



LOGROS
QUE CONSTRUYERON
SOLIDEZ



INFORME DE GESTIÓN
2022



Wiston Andrés Ñustes Cuellar

Gerente General de la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.

SEÑORES ACCIONISTAS

La labor realizada por la Empresa de Energía del Putumayo (EEP) durante el año 2022, debe ser motivo de orgullo para cada uno de los accionistas y, por supuesto, lo es para la administración. Esto es así, teniendo en cuenta los resultados alcanzados en dicha vigencia, gracias a la confianza, el apoyo y respaldo brindado por cada persona que hace parte la Compañía. Hoy podemos decir con tranquilidad que, con este trabajo conjunto, se ha logrado superar gran parte de las dificultades presentadas durante el año 2022, incluyendo una de las más representativas, la aprobación del cargo de Distribución de la resolución CREG 017 de 2021.

Para la atención de dicha dificultad, el trabajo se centró en el entendimiento integral de la regulación y en la generación de estrategias para mitigar los efectos negativos por la disminución de ingresos del Cargo de Distribución; para ello se ajustó, mediante la resolución CREG 501 019 de 2022, la Base Regulatoria de Activos Eléctricos – BRAE y la Base de remuneración del AOM (Administración, Operación y Mantenimiento). Dicho logro, se obtuvo luego de una labor maratónica y de la importante gestión ante la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, lo que impidió una inminente intervención por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos - SSPD.

En el mismo sentido, el mencionado ajuste realizado a través de la resolución CREG 501-019 de 2022, la BRAE incrementó \$16.430 MCOP, pasando de \$53.681 MCOP a \$70.111 MCOP, lo que representó un aumento del 30,6% respecto a la Base Regulatoria de Activos inicial. En el AOMBase, se incrementó \$2.666 MCOP, pasando de \$2.084 MCOP a \$4.750 MCOP, con un crecimiento del 127% respecto a lo inicialmente establecido en la resolución CREG 017 de 2021. Todo esto determinó un Cargo de Distribución acorde con cada uno de los niveles de tensión; el cargo N1 incrementó 125 \$/kWh, pasando de 150 \$/kWh a 275 \$/kWh, gestión que generó un ingreso adicional de \$7.200 MCOP, en el año 2022.

Ahora bien, una vez superado el asunto regulatorio, es importante dar a conocer que, el 2022 fue un año de importantes resultados comerciales, financieros, operacionales y sociales. En este periodo, se superaron las proyecciones trazadas en todas las áreas de la Compañía, lo cual genera una satisfacción del deber cumplido. Lo anterior, se ve reflejado de la siguiente manera:

1. Comercialmente, la proyección de ventas de energía para el año 2022, fue de 60,47 GWh-año, donde se tuvo un cumplimiento de 100,4% con unas ventas reales de 60,71 GWh-año. El sector de mayor demanda fue el Residencial estrato 1, con 28,8 GWh-año, con una participación del 47,43%, seguido del sector Comercial con 13,68 GWh-año (22,54%); Estrato 2, con el 12,34%, Oficiales con el 8,04% y los sectores Alumbrado Público, Industriales, Provisionales y Estrato 3, con el 9,65%. Los usuarios crecieron a una rata del 4,67%, pasando de 40.745 a 42.647 usuarios activos, siendo el sector Residencial el más representativo con el 90,52%, el sector Comercial el 8,04% y el Oficial 0,99%.

2. En materia de facturación y recaudo, se superaron las proyecciones trazadas para el año 2022. Se esperaba una facturación total de 43.050 MCOP y se logró una facturación de 50.078 MCOP, con un porcentaje de cumplimiento del 118%. Así mismo, los porcentajes de recaudo esperados para esta facturación, eran de 70,7%, llegando a 71,2%. Esto muestra un cumplimiento del 100,7%, respecto a las metas trazadas en el año 2022, lo cual garantizó el flujo de caja para cumplir con todas las obligaciones de la Empresa de Energía del Putumayo.

3. En materia tarifaria, y atendiendo la coyuntura del país en el mes de agosto 2022, por el alza generalizada de las tarifas a nivel nacional, la Empresa tomó acciones importantes y eficaces que redujeron el Costo Unitario del kWh de energía, para los usuarios regulados, acogiendo a la política de justicia tarifaria del gobierno nacional. A partir del mes de septiembre 2022, se aplicó la Opción Tarifaria establecida en la resolución CREG 012 de 2020, siendo la EEP - S.A.E.S.P., la segunda Empresa que registró mayor

reducción en el valor de la tarifa, con -7,2% después de CELSIA TOLIMA con el -7,3%, demostrando el compromiso por el beneficio de sus usuarios, y la búsqueda de entregar mejor calidad del servicio a tarifas justas.

4. En el área de distribución, se lograron importantes avances en materia de Calidad del Servicio, Plan de Inversión 2019-2023, asociados al mantenimiento, expansión y reposición de activos en el SDL. Así mismo, se disminuyó el indicador SAIDI en 2,24 horas, reduciendo el 11,5%; y en el indicador SAIFI de 8,74 veces, reduciendo el 27,5% respecto al año 2021. Para el 2022 fueron aprobados cinco (5) proyectos de inversión enfocados a la reposición, repotenciación y remodelación del SDL de la Empresa. El total aprobado para estos proyectos de plan de inversión, fue de \$1.227 MCOP, con un cumplimiento del 87,04%, superando el 80% que establece el numeral 3.1.1.2.4 "Índice de ajuste por ejecución del Plan de Inversión", de la resolución CREG 015 de 2018. Adicionalmente, se cumplió con el 93% de la ejecución del esquema de calidad y la certificación de calidad en la ISO 9001, en los procesos de comercialización y distribución, y se inició con el proceso de certificación de calidad en ISO 55001 de Gestión de Activos, dándole cumplimiento a lo establecido en el numeral 6.3.3.4 de la resolución CREG 015 de 2018.

5. En lo relacionado a la función social de la Compañía, y su continuado compromiso con el Municipio de Mocoa, puntualmente con la E.S.E. Hospital José María Hernández, se construyó 1,6 km de red compacta semiaislada a 13,2kV, para mejorar la confiabilidad y calidad del suministro de energía al hospital, con el fin de garantizar condiciones operativas de mejor calidad, dentro de los límites de funcionamiento adecuados, de los equipos especializados que va a tener la nueva sede del hospital nivel 3.

Así entonces, se observa cómo el conjunto de estas acciones, y otras más, que se detallan en el presente Informe de Gestión 2022, han posicionado a la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P., como una Compañía socialmente responsable, que, además, contribuyó permanentemente con el desarrollo sostenible y competitivo del Departamento, el beneficio de sus usuarios, y, a su vez, satisfizo las expectativas de sus accionistas, generando el mayor EBITDA de los últimos 10 años, con un valor de 9.818 MCOP y un margen de EBITDA de 15.72%.

Estos resultados fueron posibles gracias a la confianza depositada en la gestión, por parte de los accionistas, la junta directiva y cada uno de los trabajadores, quienes han respaldado la estrategia pensada, para consolidar la Empresa como líder en el sector, en lo relacionado a la distribución y comercialización de energía en el departamento del Putumayo y parte del Cauca.

Para finalizar, es evidente que el futuro depara grandes desafíos para la EEP, no solo en términos sociales y económicos, sino por las enormes transformaciones que vivirá el sector energético en los próximos años, en materia regulatoria, atendiendo los nuevos modelos que trae consigo un nuevo gobierno, y sus nuevas políticas, que necesariamente incidirán en la forma en la que se maneja el sector de los servicios públicos domiciliarios en general.

Como Compañía, estamos preparados para seguir convirtiendo nuestros retos en oportunidades, con un equipo directivo y operativo comprometido, con el respaldo de todos nuestros aliados a nivel local, nacional, y de ustedes, los accionistas.



JUNTA DIRECTIVA

Con ocasión al cumplimiento del ordenamiento jurídico colombiano y de las disposiciones legales y estatutarias, que se le confieren a la Junta Directiva de la EEP S.A. E.S.P., muy atentamente se procede a dar a conocer el siguiente Informe de Gestión, correspondiente al periodo 2022, el cual es el resultado de las orientaciones y recomendaciones del mandato societario materializado en sesiones ordinarias y extraordinarias, que abordaron diferentes temas de interés para los socios de la Empresa y, por supuesto, para el desarrollo exitoso de la gestión empresarial.

Los resultados, que se darán a conocer a continuación, son el producto del trabajo en equipo de la administración y la junta directiva; entre los más significativos, se pueden enunciar los siguientes:

1. Para iniciar, es innegable la notable gestión del año 2022, relacionada con la modificación del cargo de Distribución, establecido por la metodología de la resolución CREG 015 de 2018, y con la resolución CREG 017 de 2021, particular a la Empresa de Energía del Putumayo. En esta última, el cargo se calculó en 150 \$/kWh, con una disminución de 130 \$/kWh respecto a la metodología establecida en la resolución CREG 097 de 2008. Esto generó un impacto negativo en los ingresos por distribución, de -\$7.897 MCOP anuales, y un retroactivo de -\$12.589 MCOP; es decir, que la Empresa, bajo las condiciones establecidas por el dicho cargo, pudo haber sufrido una disminución del ingreso de - \$20.486 MCOP en un año.

No obstante, y gracias a una gestión juiciosa, dedicada y maratónica, por parte de la administración, con el apoyo de la junta directiva, ante una inminente posible intervención por parte de la SSDP, se logró la expedición de la resolución CREG 501 019 de 2022, en virtud de la cual se reconocieron \$16.430 MCOP en activos, incrementando la base regulatoria de activos eléctricos (BRAE) de \$ 53.681 MCOP a \$ 70.111 MCOP, y un nuevo cargo de distribución de 280 \$/kWh; gestión que generó un ingreso mayor de \$600 MCOP mensual.

