentación, y desglose de los arrendamientos con el objetivo de garantizar que tanto arrendatario como arrendador facilitan información relevante que presenta una imagen fiel de dichas operaciones.	Enero 1, 2019

Empresario

Nuevas normas, modificaciones e interpretaciones	Asunto	Efectiva a partir de periodos que inicien en o después de
NIIF 17 Contratos de Seguros	Establece principios para el reconocimiento, medición, presentación e información a revelar de los contratos de seguro.	Enero 1, 2021

A continuación se presenta un breve resumen de cada norma y su posible efecto en los estados financieros de la Empresa:

NIIF 16 – Arrendamientos (Efectiva a partir de enero 1 de 2019)

La NIIF 16 introduce un modelo integral para la identificación de contratos de arrendamiento y tratamiento contable para arrendador y arrendatario, la NIIF 16 reemplaza la actual guía de arrendamientos incluida en la NIC 17 e interpretaciones relacionadas.

NIIF 16 diferencia entre arrendamientos y contratos de servicio sobre la base de si un activo identificado es controlado por el cliente. La diferenciación entre arrendamiento operativo y arrendamiento financiero ha sido eliminada para la contabilidad del arrendador y es reemplazada por un modelo en el cual el derecho de uso del activo y su correspondiente pasivo tiene que ser reconocido por el arrendador para todos los arrendamientos, excepto los arrendamientos de corto plazo y aquellos con un valor bajo de activo.

El derecho de uso del activo es inicialmente medido al costo y subsecuentemente medido al costo (sujeto a ciertas excepciones) menos depreciación acumulada y pérdidas por deterioro, ajustado por cualquier remediación del pasivo del arrendatario. El pasivo del arrendatario es inicialmente medido al valor presente de los pagos del arrendamiento que no son pagados a esa fecha. Posteriormente el pasivo del arrendatario es ajustado por intereses y pagos así como el impacto de las modificaciones al arrendamiento, entre otros. En adición, la clasificación de los flujos de caja de los pagos por arrendamientos operativos que de acuerdo con NIC 17 son presentados como flujos de caja de actividades de operación también tendrá impacto. De acuerdo con el modelo de NIIF 16 los pagos por arrendamiento serán divididos en

completa

principal e interés los cuales serán presentados como flujos de caja de actividades de financiamiento y de operación, respectivamente.

En contraste a la contabilidad del arrendatario, la NIIF 16 sustancialmente mantiene los requerimientos de NIC 17 para la contabilidad del arrendador y continúa con el requerimiento de clasificar el arrendamiento como operativo o financiero. Extensas revelaciones son requeridas con NIIF 16.

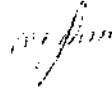
La Administración prevé que la aplicación de la NIIF 16 en el futuro no tendrá un efecto significativo sobre los importes reconocidos en los estados financieros y sus revelaciones.

NIIF 17 CONTRATOS DE SEGUROS (Efectiva a partir de enero 1 de 2021)

La NIIF 17 Contratos de Seguro establece principios para el reconocimiento, medición, presentación e información a revelar de los contratos de seguros que están dentro del alcance de la Norma. El objetivo de la NIIF 17 es asegurar que una entidad proporciona información relevante que represente fidedignamente esos contratos. Esta información proporciona una base a los usuarios de los estados financieros para evaluar el efecto que los contratos de seguros tienen sobre la situación financiera, el rendimiento financiero y los flujos de efectivo de la entidad.

El párrafo IN6 de la Introducción que acompañaba la emisión de la NIIF 17 en mayo de 2017 estableció los principios clave de la NIIF 17. Además, los objetivos de información a revelar, los principios clave son que una entidad:

- (a) Identificará sus contratos de seguro.
- (b) Separará los derivados implícitos que se especifican, los distintos componentes de inversión y las obligaciones de desempeño diferentes de los contratos de seguro.
- (c) Dividirá los contratos en grupos que reconocerá y medirá por:
 - (i) Un valor presente ajustado por el riesgo de los flujos de efectivo futuros; más (si el valor es un pasivo) o menos (si este valor es un activo).



- (ii) un importe que representa la ganancia no acumulada (devengada) en el grupo de contratos (el margen de servicio contractual).
- (d) Reconocerá la ganancia de un grupo de contratos de seguro a lo largo del periodo en que la entidad proporciona la cobertura del seguro, y a medida que se libere la entidad del riesgo. Si un grupo de contratos contiene o se convierte en productor de pérdidas, una entidad reconocerá de forma inmediata dichas pérdidas.
- (e) Presentará de forma separada los ingresos de actividades ordinarias por seguros, los gastos del servicio de seguro y los gastos o ingresos financieros por seguros.

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA – Composición de saldos

6. EFECTIVO Y SUS EQUIVALENTES (111)

6.1. Al 31 de diciembre del 2018 y 2017, se presentan como siguen, en dólares:

Código	Cuenta	Ref.	2018	2017	Variación
111	EFECTIVO Y SUS EQUIVALENTES		11 166 301,83	10 623 348,78	542 953,05
11101	CAJA GENERAL		136 572,36	86 805,22	49 767,14
11102	FONDOS PARA CAMBIOS		11 100,00	10 100,00	1 000,00
11103	FONDOS ROTATIVOS		38 000,00	38 000,00	-
11104	BANCOS	a)	10 980 629,47	10 488 443,56	492 185,91

6.2. Análisis

a) Bancos

- El movimiento anual de la cuenta bancos se resume a continuación:

Tabla No. 1.- Movimiento de bancos durante el año 2018, en dólares:

Código	Cuenta	Saldo 31/12/2017	Movimientos deudores	Movimientos acreedores	Saldo 31/12/2018
1110401010001	BANCO DEL AUSTRO	205 450,42	503 271,46	598 756,79	109 965,09
1110401010002	BANCO DEL PACÍFICO	133 177,76	165 685,72	132 125,44	166 738,04
1110401010003	BANCO DEL PICHINCHA	-	25 397,12	25 397,12	-
1110401010004	BANCO DE GUAYAQUIL	5 853,87	73 381,36	64 059,14	15 176,09
1110401010005	PRODUBANCO	9 587,68	14 074,36	12 904,84	10 767,20
1110401010008	BANECUADOR	5 349 293,58	6 825 325,15	6 378 032,75	5 796 585,98
1110401010009	BCO. CENTRAL DEL ECUADOR	4 785 070,25	80 205 853,16	80 109 838,36	4 881 085,05
1110401010010	COOPERATIVA JARDÍN AZUAYO	-	106,19	18,96	87,23
1110401010011	COOPERATIVA EL SAGRARIO	-	224,79	-	224,79
Total		10 488 443,56	87 813 319,31	87 321 133,40	10 980 629,47

*Verifica
40/10*

7. ACTIVOS FINANCIEROS (112)

7.1. Al 31 de diciembre del 2018 y 2017, se presentan como siguen, en dólares:

Código	Cuenta	Ref.	2018	2017	Variación
112	ACTIVOS FINANCIEROS		39 710 556,12	39 156 972,85	553 583,27
11201	CUENTAS POR COBRAR CONSUMIDORES	a)	8 338 540,44	8 208 508,04	130 032,40
11202	CUENTAS Y DOCUMENTOS POR COBRAR A CLIENTES NO RELACIONADOS	b)	4 536 106,48	7 194 038,69	(2 657 932,21)
11203	CUENTAS Y DOCUMENTOS POR COBRAR A CLIENTES RELACIONADOS	c)	2 305 579,44	4 426 094,39	(2 120 514,95)
11204	OTRAS CUENTAS POR COBRAR NO RELACIONADOS	d)	1 022 479,28	1 000 483,44	21 995,84
11205	OTRAS CUENTAS POR COBRAR RELACIONADOS	e)	24 550 349,28	19 205 331,51	5 345 017,77
11206	PROVISIÓN POR DETERIORO DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS	f)	(1 042 498,80)	(877 483,22)	(165 015,58)

7.2. Análisis

a) 11201 Cuenta por cobrar consumidores.- Esta cuenta registra la cartera comercial originada por la venta de energía a sus clientes clasificados dentro de las diferentes categorías del pliego tarifario; su saldo al 31 de diciembre del 2018 es 8 338 540,44 USD.

*Ver anexo
y anexos*

- El movimiento y el saldo anual de la cuenta consumidores se muestra a continuación:

Tabla No. 2.- Movimiento de la cuenta consumidores durante el año 2018, en dólares

Detalle	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
(+) Facturación energía	6 385 817,34	6 223 615,50	6 228 027,77	6 383 294,47	6 425 194,31	6 400 906,63	6 364 441,64	6 497 231,87	6 494 932,70	6 613 348,23	6 661 264,22	6 402 709,74	77 080 784,42
(+) Facturación ocasionales	7 465,36	9 915,64	7 509,81	9 638,33	7 804,32	7 578,98	10 586,48	7 368,15	7 819,12	14 328,41	9 562,03	36 462,58	136 037,22
(-) Recaudación energía	(6 412 915,25)	(6 102 335,55)	(6 319 176,72)	(6 086 689,38)	(6 468 352,47)	(6 467 114,05)	(6 437 538,38)	(6 449 104,17)	(6 285 828,63)	(6 603 633,32)	(6 561 864,64)	(6 584 313,26)	(76 778 865,82)
(-) Recaudación contratos	(7 465,36)	(10 622,50)	(7 578,22)	(9 608,04)	(7 902,14)	(7 600,79)	(10 701,78)	(7 525,06)	(7 743,95)	(14 518,61)	(9 883,76)	(36 555,40)	(137 703,81)
(+) Notas de crédito		706,86	66,41	(30,29)	87,82	21,80	115,30	158,91	210,52	190,20	321,73	92,82	1 952,08
(+/-) Rectificaciones	(13 624,18)	(14 519,43)	(21 765,80)	(9 655,19)	(11 932,13)	(9 402,14)	(24 219,00)	(11 604,02)	(10 860,48)	(12 182,26)	(14 947,43)	(17 458,82)	(172 171,89)
(=) Movimiento neto	(40 722,10)	106 760,52	(112 914,75)	286 949,80	(55 090,29)	(75 609,56)	(97 315,74)	36 523,68	198 529,28	(2 467,35)	84 452,15	(199 063,34)	136 032,40
(+)												Saldo al 2017-12-31	8 208 508,04
(=)												Saldo al 2018-12-31	8 338 540,44

- La cartera comparativa se muestra a continuación:

Tabla No. 3.- Antigüedad de la cartera por zona durante el año 2018, en dólares:

Período	2018					2017					Variación				
	Tungurahua	Pastaza	Palora	Napo	Total	Tungurahua	Pastaza	Palora	Tena	Total	Tungurahua	Pastaza	Palora	Tena	Total
30 días	680 493,09	94 383,11	17 543,89	80 133,50	872 553,59	627 591,02	106 002,51	15 856,18	78 813,15	828 262,86	52 902,07	(11 619,40)	1 687,71	1 320,35	44 290,73
60 días	84 431,18	30 744,47	5 654,09	38 858,14	159 687,88	98 646,98	21 164,93	7 336,69	32 954,52	160 103,12	(14 215,80)	9 579,54	(1 682,60)	5 903,62	(415,24)
90 días	27 695,34	11 495,61		30 654,01	69 844,96	27 808,73	8 493,06	4 956,08	23 280,28	64 538,15	(113,39)	3 002,55	(4 956,08)	7 373,73	5 306,81
180 días	37 985,54	32 679,81	13 177,02	53 397,40	137 239,77	46 773,71	29 547,71	8 574,64	50 380,16	135 276,22	(8 788,17)	3 132,10	4 602,38	3 017,24	1 963,55
360 días	24 457,55	38 635,49	19 061,01	87 394,61	169 548,66	22 533,16	39 665,60	78 054,19	77 960,34	158 213,29	1 924,39	(1 030,11)	(1 006,82)	9 434,27	11 335,37
más de 360 días	51 257,46	170 357,17	54 579,92	250 761,29	526 955,84	29 211,39	135 715,99	29 682,67	155 978,55	350 588,60	22 046,07	34 641,18	24 897,25	94 782,74	176 367,24
Total	906 320,16	378 295,66	110 015,93	541 198,95	1 935 830,70	852 564,99	340 589,80	84 460,45	419 367,00	1 696 982,24	53 755,17	37 705,86	25 555,48	121 831,95	238 848,46
Porcentaje	47%	20%	6%	28%	100%	50%	20%	5%	25%	100%	3%	2%	2%	7%	14%

Comentario 1.- El porcentaje de recaudación anual es del 99,83% conforme se demuestra a continuación:

Recaudación total = Recaudación energía + recaudación contratos + rectificaciones

Facturación total = Facturación de energía + facturación ocasionales

Recaudación total = 77 088 741,32

Facturación total = 77 216 821,64

% Recaudación anual = 99,83%

- El saldo de la cuenta consumidores (8 338 540,44 USD) está integrado por la facturación del mes de diciembre que asciende a 6 402 709,74 USD (76,78%) y la cartera de 1 935 830,70 USD (23,22%).

Comentario 2.- Se observa una variación general de la cartera entre el 2018 y 2017 de 238 848,46 USD, representando un incremento del 14%.

El saldo de la cuenta consumidores (8 338 540,44 USD) incluye 1 935 830,70 USD de valores de terceros, comprendiéndose como tales tasa de basura y contribución bomberos.

b) 11202 Cuentas y documentos por cobrar a clientes no relacionados

- Esta cuenta está conformada por cargos fijos, cheques devueltos y protestados de clientes, facturación clientes especiales, facturación por generación a no relacionados y créditos otorgados en la ventanilla de contratos. El saldo al 31 de diciembre del 2018 es 4 536 106,48 USD e incluye principalmente los siguientes rubros: cargos fijos 4 469 619,61 USD y facturación por generación 66 233,97 USD un detalle de los movimientos de la facturación por generación es como sigue:

Tabla No. 4.- Facturación por generación a no relacionados durante el año 2018, en dólares:

*firmado
y sellado*

Descripción	Saldo al 31/12/2017	Ventas	Cobros	Compens.	Reclasif. Ajustes	Saldo al 31/12/2018
CENACE	87 674,07	55 892,47	(299 925,28)	-	163 894,45	7 535,71
CORPORACION AZUCARERA DEL ECUADOR S.A.	208,30	14 521,50	(11 203,88)	(995,59)	-	2 530,33
ECOELECTRC	2 014,56	5 295,38	-	-	-	7 309,94
ECOLUZ	1 612,93	14 525,37	(14 559,88)	(907,65)	-	670,77
ECUAGESA	0,83	0,18	(1,01)	-	-	-
ELITENERGY GENERACIÓN ELÉCTRICA S.A.	-	1,30	-	-	-	1,30
EMAP-Q	182,62	41 242,56	(28 271,89)	(1 239,04)	-	11 914,25
ENERMAX	2 556,80	46 798,82	(33 163,45)	(1 181,97)	-	15 010,00
GENERADORA ROCAFUERTE GENEROCA	-	35,62	-	(35,62)	-	-
HIDROABANICO	4 917,65	38 460,48	(38 392,16)	-	-	4 985,97
HIDROALTO GENERACION DE ENERGÍA	9 064,92	73 874,97	(75 793,74)	-	-	7 146,15
HIDRONORMANDIA S.A.	-	4 519,32	-	(2 411,04)	-	2 108,28
HIDROSANBARTOLO	10 972,71	43 379,09	(39 177,49)	(9 058,36)	-	6 115,95
NOVOPAN DEL ECUADOR S.A.	-	12 288,95	(11 536,54)	-	-	752,41
SAN CARLOS	882,26	571,63	(1 297,80)	(3,18)	-	152,91
TERMOGUAYAS GENERATION S.A.	20,13	-	-	(20,13)	-	-
TOTAL	120 107,58	351 407,64	(553 323,12)	(15 852,58)	163 894,45	66 233,97

c) 11203 Cuentas y documentos por cobrar a clientes relacionados

- Esta cuenta registra principalmente los derechos de cobro a CNEL Bolívar producto del Convenio de Administración. El saldo de la cuenta por cobrar se sustenta en las Actas de conciliación de cuentas por cobrar y pagar administración de CNEL EP Unidad de Negocios Bolívar por EEASA con corte al 31 de marzo del 2016 de Plan 10 Millones; y, en la liquidación que consta en la cláusula cuarta del Acta de Terminación por mutuo acuerdo del Contrato de Asociación para la Administración de CNEL EP - Unidad de Negocio Bolívar, suscrita entre el Gerente General de CNEL EP y el Presidente Ejecutivo de la EEASA el 10 de agosto del 2016. Un detalle es el siguiente:

Tabla No. 5.- Resumen económico de las cuentas por cobrar a CNEL Bolívar durante el año 2018, en dólares:

Detalle	Plan 10 Millones	Proyectos Complementarios	Gastos de administración	Total
Saldo al 31 de diciembre de 2017	4 177 194,70	332 192,59	750 037,23	5 259 424,52
(-) Transferencias	-	(77 342,18)	-	(77 342,18)
(-) Regulación RSND BID I	-	(211 847,57)	-	(211 847,57)
(-) Pagos recibidos	-	-	(749 044,02)	(749 044,02)
Saldo al 31 de diciembre de 2018	4 177 194,70	43 002,84	993,21	4 221 190,75

El saldo de 4 221 190,75 USD adeudado por CNEL EP Unidad de Negocio Bolívar, constituye un compromiso exigible en 4 años a partir del 2018, a razón de 1 108 011,28 USD anuales. El financiamiento de estos recursos se especifica en el

PREP
y el

oficio ARCONEL-ARCONEL-2018-0579-OF de fecha 26 de abril de 2018. Actualmente está encaminada la gestión de cobro conjuntamente con funcionarios del MERNNR. Con el propósito de reflejar de manera más precisa en cuanto a la exigibilidad de estos activos financieros, se efectuó la siguiente clasificación:

Detalle	Plan 10 Millones	Proyectos Complementarios	Gastos de administración	Total
Corriente	2 172 026,51	43 002,84	993,21	2 216 022,56
No corriente	2 005 168,19			2 005 168,19
Saldo al 31 de diciembre de 2018	4 177 194,70	43 002,84	993,21	4 221 190,75

- En el grupo 11203 también se controla la facturación por generación a relacionados, cuyo saldo es 50 091,10 USD. Un detalle de los saldos y movimientos principales de las cuentas por cobrar a empresas e instituciones del Estado se presentan a continuación:

Tabla No. 6.- Movimiento de facturación por generación a relacionados durante el año 2018, en dólares:

Descripción	Saldo al 31/12/2017	Ventas	Cobros	Compensac.	Reclasif. Ajustes	Saldo al 31/12/2018
CELEC EP	481,12	8 678,74	-	(9 119,64)	-	40,22
EMELNORTE	7 573,79	10 541,34	(10 390,45)	(6 484,72)	-	1 239,96
EMPRESA ELÉCTRICA AZOGUES	1 770,58	591,01	(616,07)	-	-	1 745,52
EMPRESA ELÉCTRICA CENTRO SUR	9 118,14	17 803,38	(18 700,55)	-	-	8 220,97
EMPRESA ELÉCTRICA COTOPAXI	14 173,46	7 884,92	(7 741,97)	(12 701,81)	-	1 614,60
EMPRESA ELÉCTRICA QUITO	10 467,01	108 335,94	-	(110 049,86)	(36,86)	8 716,23
EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL SUR	4 782,17	2 025,03	-	(1 798,76)	(4 782,17)	226,27
EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA	6 512,35	3 116,43	(4 113,34)	(5 266,39)	-	249,05
GERENC. REGIONAL CNEL-GUAYAQUIL	2 523,41	116 431,92	(81 691,67)	(27 956,18)	718,73	10 026,21
GERENC. REGIONAL CNEL-BOLÍVAR	5 954,67	2 147,64	(1 665,44)	(6 250,83)	-	186,04
GERENC. REGIONAL CNEL-EL ORO	1 081,33	27 256,11	(21 021,32)	(4 899,26)	-	2 416,86
GERENC. REGIONAL CNEL-ESMERALDAS	21 407,79	13 238,51	(10 372,72)	(23 118,59)	-	1 154,99
GERENC. REGIONAL CNEL-GUAYAS-LOS RÍO	21 746,89	48 485,97	(47 374,70)	(17 993,49)	(718,73)	4 145,94
GERENC. REGIONAL CNEL-LOS RÍOS	6 575,00	10 297,91	(8 053,15)	(7 909,76)	-	910,00
GERENC. REGIONAL CNEL-MANABÍ	54 217,79	41 274,28	(31 694,66)	(60 149,78)	-	3 647,63
GERENC. REGIONAL CNEL-MILAGRO	18 071,87	17 471,40	(12 906,57)	(21 122,91)	-	1 513,79
GERENC. REGIONAL CNEL-SANTA ELENA	3 285,13	15 161,78	(11 872,32)	(5 201,12)	-	1 373,47
GERENC. REGIONAL CNEL-SANTO DOMINGO	750,63	14 480,93	(11 160,77)	(2 834,87)	-	1 235,92
GERENC. REGIONAL CNEL-SUCUMBIOS	14 410,51	15 237,96	(11 049,04)	(17 172,00)	-	1 427,43
Total	204 903,64	480 461,20	(290 424,74)	(340 029,97)	(4 819,03)	50 091,10

2018-0579-OF

d) 11204 Otras cuentas por cobrar no relacionados

- Está compuesta principalmente por anticipos remuneraciones, faltantes de inventario, cuentas por cobrar a proveedores de bienes y servicios y clientes incobrables del período 2013 – 2018. Su saldo al 31 de diciembre del 2018 es 1 022 479,28 USD.
- El movimiento anual de otras cuentas por cobrar no relacionadas se muestra a continuación:

Tabla No. 7.- Movimiento de otras cuentas por cobrar no relacionadas durante el año 2018, en dólares:

Código	Cuenta	Saldo 31/12/2017	Movimientos deudores	Movimientos acreedores	Saldo 31/12/2018
1120401	ANTICIPO REMUNERACIONES	477 138,53	1 058 387,95	1 094 616,79	440 909,69
1120402	FALTANTES DE INVENTARIOS	112 575,06	2 321,20	898,53	113 997,73
1120403	FUNCIONARIOS EMPLEADOS Y EX EMPLEADOS	1 557,37	77 347,41	76 817,56	2 087,22
1120404	A PROVEEDORES DE BIENES Y SERVICIOS	32 866,99	133 611,26	56 325,59	110 152,66
1120405	POR INSTALACIONES EVENTUALES	286 158,58	499 745,82	477 276,03	308 628,37
1120406	CLIENTES INCOBRABLES	48 787,92	0,00	2 084,31	46 703,61
1120407	ENTIDADES PÚBLICAS	41 398,99	305 778,70	347 177,69	0,00
Total		1 000 483,44	2 077 192,34	2 055 196,50	1 022 479,28

Comentario 1.- Los faltantes de inventarios (1120402) corresponden al ex colaborador Juan Naranjo por 111 676,53 USD y la diferencia de 2 321,20 USD se produjo por faltantes del inventario 2018 que serán justificados en el primer bimestre del 2018.