2. Después de presentarse la coyuntura tarifaria a nivel nacional, la Empresa de Energía del Putumayo, de manera acertada decidió NO acogerse a lo indicado en las resoluciones 101 027, 101 028 y 101 029 de 2022; lo anterior, toda vez que, su aplicación, al cambio de indexación de los cargos de Distribución, generarían una disminución de ingreso mensual de -150 MCOP mensuales, lo que

representa un -7%. No obstante, se adelantó un análisis detallado de las condiciones particulares de la Compañía, y se tomó la decisión conjunta de aplicar la opción tarifaria de la resolución CREG 012 de 2020, lo que generó un impacto positivo hacia los usuarios, con una disminución tarifaria entre agosto y diciembre de 2022, del -7,2%, labor que fue reconocida a nivel nacional por parte del Ministerio de Minas y Energía y los diferentes medios de comunicación.

3. Las proyecciones propuestas para el año 2022, en los negocios misionales de Comercialización y Distribución, fueron cumplidos a cabalidad y superaron las expectativas con creces. Las ventas de energía fueron crecientes, junto con los indicadores de facturación y recaudo. Se alcanzó una venta de energía de 60,78 GWh-año, con un cumplimiento del 100,4% en relación a lo proyectado. El porcentaje de pérdidas fue de 18,6%, con una reducción de -1,3 puntos porcentuales respecto al año 2021. Los porcentajes de recaudo estuvieron por encima del 82% al recaudo corriente, y del 70% al recaudo total (Corriente + Cartera), cifras que garantizaron el Flujo de Caja, para dar cumplimiento a las obligaciones operativas de la Empresa.

4. En materia de Distribución, se puede expresar con tranquilidad que los objetivos propuestos fueron cumplidos a cabalidad. El cumplimiento del Plan de Inversión (PI) fue superior al 80%, tal como lo establece el numeral 3.1.1.2.4 "Índice de ajuste por ejecución del Plan de Inversión - IAPA", de la resolución CREG 015 de 2018. Con esto, se garantiza que el reconocimiento del PI para los niveles de tensión 1, 2 y 3 del año 2023, sea del 100%. Adicionalmente, se participó en la nueva hoja de ruta para los años 2023-2027, con la presentación ante la CREG del nuevo Plan de Inversión. Esto garantizará que los ingresos de la EEP sean crecientes, de acuerdo con los nuevos proyectos planteados para los próximos cinco años.

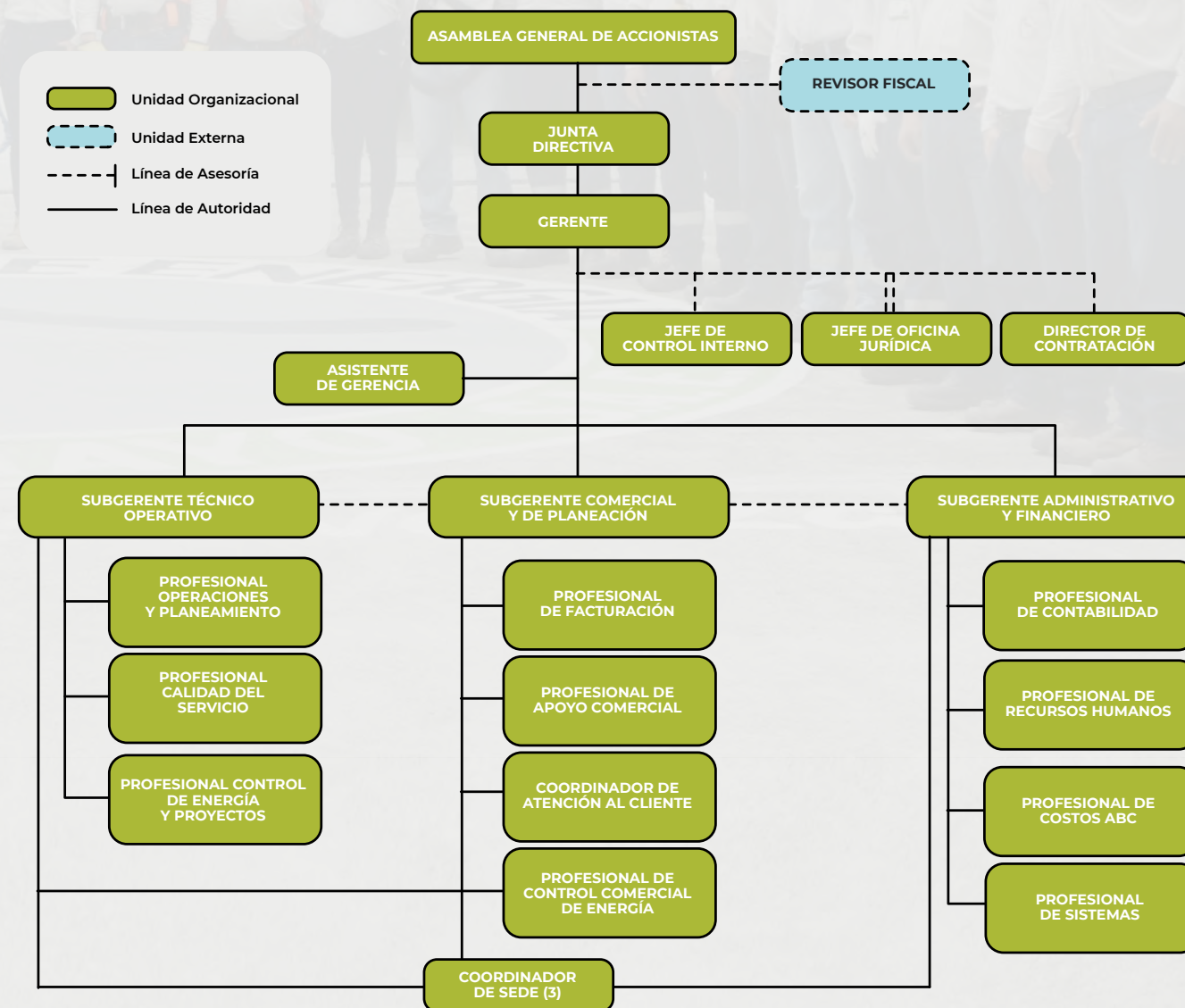
5. Ahora bien, respecto a los indicadores de calidad SAIDI y SAIFI, se logró reducir en - 11,5% y - 27,5% respectivamente, en comparación al año 2021; cifras que demuestran el compromiso y el buen trabajo en pro de la prestación efectiva de un mejor servicio de energía a los usuarios del departamento del Putumayo. Adicionalmente, se ratificó la certificación de calidad en ISO 9001, de los procesos de comercialización y distribución. Se inició con el proceso de certificación de Calidad en ISO 55001 de Gestión de Activos, dándole cumplimiento a lo establecido en el numeral 6.3.3.4, de la Resolución CREG 015 de 2018.

Como se observa, lo alcanzado durante la vigencia 2022, en todos los ámbitos de la Empresa, puede ser motivo

de orgullo para todos los que hacen parte de la Compañía, desde los accionistas, junta directiva y administración, hasta sus trabajadores y usuarios. Lo anterior demuestra que, ante grandes retos y condiciones del entorno, se ha sabido responder y afrontar conjuntamente, de la mano de un

equipo humano altamente comprometido, y que la sinergia entre la administración y la junta directiva, encaminada a un mismo objetivo, logra siempre las mejores condiciones para los accionistas, los colaboradores y, por supuesto, los usuarios de la Empresa de Energía del Putumayo.

ORGANIGRAMA CORPORATIVO EEP



ÍNDICE

Capítulo 1

1.1 GESTIÓN COMERCIAL 2022	12
1.2 FONDO DE ENERGÍA SOCIAL - FOES	12
1.2.1 ÁREA RURAL DE MENOR DESARROLLO (ARMD)	13
1.2.1 BARRIO SUBNORMAL (BS)	13
1.3 FONDO DE SOLIDARIDAD PARA SUBSIDIOS Y REDISTRIBUCION DE INGRESOS – FSSRI	15
1.4 RECUPERACIÓN DE ENERGÍA DEJADA DE FACTURAR	17
1.4.1 PÉRDIDAS TOTALES DE ENERGÍA	18
1.5 ATENCIÓN AL USUARIO	19
1.6 NEGOCIO DE COMERCIALIZACIÓN	20
1.6.1 GESTIÓN DE COMERCIALIZACIÓN	20
1.6.2 USUARIOS Y DEMANDA POR MUNICIPIO	22
1.6.3 USUARIOS Y DEMANDA POR SERVICIO	23
1.6.4 CONSOLIDADO DEMANDA POR SERVICIO AÑO 2021 -2022	25
1.6.5 PORCENTAJE DE USUARIOS	26
1.6.6 PORCENTAJE DE LA DEMANDA	26
1.7 FACTURACIÓN Y RECAUDO CORRIENTE E.E.P. S.A. ESP	28
1.7.1 FACTURACIÓN Y RECAUDO TOTAL E.E.P. S.A. ESP	29
1.8 COSTO UNITARIO PRESTACIÓN DEL SERVICIO	31
1.9 COMPRA DE ENERGÍA EN CONTRATO BILATERALES Y BOLSA E.E.P. S.A. ESP	33