Sobre el caso del señor Naranjo existe un informe del examen especial efectuado por la Contraloría General del Estado.

e) 11205 Otras cuentas por cobrar relacionados

- Corresponde a las cuentas por cobrar al Ministerio de Electricidad y Recursos Naturales no Renovables (MERNNR), antes Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) por subsidios por tarifa de la dignidad, tercera edad, compensación crisis energética, capacidades especiales, volcán Tungurahua, déficit tarifario y programa PEC. Su saldo al 31 de diciembre del 2018 es 24 550 349,28 USD, presentando el siguiente movimiento:

TEJEDA
Y SGA

Tabla No. 8.- Movimiento de cuentas al MEER durante el año 2018, en dólares

Código	Cuenta	Saldo 31/12/2017	Movimientos deudores	Movimientos acreedores	Saldo 31/12/2018
1120502010001	DECRETO 451-A TARIFA DIGNIDAD	10 503 276,62	3 255 421,46	5 316,73	13 753 381,35
1120502010002	SUBSIDIO TERCERA EDAD	2 087 489,82	693 751,80	7 755,29	2 773 486,33
1120502010004	DECRETO 242 COMPENSACIÓN CRISIS ENERGÉTICA	546 802,97	-	-	546 802,97
1120502010006	SUBSIDIO CAPACIDADES ESPECIALES	208 741,72	175 709,13	701,63	383 749,22
1120502010007	SUBSIDIO VOLCÁN TUNGURAHUA	114 842,31	3 798,20	6 567,26	112 073,25
1120502010009	DÉFICIT TARIFARIO 2013	1 754 577,79	-	-	1 754 577,79
1120502010012	DÉFICIT TARIFARIO 2014	1 286 992,69	-	-	1 286 992,69
1120502010013	DÉFICIT TARIFARIO 2015	742 575,98	-	-	742 575,98
1120502010014	DÉFICIT TARIFARIO 2016	109 830,40	-	-	109 830,40
1120502010015	DÉFICIT TARIFARIO 2017	341 367,32	-	-	341 367,32
1120502010016	DÉFICIT TARIFARIO 2018	-	693 465,33	-	693 465,33
1120502010050	COMPRA DE ACCIONES A ACCIONISTAS PRIVADOS	9 884,86	-	-	9 884,86
1120502010051	SUBSIDIO PROGRAMA PEC	1 498 949,03	543 212,76	-	2 042 161,79
Total		19 205 331,51	5 365 358,68	20 340,91	24 550 349,28

Comentario.- En el presente ejercicio se reconoció el Déficit Tarifario (cuenta 1120502010016) en base a la información proporcionada por el MERNNR.

f) 11206 Provisión por deterioro de activos financieros

- Registra la provisión por clientes incobrables del periodo 2013-2018 la provisión de la cartera, con antigüedad mayor a 61 días y otros rubros que a criterio de la Comisión para la calificación de activos financieros presentan riesgo de incobrabilidad. Su saldo al 31 de diciembre del 2018 es menos 1 042 498,80 USD.
- El movimiento anual de la provisión por deterioro de activos financieros se muestra a continuación:

Tabla No. 9.- Movimiento provisión de cuentas incobrables durante el año 2018, en dólares:

(-) Provisión por deterioro de consumidores	(194 972,97)
(+) Ajuste de provisión por cobros registrados en el año 2018	1 260,20
(+) Movimiento neto 2018	168,00
(-) Ajuste de las provisiones año 2013	28 529,19
(=) Movimiento Acumulado	(165 015,58)
(+) Saldo al 31/12/2017	(877 483,22)
(=) Saldo al 31/12/2018	(1 042 498,80)

[Firma manuscrita]

Comentario.- Con el propósito de analizar los activos financieros al 31 de diciembre del 2018, Presidencia Ejecutiva conformó una Comisión integrada por la Directora Financiera (E), Auditora Interna (E) y Asesor Jurídico. Mediante memorando DF-DIR-0663-2019 de 11 de febrero de 2019, esta Comisión informó los resultados de su análisis. Según el informe presentado, el monto necesario de la provisión se registró un incremento neto de 165 015,58 USD

La concentración del riesgo de crédito es limitada debido a que la base de clientes es grande y dispersa. La estimación para cuentas de cobro dudoso incluye cuentas por cobrar a clientes que se encuentran deterioradas, las cuales ascienden a 18 998,53 USD (Al 31 de diciembre de 2017, 48 787,92 USD). El deterioro reconocido representa la diferencia entre el valor en libros de esas cuentas por cobrar a clientes y el valor presente de los recursos que se espera recibir de su liquidación. La Entidad no mantiene colateral sobre estos saldos.

8. INVENTARIOS (113)

8.1. Al 31 de diciembre del 2018 y 2017 se presentan como sigue en dólares:

Código	Cuenta	Ref.	2018	2017	Variación
113	INVENTARIOS		12 323 898,26	12 279 743,15	44 155,11
11301	INVENTARIO DE MATERIALES Y SUMINISTROS	a)	12 333 514,62	12 356 439,99	(22 925,37)
11302	INVENTARIO DE MATERIALES EN TRANSFORMACIÓN			45 274,71	(45 274,71)
11304	ESTIMACIÓN POR DETERIORO DE INVENTARIOS	b)	(9 616,36)	(121 971,55)	112 355,19

8.2. Análisis

a) 11301 Inventario de materiales y suministros

- La empresa cuenta con 9 bodegas ubicadas en Tungurahua (No. 1 a la 6) Pastaza (No. 7), Palora (No. 8) y Tena (No. 9). En el siguiente cuadro se muestran los movimientos de cada una:

*TRUJILLO
Y ASOCIADOS*

Tabla No. 10.- Bodegas en funcionamiento durante el año 2018, en dólares:

Código	Cuenta	Saldo 31/12/2017	Movimientos deudores	Movimientos acreedores	Saldo 31/12/2018
1130101010001	BODEGA 1 - CASTRO ORTIZ BYRON	2 175 209,67	4 132 545,96	4 344 372,64	1 963 382,99
1130101010002	BODEGA 2 - PAZ ROVALINO JESSICA	1 454 602,04	4 291 148,99	4 385 925,65	1 359 825,38
1130101010003	BODEGA 3 - CASTRO ORTIZ BYRON	885 205,88	1 151 103,35	955 430,49	1 080 878,74
1130101010004	BODEGA 4 - CASTRO ORTIZ BYRON	513 760,58	1 769 814,30	1 712 881,50	570 693,38
1130101010005	BODEGA 5 - PROAÑO SANTIAGO	4 159 329,29	2 383 729,66	2 493 208,86	4 049 850,09
1130101010006	BODEGA 6 - PAZ ROVALINO JESSICA	57 902,49	170 199,48	146 706,17	81 395,80
1130101020001	BODEGA 2 - PAZ ROVALINO JESSICA	16 223,89	-	-	16 223,89
1130102010001	BODEGA 7 - CONDE ESTEBAN	1 471 021,49	2 006 205,94	1 627 515,66	1 849 711,77
1130103010001	BODEGA 8 - WALTER TRAVEZ GARCÍA	92 718,74	92 911,35	98 661,19	86 968,90
1130104010001	BODEGA 9 - MÁRQUEZ T EDISON A,	1 506 422,87	2 227 800,33	2 487 981,95	1 246 261,25
1130105010002	BODEGA 2 - PAZ ROBALINO JESSICA	949,76	115 778,30	116 728,06	-
1130105010007	BODEGA 7 - CONDE ESTEBAN	-	110 093,31	110 093,31	-
1130105010009	BODEGA 9 - MÁRQUEZ T EDISON A,	-	43 703,07	43 703,07	-
1130105010010	CONTRASTACIÓN DE MEDIDORES -	23 093,29	438 487,56	433 258,42	28 322,43
Total		12 356 439,99	18 933 521,60	18 956 446,97	12 333 514,62

- En el año 2018 se efectuó el inventario físico por medio de la firma Estrategias Integrales Servicios y Comercio.
- El deterioro de los inventarios se cuantifica mediante el procedimiento establecido en el Instructivo reformado para la calificación y valoración de materiales de bodegas de la EEASA.

b) 11304 Estimación por deterioro de inventarios

La estimación por deterioro de inventarios en el año 2018 fue de 9 616,36 USD. Se sustenta en el informe presentado por la firma externa que realizó la constatación física.

9. ANTICIPOS A PROVEEDORES Y GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO (114)

9.1. Al 31 de diciembre del 2018 y 2017, se presentan como siguen, en dólares:

Código	Cuenta	Ref.	2018	2017	Variación
114	ANTICIPOS A PROVEEDORES Y GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO		1 456 227,21	4 440 203,93	(2 983 976,72)
11401	ANTICIPOS A PROVEEDORES	a)	1 202 214,41	3 805 706,56	(2 603 492,15)
11402	SEGUROS PAGADOS POR ANTICIPADO		44 844,00	354 457,54	(309 613,54)
11403	LICENCIAS Y SOFTWARE PAGADOS POR ANTICIPADO		33 517,30	61 418,44	(27 901,14)
11406	OTROS GASTOS PAGADOS POR ANTICIPADO		175 651,50	218 621,39	(42 969,89)

9.2. Análisis

a) 11401 Anticipos a proveedores

- El movimiento anual de anticipos a proveedores se muestra a continuación:

Tabla No. 11.- Movimiento anual de anticipos a proveedores durante el año 2018, en dólares:

Código	Cuenta	Saldo 31/12/2017	Movimientos deudores	Movimientos acreedores	Saldo 31/12/2018
1140101	CONTRATOS DE ESTUDIOS Y CONSULTORIA	5 915,00	-	5 915,00	-
1140103	CONTRATOS SERVICIOS PROFESIONALES	66 008,29	51 986,57	92 177,76	25 817,10
1140104	CONTRATOS CONSTRUCCIÓN DE OBRAS	1 364 809,74	11 709 643,23	12 982 349,97	92 103,00
1140105	CONTRATOS COMPRA DE EQUIPOS Y MATERIALES	1 354 828,43	3 074 945,91	3 394 422,28	1 035 352,06
1140106	CONTRATOS DE OTROS SERVICIOS	108 325,19	159 020,79	218 403,73	48 942,25
1140107	COMPRA DE BIENES	4 499,00	34 501,82	39 000,82	-
1140112	AGENCIA FRANCESA DE DESARROLLO	40 984,19	-	40 984,19	-
1140113	BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO FERUM BID II	767 965,49	-	767 965,49	-
1140114	BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO FERUM BID III	16 617,68	-	16 617,68	-
1140116	PRESUPUESTO DEL ESTADO	75 753,55	-	75 753,55	-
Total		3 805 706,56	15 030 098,32	17 633 590,47	1 202 214,41

- Una clasificación más detallada de estos contratos es la siguiente:

Tabla No. 11.1- Composición compra de equipos y materiales durante el año 2018, en dólares:

Código	Detalle	Saldo 31/12/2018
11401	ANTICIPOS A PROVEEDORES	1 202 214,41
1140103	CONTRATOS SERVICIOS PROFESIONALES	25 817,10
114010301	TUNGURAHUA	25 817,10
1140104	CONTRATOS CONSTRUCCIÓN DE OBRAS	92 103,00
114010401	RECURSOS PROPIOS	92 103,00
1140105	CONTRATOS COMPRA DE EQUIPOS Y MATERIALES	1 035 352,06
114010501	RECURSOS PROPIOS	1 035 352,06
1140106	CONTRATOS DE OTROS SERVICIOS	48 942,25
114010601	TUNGURAHUA	48 942,25

*RECIBIDO
y
c/c*

10. PROPIEDAD, PLANTA Y EQUIPO (121)

10.1. Al 31 de diciembre del 2018 y 2017, se presentan como sigue, en dólares:

Código	Cuenta	Ref.	2018	2017	Variación
121	PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO		228 123 976,10	209 615 347,88	18 508 628,22
12141	BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO	a)	308 790 686,83	285 254 637,32	23 536 049,51
12151	DEPRECIACIÓN ACUMULADA DE BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		(137 326 517,52)	(127 920 238,59)	(9 406 278,93)
12142	PROYECTOS FERUM BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO	b)	17 393 468,85	13 507 700,47	3 885 768,38
12152	DEPRECIACIÓN ACUMULADA PROYECTOS FERUM BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		(6 430 690,54)	(6 062 473,04)	(368 217,50)
12143	PROYECTO PLANREP BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO	c)	802 870,58	812 570,76	(9 700,18)
12153	DEPRECIACIÓN ACUMULADA PROYECTO PLANREP BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		(217 110,22)	(186 419,05)	(30 691,17)
12144	PROYECTOS EEPP 2012 BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO	d)	753 569,12	772 597,54	(19 028,42)
12154	DEPRECIACIÓN ACUM. PROYECTOS EEPP 2012 BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		(193 832,71)	(151 776,15)	(42 056,56)
12145	BIENES E INSTALACIONES NO DESTINADAS AL SERVICIO ELÉCTRICO	e)	1 824 065,54	1 824 065,54	-
12155	DEPRECIACIÓN ACUM. BIENES E INSTALACIONES NO DESTINADAS AL SERVICIO ELÉCTRICO		(950 755,21)	(923 917,81)	(26 837,40)
12147	OBRAS EN CONSTRUCCIÓN DE BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO	f)	24 805 436,44	22 240 840,66	2 364 595,78
12148	PROYECTOS PLAN PMD BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO	g)	22 578 287,71	22 582 545,15	(4 257,44)
12158	DEPRECIACIÓN ACUM. PROYECTOS PLAN PMD BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		(3 728 067,49)	(2 323 844,23)	(1 404 223,26)
12149	URBANIZACIONES LOTIZACIONES Y CONJUNTOS HABITACIONALES	h)	254 575,86	207 604,71	46 971,15
12159	DEPRECIACIÓN ACUM. URBANIZACIONES LOTIZACIONES Y CONJUNTOS HABITACIONALES		(32 011,14)	(18 545,40)	(13 465,74)

10.2. Análisis

- Controla el inmovilizado material financiado con recursos propios así como los activos eléctricos contruidos con aportes de los accionistas para electrificación rural, urbano marginal, programa de reducción de pérdidas y proyectos financiados por Ecuador Estratégico EP.

[Firma manuscrita]

- No existen gravámenes sobre la propiedad, planta y equipo de la empresa.
- Durante el ejercicio económico se ha generado un gasto de depreciación de 13 953 972,31 USD.
- Valor razonable.- El valor razonable de la propiedad, planta y equipo se determinó según el re-avaluo llevado a cabo en el año 2015 por parte de peritos independientes como parte de la política contable que indica: Después del reconocimiento como activo, un elemento de propiedad, planta y equipo cuyo valor razonable pueda medirse con fiabilidad, se contabiliza por su importe revaluado, siendo este su valor razonable en la fecha de la revaluación menos cualquier depreciación acumulada y pérdida por deterioro acumulado subsiguiente.

La revaluación se realizará por lo menos cada 5 años. Adicionalmente, el mantenimiento preventivo sobre activos eléctricos para su normal funcionamiento disminuye la incidencia del deterioro.

- Solamente en casos esporádicos la empresa debe incurrir en costos de remediación ambiental; específicamente en centrales y subestaciones. Se ha determinado que en el evento de cierre y abandono de aquellas instalaciones las áreas comprometidas con efectos al ambiente son la casa de máquinas ductos, tanques de combustibles y tuberías de desembarco.

El mantenimiento constante de la infraestructura sumado a las medidas preventivas para el tratamiento de contaminantes, mitigan el impacto ambiental cuya remediación en todo caso sería mínima; por lo tanto, la Administración considera que no se debe realizar una provisión por rehabilitación ya que no se cumplen todas las condiciones técnicas para reconocerla.

- Una desagregación detallada de la composición de la propiedad, planta y equipo es como sigue:

a) 12141.- Bienes e instalaciones en servicio

- Su clasificación es la siguiente:

CC. PATRIMONIO
Y TÍTULOS
1.1

Tabla No. 12.- Clasificación de los bienes e instalaciones en servicio durante el año 2018:

	CLASIFICACIÓN DE LOS ACTIVOS	COMPOSICIÓN		
A	Centrales hidroeléctricas:	Península		
B	Centrales de combustión interna:	Lligua		
C	Líneas de Subtransmisión:	Huachi - Montalvo	Totoras - Montalvo	Samanga - Atocha
		Samanga - Ambato	Ambato - Oriente	Atocha - Huachi
		Península - Loreto	Samanga - Pillaro	Oriente - Totoras
		Totoras - Pelileo	Pelileo - Baños	Baños - San Francisco
		Montalvo - Quero	Transelectric - Puyo	Puyo - Mushullacta
		Tena - Tena Norte	Subestación Nueva Batán	
D	Subestaciones de Subtransmisión:	S/E Huachi	S/E Baños	S/E Atocha
		S/E Pelileo	S/E Oriente	S/E Montalvo
		S/E Samanga	S/E Nueva Loreto	S/E Pillaro
		S/E Quero	S/E Totoras	S/E Loreto 2
		S/E Agoyán	S/E Nueva Batán	S/E Puyo
		S/E Mushullacta	S/E Puyo 2	S/E Tena
		S/E Tena Norte		
E	Líneas de distribución:	Redes aéreas	Red subterránea	
F	Subestaciones de distribución:	S/E Batán	S/E Lligua - Península	S/E Loreto
		S/E Palora		
G	Instalaciones de servicio a consumidor:	Acometidas	Medidores	
H	Instalaciones generales:	Terrenos y Servidumbres	Edificios y Estructuras	Mobiliario y Equipo de oficina
		Equipos de Transporte	Herramientas Equipos de taller y garaje	Equipo de laboratorio e ingeniería
		Equipos de comunicación	Proyecto SIGDE	Equipos de computación
		Equipos de bodega y diversos		

b) 12142.- Proyectos FERUM

- Están clasificados por año de ejecución:

Tabla No. 13.- Clasificación de los proyectos FERUM durante el año 2018

CLASIFICACIÓN		COMPOSICIÓN		
A	Año 2000			Sistemas de distribución
B	Año 2001			Sistemas de distribución
C	Año 2002			Sistemas de distribución
D	Año 2003			Sistemas de distribución
E	Año 2004		Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
F	Año 2005		Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
G	Año 2006	Generación Fotovoltaica	Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
H	Año 2007		Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
I	Año 2008		Acometidas y medidores	Sistemas de distribución

CLASIFICACIÓN			COMPOSICIÓN	
J	Año 2010		Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
K	Año 2011		Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
L	Año 2012		Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
M	Año 2013		Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
N	Año 2014		Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
O	Año 2017	Generación Fotovoltaica	Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
P	Año 1998			Sistemas de distribución
Q	Año 1999			Sistemas de distribución

c) 12143.- Proyectos PLAN REP

Tabla No. 14.- Clasificación de los proyectos PLANREP durante el año 2018

CLASIFICACIÓN			COMPOSICIÓN	
A	Año 2010	Acometidas y medidores		Sistemas de distribución
B	Año 2011	Acometidas y medidores		Sistemas de distribución
C	Año 2012	Acometidas y medidores		Sistemas de distribución
D	Año 2013	Acometidas y medidores		Sistemas de distribución

d) 12144.- Proyectos EEEP

Tabla No. 15.- Clasificación de los proyectos EEEP durante el año 2018

CLASIFICACIÓN			COMPOSICIÓN	
A	Año 2012	Acometidas y medidores		Sistemas de distribución
B	Año 2013	Acometidas y medidores		Sistemas de distribución
C	Año 2014	Acometidas y medidores		Sistemas de distribución

e) 12145.- Bienes e instalaciones que no son de servicio eléctrico

Tabla No. 16.- Clasificación de los bienes e instalaciones que no son de servicio eléctrico durante el año 2018, en dólares.

*PLAN REP
y EEEP*

CLASIFICACIÓN	COMPOSICIÓN			
A	Centrales Hidroeléctricas			
		Central Mirallores	Edificios y Estructuras	
B	Centrales de Combustión Interna			
		Central Batán	Edificios y Estructuras	
C	Líneas y Subestaciones de Distribución			
		Subestación Loreto	Equipos de Subestaciones	
D	Instalaciones Generales			
	Paseo Socavón C/Península	Auditorio/Sede Social/Canchas	Edificios y Estructuras	Terrenos y Servidumbres

f) 12147.- Obras en construcción.- Su composición es la siguiente:

Tabla No. 16.1- Clasificación de obras en construcción durante el año 2018, en dólares.

Código	Detalle	Saldo al 31/12/2017	Movimientos deudores	Movimientos acreedores	Saldo al 31/12/2018
1214700	REINGRESOS MATERIALES OBRAS	0,00	1 082 188,87	1 082 188,87	-
1214701	PROGRAMA GENERACIÓN	340 412,74	62 195,64	402 608,38	-
1214702	COSTOS INDIRECTOS POR DISTRIBUIR	0,00	17 181 657,35	17 181 657,35	-
1214704	ACOMETIDAS	7 638 930,78	4 314 639,90	11 953 570,68	-
1214706	LÍNEAS Y SUBESTAC. DE SUBTRANSMISIÓN	844 289,91	1 399 158,42	2 243 448,33	-
1214707	SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN	9 668 496,43	16 222 829,42	25 891 325,85	-
1214708	ALUMBRADO PÚBLICO Y SEÑALES LUMINOSOS	2 507 902,17	5 076 978,83	7 584 881,00	-
1214709	INSTALACIONES GENERALES	1 240 808,63	2 262 350,40	3 503 159,03	-
1214711	RECURSOS DEL ESTADO	-	162 701,86	-	162 701,86
1214712	RECURSOS PROPIOS	-	23 869 336,48	-	23 869 336,48
1214719	RECURSOS DE TERCEROS	-	573 398,10	-	573 398,10
Total		22 240 840,66	72 207 435,27	69 842 839,49	24 605 436,44

g) 12148.- Proyectos Plan PMD bienes e instalaciones en servicio:

Tabla No. 16.2- Clasificación de los Proyectos Plan PMD bienes e instalaciones en servicio hasta el año 2018.

CLASIFICACIÓN	COMPOSICIÓN		
A	Año 2013	Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
B	Año 2014	Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
C	Año 2015	Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
D	Año 2016	Acometidas y medidores	Sistemas de distribución
E	Año 2017		Sistemas de distribución

Contador
y
C.F.

h) 12149.- Urbanizaciones lotizaciones y conjuntos habitacionales:

Tabla No. 16.3- Clasificación de los Proyectos Urbanizaciones, lotizaciones y conjuntos habitacionales hasta el año 2018

CLASIFICACIÓN	COMPOSICIÓN		
A	Año 2015		Sistemas de distribución
B	Año 2016		Sistemas de distribución
C	Año 2017		Sistemas de distribución
D	Año 2018		Sistemas de distribución

- El movimiento integral de la propiedad, planta y equipo se resume en el siguiente cuadro:

CUADRO
Y SIGUE

Tabla No. 17.1.- Movimiento integral de la propiedad, planta y equipo durante el año 2017, en dólares.

[illegible]

[Handwritten signature]

Tabla No. 17.2.- Movimiento integral de la propiedad, planta y equipo durante el año 2018, en dólares

Descripción	PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO										DEPRECIACION ACUMULADA											
	Saldo al 31/12/17	Adiciones			Transf. De obras en construcc.	Transf. De inventario		Bajas y reintegración netos	Ajustes netos		Saldo al 31/12/18	Saldo al 31/12/2017	Gasto depreciación				Inv. Centro costos	Bajas	Ajustes netos	Saldo al 31/12/2018	Saldo al 31/12/2019	
		Compras	Costos	Eventos Lqta.		Debe	Haber		Debe	Haber			Adiciones	Deprec. Obras en constr.	Depreciac. Obras existentes	Ajuste						
Bienes e instalaciones:																						
-Centrales hidroeléctricas	8 505 892.02	-	-	-	57 852.48	-	-	(25 200.00)	-	-	8 538 544.50	(7 664 609.89)	(527.10)	(58 350.35)	-	-	21 773.14	-	(7 738 914.20)	778 630.30		
-Centrales de combustión interna	2 241 489.66	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2 241 489.66	(2 083 239.26)	-	(20 227.71)	-	-	-	-	(2 103 466.97)	138 021.69		
-Líneas y subestaciones de subtransmisión	43 650 378.34	-	-	-	1 892 131.36	7 801.36	-	(612 279.49)	245 496.58	-	45 184 920.25	(10 346 784.72)	(15 050.04)	(1 107 458.01)	-	-	276 166.11	(818.60)	(11 194 612.77)	33 990 315.48		
-Líneas y subestaciones de distribución	142 523 656.63	-	-	-	15 894 334.45	-	-	(3 654 646.64)	586 479.52	-	156 349 624.26	(69 399 616.14)	(75 667.14)	(3 177 010.16)	(3 899 024.27)	(4 827.87)	-	2 842 892.12	(204 248.88)	(72 296 321.28)	83 053 502.98	
-Instalaciones de servicios a consumidor	51 497 844.85	-	-	-	7 305 085.91	256.69	-	(1 007 704.23)	75 486.53	-	57 870 971.75	(22 146 792.47)	(18 346.83)	(211 198.43)	(3 168 806.79)	(1 399.68)	-	692 473.94	(250 290.14)	(25 703 378.20)	32 167 565.55	
-Instalaciones Generales	36 635 376.82	5 061.53	-	-	751 522.89	1 438 357.10	(15 100.45)	(545 611.70)	135 323.42	-	38 604 929.41	(15 646 214.60)	(341.75)	(3 709.33)	(1 050 870.64)	(3 304.40)	(982 509.29)	419 575.95	1 458.08	(17 268 826.10)	21 336 103.31	
Subtotal	285 254 637.32	5 061.53	-	-	26 900 931.09	1 448 415.15	(15 100.45)	(5 445 446.06)	1 044 168.25	-	306 790 588.85	(127 920 238.59)	(94 378.52)	(546 183.11)	(11 272 840.77)	(9 261.97)	-	3 954 904.27	(454 009.54)	(137 326 517.52)	171 464 189.31	
Proyectos PERUM	13 567 700.47	-	-	-	4 196 868.87	-	-	(309 316.77)	-	(1 781.52)	17 593 466.85	(6 062 473.04)	(26 862.31)	(563 721.80)	(175.56)	-	-	247 387.04	(18 045.99)	(6 430 890.54)	10 962 778.31	
Subtotal	13 567 700.47	-	-	-	4 196 868.87	-	-	(309 316.77)	-	(1 781.52)	17 593 466.85	(6 062 473.04)	(26 862.31)	(563 721.80)	(175.56)	-	-	247 387.04	(18 045.99)	(6 430 890.54)	10 962 778.31	
Proyectos PLANREP	812 570.78	-	-	-	-	-	-	(8 700.18)	-	-	802 870.56	(186 419.05)	-	(37 032.25)	-	-	-	6 341.08	-	(217 110.22)	585 760.36	
Subtotal	812 570.78	-	-	-	-	-	-	(8 700.18)	-	-	802 870.56	(186 419.05)	-	(37 032.25)	-	-	-	6 341.08	-	(217 110.22)	585 760.36	
Proyectos EESP	772 567.54	-	-	-	-	-	-	(18 028.42)	-	-	753 589.12	(151 776.15)	-	(48 289.01)	-	-	-	6 733.45	-	(182 832.71)	569 756.41	
Subtotal	772 567.54	-	-	-	-	-	-	(18 028.42)	-	-	753 589.12	(151 776.15)	-	(48 289.01)	-	-	-	6 733.45	-	(182 832.71)	569 756.41	
Proyectos PMD	22 582 545.15	-	-	-	-	148.74	-	(4 257.44)	-	(148.74)	22 578 267.71	(2 323 844.23)	-	(1 405 502.59)	-	-	-	1 276.33	-	(3 728 067.49)	18 850 220.22	
Subtotal	22 582 545.15	-	-	-	-	148.74	-	(4 257.44)	-	(148.74)	22 578 267.71	(2 323 844.23)	-	(1 405 502.59)	-	-	-	1 276.33	-	(3 728 067.49)	18 850 220.22	
Urbanizaciones	207 604.71	-	-	-	-	-	-	-	48 971.15	-	254 575.86	(18 545.40)	-	(12 971.28)	(494.48)	-	-	-	-	(32 011.14)	222 564.72	
Subtotal	207 604.71	-	-	-	-	-	-	-	48 971.15	-	254 575.86	(18 545.40)	-	(12 971.28)	(494.48)	-	-	-	-	(32 011.14)	222 564.72	
Instalaciones que no son de servicio	1 824 065.54	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 824 065.54	(923 917.81)	-	(26 837.40)	-	-	-	-	-	(950 765.21)	873 310.33	
Subtotal	1 824 065.54	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1 824 065.54	(923 917.81)	-	(26 837.40)	-	-	-	-	-	(950 765.21)	873 310.33	
Total	324 661 721.49	5 061.53	-	-	31 067 796.78	1 448 563.99	(15 100.45)	(8 187 750.87)	1 091 156.40	(1 930.26)	352 397 524.49	(137 587 214.27)	(94 378.52)	(576 845.42)	(13 367 194.88)	(9 932.01)	(982 509.29)	4 211 145.06	(472 055.53)	(148 678 964.83)	203 518 539.66	
Obras en construcción	22 240 840.86	12 350 105.65	3 482 291.52	2 403.65	130 395 907.74	11 875 953.56	(2 409 241.10)	1 066 936.23	7 778 685.93	-	25 572 068.28	-	-	-	-	-	-	-	-	-	25 572 068.28	
Obras en construcción - Mantenimiento y Otros	-	-	-	-	(966 561.94)	-	-	-	-	-	(966 561.94)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(966 561.94)	
Subtotal	22 240 840.86	12 350 105.65	3 482 291.52	2 403.65	(1 602 569.68)	11 875 953.56	(2 409 241.10)	1 066 936.23	7 778 685.93	-	24 605 438.44	-	-	-	-	-	-	-	-	(966 561.94)		
Total Propiedad Planta y Equipo	347 202 562.15	12 355 167.18	3 482 291.52	2 403.65	(784 789.92)	12 422 547.47	(2 424 341.55)	(5 120 814.64)	8 869 845.33	(1 930.26)	377 002 960.93	(127 587 214.27)	(94 378.52)	(576 845.42)	(13 367 194.88)	(9 932.01)	(982 509.29)	4 211 145.06	(472 055.53)	(148 678 964.83)	226 123 978.10	

	Movimiento del gasto depreciación			
	Deprec. Obras en constr.	Deprec. Obras en constr.	Ajuste	Total
Bienes e instalaciones en servicio	(548 183.11)	(11 272 840.77)	(9 261.97)	(11 830 285.85)
Proyectos PERUM	(26 862.31)	(563 721.80)	(175.56)	(592 596.47)
Proyectos PLANREP	-	(37 032.25)	-	(37 032.25)
Proyectos EESP	-	(48 289.01)	-	(48 289.01)
Proyectos PMD	-	(1 405 502.59)	-	(1 405 502.59)
Urbanizaciones	-	(12 971.28)	(494.48)	(13 465.76)
Bienes e instalaciones que no son de servicio	-	(26 837.40)	-	(26 837.40)
Total	(576 845.42)	(13 367 194.88)	(9 932.01)	(12 953 972.31)

- Un resumen de la propiedad, planta y equipo se muestra a continuación:

Tabla No. 18.- Activos depreciables, con tope deprecatorio y terrenos al 31 de diciembre de 2018, en dólares.

Propiedad, planta y equipo	Depreciándose			Tope deprecatorio			Terrenos	Total		
	Valor reemplazo	Deprec. Acum.	Valor actual	Valor reemplazo	Deprec. Acum.	Valor actual		Valor reemplazo	Deprec. Acum.	Valor actual
Bienes e instalaciones en servicio										
- Centrales hidroeléctricas	8 362 369.24	7 714 388.43	647 980.81	45 712.00	45 525.77	186.23	130 463.26	8 538 544.50	7 759 914.20	778 630.30
- Centrales de combustión interna	2 123 199.19	2 007 340.76	115 858.43	96 170.00	96 126.21	43.79	22 119.47	2 241 488.86	2 103 466.97	138 021.89
- Líneas y subestaciones de subtransmisión	42 315 481.61	11 194 183.94	31 121 317.67	450.00	448.83	1.17	2 868 096.64	45 184 928.25	11 194 612.77	33 990 315.48
- Líneas y subestaciones de distribución	148 861 731.77	66 952 181.02	81 709 570.75	8 353 643.30	8 344 160.26	9 483.04	1 334 449.10	156 349 824.26	73 296 321.28	83 053 502.98
- Instalaciones de servicios a consumidor	57 224 573.95	25 058 373.63	32 166 200.32	648 397.80	645 802.57	1 395.23	-	57 870 971.75	25 703 376.20	32 167 595.55
- Instalaciones generadoras	28 909 802.90	13 939 843.68	14 969 959.22	3 338 037.45	3 326 982.42	9 055.03	8 357 060.06	38 604 929.41	17 268 826.10	21 336 103.31
Proyectos FERUM	16 837 491.64	5 875 779.40	10 961 712.24	555 977.21	554 911.14	1 066.07	-	17 393 468.85	6 430 690.54	10 962 778.31
Proyectos PLANREP	802 344.42	216 584.74	585 759.68	525.16	525.48	0.68	-	802 870.58	217 110.22	585 760.36
Proyectos EEEP	753 569.12	193 832.71	559 736.41	-	-	-	-	753 569.12	193 832.71	559 736.41
Proyectos PAID	22 578 087.71	3 727 067.59	18 850 220.12	200.00	199.90	0.10	-	22 578 287.71	3 728 067.49	18 850 220.22
Urbanizaciones, lotizaciones y Conjuntos	254 575.86	31 873.00	222 702.86	-	133.36	-	-	254 575.86	32 006.36	222 702.86
Bienes e instalaciones que no son de servicio	1 665 026.73	895 927.21	769 099.52	73 104.00	54 828.00	18 276.00	85 934.81	1 824 065.54	950 755.21	873 310.33
Total	330 488 254.14	137 808 136.11	192 680 118.03	11 110 217.92	11 070 843.96	39 507.34	10 799 052.43	352 397 524.49	148 878 980.07	203 518 677.80
Instalaciones generadoras	29 361 514.30	14 164 684.47	15 196 829.83	3 338 037.45	3 326 982.42	9 055.03	6 443 023.87	38 604 929.41	17 268 826.10	21 336 103.31
Activos eléctricos	301 136 439.84	123 643 151.84	177 493 288.20	7 772 180.47	7 741 861.54	30 452.31	4 356 028.56	313 792 585.08	131 610 153.97	182 182 574.40
Total	330 488 254.14	137 808 136.11	192 680 118.03	11 110 217.92	11 070 843.96	39 507.34	10 799 052.43	352 397 524.49	148 878 980.07	203 518 677.80

Comentario.- Los activos con tope deprecatorio tienen un valor en libros de 39 507,34 USD.

11. ACTIVOS POR IMPUESTOS NO CORRIENTES (126)

11.1. Al 31 de diciembre del 2018 y 2017 se presentan como siguen, en dólares:

Código	Cuenta	Ref.	2018	2017	Variación
126	ACTIVOS POR IMPUESTOS NO CORRIENTES		-	1 098 222,64	(1 098 222,64)
12601	CRÉDITO TRIBUTARIO A FAVOR DE LA EMPRESA IVA		1 098 222,64	1 098 222,64	-
12606	PROVISIÓN POR DETERIORO		(1 098 222,64)	-	(1 098 222,64)
	ACTIVOS NO CORRIENTES				

11.2. Análisis

a) **Cuenta 12601.-** En esta cuenta se controla el saldo del IVA pendiente de recuperar hasta noviembre del 2011 de acuerdo al artículo 73 de la Ley de Régimen Tributario Interno. A partir de diciembre del 2011, este artículo fue cambiado por la Ley Orgánica de Fomento Ambiental y Optimización de Recursos del Estado, suspendiendo el derecho a la devolución del IVA a las empresas públicas.

Comentario.- Las Administración de la EEASA ha efectuado varias gestiones para la recuperación del saldo. Las comunicaciones oficiales con el Ministerio de Finanzas son las siguientes: Oficio No. PE-0595-2012 respuesta con oficio MINFIN-SRF-2012-0106-O, oficio EEASA-PE-2498-2014 respuesta con oficio MINFIN-SRF-201-0349-O, oficio PE-3207-2015; oficio EEASA-PE-1336-2017 respuesta con oficio MINFIN-SRF-2017-0581-O. En el mes de marzo del 2017 el Ministerio de Finanzas, en su oficio MINFIN-SRF-2017-0197-O señala que según sus estadísticas la EEASA registra a su favor 1 098 222,64 USD.

Tomando en cuenta que desde el año 2011 se han realizado gestiones para recuperar el IVA, es decir, han pasado 7 años sin la respuesta favorable del Ministerio de Finanzas con el propósito de evitar una sobrevaloración del activo, ha sido necesario efectuar la provisión por el correspondiente deterioro. El objetivo de los requerimientos del deterioro de valor es reconocer las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida del activo de todos los instrumentos financieros para los cuales ha habido incrementos significativos en el riesgo crediticio desde el reconocimiento inicial - evaluado sobre una base colectiva o individual - considerando toda la información razonable y sustentable, incluyendo la que se refiera al futuro.

Lo comentado concuerda con el criterio técnico del Comisario del ejercicio 2017, quien en su informe recomienda la provisión antes señalada.

12. CUENTAS Y DOCUMENTOS POR PAGAR (211)

12.1. Al 31 de diciembre del 2018 y 2017, se presentan como sigue, en dólares:

Código	Cuenta	Ref.	2018	2017	Variación
211	CUENTAS Y DOCUMENTOS POR PAGAR		3 205 882,01	4 794 849,60	(1 588 967,59)
21101	PROVEEDORES NO RELACIONADOS	a)	1 543 825,22	1 694 918,94	(151 093,72)
21102	CUENTAS POR PAGAR		1 662 056,79	3 099 930,66	(1 437 873,87)

El presente
y
Diciembre
7

12.2. Análisis

a) 21101 Proveedores no relacionados

- Su movimiento es el siguiente:

Tabla No. 19.- Movimiento de la cuenta proveedores no relacionados durante el año 2018, en dólares.

Código	Cuenta	Saldo 31/12/2017	Movimientos deudores	Movimientos acreedores	Saldo 31/12/2018
2110101	PROVEEDORES DE ENERGÍA NO RELACIONADOS	359 431,64	1 692 174,98	1 672 970,64	340 227,30
2110102	PROVEEDORES DE BIENES Y SERVICIOS NO RELACIONADOS	1 335 487,30	14 809 207,59	14 677 318,21	1 203 597,92
Total		1 694 918,94	16 501 382,57	16 350 288,85	1 543 825,22

- Los proveedores de energía no relacionados con saldos más importantes son: Industrial San Carlos (54 961,76 USD), ECUAGESA (43 570,84 USD), HIDRONORMANDIA S.A. (39 939,87 USD), HIDROSANBARTOLO S.A. (32 773,01 USD) y Generadora Rocafuerte S.A. (26 410,78 USD) que representan el 58,10% del total. Las obligaciones con los proveedores de energía no generan intereses.

Tabla No. 19.1- Movimiento de la cuenta proveedores de energía no relacionados durante el año 2018, en dólares.

Descripción	Saldo al 31/12/2017	Facturación	Pago	Retenciones	Compensac.	Saldo al 31/12/2018
ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN ALGENOTEC S.A.	1 613,14	7 447,89	(7 663,97)	-	-	1 397,06
ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN GENRENOTEC	1 585,50	7 612,68	(7 746,73)	-	-	1 451,45
BRINEFORCORP S.A.	1 239,26	8 366,78	(7 984,46)	-	-	1 621,58
CORPORACION AZUCARERA ECUATORIANO S.A.	22 638,96	1 005,65	(22 497,56)	(100,85)	(995,59)	50,61
ECOELECTRIC	24 969,51	3 338,80	(28 157,66)	(150,65)	-	(0,00)
ECOLUZ	2 716,27	10 856,89	(11 243,44)	(112,35)	(907,65)	1 309,72
ECUAGESA	43 920,90	246 027,77	(243 914,17)	(2 463,66)	-	43 570,84
ELECTRISOL	2 349,43	10 873,71	(11 221,90)	-	-	2 001,24
ELITENERGY GENERACIÓN ELÉCTRICA S.A.	-	5 596,53	-	-	-	5 596,53
EMAC-BGP ENERGY COMPAÑIA DE ECONOMÍA MIXTA CEM	2 340,83	9 794,52	(10 493,16)	-	-	1 642,19
EMPRESA PÚBLICA DE SERVICIOS MUNICIPALES DE ANTONIO ANTE EMPRESA PUBLICA	-	1 585,88	(466,74)	-	-	1 119,14
METROPOLITANA DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO ENERGÍA PLANTA FOTOVOLTAICA EPFOTOVOLTAICA S.A.	3 373,17	9 966,31	(4 871,43)	-	(1 239,04)	7 229,01
ENERMAX S.A.	4 048,17	20 344,39	(21 265,60)	-	-	3 126,96
FIDEICOMISO MERCANTIL DE	1 388,38	17 116,65	(17 237,57)	-	(1 181,97)	85,49
	9 352,87	48 405,22	(53 666,97)	(492,08)	-	3 599,04

Handwritten signature

Descripción	Saldo al 31/12/2017	Facturación	Pago	Retenciones	Compensac.	Saldo al 31/12/2018
ADMINISTRACION HIDROTAMBO						
GASGREEN S.A.	14 470,41	76 366,34	(77 046,41)	(448,62)	-	13 341,72
GENERACION SOLAR MANABITA S.A.	1 544,58	369,31	(1 163,76)	-	-	750,13
GENERADORA ROCAFUERTE S.A.	9 191,16	98 889,21	(80 655,32)	(978,65)	(35,62)	26 410,78
GONZAENERGY S.A.	2 278,64	11 335,18	(11 684,32)	-	-	1 929,50
GRANSOLAR S.A.	8 438,47	40 071,31	(41 487,22)	-	-	7 022,56
HIDALGO & HIDALGO CONSTRUCTORES	9 737,00	43 547,94	(48 154,53)	(458,62)	-	4 671,79
HIDROABANICO S.A.	7 324,17	41 779,46	(41 494,77)	(423,32)	-	7 185,54
HIDROALTO GENERACIÓN DE ENERGÍA	29 060,08	108 841,37	(115 183,98)	-	-	22 717,47
HIDROELÉCTRICA PALMIRA-NANEGAL-C.E.M IPNEGAL	2 496,08	76 066,14	(71 248,17)	-	-	7 314,05
HIDRONORMANDIA S.A.	-	87 157,77	(44 806,86)	-	(2 411,04)	39 939,87
HIDROSANBARTOLO S.A.	29 182,32	174 303,94	(161 654,89)	-	(9 058,36)	32 773,01
HIDROSIGCHOS C.A.	17 878,35	113 126,30	(114 665,21)	-	-	16 339,44
HIDROVICTORIA S.A.	8 130,48	56 858,80	(55 106,94)	(558,60)	-	9 323,74
INTERVISA TRADE	404,60	-	(404,60)	-	-	0,00
LOJAENERGY S.A.	2 348,05	10 635,45	(11 046,45)	-	-	1 937,05
RENOVALOJA S.A.	1 965,34	9 415,22	(9 699,68)	-	-	1 680,88
SABIANGO SOLAR S.A.	2 150,22	10 739,63	(11 110,03)	-	-	1 779,82
SAN PEDRO SOLAR ENERGY S.A.	2 292,86	11 585,42	(11 916,99)	-	-	1 961,29
SANERSOL S.A.	1 438,69	8 265,00	(8 474,08)	-	-	1 229,61
SARACAYSOL SA	1 422,50	8 338,52	(8 524,15)	-	-	1 236,87
SOCIEDAD AGRICOLA E INDUSTRIAL SAN CARLOS	71 882,80	205 779,57	(220 511,04)	(2 186,39)	(3,18)	54 961,76
SOCIEDAD HIDROELÉCTRICA IMBABURA S.A.	597,77	1 900,89	(2 456,04)	(23,46)	-	19,16
SOLCHACRAS S.A.	1 375,03	7 868,18	(8 083,90)	-	-	1 159,31
SOLHUAQUI S.A.	1 358,38	7 787,44	(7 994,13)	-	-	1 151,69
SOLSANTONIO S.A.	1 385,17	7 957,58	(8 168,02)	-	-	1 174,73
SOLSANTROS S.A.	1 465,03	8 597,79	(8 753,03)	-	-	1 309,79
SUNSAU S.A.	1 249,30	8 161,98	(8 052,42)	-	-	1 358,86
SURENERGY S.A.	2 045,36	10 029,89	(10 294,71)	-	-	1 780,54
TERMOGUAYAS GENERATION S.A.	1 079,02	-	-	-	(20,13)	1 058,89
UNACEM ECUADOR S.A.	50,82	1 189,74	(1 067,44)	(12,40)	-	160,72
VALSOLAR ECUADOR S.A.	2 108,13	9 521,44	(10 193,86)	(56,41)	-	1 379,30
WILDTCECSA S.A.	1 544,44	8 144,16	(8 322,03)	-	-	1 366,57
Total	359 431,64	1 672 970,64	(1 667 856,34)	(8 466,06)	(15 852,58)	340 227,30

- Los proveedores de bienes y servicios relacionados con saldos más importantes son: CNEL EP (331 959,77 USD), ENERLUZ S.A. (330 758,40 USD) y Consorcio Eléctrico El Triunfo - Villano (295 168,14 USD). Representan el 79,59% del total. Las obligaciones con los proveedores de bienes y servicios no generan intereses.

b) 21102 Cuentas por pagar

- Está conformada por órdenes de pago y otras cuentas por pagar. Un detalle de los saldos y movimientos principales se presentan a continuación:

Entregado
y
firmado

Tabla No. 20.- Movimiento de órdenes de pago durante el año 2018, en dólares.

Código	Cuenta	Saldo 31/12/2017	Movimientos deudores	Movimientos acreedores	Saldo 31/12/2018
2110201	ORDENES DE PAGO	758 018,46	80 964 531,81	80 391 266,63	184 753,28
2110202	OTRAS CUENTAS POR PAGAR	2 341 912,20	25 991 190,81	25 126 582,12	1 477 303,51
	Total	3 099 930,66	106 955 722,62	105 517 848,75	1 662 056,79

Tabla No. 21.- Movimiento de otras cuentas por pagar durante el año 2018, en dólares:

Código	Cuenta	Saldo 31/12/2017	Movimientos deudores	Movimientos acreedores	Saldo 31/12/2018
211020201	ENTIDADES DEL SECTOR PÚBLICO	31 920,00	0,00	90,00	32 010,00
211020202	FUNCIONARIOS EMPLEADOS Y EX EMPLEADOS	33 939,24	236 430,66	374 192,50	171 701,08
211020203	OTRAS CUENTAS POR LIQUIDAR	178 990,69	4 076 923,76	3 980 015,57	82 082,50
211020204	LIQUIDACIÓN DE SUELDOS	8 933,65	5 598 889,33	5 593 734,21	3 778,53
211020207	GARANTÍAS RECIBIDAS	7 000,00	0,00	0,00	7 000,00
211020208	RETENCIONES A FAVOR DE TERCEROS	65 775,93	1 343 813,38	1 339 063,48	61 026,03
211020209	OTRAS	19 278,60	36 806,55	37 275,52	19 747,57
211020210	ACCIONISTAS	934 696,46	934 686,06	0,00	10,40
211020211	TASAS POR PAGAR A FAVOR DE TERCEROS	1 061 377,63	13 763 641,07	13 802 210,84	1 099 947,40
	Total	2 341 912,20	25 991 190,81	25 126 582,12	1 477 303,51

Comentario.- El saldo de la cuenta 211020211 Tasas por pagar a favor de terceros corresponde a la facturación de diciembre del 2018.

13. OTRAS OBLIGACIONES CORRIENTES (212)

13.1. Al 31 de diciembre del 2018 y 2017, se presentan como siguen, en dólares:

Código	Cuenta	Ref.	2018	2017	Variación
212	OTRAS OBLIGACIONES CORRIENTES		2 218 254,89	1 513 542,13	704 712,76
21201	CON LA ADMINISTRACIÓN TRIBUTARIA		204 478,99	228 132,16	(23 653,17)
21202	CON EL IESS		166 634,60	163 513,01	3 121,59
21203	POR BENEFICIOS DE LEY A EMPLEADOS		350 782,12	351 371,98	(589,86)
21204	DIVIDENDOS POR PAGAR		1 496 359,18	770 524,98	725 834,20

Tabla No. 22.- Movimiento de otras obligaciones corrientes durante el año 2018, en dólares.

Código	Cuenta	Saldo 31/12/2017	Movimientos deudores	Movimientos acreedores	Saldo 31/12/2018
21201	CON LA ADMINISTRACIÓN TRIBUTARIA	228 132,16	1 985 635,19	1 961 982,02	204 478,99
21202	CON EL IESS	163 513,01	1 997 870,02	2 000 991,61	166 634,60
21203	POR BENEFICIOS DE LEY A EMPLEADOS	351 371,98	950 898,58	950 308,72	350 782,12
21204	DIVIDENDOS POR PAGAR	770 524,98	809 404,15	1 535 238,35	1 496 359,18
	Total	1 513 542,13	5 743 807,94	6 448 520,70	2 218 254,89

13.2. Análisis

- La EEASA adeuda a la Administración Tributaria las retenciones en la fuente del impuesto a la renta, IVA; e, IVA percibido en diciembre del 2018.
- Se adeuda al IESS aportes, préstamos y fondos de reserva de diciembre 2018.
- Por beneficios de ley a empleados debe considerarse el décimo tercer y décimo cuarto sueldo y las vacaciones por pagar acumuladas a diciembre 2018.