Capítulo 2

2.1 OPERACIÓN DE DISTRIBUCIÓN	36
2.1.1 MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	37
2.1.2 INDICADORES DE CALIDAD PLAN DE MANTENIMIENTO Y MANEJO AMBIENTAL DEL ARBOLADO EN REDES DEL SDL	41
2.1.3 EVENTOS NO PROGRAMADOS EN EL SDL	47
2.2 INVERSIONES EN EL SDL	48
2.2.1 PLAN DE INVERSIÓN 2022	48
2.2.2 OTRAS INVERSIONES	58
2.2.3 INGRESOS POR OTROS CONCEPTOS	60
2.3 CALIDAD DEL SERVICIO	60
2.3.1 IMPLEMENTACIÓN DE ESQUEMA DE CALIDAD	61
2.3.2 CONTACT CENTER	64
2.3.3 INDICADORES DE CALIDAD MEDIA SDL	66
2.3.4 COMPENSACIONES POR CALIDAD MEDIA SDL	69
2.4 SOLICITUD EXTRAORDINARIA DE REVISIÓN INDICADORES CREG	69
2.5 GESTIÓN REGULATORIA DE APROBACIÓN DE CARGOS CREG	70
2.5.1 INFRAESTRUCTURA	71
2.5.2 COSTOS AOM	72

Capítulo 3

3.1. AUDITORÍA DE RENOVACIÓN Y AMPLIACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD ISO 9001-2015	74
3.2. DESARROLLO DE AUDITORÍAS INTERNAS AL SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN SIG	76
3.3. MONITOREO DEL SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN SIG	78

Capítulo 4

4.1 PROCESOS JUDICIALES	82
4.2 PROCESOS JUDICIALES: EMPRESA DEMANDANTE	85
4.3 PROCESOS ADMINISTRATIVOS SANCIONATORIOS	86
4.4 PROCESOS DISCIPLINARIOS	87
4.5 COBRO DE CARTERA MOROSA SUPERIOR A SEIS MESES	87

Capítulo 5

5.1 ALTA DISPONIBILIDAD EN SEGURIDAD PERIMETRAL	92
5.2 IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA CONTACT CENTER Y PBX CORPORATIVO EN UN ENTORNO VIRTUALIZADO	94
5.3 ACTUALIZACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA TECNOLÓGICA DE SERVIDORES POR MEDIO DE VIRTUALIZACIÓN	95
5.4 MPLS Y CANAL DEDICADO	96
5.5 IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL DE ASISTENCIA BIOMÉTRICA	97

Capítulo 6: Gestión Área Financiera

ESTADOS FINANCIEROS	107
ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA	109
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	111
ESTADO DE CAMBIO EN EL PATRIMONIO	112
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	113
NOTAS DE CARÁCTER GENERAL	114
1. INFORMACIÓN GENERAL	114

2. BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS	115
3. PRINCIPALES POLÍTICAS Y PRÁCTICAS CONTABLES	116
4. JUICIOS Y ESTIMACIONES CONTABLES RELEVANTES	126
NOTAS DE CARÁCTER ESPECÍFICO	129
5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO	129
6. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR, NETO	130
7. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS	130
8. INVENTARIOS	131
9. OTROS ACTIVOS	132
10. INVERSIONES	132
11. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO	133
12. ACTIVOS INTANGIBLES	134
13. PASIVOS FINANCIEROS	134
14. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR	135
15. BENEFICIOS A EMPLEADOS	136
16. PATRIMONIO	137
17. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS	137
18. COSTOS DE OPERACIÓN	138
19. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN	139
20. OTROS INGRESOS Y GASTOS	139
21. OTROS INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS	140
22. IMPUESTO A LAS GANANCIAS	140
23. OTRAS REVELACIONES	140
24. HECHOS OCURRIDOS DESPUÉS DEL PERIODO SOBRE EL QUE SE INFORMA	141
25. APROBACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS	141

Capítulo 8: Revisor Fiscal

143



Personal operativo, sede Mocoa.

Informe de Gestión

Una gestión cuidadosa y dirigida al bienestar de todos los putumayenses, siempre será una gestión encaminada al futuro, con una visión de entrega total en el mejoramiento de la calidad del servicio y tarifas justas para el crecimiento empresarial, y el acompañamiento óptimo al desarrollo de la región.

MISIÓN

Distribuimos y comercializamos energía eléctrica, con calidad, confiabilidad y seguridad, contribuyendo al desarrollo sostenible de la región.

VISIÓN

Para el 2025, ser líderes en la prestación de servicios públicos domiciliarios en la región, a través de un Sistema de Distribución óptimo, que garantice excelencia en la calidad del servicio, mayor rentabilidad y liquidez.

OBJETIVOS CORPORATIVOS



1. Consolidar el Sistema de Distribución de la Empresa, a partir de la planificación de la inversión en operación, mantenimiento para optimizar el nivel de confiabilidad y calidad en la prestación del servicio.



2. Incrementar las ventas de energía en el mercado regulado y no regulado, para contribuir con los ingresos y productividad de la Empresa.



3. Fortalecer la estructura organizacional, con base en la gestión integral de procesos, implementación intensiva de las TIC y la gestión del talento humano.



4. Generar mayores ingresos a la Empresa, a través del fortalecimiento de otros negocios.
5. Mantener el equilibrio financiero de la EEP, para la rentabilidad y liquidez del negocio.

Gobierno Corporativo

JUNTA DIRECTIVA

Presidente

ROJAS CARDONA JESÚS ALBERTO

Vicepresidente

ELÉCTRICAS DE MEDELLÍN- INGENIERÍA Y SERVICIOS S.A.S.

Principales

PÉREZ GALLÓN JORGE MARIO
HIDALGO PATIÑO CARLOS EDUARDO

Equipo Directivo

WISTON ANDRÉS ÑUSTES CUELLAR
Gerente

JHON EDUARD MACHADO ORTIZ
Subgerente Comercial

ANDRY JEFERSON BASTIDAS
Subgerente Financiero

JHON ALEXANDER QUINTERO GÓMEZ
Subgerente Técnico

CARLOS YELA BERNAL
Jefe de Control interno

ALEJANDRA PATIÑO JIMÉNEZ
Jefe de Oficina Jurídica

01

CAPÍTULO

GESTIÓN COMERCIAL



EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.

No hemos dejado
de consolidarnos como pilar
en el mercado regulado.



Jhon Machado, Subgerente Comercial y Planeación EEP S.A ESP

1.1 Gestión Comercial 2022

En el año 2022, la Empresa de Energía del Putumayo (EEP) consolidó el negocio de comercialización de energía eléctrica, como pilar importante dentro del mercado regulado del departamento del Putumayo. Se presentó un crecimiento vegetativo del 4.70%, que significa más 42.600 usuarios al cierre del año 2022. La demanda anual de energía, creció en 5.20% respecto al año 2021. En este capítulo, se muestra la gestión comercial a lo largo del año, iniciando con el beneficio a los usuarios estrato 1, 2 y 3, mediante los subsidios Fondos de energía social (FOES) y Fondo de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos (FSSRI). Seguido, se traza el comportamiento de las pérdidas totales durante los últimos cinco (5) años, logrando un porcentaje del 18.6% para el año 2022. Posterior, se muestra el crecimiento vegetativo de la demanda, y el número de usuarios atendidos por la Empresa al terminar el año. Luego, se describe el balance de facturación-recaudo, componente Costo unitario (CU) y energía liquidada en contratos bilaterales y mercado de bolsa.

1.2 Fondo de Energía Social FOES

Creado mediante el artículo 118 de la ley 812 del 2003 y modificado con el artículo 103 de la ley 150 del 2011, lo definió como fondo especial del orden nacional, financiado con los recursos provenientes del producto de las exportaciones de energía eléctrica a los países vecinos, dentro de los convenios de la Comunidad Andina de Naciones.

El Ministerio de Minas y Energía, administra el FOES, con el objeto de cubrir hasta cuarenta y seis (\$46) pesos por kilovatio/hora, del valor de la energía eléctrica destinado a los usuarios ubicados en áreas rurales de menor desarrollo y en zonas subnormales definidas por el gobierno nacional.

1.2.1 Área rural de menor desarrollo (ARMD)

Es el área perteneciente al sector rural de un municipio, que presenta el Indicador de Necesidades básicas insatisfechas (INB), superior a cincuenta y cuatro punto cuatro (54.4), conforme a lo publicado por el Dane.

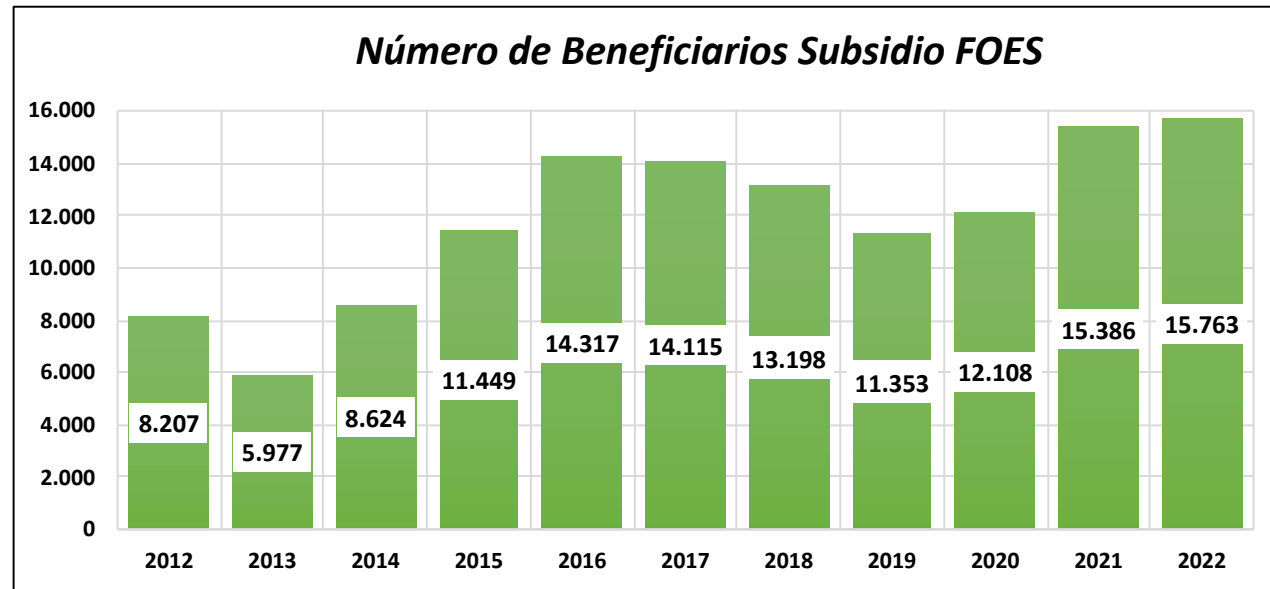
1.2.1 Barrio Subnormal (BS)

Es el asentamiento humano ubicado en las cabeceras de los municipios, y que obtenga el servicio público domiciliario de energía eléctrica, a través de derivaciones del Sistema de distribución local (SDL) o de una acometida, sin aprobación del Operador de Red.

Número De Usuarios Beneficiarios Subsidio FOES												
Municipio	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Variación 2021-2022
Mocoa	2.553	1.011	3.406	3.931	7.612	7.691	5.830	5.203	5.501	6.020	6.114	1,56%
Orito	2.488	2.842	2.538	3.468	3.340	3.049	3.764	3.217	3.532	4.831	4.434	-8,22%
Villagarzon	1.777	850	916	2.230	1.414	1.955	1.307	885	957	1.364	1.538	12,76%
Puerto Guzman	1.389	1.274	1.764	1.820	1.951	1.420	2.297	2.048	2.117	2.319	2.329	0,43%
Piamonte	0	0	0	0	0	0	0	0	1	852	1.348	58,22%
Total	8.207	5.977	8.624	11.449	14.317	14.115	13.198	11.353	12.108	15.386	15.763	2,45%

Tabla N° 1. Número de usuarios beneficiarios subsidio FOES.

Desde el año 2014 hasta el 2016, el número de beneficiarios FOES se incrementó a una tasa promedio de 35%. A partir del año 2017, se ha visto reducido el reporte de veredas y barrios emitido por las alcaldías municipales, pasando de 324 zonas especiales en el año 2017 a 300 en el 2019. En el año 2022 se incrementó el cubrimiento de usuarios FOES, en un 2.45% respecto al año 2021; esto significa 377 nuevos usuarios beneficiados.

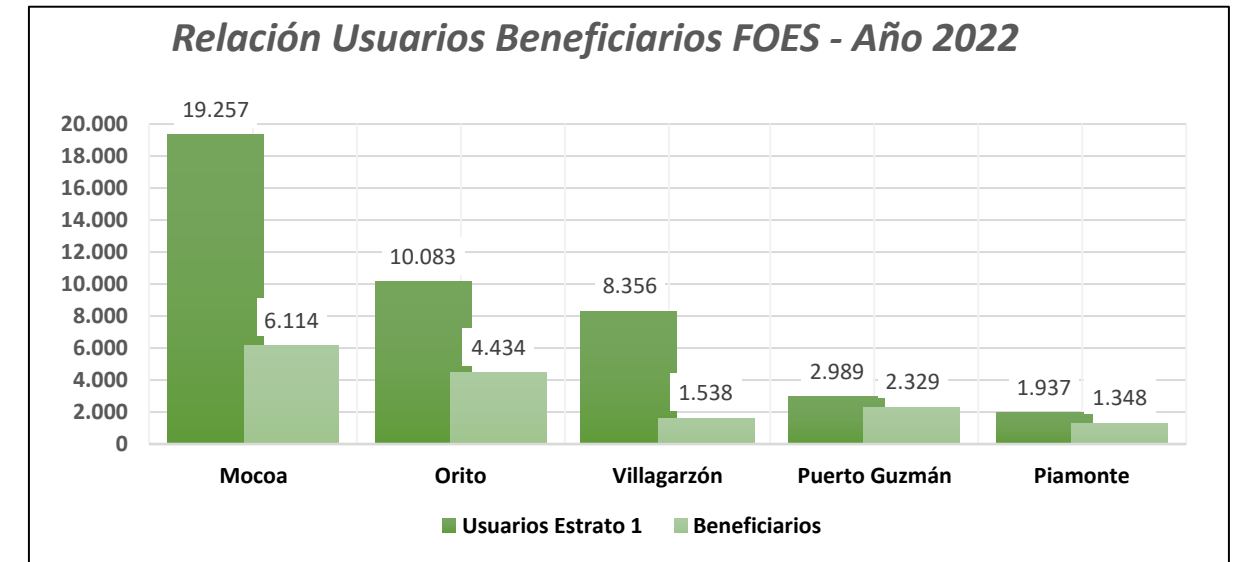


Gráfica N° 1. Número de beneficiarios subsidio FOES.

El trabajo social que adelanta todos los años la Empresa, en coordinación con los alcaldes municipales del área de influencia de la electrificadora, y en especial en beneficio de los usuarios que residen en barrios subnormales o en Áreas rurales de menor desarrollo (ARDMD).

Usuarios beneficiarios FOES - Año 2022			
Municipio	Usuarios estrato 1	Beneficiarios	FOES
Mocoa	19,257	6,114	31.7%
Orito	10,083	4,434	44.0%
Villagarzón	8,356	1,538	18.4%
Puerto guzmán	2,989	2,329	77.9%
Piamonte	1,937	1,348	69.6%
Santa Rosa	25	0	0.0%
Total	42,647	15,763	37.0%

Tabla N° 2. Usuarios beneficiarios FOES - Año 2022.



Gráfica N° 2. Relación beneficiarios FOES - Año 2022.

Los usuarios residentes en estos sectores, una vez son certificados por los alcaldes municipales del sector de influencia, obtienen un beneficio de \$46 por KWh hasta un consumo de subsistencia de 184 KWh/mes. Se benefician con 11 KWh más, del programa del Fondo de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos (FSSRI); su efecto se ve reflejado en menor valor de la factura.

Tipo De Zona Especial	Demanda Atendida Beneficiarios FOES - 2022		Valor Reconocido Beneficio FOES - 2022	
	KWh	Valor (\$)	Valor (\$)	%
Barrios Subnormales	12,877,576	4,514,338,432	742,790,486	16.45%
Áreas Rurales De Menor Desarrollo	2,477,195	877,914,489	137,304,318	15.64%
Total	15,354,771	5,392,252,921	880,094,805	16.32%

Tabla N° 3. Comparativo beneficio reconocido FOES respecto a la demanda atendida FOES 2022.

1.3 Fondo de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos – FSSRI

Para hacer posible el acceso de las personas de menores ingresos a los servicios públicos domiciliarios, la constitución ordena, de un lado, que el régimen de tarifas tenga en cuenta, además de los criterios de costos, los de solidaridad y redistribución de ingresos, y así mismo que la nación, las entidades territoriales y las descentralizadas podrán conceder subsidios en sus respectivos presupuestos, para que dichos usuarios puedan pagar las tarifas de los servicios que cubran sus necesidades básicas.

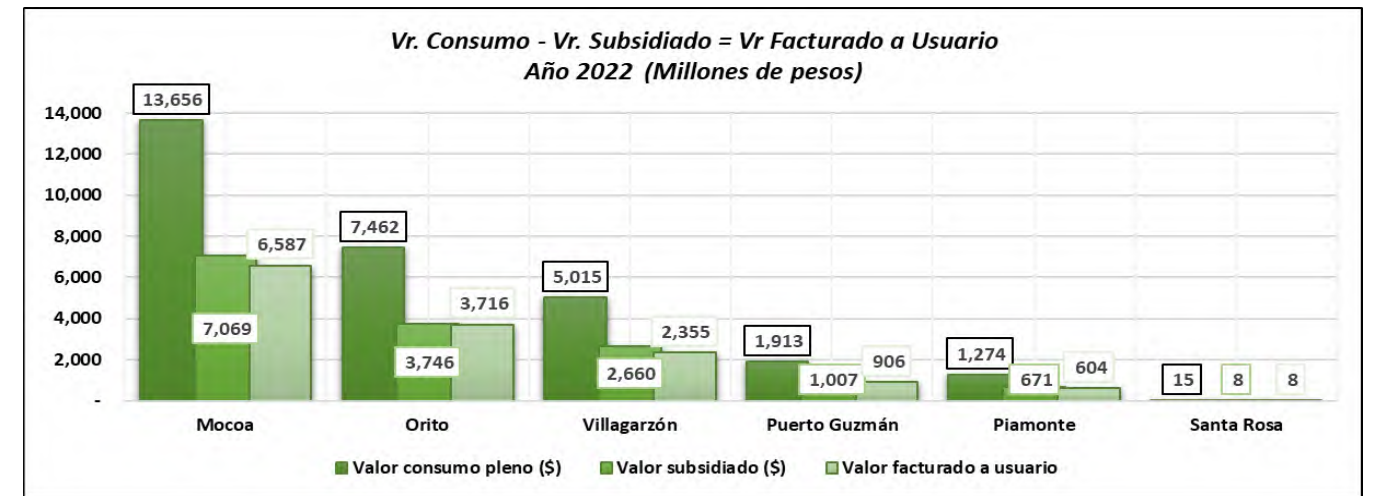
El subsidio es la diferencia entre lo que se paga por un servicio y el costo de este o, en otros términos, es el exceso del costo del servicio sobre el precio pagado por el usuario de menores ingresos. El subsidio se distribuye como un descuento en la factura del servicio.