14. CUENTAS POR PAGAR DIVERSAS CON RELACIONADOS (213)

14.1. Al 31 de diciembre del 2018 y 2017, se presentan como siguen, en dólares

Código	Cuenta	Ref.	2018	2017	Variación
213	CUENTAS POR PAGAR DIVERSAS CON RELACIONADOS		10 141 105,65	13 804 700,82	(3 663 595,17)
21301	PROVEEDORES RELACIONADOS		5 139 297,94	6 244 679,84	(1 105 381,90)
21302	PLAN RENOVACIÓN MEER		5 001 807,71	7 560 020,98	(2 558 213,27)

14.2. Análisis

- a) Cuenta 21301.- Las transacciones con proveedores relacionados registran principalmente la compra de energía eléctrica y las transferencias de recursos recibidas para la ejecución de inversiones específicas. Los proveedores que registran un mayor saldo son: CELEC EP (4 766 479,70 USD) y ELECAUSTRO (241 539,80 USD) que constituyen un 97,45% del total.

- El movimiento de proveedores relacionados se muestra a continuación:

Tabla No. 23.- Movimiento de proveedores relacionados durante el año 2018, en dólares.

Descripción	Saldo al 31/12/2017	Facturación	Pago	Compensación	Ajuste	Saldo al 31/12/2018
CELEC EP	5 592 262,59	12 566 584,56	(13 382 415,81)	(9 119,64)	(832,20)	4 766 479,70
CENACE	27 531,29	146 772,97	(174 081,74)	-	-	222,52
CNEL	228 938,70	-	-	(194 608,79)	-	34 329,91
ELECAUSTRO	248 391,65	423 336,58	(430 176,13)	-	(12,30)	241 539,80
EMPRESA ELÉCTRICA COTOPAXI	10 852,00	23 433,33	(19 410,23)	(12 701,81)	-	1 973,29
EMPRESA ELÉCTRICA EMELNORTE	17 869,69	32 113,72	(36 827,91)	(6 484,72)	-	6 670,78

Revisado y aprobado

Descripción	Saldo al 31/12/2017	Facturación	Pago	Compensación	Ajuste	Saldo al 31/12/2018
EMPRESA ELÉCTRICA QUITO	80 403,95	271 018,99	(173 494,81)	(110 086,72)	-	67 841,41
EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL SUR	14 442,54	46 633,13	(47 386,34)	(6 580,93)	(3,94)	7 104,46
EMPRESA ELÉCTRICA RIOBAMBA	24 187,43	33 340,50	(39 125,47)	(5 266,39)	-	13 136,07
Total	6 244 679,84	13 543 233,78	(14 302 918,24)	(344 849,00)	(848,44)	5 139 297,94

b) Cuenta 21302.- Comprende los planes emblemáticos del gobierno relacionados con renovación de refrigeradoras (RENOVA) y desde el 2015 se dio impulso al Programa de Cocción Eficiente (PEC) que consiste en el financiamiento a los clientes por la adquisición de cocinas de inducción. Los valores recaudados mensualmente se transfieren al Ministerio de Finanzas.

15. PORCIÓN CORRIENTE DE PROVISIONES POR BENEFICIOS A EMPLEADOS (214)

15.1. Al 31 de diciembre del 2018 y 2017, se presentan como siguen, en dólares:

Código	Cuenta	Ref.	2018	2017	Variación
214	PORCIÓN CORRIENTE DE PROVISIONES POR BENEFICIOS A EMPLEADOS		1 856 266,44	1 381 342,41	474 924,03
21401	JUBILACIÓN PATRONAL	a)	596 886,44	562 442,41	34 444,03
21402	OTROS BENEFICIOS A CORTO PLAZO PARA LOS EMPLEADOS	b)	1 259 380,00	818 900,00	440 480,00

15.2. Análisis

a) y b) 21401 Jubilación patronal y 21402 otros beneficios corto plazo para los empleados

- La porción corriente de provisiones por beneficios a empleados se cuantificó en base al informe de proyección estimada emitido por el Departamento de Relaciones Industriales, encargado del manejo de recursos humanos.

16. OTROS PASIVOS CORRIENTES (215)

16.1. Al 31 de diciembre del 2018 y 2017, se presentan como siguen, en dólares:

Código	Cuenta	Ref.	2018	2017	Variación
215	OTROS PASIVOS CORRIENTES		1 986 528,09	1 963 036,62	23 491,47
21501	FONDOS DE REPARO		-	119 605,85	(119 605,85)
21502	PROVISIÓN POR PROCESOS JUDICIALES	a)	160 000,00	160 000,00	-
21503	OTRAS PROVISIONES CORRIENTES		264 771,62	246 365,36	18 406,26
21504	VALORES DE TERCEROS POR RECAUDAR		1 561 756,47	1 437 065,41	124 691,06

[Firma manuscrita]

16.2. Análisis

- a) Cuenta 21502.- Las provisiones por procesos judiciales que la empresa eventualmente pagaría en el 2018 de acuerdo con el criterio vertido por el Asesor Jurídico de la institución. Referencia Memorando AJ-009-2019 del 30 de enero del 2019.

17. CUENTAS Y DOCUMENTOS POR PAGAR (221)

17.1. Al 31 de diciembre del 2018 y 2017, se presentan como siguen, en dólares:

Código	Cuenta	Ref.	2018	2017	Variación
221	CUENTAS Y DOCUMENTOS POR PAGAR		4 187 415,47	3 919 315,98	268 099,49
22101	DEPÓSITO DE ABONADOS	a)	4 187 415,47	3 919 315,98	268 099,49

17.2. Análisis

- a) Cuenta 22101.- Esta cuenta registra los valores entregados por los abonados que solicitan un nuevo servicio como garantía del buen uso de la acometida y el equipo de medición, valor que es reintegrado previa la deducción de sus deudas en el momento que el abonado prescinde del servicio de energía eléctrica.

18. PROVISIONES POR BENEFICIOS A EMPLEADOS (222)

18.1. Al 31 de diciembre del 2018 y 2017, se presentan como siguen, en dólares:

Código	Cuenta	Ref.	2018	2017	Variación
222	PROVISIONES POR BENEFICIOS A EMPLEADOS		8,282,096.19	9 426 925,20	(1,144,829.01)
22201	JUBILACIÓN PATRONAL	a)	7,330,343.38	7 484 101,96	(153,758.58)
22202	OTROS BENEFICIOS NO CORRIENTES PARA LOS EMPLEADOS	b)	951,752.81	1 942 823,24	(991 070,43)

18.2. Análisis

- a) y b) Jubilación patronal y otros beneficios no corrientes a los empleados

- Los movimientos de las provisiones a largo plazo son los siguientes:

*Entregado
por S. S. S.*

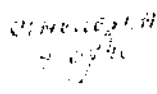
Tabla No. 24.- Porción corriente y no corriente de beneficios a empleados durante el año 2018, en dólares

Provisión	Corto plazo	Largo plazo	Total
Jubilación patronal	596 886,44	7 330 343,38	7 927 229,82
Retiro voluntario	440 480,00	19 930,74	460 410,74
Indemnización jubilación	783 400,00	455 716,61	1 239 116,61
Desahucio	35 500,00	476 105,46	511 605,46
Total	1 856 266,44	8 282 096,19	10 138 362,63

- Las presunciones principales usadas para propósitos de los cálculos actuariales son las siguientes:

Detalle	Jubilación Patronal	
	2018	2017
Valor presente de la obligación por beneficios definidos al 31/12/2017	8 046 544 37	7 166 341 32
Costo financiero y costo actual del servicio (neto)	(119 314 55)	880 203 05
Valor presente de la obligación por beneficios definidos al 31/12/2018	7 927 229 82	8 046 544 37
Bases de cálculo		
Número de empleados	183	192
Personal con menos de 10 años de servicio	51	52
Personal con más de 10 años de servicio	132	140
Jubilados con pensión patronal de la empresa	131	122
Promedio de la pensión por jubilación patronal	308 80	298 00
Tasa de interés actuarial	5 25% anual	7% anual
Tasa de inversión	5 25% anual	7% anual
Incremento de sueldos en el largo plazo	2% anual	1 5% anual
Rotación del personal		
Incremento de sueldos en el largo plazo	2% anual	1 5% anual
Tasa de rotación y estabilidad (incluyendo jubilados)	6%	6%

Detalle	Despido - Desahucio		Acogerse a la jubilación patronal		Retiro Voluntario	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Valor presente de la obligación por beneficios definidos al 31/12/2017	486 075 71	652 768 56	1 870 383 95	2 241 953 71	405 263 58	405 263 58
Costo financiero y costo actual del servicio (neto)	25 529 75	(166 692 84)	(631 267 34)	(371 569 75)	55 147 16	
Valor presente de la obligación por beneficios definidos al 31/12/2018	511 605 46	486 075 71	1 239 116 61	1 870 383 95	460 410 74	405 263 58
Bases de cálculo						
Número de empleados	141	145	90	193	109	
Grupo asegurado	141	145	90	193	109	
Promedio mensual de sueldos	1 321 00	1 327 00	1 514 00	1 435 00	1 544 00	
Promedio de edad	42 años	42 años	48 años	45 años	52 años	
Tiempo de servicio promedio en la empresa	17 años	16 años	19 años	20 años	27 años	
Tasa de Descuento	5 25%	7%	5 25%	7%	5,25%	
Tasas de rotación y estabilidad						
Tasa de rotación y estabilidad (incluyendo jubilados)	7%	6%	5%	6%	7%	



	Despido - Desahucio		Acogerse a la jubilación patronal		Retiro Voluntario	
Incremento de sueldos en el largo plazo	1,2 %	1 5%	2%	1 5%	2%	

19. CAPITAL (311)

19.1. Al 31 de diciembre del 2018 y 2017, se presentan como siguen, en dólares:

Código	Cuenta	Ref.	2018	2017	Variación
311	CAPITAL		127 375 665,00	127 375 665,00	-
31101	ACCIONES		127 375 665,00	127 375 665,00	-

19.2. Análisis

- El número de acciones autorizadas es 236 069 662,00 (Resolución 21-2011 de Junta General de Accionistas);
- El número de acciones emitidas y totalmente pagadas es 127 375 665,00 USD;
- Durante el ejercicio económico 2018 no se emitieron acciones;
- Al 31 de diciembre del 2018 no existen acciones suscritas no pagadas;
- El valor nominal de cada acción es de 1,00;
- Todas las acciones emitidas son de carácter ordinario, no existen acciones preferenciales ni sujetas a restricciones;
- No se cuenta con acciones emitidas en tesorería ni acciones bajo opciones y contratos de venta;
- A la fecha de presentación de los Estados Financieros, la Junta General de Accionistas no ha decidido sobre el pago de los dividendos, por esta razón no constan como pasivos dentro del Balance General.

20. APORTES DE ACCIONISTAS PARA FUTURA CAPITALIZACIÓN (312)

20.1. Al 31 de diciembre del 2018 y 2017, se presentan como siguen, en dólares:

Código	Cuenta	Ref.	2018	2017	Variación
312	APORTES DE ACCIONISTAS PARA FUTURA CAPITALIZACIÓN		-	55 224 165,89	(55 224 165,89)
31201	APORTES		-	55 224 165,89	(55 224 165,89)

CAMERON
Y ASOCIADOS

20.2. Análisis

Comentario.- En la Resolución No 09-2018 de la Junta General de Accionistas del 21 de agosto del 2018 se estableció que se reinvierta el 100% de las utilidades del MEER (actual MERNNR) y el resto de accionistas reinviertan el 50% y el 50% restante sea repartido y utilizado de acuerdo a la suscripción de convenios para la ejecución de proyectos eléctricos.

Tomando en consideración que la capitalización de los aportes no se prevé por cuanto está pendiente la ejecución de la Décima Segunda Disposición General de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica, respecto a la compra de las acciones a los gobiernos autónomos descentralizados, en el presente ejercicio se han reclasificado dichos valores a la cuenta resultados acumulados.

Tabla No. 25.- Resumen de Capital Social y Aportes para futura capitalización por accionista durante el año 2018, en dólares.

Accionistas	Capital social	Aportes futura	Total
MINISTERIO DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES	95 376 992,00	54 863 109,89	150 240 101,89
GAD AMBATO	6 068 023,00	681 695,41	6 749 718,41
GAD PATATE	571 043,00	63 939,58	634 982,58
GAD PELILEO	1 805 268,00	191 416,71	1 996 684,71
GAD PILLARO	648 871,00	90 230,97	739 101,97
GAD BAÑOS DE AGUA SANTA	805 885,00	102 972,98	908 857,98
GAD QUERO	567 290,00	268 337,16	835 627,16
GAD MOCHA	653 890,00	126 998,17	780 888,17
GAD CEVALLOS	435 172,00	25 271,19	460 443,19
GAD TISALEO	657 641,00	65 159,14	722 800,14
GAD PASTAZA	1 604 986,00	171 628,53	1 776 614,53
GAD MERA	614 035,00	4 813,13	618 848,13
GAD PALORA	290 225,00	13 394,94	303 619,94
GADP TUNGURAHUA	13 600 877,00	268 666,01	13 869 543,01
GADP PASTAZA	3 172 105,00	107 236,46	3 279 341,46
GADP MORONA SANTIAGO	240 308,00	1 883,66	242 191,66
GAD TENA	98 179,00	338 611,58	436 790,58
GAD ARCHIDONA	51 678,00	7 975,14	59 653,14
GAD CARLOS JULIO AROSEMENA	58 346,00	14 928,08	73 274,08
GADP NAPO	54 851,00	19 289,68	74 140,68
Total	127 375 665,00	57 427 558,41	184 803 223,41

[Firma manuscrita]

21. RESERVAS (313)

21.1. Al 31 de diciembre del 2018 y 2017, se presentan como siguen, en dólares:

Código	Cuenta	Ref.	2018	2017	Variación
313	RESERVA		4 965 580,24	3 622 050,11	1 343 530,13
31301	RESERVA LEGAL		4 965 580,24	3 622 050,11	1 343 530,13

21.2. Análisis

Los estados financieros del 2017 fueron aprobados por la Junta General de Accionistas según Resolución 09-2018 del 21 de agosto del 2018.

22. OTROS RESULTADOS INTEGRALES (314)

- En el presente ejercicio económico no se registraron otros resultados integrales.

23. RESULTADOS ACUMULADOS (315)

23.1. Al 31 de diciembre del 2018 y 2017, se presentan como siguen, en dólares:

Código	Cuenta	Ref.	2018	2017	Variación
315	RESULTADOS ACUMULADOS		93 807 934,84	25 807 422,32	68 000 512,52
31501	UTILIDADES NETAS ACUMULADAS	a)	16 978 486,41	8 405 532,30	10 572 954,11
31503	AJUSTES DE EJERCICIOS ANTERIORES		410 643,33	410 643,33	-
31504	RESULTADOS ACUMULADOS PROVENIENTES DE LA ADOPCIÓN DE NIIF POR PRIMERA VEZ		16 915 757,88	16 915 757,88	-
31505	RESERVA POR DONACIONES Y CONTRIBUCIONES		2 075 488,81	2 075 488,81	-
31507	APORTES DE ACCIONISTAS		57 427 558,41	-	57 427 558,41

23.2. Análisis

a) Los resultados del ejercicio económico 2017 fueron transferidos a la cuenta 31501 utilidades acumuladas, excepto el valor de 1 518 816,96 USD considerado como dividendos por pagar.

b) En la cuenta aporte de accionistas se reclasificaron los valores de la cuenta 31201 por cuanto no se prevé la capitalización inmediata. Además se recibieron aportes del MERNNR por 2 203 392,52, según el siguiente detalle:

31507
y 31201

Cuenta	Detalle	Programas	Convenios	Otros	Total
3150701240009007	RSND CAF	1 098 233,03			1 098 233,03
3150701240009006	RSND AFD	334 059,01			334 059,01
3150701240009002	RSND BID II	225 552,89			225 552,89
3150701240010003	FERUM BID II SIN EXTENSIÓN DE REDES	156 823,08			156 823,08
3150701240011001	CONV. COOP. INTERINSTITUCIONAL EN ZONAS AISLADAS		388 724,51		388 724,51
(=)	Movimiento Neto	1 547 668,01	388 724,51	0,00	2 203 392,52
(+)	Reclasificación de la cuenta 31201				55 224 165,89
(=)	Saldo al 31/12/2018 en cuenta 31507				57 427 558,41

Del resultado del ejercicio 2017 se incorporó a reserva legal el valor de 1 343 530,13 USD de acuerdo con el artículo 297 de la Ley de Compañías, las reservas se seguirán constituyendo hasta alcanzar el 50% del valor del capital social.

ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL – Composición de saldos

24. PRESTACIÓN DE SERVICIOS (411)

24.1. Durante los años terminados el 31 de diciembre del 2018 y 2017 fueron realizados como sigue, en dólares:

Código	Cuenta	Ref.	2018	2017	Variación
411	PRESTACIÓN DE SERVICIOS		67 257 493,65	67 379 583,93	(122 090,28)
41101	VENTA DE ENERGÍA		64 801 656,77	64 471 843,12	329 813,65
41102	OTRAS VENTAS CON TARIFA 0%		258 362,28	688 202,80	(429 840,52)
41103	VENTAS CON TARIFA 12%		2 179 615,13	1 331 072,98	848 542,15
41104	VENTAS CON TARIFA 14%		17 859,47	888 465,03	(870 605,56)

24.2. Análisis

- Las ventas de energía al sector residencial constituyen el rubro más representativo (45%), seguido del sector industrial (19%), comercial (17%) y alumbrado público (10%), estos cuatro rubros abarcan el 91% de las ventas de energía. Un detalle por provincia se muestra a continuación:

Tabla No. 26.- Ventas de energía por tarifa y por provincia durante el año 2018, en dólares:

[Firma manuscrita]

Tarifa	Tungurahua	Pastaza	Morona Santiago	Napo	Total	%
Residencial	23 052 364,38	2 776 652,30	373 223,53	2 827 579,94	29 029 820,15	45%
Industrial	11 408 899,30	480 509,76		165 421,75	12 054 830,81	19%
Comercial	8 066 082,17	1 762 071,99		1 409 126,61	11 237 280,77	17%
Alumbrado publico	4 895 045,40	829 378,83		715 066,06	6 439 490,29	10%
Oficial comercial	1 150 745,78	359 658,79	32 868,30	511 442,00	2 054 714,87	3%
Asistencia social	474 726,57	238 548,18		184 545,42	897 820,17	1%
Bombeo de agua	816 468,90	21 658,10	1 216,48	36 214,62	875 558,10	1%
Beneficencia publica	412 985,01	128 795,12		113 555,77	655 335,90	1%
Energía en el mercado ocasional				475 975,39	475 975,39	1%
Venta ME distribuidor				355 893,45	355 893,45	1%
Escenarios deportivos	89 078,42	52 996,36	7 665,28	33 819,19	183 559,25	0%
Autoconsumos	138 688,74	25 588,67		15 304,89	179 582,30	0%
Capacidades especiales	55 515,08	28 760,50	2 438,89	40 670,61	127 385,08	0%
Subsidio cruzado	56 871,14			35 301,27	92 172,41	0%
Cultos religiosos	56 247,17	10 439,74	1 276,19	5 712,03	73 675,13	0%
Peaje de distribución	67 283,09				67 283,09	0%
Perdidas transporte de energía	1 279,61				1 279,61	0%
Total	50 742 280,76	6 715 058,34	418 688,67	6 925 629,00	64 801 656,77	100%
Participación por provincia	78%	10%	1%	11%	100%	

Comentario 1.- Las ventas en la provincia de Tungurahua aportan el 78% de los ingresos totales de la empresa por el rubro venta de energía.

Comentario 2.- Las tarifas que cobra la empresa a sus abonados están reguladas por el pliego tarifario vigente.

25. SUBVENCIONES DEL GOBIERNO (412)

25.1. Durante los años terminados el 31 de diciembre del 2018 y 2017 fueron realizados como sigue, en dólares:

Código	Cuenta	Ref.	2018	2017	Variación
412	SUBVENCIONES DEL GOBIERNO		1 628 151,39	341 367,32	1 286 784,07
41201	MINISTERIO DE ELECTRICIDAD Y ENERGÍA RENOVABLE	a)	693 465,33	341 367,32	352 098,01
41202	PROGRAMA DE COCCIÓN EFICIENTE		934 686,06	-	934 686,06

SESEMA
Y TRES

25.2. Análisis

- a) El valor del déficit tarifario correspondiente al 2018 se reconoció con el sustento entregado por el Departamento de Planificación según memorando DP-EEC-0025-2019.

26. COSTO DE VENTAS (511)

- 26.1. Durante los años terminados el 31 de diciembre del 2018 y 2017 fueron causados como sigue, en dólares:

Código	Cuenta	Ref.	2018	2017	Variación
511	COSTO DE VENTAS		48 551 894,84	55 958 070,06	(7 406 175,22)
51101	COMPRA DE ENERGÍA		15 215 355,98	22 557 324,45	(7 341 968,47)
51201	GENERACIÓN HIDRÁULICA Y FOTOVOLTAICA		-	610 112,41	(610 112,41)
51202	GENERACIÓN A COMBUSTIÓN INTERNA		-	92 014,84	(92 014,84)
51203	SUBTRANSMISIÓN		-	1 667 667,23	(1 667 667,23)
51204	DISTRIBUCIÓN		-	4 500 492,20	(4 500 492,20)
51205	SERVICIO A CONSUMIDORES		-	627 387,33	(627 387,33)
51206	COMERCIALIZACIÓN Y ADMINISTRACIÓN GENERAL		-	12 672 381,99	(12 672 381,99)
51211	CENTRALES HIDROELÉCTRICAS		422 372,00	-	422 372,00
51212	CENTRALES TÉRMICAS		42 730,67	-	42 730,67
51213	CENTRALES FOTOVOLTAICAS		17 660,58	-	17 660,58
51214	SUBTRANSMISIÓN		1 096 577,12	-	1 096 577,12
51215	DISTRIBUCIÓN		3 460 160,70	-	3 460 160,70
51216	ALUMBRADO PÚBLICO GENERAL		1 884 125,44	-	1 884 125,44
51217	SERVICIO A CONSUMIDORES		311 869,87	-	311 869,87
51218	COMERCIALIZACIÓN		6 884 343,29	-	6 884 343,29
51219	ADMINISTRACIÓN		5 289 564,28	-	5 289 564,28
51341	DEPRECIACIÓN BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		11 830 285,85	10 833 958,35	996 327,50
51342	DEPRECIACIÓN PROYECTOS FERUM BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		592 559,47	496 513,63	96 045,84
51343	DEPRECIACIÓN PROYECTOS PLANREP BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		37 032,25	37 300,57	(268,32)
51344	GASTO DEPRECIACIÓN EEEP 2012		48 289,01	49 241,26	(952,25)
51348	DEPRECIACIÓN PROYECTOS PLAN PMD BIENES E INSTALACIONES EN SERVICIO		1 405 502,59	1 798 434,39	(392 931,80)
51349	DEPRECIACIÓN URBANIZACIONES LOTIZACIONES Y CONJUNTOS HABITACIONALES		13 465,74	15 241,41	(1 775,67)

Comentario.- Por efectos de presentación y mejora de la información financiera, se excluye del costo la depreciación de bienes e instalaciones no afines al servicio eléctrico tanto en el 2018 como en el 2017 con la finalidad de comparar estos ejercicios sobre una misma base.