La administración de la Empresa, direccionó acciones estratégicas internas para que estos beneficios lleguen a la comunidad y se reflejen en los precios de sus facturas por los servicios prestados.

Los valores asignados a los usuarios por municipio, se reflejan en los siguientes cuadros:

Fondo solidario para subsidios y redistribuciones de ingresos - Año 2022							
Municipio	Servicio	Usuarios	Demanda (kwh-mes)	Vr. Consumo (\$)	Vr. Subsidio (\$)	Vr. Facturado a usuario	
						(\$)	% subsidio
Mocoa	Estrato 1	14,179	1,046,651	10,636,042,462	5,983,540,494	4,652,501,968	56.26%
	Estrato 2	2,415	213,029	2,244,500,579	993,538,690	1,250,961,889	44.27%
	Estrato 3	843	71,638	775,216,989	91,704,467	683,512,522	11.83%
	Total	17,437	1,331,317	13,655,760,030	7,068,783,651	6,586,976,379	51.76%
Orito	Estrato 1	6,597	493,598	4,908,968,865	2,766,806,625	2,142,162,240	56.36%
	Estrato 2	2,090	202,649	2,244,062,698	947,739,257	1,296,323,440	42.23%
	Estrato 3	254	24,770	308,699,826	31,654,199	277,045,627	10.25%
	Total	8,941	721,017	7,461,731,389	3,746,200,081	3,715,531,307	50.21%
Villagarzón	Estrato 1	5,884	366,909	3,673,059,728	2,058,192,230	1,614,867,497	56.03%
	Estrato 2	1,550	128,719	1,340,444,583	601,978,238	738,466,344	44.91%
	Estrato 3	3	176	1,651,059	227,093	1,423,966	13.75%
	Total	7,434	495,804	5,015,155,369	2,660,397,561	2,354,757,808	53.05%
Puerto Guzmán	Estrato 1	2,835	179,864	1,912,519,708	1,006,532,673	905,987,034	52.63%
	Estrato 2	1	69	627,663	313,837	313,826	50.00%
	Estrato 3	4	260	11,686,129	327,402	11,358,727	2.80%
	Total	2,840	180,193	1,924,833,500	1,007,173,912	917,659,588	52.33%
Piamonte	Estrato 1	1,858	114,038	1,274,488,319	670,925,679	603,562,640	52.64%
Santa Rosa	Estrato 1	25	1,369	15,365,493	7,644,842	7,720,652	49.75%
Totales		38,535	2,843,410	29,335,020,307	15,160,484,487	14,174,535,820	51.68%

Tabla N° 4. Redistribuciones de Ingresos por municipio - Año 2022.



Gráfica N° 3. Valor Facturado a usuario, después de aplicar el subsidio.

1.4. Recuperación de energía dejada de facturar

En el año 2022, las actividades que venía realizando la EEP, enfocadas en la recuperación de energía, lograron alcanzar el 95.84% de la meta proyectada de recuperación de energía.

Año	Proyección		Meta alcanzada	
	kWh	Valor (\$)	kWh	Valor (\$)
2018	300,000	180,000,000	606,363	363,817,800
2019	360,000	216,000,000	440,729	264,437,400
2020	420,000	252,000,000	327,482	196,489,200
2021	480,000	288,000,000	466,539	279,923,400
2022	540,000	432,000,000	517,536	414,028,800

Tabla N° 5. Metas alcanzadas sobre las proyectadas, últimos 5 años.

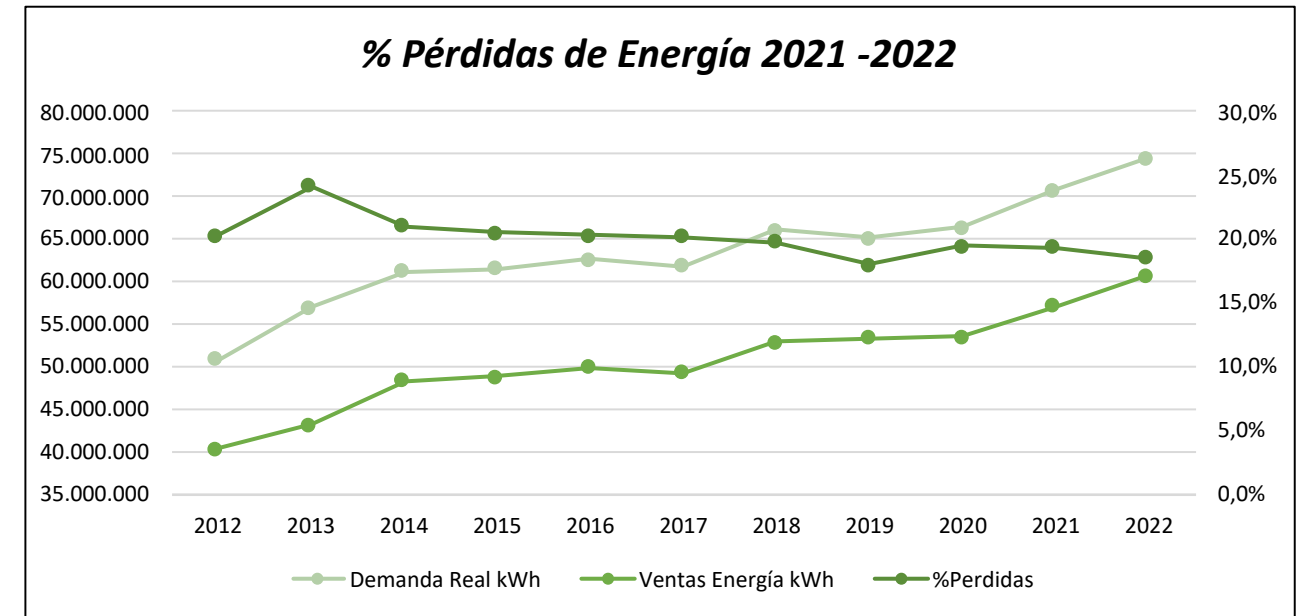
Los usuarios intervenidos se clasificaron teniendo en cuenta el tipo de medida, ya sea directa, semidirecta o indirecta, de la siguiente manera:

Tipo de medida	Usuarios intervenidos por AMS	Recuperación kWh AMS
Directa	1,856	298,950
Semidirecta	112	83,275
Indirecta	0	0
Total	1,968	382,225

Tipo de medida	Usuarios intervenidos por EEP	Recuperación kWh EEP
Directa	357	96,640
Semidirecta	92	38,672
Indirecta	0	0
Total	449	135,312

Total kWh recuperados	517,536
------------------------------	----------------

Tabla N° 6. Total recuperado por usuarios intervenidos.



Gráfica N° 4: Porcentaje pérdidas de energía 2022.

1.4.1 Pérdidas totales de energía

Con las labores realizadas por la Empresa, las pérdidas comerciales en el año 2022 disminuyeron 1.3%, con respecto al año 2021, ubicándose en 18.6%, siendo este el segundo mejor de los últimos 12 años.

Año	Demanda Real kWh	Ventas Energía kWh	Pérdidas Totales	%Perdidas
2011	50,523,723	38,777,350	11,746,373	23.2%
2012	50,834,570	40,488,191	10,346,379	20.4%
2013	57,037,151	43,237,911	13,799,240	24.2%
2014	61,205,701	48,335,448	12,870,253	21.0%
2015	61,567,213	48,922,921	12,644,292	20.5%
2016	62,638,764	49,902,399	12,736,365	20.3%
2017	61,858,016	49,334,821	12,523,195	20.2%
2018	66,107,755	53,022,761	13,084,994	19.8%
2019	65,248,622	53,468,659	11,779,963	18.1%
2020	66,493,855	53,509,039	12,984,816	19.5%
2021	70,883,488	56,795,731	14,087,757	19.9%
2022	74,563,686	60,716,958	13,846,728	18.6%

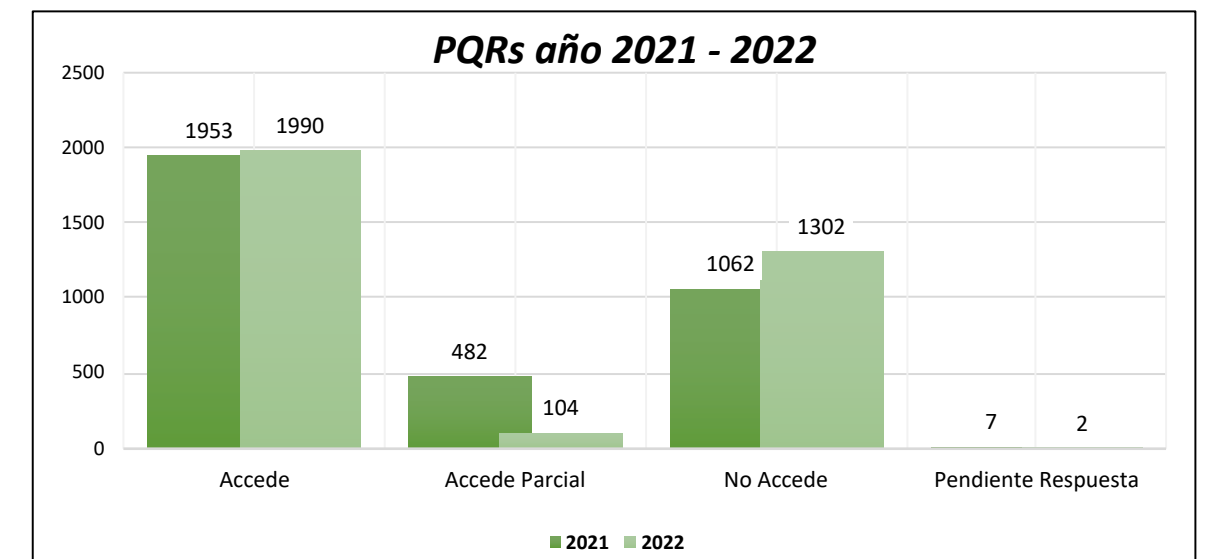
Tabla N° 7. Pérdidas totales.