26.2. Análisis

- El estado de resultados está presentado según la función del gasto, un detalle por provincia se muestra a continuación:

Tabla No. 27.- Incidencia de gastos operacionales por provincia durante el año 2018, en dólares:

Función	Tungurahua	Pastaza	Morona	Napo	Total general
Compra de energía	11 922 749,24	1 579 577,95	165 000,28	1 548 028,51	15 215 355,98
Compra	11 922 749,24	1 579 577,95	165 000,28	1 548 028,51	15 215 355,98
Energía comprada	11 519 481,39	1 475 082,79	165 000,28	1 472 255,41	14 631 819,87
Pérdidas de energía	403 267,85	104 495,16		75 773,10	583 536,11
Generación hidroeléctrica	422 372,00	-	-	-	422 372,00
Central Península	422 372,00	-	-	-	422 372,00
Mantenimiento	269 718,97				269 718,97
Operación	152 653,03				152 653,03
Generación térmica	42 730,67	-	-	-	42 730,67
Central Batán	1 413,12	-	-	-	1 413,12
Operación	1 413,12				1 413,12
Central Ligua	41 317,55	-	-	-	41 317,55
Mantenimiento	20 088,63				20 088,63
Operación	21 228,92				21 228,92
Generación fotovoltaica	-	17 660,58	-	-	17 660,58
Centrales fotovoltaicas	-	17 660,58	-	-	17 660,58
Mantenimiento		236,20			236,20
Operación		17 424,38			17 424,38
Subtransmisión	925 752,63	107 137,87	184,80	63 501,82	1 096 577,12
Líneas de Subtransmisión	344 855,89	42 643,16	-	18 677,85	406 176,90
Mantenimiento	50 979,06	6 552,17		268,80	57 800,03
Operación	293 876,83	36 090,99		18 409,05	348 376,87
Subestaciones de distribución	580 896,74	64 494,71	184,80	44 823,97	690 400,22
Mantenimiento	171 876,91	4 298,91	184,80	14 006,65	190 367,27
Operación	409 019,83	60 195,80		30 817,32	500 032,95
Distribución	2 582 651,86	363 631,52	114 217,61	399 659,71	3 460 160,70
Alimentadores Primarios	609 848,47	104 167,14	53 432,58	176 954,70	944 402,89
Mantenimiento	182 656,85	25 870,44	9 353,48	66 791,70	284 672,47
Operación	427 191,62	78 296,70	44 079,10	110 163,00	659 730,42
Redes de bajo voltaje	1 460 295,62	229 627,98	52 508,12	194 595,79	1 937 027,51
Mantenimiento	230 178,81	23 771,30	6 304,48	69 900,75	330 155,34
Operación	1 230 116,81	205 856,68	46 203,64	124 695,04	1 606 872,17
Transformadores de distribución	512 507,77	29 836,40	8 276,91	28 109,22	578 730,30
Mantenimiento	345 246,14	5,08	323,51	73,50	345 648,23
Operación	167 261,63	29 831,32	7 953,40	28 035,72	233 082,07
Alumbrado público	1 743 599,96	46 991,73	56 332,14	37 201,61	1 884 125,44
Alumbrado público general	1 743 599,96	46 991,73	56 332,14	37 201,61	1 884 125,44
Mantenimiento	207 046,87	7 846,77	2 591,68	11 824,67	229 309,99
Operación	1 536 553,09	39 144,96	53 740,46	25 376,94	1 654 815,45
Servicio a consumidores	118 999,15	102 390,17	38 301,33	52 179,22	311 869,87

SE
Y C/

Función	Tungurahua	Pastaza	Morona	Napo	Total general
Acometidas	105 600,25	80 346,80	11 845,28	30 733,47	228 525,80
Mantenimiento	6 167,86	5 433,11	313,59	283,16	12 197,72
Operación	99 432,39	74 913,69	11 531,69	30 450,31	216 328,08
Medidores	13 398,90	22 043,37	26 456,05	21 445,75	83 344,07
Mantenimiento	13 256,40	134,10			13 390,50
Operación	142,50	21 909,27	26 456,05	21 445,75	69 953,57
Comercialización	5 629 638,34	627 075,91	109 262,10	518 366,94	6 884 343,29
Servicios de comercialización	5 629 638,34	627 075,91	109 262,10	518 366,94	6 884 343,29
Mantenimiento	258 317,64	50 968,85		20 008,63	329 295,12
Operación	5 371 320,70	576 107,06	109 262,10	498 358,31	6 555 048,17
Administración	4 854 231,68	166 293,92	15 952,27	253 086,41	5 289 564,28
Presidencia Ejecutiva	651 799,27	-	-	-	651 799,27
Mantenimiento	4 961,68				4 961,68
Operación	646 837,59				646 837,59
Planificación	565 556,02	-	-	-	565 556,02
Mantenimiento	190 855,96				190 855,96
Operación	374 700,06				374 700,06
Auditoría Interna	114 132,68	-	-	-	114 132,68
Mantenimiento	721,69				721,69
Operación	113 410,99				113 410,99
Financiero	879 692,12	-	-	-	879 692,12
Mantenimiento	3 779,86				3 779,86
Operación	875 912,26				875 912,26
DRI	2 643 051,59	-	-	-	2 643 051,59
Mantenimiento	364 445,21				364 445,21
Operación	2 278 606,38				2 278 606,38
DZOP	-	166 293,92	-	-	166 293,92
Mantenimiento		5 475,17			5 475,17
Operación		160 818,75			160 818,75
DZO Morona	-	-	15 952,27	-	15 952,27
Mantenimiento			1 615,84		1 615,84
Operación			14 336,43		14 336,43
DZON	-	-	-	253 086,41	253 086,41
Mantenimiento				22 276,19	22 276,19
Operación				230 810,22	230 810,22
Depreciaciones	10 175 458,18	1 657 141,94	346 367,11	1 748 167,68	13 927 134,91
Bienes e instalaciones en servicio	8 602 568,66	1 428 637,29	293 624,61	1 505 455,29	11 830 285,85
Proyectos FERUM	310 151,70	120 907,32	35 601,70	125 898,75	592 559,47
Plan REEP	33 997,57	718,80		2 315,88	37 032,25
Proyectos EEEP		8 570,69	2 232,84	37 485,48	48 289,01
Proyectos PMD	1 215 274,51	98 307,84	14 907,96	77 012,28	1 405 502,59
Urbanizaciones Isolizaciones	13 465,74				13 465,74
Total	38 418 183,71	4 667 901,59	845 617,64	4 620 191,90	48 551 894,84
Porcentaje	79,13%	9,61%	1,74%	9,52%	79,13%

Comentario 1.- Durante el período se ha efectuado compras en el Mercado Eléctrico (ME) a través de contratos regulados firmados a cinco años plazo y en el mercado ocasional, un resumen de este rubro se presenta a continuación:

7/10/2014

<i>Compras de energía por origen</i>		<i>Total</i>	<i>%</i>
Contratos regulados		9 952 934,59	65,41%
Reliquidaciones netas (n/c y n/d)		(848,44)	-0,01%
Mercado Spot		5 263 269,83	34,59%
Total		15 215 355,98	100%

Comentario 2.- Los gastos de mantenimiento incluyen las etapas predictivo, preventivo y correctivo; en tanto que en los gastos de operación se agrupan mano de obra, servicios, suministros y otros específicos de cada etapa funcional.

Comentario 3.- El gasto depreciación representa un 28,69% del costo de ventas. Por efectos de presentación, la depreciación de bienes no afines al servicio eléctrico se han clasificado en un grupo diferente.

27. OTROS INGRESOS OPERACIONALES (413)

27.1. Durante los años terminados el 31 de diciembre del 2018 y 2017 fueron realizados como sigue, en dólares:

Código	Cuenta	Ref.	2018	2017	Variación
413	OTROS INGRESOS OPERACIONALES		-	17 844,17	(17 844,17)
41308	INTERESES POR MORA	a)	-	17 844,17	(17 844,17)

27.2. Análisis

a) Los ingresos por gestión de cobro en planillas vencidas se recaudan en aplicación de los valores vigentes autorizados.

28. DONACIONES Y CONTRIBUCIONES (414)

28.1. Durante los años terminados el 31 de diciembre del 2018 y 2017 fueron causados como sigue, en dólares:

Código	Cuenta	Ref.	2018	2017	Variación
414	DONACIONES Y CONTRIBUCIONES		1 802 417,88	1 416 305,78	386 112,10
41401	CONTRIBUCIONES CLIENTES		1 747 587,20	1 283 176,26	464 410,94
41402	CONTRIBUCIONES URBANIZACIONES LOTIZACIONES Y CONJUNTOS		46 971,15	123 781,52	(76 810,37)
41403	HABITACIONALES DONACIONES DE BIENES INMUEBLES		7 859,53	9 348,00	(1 488,47)

SEMPA
Y S. C. A.
/

Comentario.- En la cuenta 41401 se registró contribuciones de clientes tanto para construcciones como para materiales y equipos necesarios para la dotación del servicio eléctrico.

29. RESULTADO OPERATIVO

- El resultado operativo positivo de 22 136 168,08 USD se produjo principalmente por la disminución del precio medio de la compra de energía que incidió directamente en la utilidad bruta del periodo. Además incidieron los 1 802 417,88 USD generados por concepto de donaciones y contribuciones.

30. INGRESOS AJENOS A LA OPERACIÓN (421)

30.1. Durante los años terminados el 31 de diciembre del 2018 y 2017 fueron realizados como sigue, en dólares:

Código	Cuenta	Ref	2018	2017	Variación
421	INGRESOS AJENOS A LA OPERACIÓN		1 255 020,02	1 591 883,94	(336 863,92)
42101	VENTA DE MATERIALES Y EQUIPOS		143 675,41	60 420,97	83 254,44
42102	MULTAS EN CONTRATOS		159 841,90	85 166,04	74 675,86
42104	OTRAS RENTAS		951 502,71	1 446 296,93	(494 794 22)
30.2.	Análisis				

- Con respecto al 2017 existe un decremento del 21,16%.
- Los rubros más significativos son: intereses en cuentas bancarias, reingresos - bajas de bienes de control, regulación provisión deterioro. En menor valor: diferencia en valoración de inventarios y reclasificaciones varias.

31. GASTOS NO OPERACIONALES

31.1. Durante los años terminados al 31 de diciembre del 2018 y 2017 fueron causados como sigue, en dólares principalmente por:

SEER
recl

Código	Cuenta	Ref.	2018	2017	Variación
521	GASTOS FINANCIEROS		6 308,91	5 480,81	828,10
52101	COMISIONES E INTERESES		6 308,91	5 480,81	828,10

Código	Cuenta	Ref.	2018	2017	Variación
522	OTROS GASTOS		1 544 164,85	1 321 295,67	222 869,18
	COSTO DE VENTA DE				
52201	MATERIALES		94 210,80	23 193,12	71 017,68
52202	PÉRDIDAS NO OPERACIONALES	a)	864 903,91	993 396,92	(128 493,01)
52203	OTROS GASTOS EVENTUALES QUE NO SON EXPLOTACIÓN	b)	585 050,14	304 705,63	280 344,51

31.2. Análisis

a) Más significativos: destrucción y desmantelamiento de materiales, baja de activos eléctricos, bajas de instalaciones generales y bienes de control, deterioro de inventarios. Además registra movimientos de pérdida en valoración de inventarios y pérdida en donaciones.

b) Principalmente registra valores por depreciación acumulada de años anteriores en liquidación de obra, pagos por deducibles de seguros, devolución fondos de garantía, pagos servicios de jubilados, remodelaciones de instalaciones generales. En menor valor registra diferencias en subsidios, ajustes en comisiones.

32. RESULTADO DEL EJERCICIO

- En el 2018 se registró un resultado de 21 813 876,94 USD. Se detalla a continuación:

Ingresos de actividades ordinarias	68 885 645,04
(-) Costo de Ventas	48 551 894,84
(=) Utilidad Bruta	20 333 750,20
(+) Otros ingresos operacionales	0,00
(+) Donaciones y contribuciones	1 802 417,88
(=) Resultado operativo	22 136 168,08
(+) Ingresos ajenos a la operación	1 255 020,02
(-) Gastos no operacionales	1 577 311,16
(=) Resultado del ejercicio	21 813 876,94

Comentario.- Los ingresos de actividades ordinarias incluyen el valor del déficit tarifario. En el ejercicio 2018 se reconoció por este concepto el valor de 693 465,33 USD, debiendo aclarar que este valor no ha sido recibido mediante transferencias

SESION
Y ANEXO

provenientes del MEER hasta la fecha de emisión de los presentes estados financieros.

33. GESTIÓN DE RIESGOS

Política de gestión de riesgos

(a) Considerando sobre todo las contingencias externas, la Empresa está expuesta a un conjunto de riesgos de mercado financieros y operacionales inherentes a su negocio; sobre la base de su responsabilidad la administración busca identificar y manejar dichos riesgos de la manera más adecuada, con el objetivo de minimizar potenciales efectos adversos sobre la rentabilidad de la empresa.

1.1. Riesgo de mercado

El más alto porcentaje de los ingresos de la Empresa, provienen de la venta de energía, al desarrollarse el negocio en condiciones donde no existe un mercado competitivo, a consecuencia del marco legal en el que operan las distribuidoras en el Ecuador, debido a la demarcación del área de concesión definida por la ARCONEL en su condición de organismo regulador, el riesgo de competencia es prácticamente inexistente.

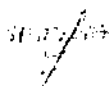
Cabe señalar que la Compañía, sólo tiene actividad en el mercado asignado y tiene una cartera específica asociada con su actividad principal en la generación de ingresos.

1.2. Riesgo financiero

Los principales riesgos financieros a los que la Empresa está expuesta son: riesgo de crédito y riesgo de liquidez.

(a) Riesgo de crédito

El riesgo de crédito surge principalmente de la eventual deuda de algunos de los clientes de la Compañía, por acumulación de planillas mensuales de consumo de energía, lo que afectaría la capacidad de recaudar fondos de cuentas por cobrar pendientes. Las potenciales pérdidas por este concepto se limitan mediante una adecuada política de cobranza y una efectiva gestión de cartera.



La Empresa administra estas exposiciones con medidas radicales, como la suspensión y retiro del servicio, con lo cual se mitiga el riesgo de crédito, evitando que surjan pérdidas mayores.

(b) Riesgo de liquidez

Este escenario se generaría en la medida en que la Empresa no pudiese cumplir con sus obligaciones como resultado de exiguos recursos de efectivo disponibles o por limitaciones para recurrir a créditos.

La estructura económica financiera del sector eléctrico ecuatoriano, particularmente en el ámbito de la distribución de energía, está presentando contingencias que inciden y afectan al disponible, pues los recursos por subsidios y déficit tarifario no fluyen oportunamente y más bien tienen una importante antigüedad de retraso.

Por otro lado, el nivel superior del régimen del sector eléctrico ecuatoriano emite disposiciones para atención prioritaria y preferencial al programa emblemático de cocción eficiente denominado PEC, comprometiendo recursos que obliga trasladar de otros programas.

1.3. Otros de riesgos operacionales

(a) Riesgos operacionales y de activos fijos

La totalidad de los activos de infraestructura de la Empresa (construcciones, instalaciones, maquinarias, etc.) se encuentran adecuadamente cubiertos de los riesgos operativos por pólizas de seguros, condición que es de respaldo significativo ante la ocurrencia de siniestros de cualquier proporción, la respuesta de las coberturas han sido efectivas. Los activos eléctricos tienen riesgos de incendio y otros riesgos de la naturaleza, los que a su vez están cubiertos por seguros. Si bien estos factores en el pasado no han provocado daños significativos a las plantas, no es posible asegurar que esto no ocurra en el futuro.

(b) Continuidad y costos de suministros de insumos y servicios

SECRETARÍA
y U.A.O.

La gestión comercial de la Empresa, involucra un proceso de despacho de carga, normado y gestionado de forma estandarizada para todas las distribuidoras del país; la probabilidad de ocurrencia de una contingencia puntual, está relacionada al Sistema Nacional Interconectado, que en todo caso sería temporal.

El abastecimiento de materias primas e insumos para la distribución, comercialización y generación, están debidamente controlados con procesos oportunos de provisión, sobre la base del Plan Operativo Anual y el Plan Anual de Contratación, relacionados con el presupuesto y su ejecución.

Es importante señalar que, el Sistema de Gestión de la Calidad implementado en la empresa, sobre la base de las Normas ISO 9001-2008, respalda, controla y evalúa los once macroprocesos y veinte y nueve procesos.

Debe mencionarse que la empresa cuenta con un plan integral de seguros, con coberturas para los siguientes ramos: fidelidad tipo blanket, vehículos, incendio, asalto y/o robo, equipo electrónico, todo riesgo sobre rotura de maquinaria, responsabilidad civil y, equipo y maquinaria.

34. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS

Al 31 de diciembre del 2018 y 2017, además de los saldos revelados en Notas 7c, 7e, 13, 14, 19, 20 y 25, la principal transacción con partes relacionadas corresponde a las compras netas de energía en ambos años a empresas generadoras del Estado por 13 543 233,78 USD, (20 372 931 USD en el 2017).

Como se indica en la Nota 26, para la provisión de energía existen contratos firmados con diversas generadoras, actualmente fusionadas a través de CELEC EP.

Préstamos a partes relacionadas

	Al 31 de diciembre del	
	2018	2017
Préstamos a Directores	45 603,00	24 445,64

La Compañía, otorgó préstamos a corto plazo a varios ejecutivos, por estos préstamos la Compañía no cobra ninguna tasa de interés de acuerdo a la LOEP y reglamentación interna.

OTF-EP
Y 2015

Retribuciones a Directores y a Gerencia

A los Directores, EEASA los retribuye con sus remuneraciones

A continuación, los valores entregados por concepto de remuneraciones de dicho personal:

	2018	2017
Remuneraciones	548 225,00	597 191,52

35. CONTINGENCIAS

Un resumen de las causas judiciales y administrativas pendientes de sentencia o resolución, que mantiene la Empresa al 31 de diciembre del 2018 en calidad de demandada, según información proporcionada por la Dirección de Asesoría Jurídica de la Empresa, es el siguiente:

Procesos patrocinados por abogados internos y externos:

Naturaleza	Cantidad de juicios	Demandante	Cuántia USD	Demandado	Estado actual
Civil	3	Varios/Otros	120 000 00	EEASA	En trámite
Contenciosas	1	Varios/Otros	750 000 00	EEASA	En trámite
Administrativas					
Laboral	2	Ex personal EEASA	76 025 75	EEASA	En trámite

Existen 6 causas en calidad de demandada por un monto total de 946 025,75 USD, dentro de las cuales la más significativa asciende a 750 000,00 USD por reclamo de indemnización pecuniaria por afectación a la integridad física de la demandante. Según el informe del Asesor Jurídico de la Empresa, en esta demanda se ha concluido con el proceso de evacuación de las pruebas solicitadas por las partes. Se encuentra en estado de dictar sentencia.

La Administración en base al criterio del Asesor Legal considera que no se requieren provisiones, excepto por las provisiones indicadas en la **Nota 16**.

SE DEBE
Y 1/2

36. CUENTAS DE ORDEN

Al 31 de diciembre del 2018 y 2017, están constituidas como sigue:

	2018 (En USD)	2017 (En USD)
Garantías entregadas por la empresa	-	5 782,84
Contratos	15 615 393,07	8 090 166,95
Pólizas y garantías en custodia de tesorería	105 342 857,01	95 470 336,59
Bienes de control	227 282,74	197 808,85
Bodegas (cocinas/focos)	74 301,38	65 781,29
Total	121 259 834,20	103 829 876,52

37. COMPROMISOS Y CONTRATO

Durante el año 2018 se suscribieron los siguientes contratos:

- Contratos comerciales suscritos con terceras personas - Dentro del periodo 2018 se suscribieron 287 contratos por un monto de 35 430 949,19 USD, entre los que se incluyen:

Contratista	Concepto	Valor, sin IVA
CISMAC	CONSTRUCCIÓN DE LA OBRA CIVIL RED SUBTERRÁNEA FICOA-ATOCHA III ETAPA	2 885 925,70
CONSORCIO EEASA 13-PUYO	CONSTRUCCIÓN DE LA SUCURSAL MAYOR PUYO DE LA EEASA	2 731 884,50
SISTEMAS ELÉCTRICOS S A SISELEC	REPOTENCIACIÓN SUBESTACIÓN HUACHI	2 565 195,24
CONSORCIO ELÉCTRICO EL TRIUNFO - VILLANO	CONSTRUCCIÓN DEL ALIMENTADOR A 13 8 KV EL TRIUNFO - VILLANO PROVINCIA DE PASTAZA PROCESOS DE LICITACIÓN NACIONAL- PROGRAMA RSND BID I	984 684,50
CONSORCIO C Y S INGENIEROS	PROVISIÓN DE MATERIALES MANO DE OBRA Y DIRECCIÓN TÉCNICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE REDES ELÉCTRICAS DE LAS COMUNIDADES HACIA-ARAJUNO DESARROLLO FAMILIAR PALATI SAN FRANCISCO DE PUNIN PALIMBE-CANELOS VARIOS SECTORES PASTAZA KUAKASH Y ANKUASH EN LA PROVINCIA DE PASTAZA	784 634,43
CONSORCIO ILUMINACIÓN ECUADOR	PROVISIÓN DE MATERIALES MANO DE OBRA Y DIRECCIÓN TÉCNICA PARA LA EJECUCIÓN DE CONVENIOS NO 298-2017 DEL CANTÓN MOCHA 144-2018 DE LA PARROQUIA RUMIPAMBA PINGUILI 173-2018 DEL CANTON QUERO 179-2018 DE LA PARROQUIA RUMIPAMBA Y CONVENIO DEL CANTÓN CEVALLOS DOTACIÓN DE ALUMBRADO PÚBLICO Y REDES DE DISTRIBUCIÓN EN LOS CANTONES AMBATO QUERO MOCHA TISALEO Y CEVALLOS	751 637,37
CONSORCIO ALUMBRADO YAMBO	PROVISIÓN DE MATERIALES MANO DE OBRA Y DIRECCIÓN TÉCNICA PARA LA ILUMINACIÓN DEL ACCESO NORTE DE LA PROVINCIA DE TUNGURAHUA YAMBO-IZAMBA	631 871,79
CONSORCIO JUAN JOSÉ CRUZ TOAPANTA	PROVISIÓN DE MATERIALES MANO DE OBRA Y DIRECCIÓN TÉCNICA PARA LA DOTACIÓN Y MEJORAMIENTO DEL ALUMBRADO PÚBLICO EN LOS CANTONES QUERO CEVALLOS MOCHA TISALEO Y LA VÍA CAGUAJI- COTALO PROGRAMA SAPG 2018	525 309,60

[Firma manuscrita]

Contratista	Concepto	Valor, sin IVA
CONSORCIO AP PELILEO BAÑOS	PROVISIÓN DE MATERIALES MANO DE OBRA Y DIRECCIÓN TÉCNICA PARA LA DOTACIÓN DE ALUMBRADO PÚBLICO EN LA VÍA INTERCANTONAL PELILEO BAÑOS CONVENIO 067-2018	524 410,51
CONSORCIO CHILUIZA SANCHO INGENIEROS	SUMINISTRO DE MATERIALES MANO DE OBRA Y DIRECCIÓN TÉCNICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LOS ALIMENTADORES SANTA CLARA Y SHELL EN EL DZOP	514 032,06
GOBIERNO PROVINCIAL DE TUNGURAHUA	ALUMBRADO PÚBLICO UTILIZANDO LUMINARIAS TIPO LED PARA LA VÍA INTERCANTONAL PELILEO BAÑOS	493 792,61
GALARZA ESPÍN MARCO VINICIO	PROVISIÓN DE MATERIALES MANO DE OBRA Y DIRECCIÓN TÉCNICA PARA LA EJECUCIÓN DE LOS CONVENIOS NO 072 193 219-2018 Y DOTACIÓN DEL ALUMBRADO PÚBLICO Y REDES DE DISTRIBUCIÓN EN LOS CANTONES PELILEO PILLARLO Y BAÑOS DEL PROGRAMA SAPG 2018	489 894,44
ACOSTA MANZANO CARLOS SANTIAGO	PROVISIÓN DE MATERIALES MANO DE OBRA Y DIRECCIÓN TÉCNICA PARA RECTIFICACIONES INTEGRALES DE ACOMETIDAS Y MEDIDORES PROVINCIA DE TUNGURAHUA ZONA 1	458 277,80
JUAN CARLOS GÓMEZ CEVALLOS	PROVISIÓN DE MATERIALES MANO DE OBRA Y DIRECCIÓN TÉCNICA PARA RECTIFICACIONES INTEGRALES DE ACOMETIDAS Y MEDIDORES PROVINCIA DE TUNGURAHUA ZONA 2	446 505,66

38. LEY ORGÁNICA DE EMPRESAS PÚBLICAS; OPERACIONES DE ÉEASA

En octubre 16 del 2009 fue publicada en el Suplemento RO 48, la Ley Orgánica de Empresas Públicas, la cual en su Disposición Transitoria Segunda, dentro de la parte correspondiente al Régimen Transitorio para las Sociedades Anónimas en las que el Estado a través de sus Entidades y organismos es accionista mayoritario, se refiere a las sociedades anónimas del sector eléctrico, siendo de especial importancia mencionar el numeral 2.2.1.1 que dice: "Las acciones y los certificados de aportes para futuras capitalizaciones en las empresas eléctricas de generación transmisión, distribución y comercialización de propiedad del Fondo de Solidaridad, serán transferidas al Ministerio Rector encargado del sector eléctrico ecuatoriano".

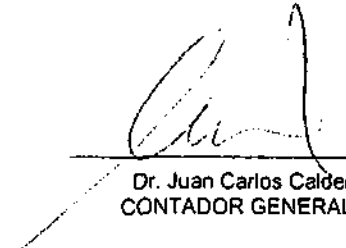
Así mismo el numeral 2.2.1.5 que hace referencia a la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., por estar, dentro de las empresas incluidas en el Mandato 15, manifiesta en su parte pertinente lo siguiente: "hasta que se expida el nuevo marco jurídico del sector eléctrico, seguirán operando como compañías anónimas reguladas por la Ley de Compañías, *exclusivamente para los asuntos de orden societario*. Para los demás aspectos tales como el régimen tributario, fiscal, laboral, contractual, de control y de funcionamiento de las empresas se observarán las disposiciones contenidas en esta Ley..."

SEÑALA
y elige

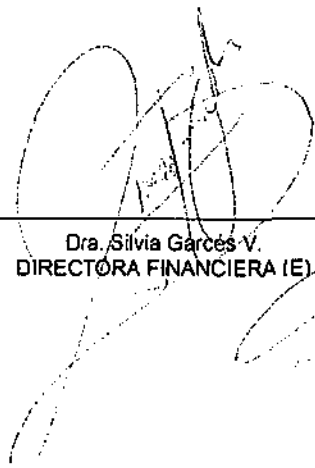
39. EVENTOS POSTERIORES

Entre diciembre 31 del 2018 (fecha de corte de los estados financieros) y febrero 14 del 2019 (fecha de presentación de los estados financieros), no han existido eventos que revelar ni que afecten significativamente los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre del 2018.

Atentamente,



Dr. Juan Carlos Calderón
CONTADOR GENERAL (E)



Dra. Silvia Garcés V.
DIRECTORA FINANCIERA (E)



Ing. Jaime Astudillo R.
PRESIDENTE EJECUTIVO

EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.

SECCIÓN II
INFORMACIÓN FINANCIERA COMPLEMENTARIA

MORALES & ASOCIADOS CIA. LTDA.

Ambato – Ecuador

SECCIÓN II

INFORMACIÓN FINANCIERA COMPLEMENTARIA

Como parte de nuestra auditoria a los estados financieros de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., por el ejercicio económico del año terminado al 31 de diciembre de 2018, de acuerdo a lo establecido en la opinión, no se emite adjunto al informe, información financiera complementaria.

SEPTIEMBRE
Y 2018

EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.

SECCIÓN III
RESULTADOS DE LA AUDITORÍA
MORALES & ASOCIADOS CIA. LTDA.
Ambato – Ecuador

CAPÍTULO I

Seguimiento al cumplimiento de recomendaciones

De las 13 recomendaciones de la Unidad de Auditoría Interna de la Empresa Eléctrica, producto de acciones de control efectuadas en el año 2017 y pendientes de cumplimiento en el año 2018 según cronograma, 6 no fueron cumplidas y se prevé su implementación en el período 2019.

De la evaluación al cumplimiento de las recomendaciones emitidas en el informe DR3-DPT-0021-2018 aprobado el 10 de julio de 2018, de la Auditoría a los Estados Financieros de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. por el periodo terminado al 31 de diciembre de 2017, remitido a la entidad con oficio 691 DR3-DPT-AE de 27 de julio de 2018, se evidenció que, de tres recomendaciones, una no fue cumplida, debido a que el servidor a quien estuvo dirigida, no la aplicó, incumpliendo el artículo 92 de la Ley Orgánica de la Contraloría General del Estado, la que se describe a continuación para insistir en su aplicación:

Al Jefe de Sección Procesamiento de Facturación

“... 1. Dispondrá a los responsables informáticos arreglos en la parametrización del sistema comercial para reducir las diferencias por las aproximaciones de decimales en la generación de la facturación individual y global (...)”.

Situación actual

Con memorando DC-FAC-302-2018 de 22 de noviembre de 2018, el Jefe de Sección Procesamiento de Facturación indicó a Auditoría Externa, que se revisaron los valores y cálculos de las facturas de contratos y servicios; y, se encontraban realizadas *correctamente*, por lo que las diferencias se presentaban debido al efecto del redondeo; y, manifestó:

“...al aplicarse el cálculo del IVA y siendo que el valor para el cálculo es de centavos de dólar, existirá un redondeo de más o menos 1 centavo de dólar, esto afecta de manera directa al monto calculado... se infiere que el cálculo que realiza el Departamento Financiero, no puede ser neteado con los valores generados por el Sistema Comercial (...).”

ST 10 1/2 1/2
Y 10 1/2 1/2

Además, con memorando DC-FAC-014-2019 de 10 de enero de 2019, indicó:

"... Se generaron simulaciones en posibles escenarios para los cálculos de las facturas, se verificaron procesos, fórmulas y valores calculados... Se realizó una combinación de cálculos respecto al redondeo y truncado de decimales esto para mitigar en lo posible las diferencias en los decimales generados superiores a tres cifras decimales... Se realizaron mejoras en los cálculos de las facturas por conceptos de notificaciones, cortes y reconexiones; así como también, la elaboración de facturas por diferentes conceptos en el área de atención al cliente, aplicando cifras monetarias... 2 cifras decimales (...)"

Con memorando DC-FAC-113-2019 de 28 de marzo de 2019, el Jefe de Sección Procesamiento de Facturación, indicó:

"... No existe un oficio, memorando o cualquier otro documento de delegación para arreglos de la parametrización, por cuanto esta jefatura es la encargada de verificar y supervisar la información que se registra en el sistema de atención al cliente SISA, mismas que es revisada mensualmente y de manera global... se han realizado pruebas y cambios en las fórmulas de cálculo, para fortalecer los resultados y la conciliación de los registros contables, mismas que se realizan en la base de datos del Comercial para que estos sean consistentes (...)"

De lo comentado, por el Jefe de Sección de Procesamiento de Facturación, si bien presentó documentación de las gestiones efectuadas, las diferencias por aproximaciones de decimales se mantienen, lo que ocasiona diferencias entre las ventas reflejadas en los registros contables y el total de las ventas declaradas mensualmente en los formularios 104 "Declaración del Impuesto al Valor Agregado", así:

<u>Mes</u>	<u>Según EE.FF</u>	<u>Según formulario 104</u>	<u>Diferencia</u> <u>(USD)</u>
Enero	5 616 636,97	5 615 998,00	638,97
Febrero	5 367 371,31	5 366 350,83	1 020,48
Marzo	6 013 394,25	6 012 716,12	678,13
Abril	5 617 219,40	5 617 242,60	(23,20)
Mayo	5 860 105,33	5 859 571,74	533,59
Junio	5 566 141,71	5 565 589,51	552,20
Julio	5 584 376,22	5 583 899,91	476,31
Agosto	5 832 876,00	5 832 944,28	(68,28)
Septiembre	5 715 515,00	5 714 705,07	809,93
Octubre	6 453 264,10	6 452 825,22	438,88
Noviembre	5 869 323,04	5 869 023,68	299,36
Diciembre	5 654 837,66	5 654 407,31	430,35
Total	<u>69 151 060,99</u>	<u>69 145 274,27</u>	<u>5 786,72</u>

DC-FAC-113-2019
28 de marzo de 2019

Por lo que, no se pudo evidenciar parametrización del sistema o alternativas que permitan reducir las diferencias, considerando que la Empresa Eléctrica, es desarrolladora propia del sistema comercial.

Con oficio MA-EERSA-CR-007.002 y 003 de 26 y 29 de marzo de 2019, se comunicaron los resultados provisionales al Jefe de Sección Procesamiento de Facturación.

El Jefe de Sección 3 Centro de Procesamiento de Facturación que actuó del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018, con oficio EEASA-DC-FAC-004-2019-OF de 1 de abril de 2019, manifestó:

"... La Jefatura de Procesamiento de Facturación, mediante correo electrónico remitió el Oficio No. EEASA-DC-FAC-002-2019 el 26 de marzo de 2019, al... Comisario del Ejercicio Económico 2018, el descargo correspondiente sobre la ampliación de los redondeos que el módulo SISA realiza al generar las facturas... En el mencionado oficio se anexa y demuestra el procedimiento, fórmulas, copia del código fuente que el SISA aplica para el cálculo del IVA a las facturas correspondientes (...)"

Así mismo, con memorando DC-FAC-302-2018 de 22 de noviembre de 2018, manifestó en relación al Cumplimiento de Recomendaciones de Auditoría Externa Año 2017 lo siguiente:

"...la recomendación no procede por cuanto los valores se encuentran correctamente generados y existirá siempre variación de valores si se utilizan dos formas diferentes de consolidar y comparar información, esto es con cifras globales e individuales (...)"

Lo mencionado por el servidor, no modifica el comentario de auditoría, por cuanto, no se presentó evidencia de las modificaciones o propuesta de cambios en el sistema que podrían efectuarse, para que las aproximaciones se realicen desde el origen de la factura, de manera que se reduzcan las diferencias presentadas.

Conclusión

De las tres recomendaciones que constan en el informe DR3-DPT-0021-2018 aprobado el 10 de julio de 2018, se evidenció el incumplimiento de 1 recomendación, por lo que el Jefe de Sección Procesamiento de Facturación, al no haber dispuesto al personal informático y a su vez, efectuar las parametrizaciones del sistema comercial, para disminuir el efecto de las aproximaciones en la facturación, ocasionó que existan

4
NTA

diferencias entre las ventas reflejadas en los registros contables y el total de las ventas declaradas mensualmente en los formularios 104 "Declaración del Impuesto al Valor Agregado".

Recomendaciones

Al Presidente Ejecutivo

1. Dispondrá al Jefe de Procesamiento de Facturación, aplicar las acciones necesarias para dar cumplimiento a las recomendaciones establecidas en el Informe de Auditoría Externa.

Al Jefe de Procesamiento de Facturación

2. Elaborará un informe técnico que incluya causas y propuestas de mejora, con respecto a las diferencias presentadas entre el monto de ventas reflejadas en el estado financiero y las ventas reportadas al Servicio de Rentas Internas, debido a las aproximaciones de decimales por la facturación en el sistema comercial.
3. Analizará y propondrá al Presidente Ejecutivo, una actualización del sistema comercial que permita minimizar las diferencias por aproximaciones de decimales de la facturación, considerando que la información se presenta al ente regulador de los tributos.

*OCUPADA
Y CUBO
22*

CAPÍTULO II

RUBROS EXAMINADOS

Deficiencia en la estructura organizacional de Tecnologías de la Información

De la revisión efectuada al entorno organizacional de la Empresa Eléctrica, se determinaron las siguientes inconsistencias:

1. El Manual Orgánico Funcional y Organigrama Estructural de la EEASA, aprobado por el Directorio, en sesión radial de 29 de noviembre 2016, no incluyeron una Unidad de Tecnologías centralizada u organizada en una sola área, ya que en el artículo 47 del mencionado manual, señala:

"...el Departamento de Planificación...Estructuralmente, cuenta con 3 secciones a saber: 1. Estudios Técnicos, 2. Estudios Económicos; y, 3. Coordinación Informática (...)"

La Directora de Relaciones Industriales (E), con oficio DIR-DIR-0302-2019 de 15 de marzo de 2019, señaló que adicional al Coordinador Informático, el personal de TI estuvo distribuido en ocho (8) departamentos, que dependían directamente de la Presidencia Ejecutiva, así:

<u>Nro.</u>	<u>Departamento</u>	<u>Cargo</u>
1	De Distribución	Jefe de Área 2 Informática LOEP
2	De Planificación	Jefe de Área 2 Informática LOEP
3	De Subtransmisión	Jefe de Área 2 Informática LOEP
4	Departamento Financiero	Jefe de Área 2 Informática LOEP
5	De Relaciones Industriales	Jefe de Área 2 Informática LOEP
6	Comercial	Jefe de Área 2 Informática LOEP
7	Comercial	Jefe de Área 2 Informática LOEP
8	Zonal Napo	Jefe de Área 2 Informática LOEP

2. De acuerdo al Manual Orgánico Funcional, el Departamento de Planificación incluyó la Coordinación Informática; sin embargo, no se especificó funciones en las áreas de infraestructura, soporte y desarrollo, para asegurar la cobertura a todos los usuarios y servicios en la Empresa. Además, no se incluyó la función de planificación y control de los recursos tecnológicos en el área de Asesoría Legal; nivel de control: Auditoría

OCHEN
y JDS

Interna y Comisario; y, nivel auxiliar: Secretaría General y Comunicación Institucional, que brinde asesoría y apoyo al nivel directivo y demás áreas usuarias.

3. El Manual de Competencias incluyó funciones incompatibles para el desarrollo de software, debido a que una misma persona, desarrolla, realiza pruebas, implanta cambios en el ambiente de producción, administra las bases de datos, sistemas y servidores de la EEASA, de acuerdo al siguiente cuadro:

Departamento	Puesto	Funciones en Manual de Competencias
Departamento de Relaciones Industriales	JEFE ÁREA 2 INFORMÁTICA DRI	<p>55. JEFE ÁREA 2 Informática DRI:</p> <p>1. Analizar e implementar Sistemas informáticos conforme las necesidades de las áreas que forman parte del Departamento de Relaciones Industriales.</p> <p>2. Administrar y garantizar el buen funcionamiento del Sistema de Gestión de Recursos Humanos SISGERH.</p> <p>3. Administrar el sistema que controla los dispositivos de registro de asistencia del personal.</p> <p>4. Administrar las cuentas de usuarios para la operación de los sistemas de integrados en la Intranet Institucional.</p> <p>8. Elaborar en conjunto con usuarios pruebas de funcionalidad nuevos componentes en los sistemas informáticos.</p>
Departamento Comercial	JEFE ÁREA 2 INFORMÁTICA - DC	<p>56. JEFE ÁREA 2 INFORMÁTICA - DC:</p> <p>1. Colaborar en la ejecución del programa de facturación de los consumos de energía eléctrica, en orden a su mejor explotación, realizando los cambios que sean necesarios.</p> <p>2. Analizar e implementar sistemas adecuados de computación e informática para la correcta facturación del consumo de energía de los clientes de la empresa.</p> <p>8. Supervisar el proceso de control de calidad de la facturación.</p> <p>11. Facturar mensualmente el consumo de energía de los clientes de la Empresa.</p>
Departamento de Subtransmisión	JEFE DE ÁREA 2 - INFORMÁTICA - DISCON	<p>57. JEFE DE ÁREA 2 - INFORMÁTICA-DISCON:</p> <p>3. Administrar la base de datos de los sistemas SISSOL, SGC, SYSPROY, INTRANET, arbitrando las medidas que sean necesarias para prevenir</p>

10/11/18
7/11/18

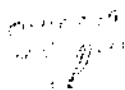
Departamento	Puesto	Funciones en Manual de Competencias
		posibles daños y tomar acciones correctivas cuando fuere el caso. 2. Desarrollar y actualizar los módulos que se encuentren dentro de los sistemas informáticos SISSOL, SGC, SYSPROY, INTRANET.
Departamento de Planificación	JEFE DE ÁREA 2 - INFORMÁTICA-DP	59. JEFE DE ÁREA 2 - INFORMÁTICA-DP: 5. Administrar y controlar las versiones (sesiones) y usuarios del Sistema de Información Geográfico de la EEASA. 8. Mantener la infraestructura del Sistema de Información Geográfico. 9. Garantizar la adecuada y el correcto funcionamiento de los servidores de aplicaciones de la empresa, arbitrando las medidas que sean necesarias para prevenir posibles daños y tomar acciones preventivas y correctivas cuando fuere el caso. 10. Administrar la base de datos SIG, SISDE, SYS, SIG MOVIL, arbitrando las medidas que sean necesarias para prevenir posibles daños y tomar acciones correctivas cuando fuere el caso.
Departamento Financiero	JEFE DE ÁREA 2 - INFORMÁTICA - DF	60. JEFE DE ÁREA 2 - INFORMÁTICA - DF: 1. Mantener, evaluar e innovar el Sistema Informático Financiero. 2. Desarrollar aplicaciones dentro de cada uno de los Sistemas del Departamento Financiero. 4. Administrar y mantener en funcionamiento los equipos servidores de los departamentos Financieros y de la Zona Oriental.

4. En el Manual de Competencias, constan funciones no relacionadas al título superior en sistemas o informática (requisito de estudio del puesto), considerando que estas actividades debieron ser efectuadas por el personal de los departamentos: financiero, comercial y de relaciones industriales. A continuación se detallan las funciones incompatibles con los puestos de informática, las mismas que se encuentran presentes en el Manual de Competencias:

GENEPIO
y otros

Departamento	Puesto	Funciones en Manual de Competencias
Departamento de Relaciones Industriales	JEFE ÁREA 2 INFORMÁTICA DRI	<p>55. JEFE ÁREA 2 Informática DRI:</p> <p>11. Registrar mensualmente en los sistemas correspondientes SISGERH, IESS la rotación del ingreso, salidas, accensos, traslados, sanciones, etc.</p> <p>12. Registrar, validar, procesar y emitir información para remunerar personal activo y jubilado patronal de la empresa.</p> <p>13. Validar y registrar información en el Sistema Historial Laboral del IESS, emisión de planillas y comprobantes de aportes, fondos de reserva y préstamos quirografarios e hipotecarios.</p> <p>14. Elaborar del impuesto a la renta del personal en relación de dependencia y emitir in armes y formularios correspondientes exigidos por el SRI.</p> <p>15. Elaborar liquidaciones del personal que termina la relación laboral con la Empresa.</p> <p>16. Elaborar el presupuesto y proyecciones relacionadas con el costo de mano de obra de la Empresa.</p> <p>17. Preparar la información para la acreditación bancaria de pagos al personal por diferentes conceptos en coordinación con el Departamento Financiero.</p> <p>18. Proporcionar la información y coordinar con el Departamento Financiero la determinación, registro y contabilización del costo de la mano de obra.</p> <p>19. Administrar la nómina del personal de la EEASA y rol de pasantes.</p>
Departamento Comercial	JEFE ÁREA 2 INFORMÁTICA – DC	<p>56. JEFE ÁREA 2 INFORMÁTICA – DC:</p> <p>9. Supervisar el trabajo de lecturas a cargo del personal de la Empresa y otros por convenio y/o contrato.</p> <p>10. Determinar el saldo de la cuenta de abonados y cartera vencida.</p> <p>11. Facturar mensualmente el consumo de energía de los clientes de la Empresa.</p>

5. Existió una dependencia de personal clave de TI debido a que, en los Departamentos de Distribución, Financiero, Planificación, de Zona Oriental Pastaza, de Zonal Oriental



Napo y Coordinación Informática, no cuentan con otra persona técnica en cada departamento con el perfil necesario para desempeñar dichas funciones, a la que se le pueda transferir los conocimientos o que permita la rotación de personal.

6. Se detectaron controles de seguridad de la información no implementados, como se detalla a continuación:

- No se contó con un procedimiento para el manejo de incidentes de seguridad de la información.
- De una muestra de 11 servidores que ingresaron en el 2018, el 100% no suscribió acuerdos de confidencialidad y de "no divulgación" de información conforme las necesidades de protección de información de la Empresa.
- De una muestra de 11 computadoras de funcionarios de la Empresa, se evidenció que:
 - 7 funcionarios, que representan el 64% de la muestra tienen acceso a Facebook.
 - 11 que representan el 100% de la muestra, tienen acceso a puertos USB / CD / DVD para lectura o escritura de información.
- En el Servicio de Directorio Activo, de 63 usuarios del Departamento Financiero, 36, que representa el 57% de la totalidad de usuarios, eran genéricos, de acuerdo a la siguiente tabla:

<u>Nro.</u>	<u>Usuario</u>	<u>Nro.</u>	<u>Usuario</u>	<u>Nro.</u>	<u>Usuario</u>
1	BODEGAS134	13	EGRESOS2	25	USERADMDF
2	compras1	14	EXTERNO1	26	USERCOMPRAS
3	compras2	15	externo2	27	USERDELL
4	CONTA	16	FIDECO1	28	USERDF
5	CONTA1	17	FONDODF	29	USERDF1
6	CONTA2	18	impuestos2	30	USERDFVB
7	CONTA3	19	INGRESOS1	31	USERDOM
8	COSTOS1	20	INGRESOS2	32	USERDRI
9	COSTOS2	21	JAIDF	33	USEREXTERNO
10	costos3	22	PRESUP1	34	USERFOX
11	DFEXTERNO1	23	PRESUP2	35	userinf1
12	EGRESOS1	24	TESO1	36	USERTESO2

- En el Servicio de Directorio Activo del Departamento Comercial, 28 usuarios genéricos, al 22 de marzo de 2019.

OCHENPA
Y SEU

<u>No.</u>	<u>Usuario</u>	<u>No.</u>	<u>Usuario</u>	<u>No.</u>	<u>Usuario</u>
1	Recaudación	11	asesor04	21	Sreuniones
2	Perdidas	12	asesor05	22	Ventaspec
3	clientes01	13	asesor06	23	instalador01
4	perdidas01	14	inspectores	24	instalador02
5	acometidas01	15	pec01	25	instalador03
6	secagencias	16	calcenter	26	instalador04
7	Admdc	17	invitado2	27	Administrador
8	asesor03	18	perdidas02	28	Invitado
9	asesor01	19	ptactiles		
10	asesor02	20	capacitaciondc		

- En la base de datos de los sistemas comerciales y financieros, se identificaron 132 y 41 usuarios genéricos, respectivamente, como se detalla en los anexos 2 y 3.

Lo mencionado se presentó por cuanto la Directora de Relaciones Industriales (E), no verificó la existencia de una estructura organizacional completa referente a Tecnologías de la Información; así como, no efectuó la actualización del Manual Orgánico Funcional, que incluya una Unidad de Tecnologías de la Información como unidad independiente, o la distribución de funciones del personal de Tecnologías de la Información en las áreas de infraestructura tecnológica, soporte y desarrollo de software de acuerdo a las necesidades institucionales que garantice su independencia respecto de las áreas usuarias, lo que ocasionó que, no se cuente con un servidor responsable del área informática, que coordine todas las actividades relacionadas a TI en la EEASA; asignando las mismas funciones para ser aplicadas en 8 departamentos, al encontrarse la unidad de TI descentralizada; además de la dependencia del personal clave para el desarrollo de sus actividades y falta de controles de seguridad de la información, inobservando las Normas de Control Interno 200-04, Estructura organizativa y 410-01 Organización Informática, 407-02 Manual de clasificación de puestos y 410-02 Segregación de funciones.

La Directora de Relaciones Industriales (E) incumplió los numerales 1, 2, 3 y 4 incluidos en el numeral 29 del Manual de Competencias de la EEASA, actualizado y aprobado el 29 de diciembre de 2016, que señala:

"... 29. DIRECTOR DE RELACIONES INDUSTRIALES... 1. Planificar, organizar, dirigir, supervisar y evaluar el trabajo de las Secciones: Recursos Humanos...