1.5 Atención al usuario

Con el objetivo de evaluar la Compañía, se presentan acto seguido, las peticiones quejas o reclamos (PQRs) de parte de los usuarios, para los años 2021 y 2022.

Año	Accede	Accede parcial	No accede	Pendiente respuesta	Total PQRs
2021	1953	482	1062	7	3504
2022	1990	104	1302	2	3398

Tabla N° 8. Comparativo PQRs 2021 y 2022.



Gráfica N° 5: PQRs - Año 2021-2022.

Para el año 2022 se presentó un total de 3.398 PQRs, de las cuales 1990 fueron accedidas, 104 accedidas parcialmente, 1302 no accedidas, y solo 2 solicitudes quedaron pendientes de respuesta. El balance respecto al año 2021, muestra una disminución del 3.03% en el total de solicitudes; se registró un aumento del 1.89% en las que accedieron y 22.60% en no accede.



Oficinas de atención al usuario Mocoa

1.6 Negocio de comercialización

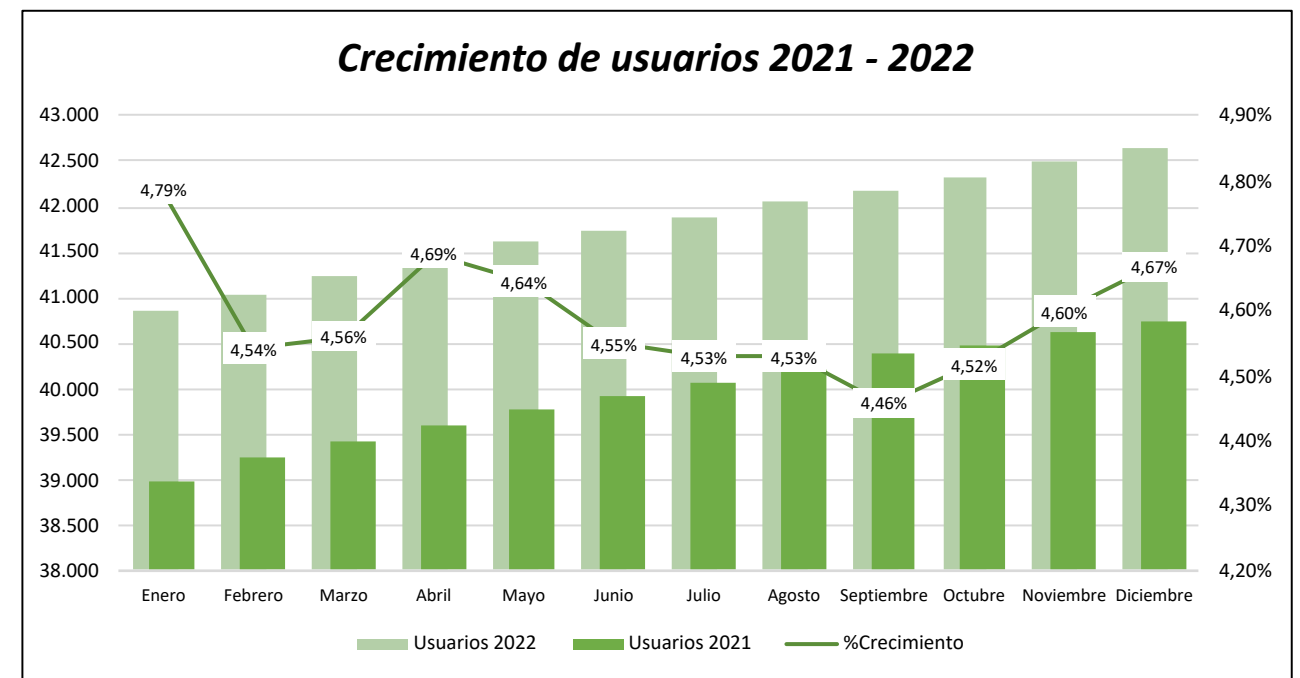
El negocio de comercialización de la EEP, se evalúa considerando el número de usuarios, compra de energía, facturación, tarifas, recaudos y cartera.

1.6.1 Gestión de comercialización

El número de usuarios atendidos por la Empresa, al terminar el año 2022, fue de 42.647 usuarios, resultado que ha permitido a la Compañía crecer en un 4.67%, respecto del año 2021.

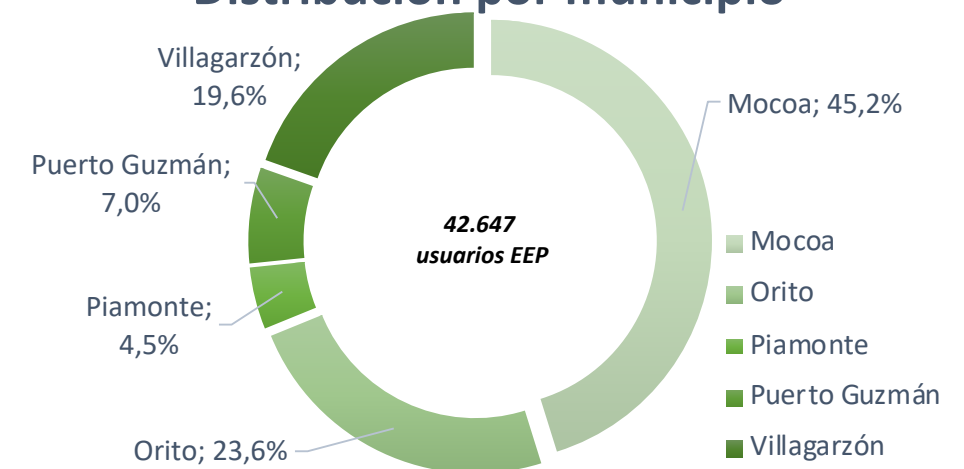
Mes	Usuarios 2021	Usuarios 2022	%Crecimiento
Enero	38,985	40,851	4.79%
Febrero	39,248	41,031	4.54%
Marzo	39,426	41,224	4.56%
Abril	39,592	41,448	4.69%
Mayo	39,767	41,614	4.64%
Junio	39,930	41,747	4.55%
Julio	40,070	41,885	4.53%
Agosto	40,224	42,046	4.53%
Septiembre	40,376	42,176	4.46%
Octubre	40,484	42,313	4.52%
Noviembre	40,628	42,497	4.60%
Diciembre	40,745	42,647	4.67%

Tabla N° 9. Comparativo crecimiento de usuarios en el año 2022 respecto 2021.



Gráfica N° 6. Comparativo crecimiento de usuarios 2022 respecto 2021.

Distribución por municipio



Gráfica N°7. Distribución de usuarios por municipio.

Para el año 2022, se mantuvo la misma participación porcentual de los usuarios del mercado regulado de la Empresa. Mocoa con 19.257 usuarios cuenta con la mayor participación, que corresponde al 45.2%, seguido del municipio de Orito con el 23.6%, Villagarzón, con 19.6% y Puerto Guzmán – Piamonte, con un 11.5% del total de usuarios.

1.6.2 Usuarios y demanda por municipio

Para el año 2022, la Compañía logró atender en el mercado regulado a 42.647 usuarios.

Usuarios Mercado Regulado

Usuarios 2022 - Municipio							
Mes	Mocoa	Orito	Piamonte	Puerto Guzmán	Santa Rosa	Villagarzón	Total
Enero	18,629	9,701	1,746	2,861	25	7,889	40,851
Febrero	18,704	9,723	1,781	2,873	25	7,925	41,031
Marzo	18,755	9,779	1,816	2,875	25	7,974	41,224
Abril	18,823	9,825	1,838	2,892	25	8,045	41,448
Mayo	18,895	9,859	1,849	2,916	25	8,070	41,614
Junio	18,948	9,882	1,865	2,923	25	8,104	41,747
Julio	19,008	9,919	1,881	2,928	25	8,124	41,885
Agosto	19,060	9,954	1,891	2,942	25	8,174	42,046
Septiembre	19,095	9,991	1,900	2,956	25	8,209	42,176
Octubre	19,147	10,017	1,913	2,971	25	8,240	42,313
Noviembre	19,209	10,054	1,924	2,978	25	8,307	42,497
Diciembre	19,257	10,083	1,937	2,989	25	8,356	42,647

Tabla N° 10. Total de usuarios del mercado regulado en 2022 por municipio.

La energía total vendida en el mercado regulado del año 2022, fue de 60.716.958 kWh. Se logró que la demanda creciera un 6.90%, respecto al año 2021, que fue de 56.795.731 kWh-año.