OCURRIÓ
Y SIGUE

orientando su accionar a... impulso a procesos de mejora continua.- 2. Gestionar la provisión de recursos humanos competentes para el cumplimiento de objetivos institucionales.-3. Brindar asistencia al Presidente Ejecutivo y Directores Departamentales en temas inherente a la jurisdicción y competencia departamental.- 4. Aplicar las disposiciones legales y reglamentarias para la correcta administración del talento humano...

Así también, la servidora incumplió el literal a) del artículo 60; y, literales b), c) y d), del artículo 62, respectivamente, del Manual Orgánico Funcional, aprobado por el Directorio en sesión radial de 29 de noviembre de 2016, que indican:

"... DEL DEPARTAMENTO DE RELACIONES INDUSTRIALES. Art. 60. FUNCIONES.- a) Planificar, coordinar, ejecutar, dirigir, controlar y evaluar la gestión del talento humano...del sistema de gestión de la calidad de la Empresa; e, informar periódicamente al Presidente Ejecutivo (...)"

Los resultados provisionales se comunicaron a la Directora de Relaciones Industriales (E) con oficios MA-EEASA-CR-002.001 y 002.002 de 26 y 27 de marzo de 2019.

La Directora de Relaciones Industriales (E), que actuó del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018, con oficio EEASA-PE-0693-2019 de 27 de marzo de 2019, manifestó:

"... 1. ... dentro del nivel de apoyo, consta la Sección Coordinación Informática perteneciente al Departamento de Planificación, cuyas funciones abarcan las áreas de infraestructura, soporte y desarrollo, con otros términos... 2. En lo referente a la aseveración de que no se ha incluido la función de planificación y control de los recursos tecnológicos en el área de Asesoría Legal; nivel de control: Auditoría Interna y Comisario; y, nivel auxiliar: Secretaría General y Comunicación Institucional, estas funciones no les corresponde a estas áreas... anotándose que el soporte tecnológico... es brindado por el Departamento de Planificación... 3... El Directorio de la EEASA, cuando aprobó el Manual Orgánico Funcional, en el año 2016, consideró adecuada la actual estructura organizacional de las áreas informáticas, que en esencia, son descentralizadas. Esta concepción... ha dado excelentes resultados a la EEASA... 4... es importante destacar que las políticas del más alto nivel... disponen el uso racional de los recursos; concretamente la última disposición, que es de conocimiento público, se refiere a disminuir y no aumentar personal en las instituciones que brindan servicios públicos... 5. El hecho de que no exista una Unidad de Tecnología de la Información en la EEASA, de ninguna manera significa que el tema no es afrontado con pertinencia, eficacia y oportunidad, a través del Coordinador Informático y de los correspondientes responsables informáticos de cada departamento operativo, cuyas actividades son analizadas en el Comité Informático, conformado por todos los responsables informáticos y que funciona en base al Reglamento aprobado por el Directorio de la Empresa, en el año 2006 (...)"

Y

Lo manifestado por la Directora de Relaciones Industriales (E) no modifica el comentario de auditoría, por cuanto, mantener una estructura descentralizada sin un responsable que dirija y coordine todo lo referente a Tecnologías de la Información y al personal ubicado en cada departamento, ha generado deficiencias en procedimientos, normas y su aplicación, en el desarrollo de software y seguridad de la información. Con respecto al *"uso racional de los recursos"*, no se ha recomendado aumento o disminución de personal, para las áreas informáticas, únicamente se hace referencia a la organización de la Unidad de TI.

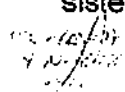
Con oficio DRI-DIR-0345-2019 de 28 de marzo de 2019, la Directora de Relaciones Industriales (E), manifestó:

"... En lo relacionado a funciones incompatibles para el desarrollo del software, cada Jefatura de Área Informática es el administrador de los sistemas que maneja el Departamento al que pertenece y por ende, es el responsable de todos los aspectos en base a criterio de optimización de personal y austeridad.- 3. Sobre las funciones no afines al título superior en sistemas o informática... a más de su actividad propia en tecnología de la información, tienen a su cargo funciones complementarias al Departamento... 4. Respecto a la dependencia de personal clave de TI que en algunos departamentos – no todos – no cuentan con otra persona técnica con el perfil adecuado para transferencia de conocimientos y rotación de personal... la madurez de los sistemas informáticos, han evitado presentación de situaciones de riesgo (...)"

Lo manifestado por la servidora no modifica el comentario de auditoría, por cuanto, ratifica la incompatibilidad de funciones, desempeño de funciones no relacionadas al título de sistema o informática y dependencia de personal clave.

Conclusión

En el Manual Orgánico Funcional y Organigrama Estructural de la EEASA, no incluyeron una Unidad de Tecnologías centralizada u organizada en una sola área, o la distribución de funciones del personal de Tecnologías de la Información, por lo que, además del Coordinador Informático perteneciente a la Dirección de Planificación, el personal de TI se distribuyó en 8 departamentos; no se especificaron funciones definidas en las áreas de infraestructura, soporte y desarrollo, para asegurar la cobertura a todos los usuarios y servicios en la Empresa; el Manual de Competencias incluyó funciones incompatibles para el desarrollo de software, debido a que una misma persona, desarrolla, realiza pruebas, implanta cambios en el ambiente de producción, administra las bases de datos, sistemas y servidores de la EEASA; existió dependencia de personal clave de TI; y, se



Recomendaciones

4. Actualizará el Manual Orgánico Funcional y Manual de Competencias, en el que se incluya la distribución de funciones para el personal de Tecnologías de la Información en la estructura organizacional, donde se concentren las actividades efectuadas por los jefes informáticos de cada departamento, con una estructura marcada por el nivel de responsabilidad de cada funcionario, para ser presentado al Presidente Ejecutivo; y, gestionará su aprobación.
5. Comunicará formalmente al personal de Tecnologías de la Información, las funciones, roles y responsabilidades incluidas en el Manual de Competencias y Manual Orgánico Funcional actualizados, para que se ejerzan bajo los parámetros establecidos en los documentos formalizados por la máxima autoridad.

Al 31 de diciembre de 2018, la Empresa Eléctrica no contó con la siguiente normativa:

- Estándar de programación y de base de datos, que incluya la adopción y aplicación de políticas públicas, estándares internacionales y mejores prácticas que considere: codificación de software, nomenclaturas, interfaz de usuario, reutilización de código, pistas de auditoría y criterios de seguridad, para asegurar la calidad del software.
- Procedimiento para pruebas de software, que incluya validación contra requerimientos, pruebas de caja negra, blanca, unitarias, integrales y de seguridad, criterios de aceptación y plan de pruebas, para garantizar la eficiencia de desempeño.

escalabilidad y cumplimiento de los requerimientos funcionales y no funcionales, de software.

- Procedimiento de control de cambios del software que pasa a producción a fin de minimizar el riesgo de alteración no autorizada de los sistemas.
- Políticas y estrategias para asegurar la retención periódica y copias de respaldo de la información contenida en los sistemas informáticos comerciales, en función de un cronograma definido y aprobado; y, para la conservación de los registros de auditoría del Servicio de Directorio Activo.

Lo mencionado se presentó por cuanto, el Jefe de Sección 3 Coordinador Informático, no elaboró el estándar de programación y bases de datos; procedimientos de control de cambios del software que pasa a producción; y, políticas y estrategias de respaldo de información de los sistemas comerciales, para ser propuestos al Director de Planificación y al Presidente Ejecutivo; el Director de Comercialización, como propietario de la información generada por su departamento, no determinó los procedimientos para el resguardo y contención de la información de los sistemas comerciales; y, el Jefe de Sección 3 – Centro de Procesamiento de Facturación y el Jefe de Área 2 Informática - DC, no llevaron el registro, ni archivo de los datos de los sistemas comerciales, lo que ocasionó:

- a. El paso a producción de los sistemas probados y aprobados desde el ambiente de desarrollo/prueba al de producción, sin contar con las actas de aceptación por parte de los usuarios.
- b. Los responsables de desarrollo y/o mantenimiento del software de los sistemas financieros y comerciales, accedan al ambiente de producción para implementar los cambios de los sistemas, a pesar de ser funciones incompatibles.
- c. Respecto a los Sistemas SÍSCOM SISA y SÍSCOM MOVIL:
 - Se efectuaron pases a producción sin la aceptación formal por parte del usuario.
 - No se evidenció documentación de las pruebas de software efectuadas por personal informático, con su aceptación previa a la puesta en producción.

- No se localizaron pistas de auditoría con el detalle de las operaciones efectuadas sobre las tablas críticas de facturación, lecturas y recaudación, impidiendo identificar el valor anterior reemplazado o borrado, para poder efectuar una trazabilidad de los cambios.
- Se generó un riesgo para la reanudación de los servicios del negocio, en caso de falla o pérdida de la información de los sistemas comerciales.

d. Respecto a los Sistemas Financieros:

- En todos los formularios de "*Solicitud requerimientos procesos informáticos*" correspondientes al año 2018, no se registró el nombre del responsable de desarrollo, pruebas y puesta en producción, por lo que no se evidenció que las soluciones en producción pasaron por un proceso de pruebas y bajo la aceptación del personal técnico y del área usuaria, ni fue posible definir el responsable de desarrollo y de la implantación del software en caso de presentarse una falla de alto impacto.
- Se generaron 8 requerimientos, debido a errores en la funcionalidad del sistema: de 18 de abril de 2018 (SIF MÓDULO ADQUISICIONES, BODEGAS), 21 de agosto de 2018 (SISTEMA BODEGAS), 5 de noviembre de 2018 (SC-SIFOR), 12 de octubre de 2018 (SISCAF), 17 de julio de 2018 (SISCAF), 16 de julio de 2018 (SISCAF), 22 de junio de 2018 (SIF EGRESOS), 25 de abril de 2018 (SC-SISCAF) y 28 de marzo de 2018 (SISMOD-Sistema de mano de obra), generados por la falta de aplicación de un procedimiento de pruebas de software que proporcione mayor calidad en la información que pasa a producción.
- No se mantuvo un estándar en el nombrado de objetos de base de datos.

Adicionalmente, el Presidente Ejecutivo, el Director de Planificación, el Jefe de Sección 3 Coordinador Informático, el Jefe de Sección 3 del Centro de Procesamiento de Facturación, el Jefe de Área 2 Informática del Departamento de Planificación, el Jefe de Área Informática del Departamento de Distribución, el Jefe de Área Informática del Departamento de Subtransmisión, el Jefe de Área informática del Departamento de Relaciones Industriales, Jefe de Área informática del Departamento de Financiero, el Jefe

PLANIFICACIÓN
y
FINANCEROS

de Área Informática del Departamento Zona Oriental Napo, el Jefe de Área informática del Departamento Zona Oriental Pastaza, como miembros del Comité Informático no evaluaron políticas, criterios y procedimientos ni propusieron los ajustes necesarios para elaborar estándares de programación y de base de datos, procedimientos para pruebas y control de cambios de software; y, políticas y estrategias de respaldo de información de los sistemas comerciales, lo que ocasionó que no se garantice la integridad, disponibilidad y confidencialidad de la Información de los sistemas comerciales y financieros, generando mayor uso de tiempo y recursos humanos para la corrección de fallas en los sistemas.

El Jefe de Sección 3 Coordinador Informático, inobservó las Normas de Control Interno 410-04 Políticas y procedimientos, 410-07 Desarrollo y adquisición de software aplicativo, 401-03 Supervisión y 410-10 Seguridad de tecnología de información.

El Jefe de Sección 3 Coordinador Informático, incumplió los literales h) e i) del artículo 50 del Manual Orgánico Funcional de la EEASA, aprobado por el Directorio en sesión radial de 29 de noviembre de 2016, que estableció:

"... DE LA SECCIÓN COORDINACIÓN INFORMÁTICA.- Art. 50. FUNCIONES... h) Mantener el sistema informático de la Empresa en altas condiciones de seguridad, operatividad y disponibilidad... i) Recomendar al Director Departamental y Presidente Ejecutivo políticas, estrategias y acciones en su área para un mejor aprovechamiento de las nuevas tecnologías informáticas (...)"

Además, el Jefe Área 2 Informática – DC, incumplió el numeral 3, incluido en el numeral 56; el Jefe de Sección 3 Coordinador Informático incumplió los numerales 11, 18 y 20 del numeral 84; y, el Jefe de Sección 3 – Centro de Procesamiento de Facturación incumplió el numeral 2, incluido en el numeral 87, del Manual de Competencias de la EEASA, actualizado y aprobado el 29 de diciembre de 2016, que señaló:

"... 56. JEFE ÁREA 2 INFORMÁTICA – DC... 3. Llevar un registro y archivo de los programas y datos de los sistemas implementados en el Departamento de Comercialización... 84. JEFE DE SECCIÓN 3 – COORDINADOR INFORMÁTICO – DIR PLAN.- FUNCIONES... 11. Adoptar las medidas necesarias para proporcionar seguridad al sistema informático y de telecomunicaciones de la EEASA... 18. Promover el desarrollo informático y de telecomunicaciones en la EEASA... 20. Evaluar los...políticas...procedimientos en materia informática...proponiendo los ajustes que fueran necesarios... 87. JEFE DE SECCIÓN 3 - CENTRO DE PROCESAMIENTO DE FACTURACIÓN... 2. Llevar un registro y archivo de los programas y datos de los sistemas implementados en el Departamento de Comercialización (...)"

Sección 3
y 2016

Al respecto, el artículo 5 del Capítulo II: de la Integración, Funciones y Atribuciones del Comité Informático del Reglamento del Comité Informático, aprobado por el Directorio en sesión de 22 de febrero de 2006, indica que el Comité estará integrado por:

"... El Presidente Ejecutivo de la Empresa, quien lo presidirá; El Director de Planificación.- El Coordinador Informático; y los responsables de las áreas informáticas.- Los responsables de las áreas informáticas de la Empresa (...)"

Los miembros del Comité Informático, inobservaron el literal g), del artículo 6 del mencionado Reglamento, que señala:

"... Evaluar los programas, políticas, criterios y procedimientos en la materia y proponer al organismo de decisión correspondiente, los ajustes que fueren necesarios (...)"

Con oficios MA-EEASA-CR-001.005, 004.002, 004.004, 005.002, 005.004, 006.001, 007.001, 007.003, 008.001, 012.002, 015.001, 016.001, 017.001, 018.001, 019.001 y 020.001 de 26, 27, 28 y 29 de marzo de 2019, se comunicaron resultados provisionales al Presidente Ejecutivo, Director de Planificación, Jefe de Sección 3 Coordinador Informático, Jefe de Sección Procesamiento de Facturación, Jefe de Área 2 Informática - Departamento Financiero, Jefe de Área Informática del Departamento Zona Oriental Napo, Jefe de Área 2 Informática - Departamento de Planificación, Jefe de Área informática – Departamento de Subtransmisión, Jefe de Sección 3 - Departamento Zona Oriental Pastaza, Jefe de Área informática - Departamento de Relaciones Industriales, Jefe de Área Informática – Departamento de Discon, respectivamente.

El Director de Comercialización, quien con oficio DC-DIR-103-2019, de 29 de marzo de 2019, señaló:

"...1...Con el propósito de preservar la integridad de la información del Sistema Comercial, SISCOM, el Departamento Comercial ha venido resguardando la custodia y seguridad de la información por diferentes medios tales como respaldos en cinta magnética en el casillero del Banco del Pacífico...una vez que el Banco del Pacífico suspendió este servicio, la información se viene respaldando semanalmente en dos discos externos de 1 Tera Byte y de 2 Tera Byte a través de la Jefatura de Procesamiento de facturación. 2.- Adicionalmente, para reforzar la integridad de la información del Sistema Comercial, SISCOM, se cuenta con respaldos diarios en el Centro de Datos de Alta Disponibilidad con una periodicidad de actualización trimestral, así como también se dispone de un respaldo MIRROR en dos servidores en el Departamento de la Zona Oriental Pastaza, DIOP, con información en línea (...)"

*Recibido
y
conforme*

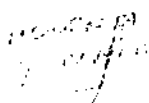
Lo mencionado por el Director Comercial, no modifica el comentario de auditoría, por cuanto, no remitió a Auditoría los respaldos de los Sistemas SISCOM SISA y SISCOM MOVIL para su análisis; así como, los procedimientos de obtención periódica de respaldos, en función de un cronograma definido y aprobado, para proteger y salvaguardar la información de pérdidas y fugas.

El Jefe de Sección 3 Coordinador Informático que actuó del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018, con oficios EEASA-DP-CIN-0294-2019 y EEASA-DP-CIN-0296-2019 de 2 de abril de 2019, señaló:

"... EEASA-DP-CIN-0294-2019...1...se respalda diariamente la base de datos de producción al sistema de almacenamiento y a una librería robótica, esta última mantiene un respaldo de aproximadamente tres meses debido al tamaño de la base y reutilización de cintas... en el Sistema de Gestión de Calidad ISO 9001, se dispone del procedimiento de Desarrollo de Sistemas, donde se indica que los responsables informáticos de cada departamento deben mantener una copia actualizada del código fuente, esquema y datos de cada aplicativo que este responsable...EEASA mantiene una estructura informática descentralizada, en la cual cada departamento tiene uno o más profesionales en esta rama y se encargan de todo lo relacionado al aspecto informático del Departamento al que pertenecen, dependiendo estructural y jerárquicamente de cada Director Departamental.- EEASA-DP-CIN-0296-2019... 1. Mediante memorando No. PE-2005-3863 del 30 de noviembre del 2005, se remitió a todos los departamento (sic) de la EEASA la copia de Resolución de Presidencia Ejecutiva No. 001-2005, donde se resuelve poner en vigencia el normativo para el desarrollo de sistemas, el mismo que deberá ser acatado tanto por personal interno de la EEASA, como por los contratistas encargados de desarrollar aplicaciones para EEASA (...)"

Lo manifestado por el Jefe de Sección 3 Coordinador Informático, ratifica el comentario de auditoría, por cuanto, indicó que la librería robótica mantiene un respaldo de la base de datos, de aproximadamente 3 meses, debido al tamaño de las cintas; pues no se evidencia la existencia de los respaldos de la información de los Sistemas Comerciales. Así también, no se evidenció la aprobación del documento "Normativo para desarrollo de sistemas informáticos en la EEASA RCN S.A.", el cual no incluyó mecanismos para la inclusión apropiada de pistas de auditoría y criterios de seguridad para los sistemas de la EEASA; y, en los demás documentos adjuntos a la respuesta, no incluyen interfaces, pistas de auditoría, estándar de programación para el lenguaje de los sistemas comerciales y financieros.

El Jefe de Área Informática del Departamento Financiero que actuó del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018, con oficio EEASA-DF-1370-2019 de 3 de abril de 2019, señaló:



"... Me permito indicar que en el caso específico del Jefe de Área Informática del Departamento Financiero, además de no contar con lo señalado en Normas de Control Interno 410-01, 410-02, trabaja con un esquema descentralizado y contando con la participación de una sola persona, por lo cual todas las tareas (sic) de desarrollo de sistemas (análisis, desarrollo, pruebas, puesta en marcha) lo hace esa única persona que trabaja en el Área Informática del Departamento Financiero, no se cuenta con una estructura organizacional en donde cada una de las personas ejecuten su rol previamente establecido... El Jefe de Área Informática del Departamento Financiero, ha aplicado los estándares definidos por el Comité Informático mediante resolución No. PE-01-2005... Me permito indicar que todo cambio a los sistemas informáticos, están sustentados en el formulario denominado Solicitud Requerimientos Sistemas Informáticos... Al ser el Jefe de Área Informática del Departamento Financiero el único funcionario de esta área en atender los requerimientos de los usuarios, él es el responsable de todas las fases de desarrollo, razón por la cual no se repite su nombre en cada una de las fases de desarrollo, las cuales constan en el formulario Solicitud Requerimientos Sistemas Informáticos... Si se revisan los formularios más en detalle, se puede observar que lo que solicitan los usuarios son procesos, pantallas, reporte nuevos, así como también cambios a las interfaces existentes, no por mal funcionamiento o errores en la programación, sino por incremento de funcionalidades, visualización de información adicional, así como también por cambios en las condiciones en primera instancia solicitadas por los usuarios (...)"

Lo manifestado por el Jefe de Área Informática del Departamento Financiero, no modifica el comentario de auditoría, por cuanto, no evidenció la aplicación de un procedimiento de control de cambios que garantice el pase a producción que han sido autorizados, debido a que la misma persona es la encargada de diseñar, programar, probar e implementar los cambios. Respecto a la "Solicitud Requerimientos Sistemas Informáticos" a la que hace referencia, se ubicó éstas solicitudes del período 2018, sin la suscripción respectiva de los campos: "Desarrollado por", "Probado por", "Entregado por" y "Recibido por", además no se cuenta con procedimientos de pruebas de software y de control de cambios. La "Solicitud Requerimientos Sistemas Informáticos" de 18 de abril, se refiere a la falta de un control automático en el sistema, mientras que la solicitud del 21 de agosto de 2018, corresponde a un reporte con información duplicada y la falta de confiabilidad en el mismo, por lo que se evidenció la falta de definición de un procedimiento para pruebas de software que proporcione un mayor grado de confianza de que los sistemas pasados a producción cumplen los requerimientos funcionales y no funcionales.

El Jefe de Sección 3 – Centro de Procesamiento de Facturación, que actuó del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018, con oficios EEASA-DC-FAC-0003-2019-OF y EEASA-DC-FAC-0005-2019-OF de 29 de marzo y 2 de abril de 2019, señaló:

*10/08/2019
15/09/19*

"...EEASA-DC-FAC-003-2019-OF... Al haber manifestado que no se contó con los respaldos de las fechas del examen no implica que no haya existido la información en los respaldos generado posteriormente, por lo que hará solventar cualquier tipo de consulta y/o contingencia, como se manifestó en el párrafo anterior, se cuenta con la información del año 2018 en cualquiera de los respaldos generados en el año 2019... EEASA-DC-FAC-005-2019-OF... EEASA, no cuenta con un departamento de Tecnología de Información TI, o una unidad en donde se encuentren agrupados los profesionales informáticos;- Se tienen previstos varias funciones, mismas que en muchos de los casos van fuera del contexto de nuestra profesión, pero por el hecho de estar registradas dentro el Manual Orgánico Funcional, procede de manera indiscutible ejecutarlos.- Cada Departamento cuenta con un equipo de computación configurado con su Dominio, para el control y manejo de información correspondiente (...)"

Lo señalado por el Jefe de Sección 3 – Centro de Procesamiento de Facturación, no modifica el comentario de auditoría, por cuanto, no evidenció la aplicación de procedimientos de los Sistemas SISCOM SISA y SISCOM MÓVIL, en función de un cronograma definido y aprobado, para proteger y salvaguardar la información de pérdidas y fugas; no se remitieron los respaldos referidos para el análisis de auditoría; y, como miembro del Comité Informático una de sus funciones fue la de evaluar las políticas, criterios y procedimientos en materia de informática, y proponer los ajustes que fueren necesarios; sin embargo, no se evidenció la evaluación de las políticas y procedimientos por parte del servidor, ni la realización de propuestas de ajustes o procedimientos para respaldar la información de los sistemas comerciales.

El Jefe de Área 2 Informática del Departamento Comercial, con memorando DC-FAC-116-2019, de 28 de marzo de 2019, señaló:

"...1...Información no respaldada de los Sistemas SISOM (sic) SISA y SISOM (sic) MOVIL.- Los respaldos de datos se los hace de forma automática en el centro de datos Ambato el cual dispone de una librería de cintas, en las cuales se almacena de forma periódicas los respaldos de toda la base de datos de forma incremental, debo indicarle que la base de datos con los esquemas comerciales tiene un tamaño de cerca los 130GB, además que en esta base de datos alberga los esquemas de los demás sistemas que dispone la EEASA llegando tener un tamaño total de cerca los 600GB.- 2...debo indicar que los administradores de la base de datos son quienes obtienen los respaldos de toda base de datos, manifestado en el punto uno, mis funciones no son de administrador de la base de datos (...)"