Imagen aérea de Mocoa, el municipio con más usuarios en 2022 (19,257)

Mercado Regulado EEP kWh							
Mes	Mocoa	Orito	Piamonte	Puerto guzmán	Santarosa	Villagarzón	Total kWh
Enero	2,452,052	1,284,426	156,449	296,936	1,398	1,047,909	5,239,170
Febrero	2,321,535	1,142,855	148,518	249,244	1,297	996,396	4,859,845
Marzo	2,515,163	1,194,230	150,580	250,525	1,619	973,890	5,086,007
Abril	2,396,690	1,211,243	147,347	245,636	1,454	992,811	4,995,181
Mayo	2,490,134	1,197,581	158,294	261,914	1,627	1,065,267	5,174,817
Junio	2,232,714	1,121,021	140,396	233,244	4,285	905,347	4,637,007
Julio	2,339,064	1,151,363	147,401	237,745	1,336	923,953	4,800,862
Agosto	2,426,919	1,233,174	184,843	264,042	1,198	988,797	5,098,973
Septiembre	2,378,177	1,224,301	181,990	262,186	1,579	997,350	5,045,583
Octubre	2,637,033	1,370,270	174,251	276,942	1,368	1,075,003	5,534,867
Noviembre	2,465,367	1,232,202	170,486	266,211	1,234	993,781	5,129,281
Diciembre	2,477,154	1,239,075	164,026	256,715	1,305	977,090	5,115,365
Total	29,132,002	14,601,741	1,924,581	3,101,340	19,700	11,937,594	60,716,958
%	47.98%	24.05%	3.17%	5.11%	0.03%	19.66%	100.00%

Tabla N° 11. Distribución de energía vendida en el mercado regulado en el 2022 por municipio.

1.6.3 Usuarios y demanda por servicio

Para el año 2022, la distribución de usuarios se presentó de la siguiente manera: estrato 1, 73.58%; estrato 2, 14.20%; comerciales, 8.10%; estrato 3 y alumbrado público, industriales, oficiales y provisionales, el 4.12%.

Mes	Sector								
	Alumbrado público	Comerciales	Industriales	Oficiales	Provisionales	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Total
Enero	3	3,326	151	404	72	29,857	5,942	1,094	40,849
Febrero	3	3,330	152	404	72	30,023	5,952	1,093	41,029
Marzo	3	3,345	152	404	71	30,189	5,966	1,094	41,224
Abril	3	3,359	153	406	70	30,380	5,980	1,095	41,446
Mayo	3	3,381	153	408	70	30,505	5,997	1,095	41,612
Junio	3	3,391	153	411	73	30,622	5,998	1,094	41,745
Julio	3	3,397	152	414	76	30,731	6,014	1,096	41,883
Agosto	3	3,406	151	420	79	30,863	6,022	1,100	42,044
Septiembre	3	3,412	152	421	74	30,983	6,031	1,098	42,174
Octubre	3	3,424	153	420	72	31,098	6,041	1,100	42,311
Noviembre	3	3,442	153	421	76	31,256	6,044	1,100	42,495
Diciembre	3	3,454	152	421	77	31,378	6,056	1,104	42,645
%	0.01%	8.10%	0.36%	0.99%	0.18%	73.58%	14.20%	2.59%	100.00%

Tabla N° 12. Usuarios por sector en el 2022.

En relación con la energía eléctrica, el sector que mayor demandó en el año 2022, fue el residencial, estrato 1, con 28.799.744 kWh-año, lo que representó el 47.43% de la energía vendida; seguido del sector comercial, con 13.687.097 kWh-año (22.54%); estrato 2 con el 12.34%; oficiales con el 8.04%; y los sectores alumbrado público, industriales, provisionales y estrato 3, con el 9.65%.

Mes	Mercado Regulado EEP kWh								
	Alumbrado Publico	Comerciales	Industriales	Oficiales	Provisionales	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Total
Enero	267,085	1,144,375	118,062	454,340	18,460	2,454,527	660,340	121,981	5,239,170
Febrero	224,453	1,084,504	127,482	392,273	17,983	2,300,040	600,894	112,216	4,859,845
Marzo	243,806	1,127,218	96,730	396,388	19,665	2,454,087	626,917	121,196	5,086,007
Abril	236,130	1,104,736	115,874	395,721	18,688	2,369,573	639,484	114,975	4,995,181
Mayo	227,647	1,174,366	123,351	412,203	18,614	2,460,485	639,620	118,531	5,174,817
Junio	230,890	1,049,328	95,357	390,234	16,013	2,191,589	558,137	105,459	4,637,007
Julio	229,968	1,084,847	113,815	368,863	18,144	2,280,441	593,402	111,382	4,800,862
Agosto	232,148	1,147,342	119,413	402,599	16,455	2,438,475	623,491	119,050	5,098,973
Septiembre	233,430	1,130,884	110,722	431,259	16,920	2,390,674	617,497	114,197	5,045,583
Octubre	240,854	1,263,725	115,171	464,550	16,783	2,618,486	685,886	129,412	5,534,867
Noviembre	240,854	1,179,339	130,152	439,794	16,755	2,391,541	614,044	116,802	5,129,281
Diciembre	248,828	1,196,433	112,439	333,464	18,917	2,449,826	632,263	123,195	5,115,365
Total	2,856,093	13,687,097	1,378,568	4,881,688	213,397	28,799,744	7,491,975	1,408,396	60,716,958
%	4.70%	22.54%	2.27%	8.04%	0.35%	47.43%	12.34%	2.32%	100.00%

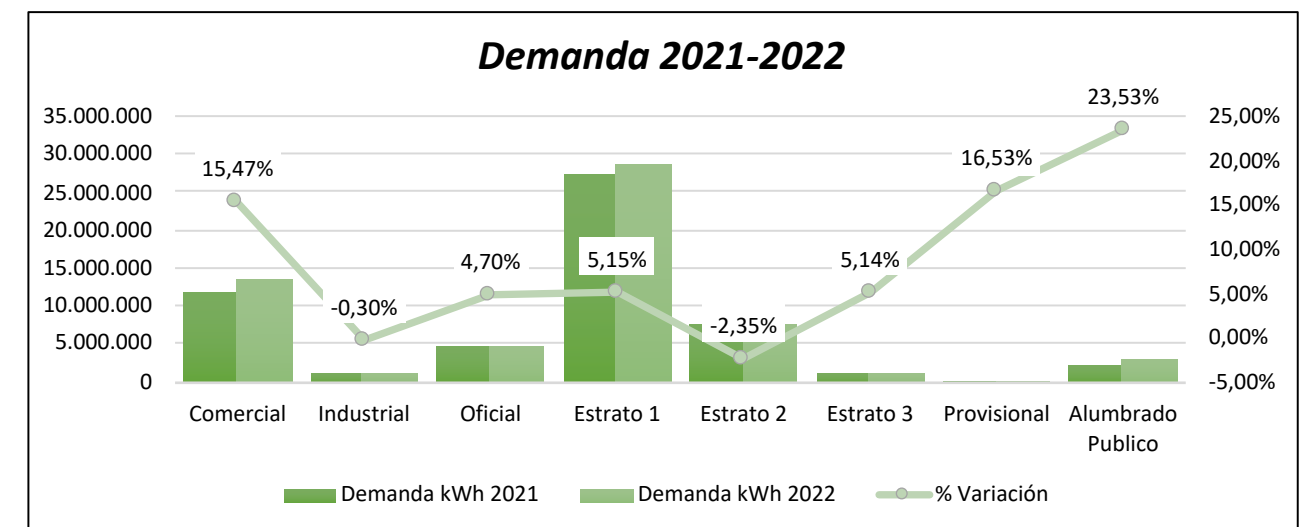
Tabla N° 13. Demanda por sector en mercado regulado en el año 2022.

1.6.4 Consolidado demanda por servicio - Año 2021 -2022

Consolidado				
Sector	Usuarios	Demanda kWh 2021	Demanda kWh 2022	% Variación
Comercial	3,454	11,853,881	13,687,097	15.47%
Industrial	152	1,382,779	1,378,568	-0.30%
Oficial	421	4,662,468	4,881,688	4.70%
Estrato 1	31,378	27,389,419	28,799,744	5.15%
Estrato 2	6,056	7,672,395	7,491,975	-2.35%
Estrato 3	1,104	1,339,559	1,408,396	5.14%
Provisional	77	183,133	213,397	16.53%
Alumbrado Publico	3	2,312,097	2,856,093	23.53%
	42,645	56,795,731	60,716,958	6.90%

Tabla N° 14. Comparativo del consolidado de la demanda por sector del 2021 y 2022.

Realizando el comparativo entre el año 2021 y 2022, se logra evidenciar un crecimiento en la demanda total del 6.90%, con una diferencia positiva de 3.921.227 kWh, para el mercado regulado. El sector que mayor aumento representativo tuvo fue el comercial, a una tasa del 15.47%. Se evidencia una disminución en el estrato 2, debido a los movimientos que estos usuarios tuvieron al estrato 1, 3 y al sector comercial.

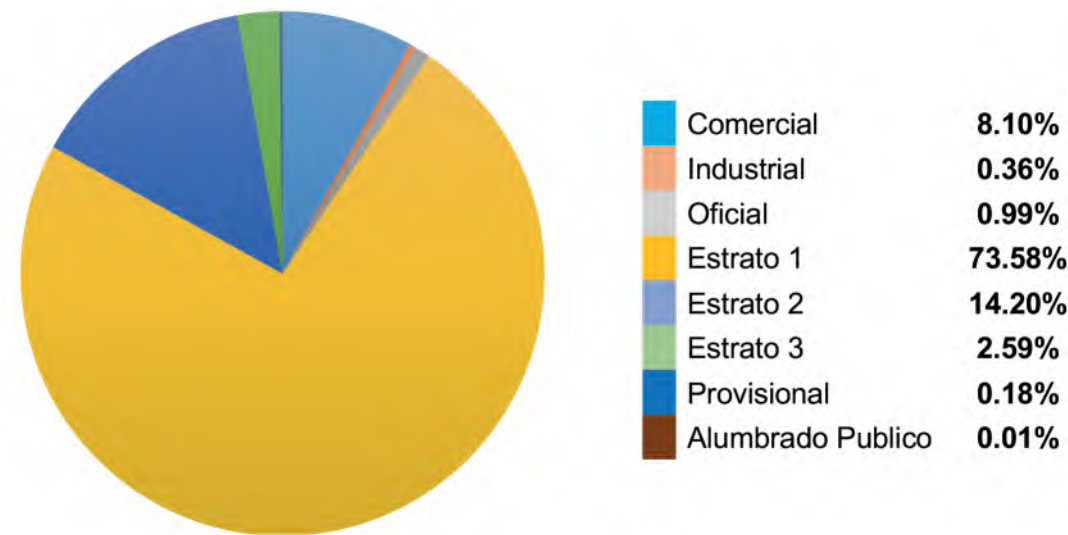


Gráfica N° 8. Demanda por sector de los años 2021 y 2022.