Lo mencionado por el Jefe de Área 2 Informática del Departamento Comercial no modifica el comentario de auditoría por cuanto, al ser miembro del Comité Informático una de sus funciones fue la de evaluar las políticas, criterios y procedimientos en materia

[Firma]

de informática, y proponer los ajustes que fueren necesarios; sin embargo, no propuso los ajustes en cuanto a generar y mantener los respaldos de la información de los Sistemas Comerciales. Además, durante el 2018, no se aplicó procedimientos de obtención periódica de respaldos en función de un cronograma definido y aprobado, para proteger y salvaguardar la información de pérdidas y fugas, ni se ubicaron los respaldos de la información de los Sistemas Comerciales, correspondiente al período de análisis.

Posterior a la conferencia final de resultados, el Director de Planificación, con oficio OF-LM-006-2019 de 11 de abril de 2019, manifestó:

"...la EEASA mantiene una estructura informática descentralizada, por lo cual cada departamento tiene uno o más profesionales en esta rama que se encargan de todo lo relacionado al aspecto informático del departamento al que pertenecen dependiendo estructuralmente del correspondiente director departamental... dentro de las competencias de EEASA para el caso de los Directores no está definido el tema informático... el Director de Planificación por su formación Ing. Eléctrico al no ser profesional de sistemas o informática, no estaría en la capacidad de emitir ni proponer políticas de este tema. Se menciona que la actuación en el Comité informático del director de planificación está enfocada como soporte, con la concepción que los proyectos que se definen en este ámbito se contemplen en presupuesto para su ejecución (...)"

Lo manifestado por el servidor, no modifica el comentario de auditoría, por cuanto, al ser parte del Comité Informático, en conjunto con los demás miembros, no evaluó las políticas y otros procedimientos para ser propuestos y aplicados en la Empresa.

Conclusión

Al 31 de diciembre de 2018, la EEASA no contó con un estándar de programación y de base de datos, procedimientos para pruebas de software, procedimientos de control de cambios del software que pasa a producción; y, políticas y estrategias de respaldo de información de los sistemas comerciales, situación que se presentó por cuanto, el Jefe de Sección 3 Coordinador Informático, no elaboró el mencionado estándar y procedimientos para ser propuestos al Director de Planificación y al Presidente Ejecutivo; el Director de Comercialización, no determinó los procedimientos para el resguardo y contención de la información de los sistemas comerciales; el Jefe de Sección 3 - Centro de Procesamiento de Facturación y el Jefe de Área 2 Informática - DC, como miembros del Comité Informático no evaluaron políticas, criterios y procedimientos ni propusieron los ajustes necesarios para elaborar estándares de programación y de base de datos, y

RECIBIDO
Y CONFIRMADO

procedimientos para pruebas y control de cambios de software, lo que ocasionó que no presenten la documentación de soporte relacionada a los pases a producción de los sistemas probados y aprobados, aceptación de los usuarios, niveles de responsabilidad para el desarrollo y acceso al ambiente de producción; además, ausencia de pistas de auditoría con el detalle de las operaciones efectuadas sobre las tablas críticas de facturación, lecturas y recaudación en los sistemas comerciales; falta de nombres de responsables para el desarrollo e implantación del software, en caso de fallas; requerimientos de errores en la funcionalidad del sistema financiero; no se presentó un estándar en el nombramiento de objetos de base de datos; y, se generó un riesgo para la reanudación de los servicios del negocio, en caso de falla o pérdida de la información de los sistemas comerciales.

Recomendaciones

Al Jefe de Sección 3 - Coordinador Informático

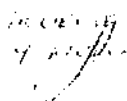
6. Elaborará un estándar de programación para aplicaciones web y cliente servidor; y, de base de datos; así como, un procedimiento para pruebas y de control de cambios de software, de acuerdo al contexto tecnológico, del negocio y regulatorio; y, políticas y procedimientos para el resguardo y contención de información de los sistemas comerciales.

Al Director de Comercialización

7. Determinará procedimientos para el resguardo y contención de la información de los sistemas comerciales, los cuales deberán ser presentados al Comité Informático para su revisión y aceptación.

A los miembros del Comité Informático

8. Evaluarán, documentarán y propondrán trimestralmente al Presidente Ejecutivo, los ajustes necesarios referentes a políticas, estándares y procedimientos de desarrollo de software y respaldos de la información de los sistemas comerciales, los cuales serán comunicados al responsable de la estructura de TI.



Derechos de autor de software no registrados en el SENADI

La Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A., desarrolló durante el 2018, software a la medida, bajo los parámetros y requerimientos técnicos de la EEASA, los cuales no fueron registrados en el Servicio Nacional de Derechos Intelectuales - SENADI, así:

No.	Sistema	Descripción	Departamento
1	SISCOM MOVIL	Sistema de registro de lecturas, censos revisiones, infracciones, instalación de acometidas	Departamento Comercial
2	SISTEMA INFORMÁTICO FINANCIERO	Sistema contable principal	Departamento Financiero
3	MEMFID	Sistema control de emisión de facturas por venta de energía	
4	SISCAF	Permite llevar el control de los activos	
5	SIFOR	Controla los fondos rotativos	
6	ANEXO TRANSACCIONAL AL	Permite el registro, control y distribución del costo de la mano de obra	
7	SISMOD	Permite el registro, control y distribución del costo de la mano de obra	

Al respecto, el Jefe de Sección Coordinador Informático, no recomendó al Director de Planificación, ni al Presidente Ejecutivo la aplicación de un procedimiento para el registro de los Derechos de Autor en el órgano competente, de los sistemas antes mencionados, a fin de mantenerlos en altas condiciones de seguridad; lo que ocasionó que el software que soporta la información relacionada con los procesos financieros y de comercialización, sean susceptibles a copia, utilización y divulgación fuera del ámbito de la entidad y el riesgo de que los derechos de autor se registren a título de terceras personas naturales o jurídicas.

Adicionalmente, el Presidente Ejecutivo, el Director de Planificación, el Jefe de Sección 3 de la Coordinación Informática, el Jefe de Sección 3 del Centro de Procesamiento de Facturación, el Jefe de Área 2 Informática del Departamento de Planificación, el Jefe de Área Informática del Departamento de Distribución, el Jefe de Área informática del Departamento de Subtransmisión, el Jefe de Área informática del Departamento de Relaciones Industriales, el Jefe de Área informática del Departamento de Financiero, el Jefe de Área Informática del Departamento Zona Oriental Napo, el Jefe de Área Informática del Departamento Zona Oriental Pastaza, como miembros del Comité

Informático no propusieron políticas, ni estrategias para la elaboración y aplicación de un procedimiento para el registro de los Derechos de Autor del software desarrollado por la EEASA, inobservaron las Normas de Control Interno 410-04 Políticas y procedimientos y 410-07 Desarrollo y adquisición de software aplicativo.

Los miembros del Comité Informático, inobservaron el literal g), del artículo 6 del Reglamento del Comité Informático, aprobado por el Directorio en sesión de 22 de febrero de 2006.

El Jefe Sección 3 Coordinador Informático, incumplió los literales h) e i) del artículo 50, del Manual Orgánico Funcional de la EEASA, aprobado por el Directorio en sesión radial de 29 de noviembre de 2016; y, los numerales 11 y 20, incluidos en el numeral 84 del Manual de Competencias de la EEASA, actualizado y aprobado el 29 de diciembre de 2016.

Con oficios MA-EEASA-CR-001.005, 004.003, 005.003, 007.003, 012.002, 015.001, 016.001, 017.001, 018.001, 019.001 y 020.001 de 27, 28 y 29 de marzo de 2019, se comunicaron resultados provisionales al Presidente Ejecutivo, Director de Planificación, Jefe de Sección 3 Coordinador Informático, Jefe de Sección Procesamiento de Facturación, Jefe de Área 2 Informática – Departamento Financiero, Jefe de Área Informática del Departamento Zona Oriental Napo, Jefe de ÁREA 2 Informática - Departamento de Planificación, Jefe de Área informática – Departamento de Subtransmisión, Jefe de Sección 3 - Departamento Zona Oriental Pastaza; Jefe de Área informática – Departamento de Relaciones Industriales, Jefe de Área Informática – Departamento de Distribución, respectivamente.

El Director de Planificación que actuó del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018, con oficio OF-LM-004-2019 de 29 de marzo de 2019, manifestó:

"... Las competencias están definidas en el Manual de Competencias de la EEASA, actualizado al 29 de diciembre de 2016... que evidencian y demuestran que en ninguna de ellas se hace referencia al tema informático y menos aún al tema en referencia en su Oficio MA-EEASA-CR-004.003 (...)"

Lo manifestado por el Director de Planificación, no modifica el comentario de auditoría, por cuanto, al ser miembro del Comité Informático, el cumplimiento de sus funciones y atribuciones, también fueron responsabilidad del Director de Planificación.



El Jefe de Sección 3 Coordinador Informático, con oficio EEASA-DP-CIN-0295-2019 de 02 de abril de 2019, señaló:

"...se realizó una Auditoría Informática donde se recomienda registrar como propiedad intelectual, todos los sistemas informáticos desarrollados en la EEASA. Mediante Acta de Comité Informático No. 01-2009 se informa la Auditoría Informática realizada en EEASA, como también se resuelve a los miembros del Comité Informático la respectiva revisión y análisis del informe de la Auditoría Informática, para la cual se entrega una copia de dicho informe, para que posteriormente se remita a Presidencia Ejecutiva las posibles observaciones. En indicada acta se resuelve además, que los responsables del software desarrollado en la EEASA, recuperen y/o elaboraren los diferentes manuales, los que mantendrán en formato digital y físico, este último se remitirá al responsable de Desarrollo de Sistemas del SGC.- Es importante mencionar que en el Manual de Competencias, Anexo: Funciones de cada puesto de trabajo, Jefatura de Área Informática se encuentra definidas las funciones, tal es el caso de: 56. Jefe de Área 2 Informática DC.-...El Coordinador Informático no dispone de jerarquía sobre la (sic) diferente (sic) Áreas Informáticas Departamentales y/o personal informático. (...)"

Lo manifestado por el Jefe de Sección 3 Coordinador Informático, no modifica el comentario de Auditoría, por cuanto, dentro de lo señalado no evidencia el registro de derechos de autor del software desarrollado a la medida por la EEASA; y, dentro de sus funciones como Jefe de Sección 3 Coordinador Informático, está la de adoptar las medidas necesarias para proporcionar seguridad al sistema informático de la EEASA; sin embargo, no adoptó medidas para proporcionar seguridad a la información de los Sistemas Financieros y Comerciales, al no proteger sus derechos de autor.

El Jefe de Área informática del Departamento Financiero, con oficio EEASA-DF-1370-2019 de 03 de abril de 2019, señaló:

"... Se puede determinar que para (sic) se cumplan los principios de control interno y de manera específica los relacionados con TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN, la EEASA debería tener y cumplir con lo señalado en las normas antes indicadas, al no existir una Unidad de Tecnología conforme lo señalan las normas de control interno, los funcionarios de tecnología que trabajamos de manera descentralizada no contamos con una estructura organizacional, segregación de funciones claramente definidas y formalmente comunicadas para permitir que los roles y responsabilidad asignadas se ejerzan conforme a las Normas de Control Interno.- En el caso del Jefe de Área Informática del Departamento Financiero, en ningún momento ha recibido una disposición por escrito en la que se le solicite gestionar los derechos de software en la SENADI.- Los programas fuentes del Departamento Financiero están en poder del Jefe de Área Informática, los cuales están siendo actualizados permanentemente de acuerdo a los requerimientos de los usuarios y de la institución, precisamente

*BIEN
DJS*

porque son de propiedad de la EEASA ya que se los desarrollo (sic) con personal propio de la Institución o se contrató (...)"

Lo manifestado por el Jefe de Área Informática del Departamento Financiero, ratifica el comentario de Auditoría al manifestar que los funcionarios de tecnología no cuentan con una estructura organizacional y segregación de funciones claramente definidas para permitir que los roles se ejerzan conforme las Normas de Control Interno. Además, señaló no haber recibido una disposición en la que se le solicite gestionar el registro de los derechos de software; sin embargo, una de sus funciones como miembro del Comité Informático fue la de evaluar las políticas, criterios y procedimientos en la materia de Informática, y proponer los ajustes que fueren necesarios, por lo que no se evidenció la aplicación de ésta función en cuanto al registro de derechos de autor de los Sistemas Comerciales y financieros.

El Jefe de Sección 3 – Centro de Procesamiento de Facturación, con oficio EEASA-DC-FAC-0005-2019-OF de 2 de abril de 2019, señaló:

"... Mediante memorando DC-FAC-267-2016 del 2 de agosto del 2016...la Jefatura de Procesamiento de Facturación, comunicó a la Unidad de Auditoría Interna la aplicación y atención de la recomendación realizada por los Organismos de control en el año 2013, respecto al registro como propiedad intelectual del Sistema Comercial SISCOP.- El SISCOP-MOVIL al que se hace referencia en su recomendación, este es parte integral del Sistema Comercial SISCOP como subsistema del mismo en el IEPI actual SENADI, este subsistema también cuenta ya con los derechos de propiedad intelectual, perteneciente a la EEASA, por lo que la recomendación no es aplicable (...)"

Lo señalado por el Jefe de Sección 3 – Centro de Procesamiento de Facturación, no modifica el comentario de Auditoría, por cuanto, con oficio 013-EEASA-MA-2019 del 13 de marzo del 2019, auditoría externa solicitó la documentación de sustento respecto al registro de Derechos de Autor de los Sistemas SISCOP-SISA y SISCOP-MOVIL, en el órgano competente; y, en respuesta, el Jefe de Sección 3 – Centro de Procesamiento de Facturación, señaló que el sistema SISCOP-SISA está protegido con derechos de autor de 21 de junio del 2016, copia certificado QUI-48951; y, respecto al SISCOP-MÓVIL, señaló que no se encontraba registrado en la Secretaría de Derechos Intelectuales. Así también, no adjuntó documentación que sustente el registro del Sistema SISCOP-MOVIL, como parte del sistema SISCOP-SISA, más conocido como SISCOP.

CUENTA
TRES
F

Conclusión

Al 31 de diciembre de 2018, existió software desarrollado por la Empresa Eléctrica, cuyos derechos de autor no fueron registrados en el SENADI, por cuanto, el Jefe de Sección 3 Coordinador Informático, no recomendó al Director de Planificación, ni al Presidente Ejecutivo la aplicación de un procedimiento para el registro de los Derechos de Autor en el órgano competente de los sistemas comerciales, a fin de mantenerlos en altas condiciones de seguridad; además, los miembros del Comité Informático no propusieron políticas, ni estrategias para la elaboración y aplicación de un procedimiento para el registro de los Derechos de Autor del software desarrollado por la EEASA, lo que ocasionó que el software que soporta la información relacionada con los procesos financieros y de comercialización, sean susceptibles a copia, utilización y divulgación fuera del ámbito de la entidad y el riesgo de que los derechos de autor se registren a título de terceras personas naturales o jurídicas.

Recomendaciones

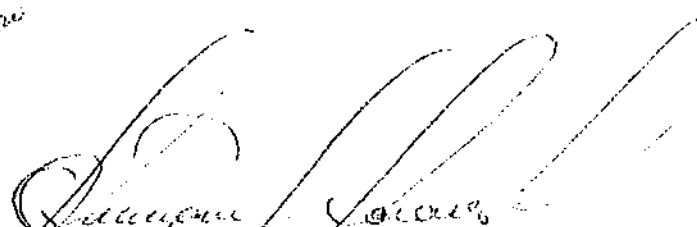
Al Jefe de Sección 3 Coordinador Informático

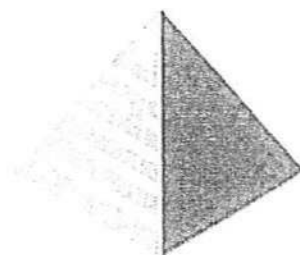
9. Definirá e implementará un procedimiento para el registro de derechos de autor en el SENADI y registrará los derechos de autor del software desarrollado a la medida, de los sistemas comerciales y financieros, a favor de la EEASA, en el mencionado organismo.

A los miembros del Comité Informático

10. Evaluarán y propondrán ajustes en las políticas y procedimientos para el registro de derechos del software desarrollado a la medida, a favor de la EEASA y darán seguimiento a su cumplimiento, de manera trimestral.

*VERIFICADO
CONFIRMADO*


Dr. William Morales P. CPA, MBA-MFI
Gerente de Auditoría
Morales & Asociados Cía. Ltda.



Morales & Asociados

Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.

Anexos al Informe



Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A.
Anexo 1 - Servidores relacionados
Al 31 de diciembre de 2018

No.	APELLIDOS Y NOMBRES	CEDULA	CARGO	Periodo Puesto	
				Desde	Hasta
1	Astudillo Ramírez Jaime Oswaldo	0101189495	Presidente Ejecutivo	2018-01-01	2018-12-31
2	Bustos López Héctor Enrique	1801384775	Director Departamento Comercial	2018-01-01	2018-12-31
3	Garcés Villacres Silvia Marlene	1802416089	Directora Financiera	2018-01-01	2018-12-31
4	Marcial Domínguez Luis Alberto	1803219193	Director Departamento de Planificación	2018-01-01	2018-12-31
5	Rodríguez Belancourt Alexandra Guadalupe	1802842656	Directora Departamento de Relaciones Industriales (Encar	2018-01-01	2018-12-31
6	Armas Cabezas Oscar Ommer	1802504439	Jefe Área 2 Informática Departamento Financiero	2018-01-01	2018-12-31
7	Calderón Pérez Juan Carlos	1803051562	Jefe de Sección Contabilidad	2018-01-01	2018-12-31
8	Lara Peralta Ángel Xavier	1802317923	Jefe de Sección 3 - Sección Procesamiento de Facturación	2018-01-01	2018-12-31
9	Terán Rodríguez Rene Francisco	1802662203	Coordinador Informática	2018-01-01	2018-12-31
10	López Vaca Silvia Amparo	1802950533	Jefa de Área Informática Departamento de Subtransmisión	2018-01-01	2018-12-31
11	Sánchez Bonilla Mary Guadalupe	1802040954	Jefe de Área 2 Informática	2018-01-01	2018-12-31
12	Vargas Proaño Ivan Geovanny	1802837748	Jefe de Área Informática Departamento de Planificación	2018-01-01	2018-12-31
13	Yáñez Bayas Mercedes Isabel	1802640880	Jefa de Área Informática del Departamento de Relaciones	2018-01-01	2018-12-31
14	Carvajal Ibarra Nancy Gioconda	1500633761	Jefe Área Informática Departamento Zona Oriental Napo	2018-01-01	2018-12-31
15	Toasa Romo Klaus Jhon	1801399179	Jefe de Sección Comercialización y Sistemas Departamen	2018-01-01	2018-12-31
16	Córdova Basantes Henry Rogelio	1802472215	Jefe de Área 2 Informática	2018-01-01	2018-12-31



Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. - EEASA

Usuarios genéricos en la Base de Datos de los Sistemas Comerciales: SISCOM SISA y SISCOM MOVIL

Al 31 de diciembre de 2018

(Expresado en U.S. Dólares)

No.	Usuario	No.	Usuario	No.	Usuario
1	ARTEFAMB01	45	DFBODEGAS	89	MARXITENA
2	ARTEFAMB02	46	DFELECTRONICO	90	MEER
3	ARTEFAMB03	47	DFU_DF	91	OSCUS
4	CACPAL	48	DFU_DISCON	92	PACIFICO
5	CAJA LO LO	49	DFU_DOM	93	PERDIDAS
6	CAJA25	50	DFU_DRI	94	PIPELINE
7	CAJATENA01	51	DFU_FE	95	PLANIFICACION
8	CAJATENA02	52	DFU_HCORDOVA	96	PROGRAMACION
9	CAR CNT	53	DFU_PROG	97	RALDAS14
10	CAR CNT02	54	DFU_ROOTSOLICITU	98	REC AMBATO01
11	CAR COLON	55	DFU_SISSOL	99	REC PATATE
12	CAR HUAMBALO	56	DFU_USER DC	100	REC PELILEO
13	CAR HUAMBOYA	57	DFUSUARIO	101	REC PILLARO
14	CAR IZAMBA	58	ELECBAÑOS	102	RENOVA
15	CAR MOCHA	59	ELECPATATE	103	REPARACIONES
16	CAR MUYUNA	60	ELECPELILEO	104	REPORNE
17	CAR PILAHUIN	61	ELECPILLARO	105	ROOTSISAD
18	CAR PILAHUIN1	62	ELECQUERO	106	ROOTSISCP
19	CAR PROMERICA	63	ELJURIAMB	107	ROOTSISGERH
20	CAR PUYO	64	FACTURACION	108	ROOTSOLICITUD
21	CAR QUERO	65	FACTURAELEC	109	RRHH
22	CAR QUISAPINCH	66	FACTURAWEB	110	SANALFONSO
23	CAR SALASACA	67	FIDEICOMISO1	111	SEDEP
24	CAR SANANDRES	68	FINANCIERO	112	SERVIPAGOS
25	CAR SANFRA	69	GANGAAMB01	113	SGC
26	CAR SANTA	70	GANGAAMB02	114	SINCRONIZADOR
27	CAR SANTAROSA	71	GANGAPUYO01	115	SIPEC
28	CAR TENA02	72	GANGAPUYO02	116	SISA
29	CAR TENA03	73	GANGATENA01	117	SISGER_DOM
30	CAR TISALEO	74	GANGATENA02	118	SISGERH_DF
31	COALIANZA	75	GENCCIVR	119	SISGERH_DISCON
32	COKULLKI	76	GIS	120	SISMAC
33	COMANDAMB01	77	GISDP	121	SORM
34	COMANDAMB02	78	GUAYAQUIL	122	TARPUKRUNA
35	CONIMANTELEC	79	INCODISEEC	123	TESORERIA
36	CONSULTA	80	INFORMAR	124	TRAMITES
37	CONSULTACIENT	81	INSTALADOR	125	TRANSFORMADORES
38	CONTAB	82	LABORAL	126	USERSISAR
39	CONTRATISTA	83	LABORAL2	127	USR ACTUALIZA
40	CORTADOR	84	LO LO	128	USRLECTURAS
41	CORTESDZON	85	LO LO FICOA	129	WEBIMPRESION
42	CROSERO	86	MARXIAMB01	130	WEBUTIL
43	CSALCEDO	87	MARXIAMB02	131	WSCNT
44	DCELECTRONICO	88	MARXIPUYO	132	WTRAVEZ



Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte S.A. - EEASA
 Usuarios genéricos en la Base de Datos de los Sistemas Financieros
 Al 31 de diciembre de 2018
 (Expresado en U.S. Dólares)

No.	Módulo	Usuario
1	BODEGA	CONSULTAAT
2	BODEGA	CONSULTAEX
3	BODEGA	DIRPLAN
4	COMPRAS	ADMIN
5	COMPRAS	AUDITORIAI
6	CONTA	ADMIN
7	CONTA	AUDITORIAI
8	CONTA	CONSULTADF
9	CONTA	CONSULTAEX
10	CONTA	EGRESOS1
11	CONTA	EXTERNO
12	CONTA	FDOMIN
13	CONTA	MAGYM
14	CONTA	USERTESOR1
15	CONTA	USUARIOAI
16	EGRESOS	ADMIN
17	EGRESOS	AUDITORIAI
18	EGRESOS	CONSULTAAT
19	EGRESOS	CONSULTADF
20	EGRESOS	CONSULTAEX
21	EGRESOS	EGRESOS1
22	EGRESOS	EXTERNO
23	EGRESOS	MAGYM
24	EGRESOS	USERCONTA
25	EGRESOS	USERFACCOS
26	EGRESOS	USERFACIN
27	EGRESOS	USERFACMEM
28	EGRESOS	USERIMP
29	EGRESOS	USERMEM
30	EGRESOS	USERTESOR
31	EGRESOS	USUARIOAI
32	FACELEC	ADMIN
33	FACELEC	CONSULTAFE
34	FACELEC	USERFACCOS
35	FACELEC	USERFACMEM
36	PRESUP	ADMIN
37	SIF_PRESU	ADMIN
38	SIF_PRESU	AUDITORIAI
39	SIF_PRESU	CONSULTAAT
40	SIF_PRESU	CONSULTADF
41	SIF_PRESU	MAGYM