1.6.5 Porcentaje de usuarios

La gestión comercial de la EEP, está direccionada a la atención de cinco municipios, cuatro en el departamento del Putumayo y uno en el del Cauca. El crecimiento ha sido progresivo, siendo el sector residencial el más representativo, con el 90,52%, el sector comercial el 8,04% y el oficial 0,99%, tal como se puede observar en la gráfica (Usuarios atendidos por mercado).

Usuarios atendidos mercado regulado EEP S.A.ESP - por servicio año 2022

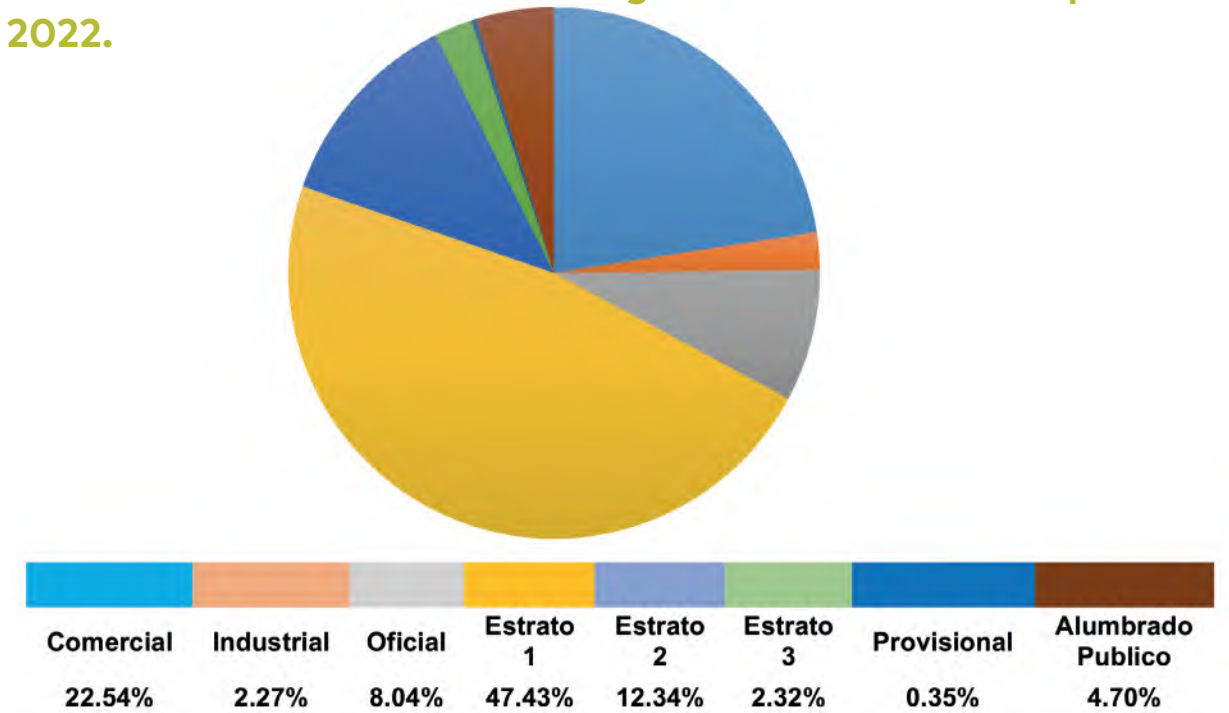


Gráfica N° 9. Usuarios atendidos mercado regulado EEP S.A.ESP - por servicio año 2022.

1.6.6 Porcentaje de la demanda

En cuanto a los consumos o la demanda, el sector comercial representa el 22.41%, el residencial el 62.15%, el oficial el 8%, como se puede observar en la gráfica (Demanda atendida por servicio).

Demanda atendida en el mercado regulado EEP S.A. ESP - por servicio año 2022.

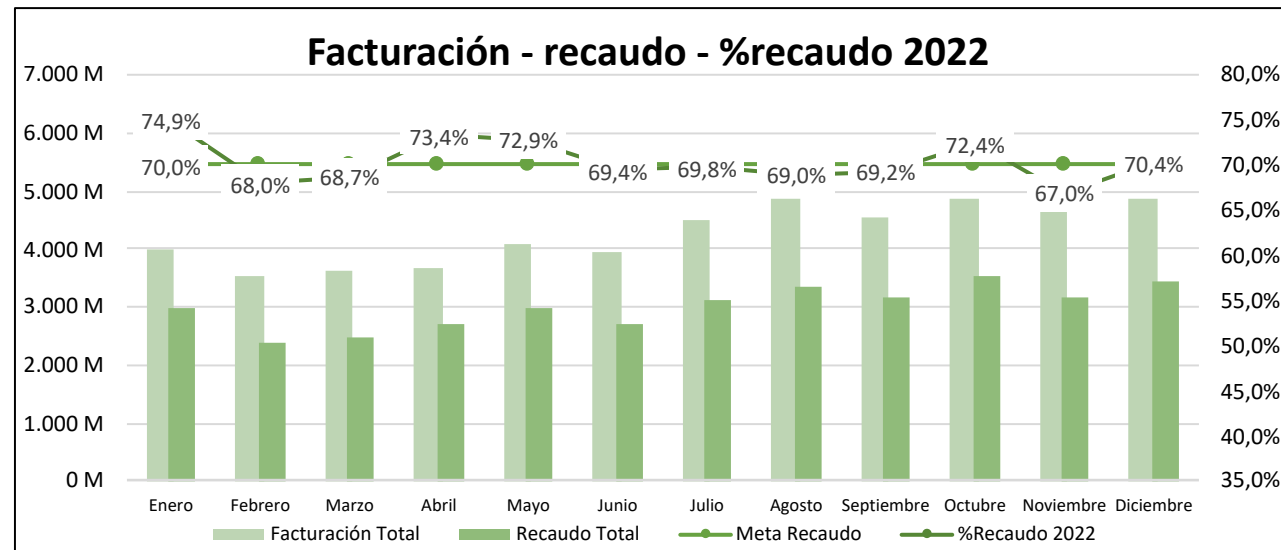


Gráfica N° 10. Demanda atendida en el mercado regulado EEP S.A. ESP - por servicio año 2022.

Mes	Concepto	Comercial	Estrato 1	Estrato 2	Oficial	Industrial	Alumbrado Publico	Estrato 3	Provisional	Recaudo Regulado	%Recaudo Regulado
Enero	Facturación	861,034,999	697,607,002	242,549,172	273,000,733	74,979,249	128,747,378	68,540,520	13,462,008	2,359,921,061	80.07%
	Recaudo	760,297,676	554,472,656	203,831,960	243,333,256	56,879,368	0	61,516,263	9,267,548	1,889,598,727	
Febrero	Facturación	830,848,871	652,827,501	217,174,473	241,608,024	82,195,224	135,509,010	63,770,115	13,366,466	2,237,299,684	77.26%
	Recaudo	733,665,002	505,633,540	180,812,637	199,337,066	38,430,991	327	58,538,598	12,026,656	1,728,444,817	
Marzo	Facturación	903,875,400	735,066,598	238,539,310	260,455,916	67,241,656	83,667,315	71,541,728	15,866,090	2,376,254,013	82.19%
	Recaudo	791,327,294	578,855,017	200,695,042	206,793,216	21,199,173	76,155,700	63,292,112	14,657,593	1,952,975,148	
Abril	Facturación	915,192,742	741,025,565	259,992,617	264,070,160	81,366,532	154,792,661	70,935,016	15,130,864	2,502,506,157	82.98%
	Recaudo	817,946,023	556,282,772	198,811,065	226,851,225	53,764,779	145,731,438	62,986,015	14,247,812	2,076,621,129	
Mayo	Facturación	1,060,627,471	836,225,732	276,969,957	300,654,346	92,998,016	163,430,057	79,714,279	16,429,392	2,827,049,250	83.10%
	Recaudo	960,041,021	661,842,631	236,457,079	193,714,041	65,827,324	145,233,705	71,390,477	14,745,575	2,349,251,854	
Junio	Facturación	983,251,012	770,088,160	245,506,695	293,485,227	75,976,622	172,133,112	73,190,447	14,671,404	2,628,302,679	81.23%
	Recaudo	864,062,872	585,805,082	205,233,032	193,151,790	51,732,188	154,792,650	66,652,733	13,560,376	2,134,990,723	
Julio	Facturación	1,097,923,365	852,751,803	283,037,324	300,746,747	96,657,289	185,446,194	83,465,050	17,987,235	2,918,015,007	77.66%
	Recaudo	981,429,733	675,006,440	239,523,744	220,554,528	55,521,964	0	77,471,865	16,611,923	2,266,120,196	
Agosto	Facturación	1,219,261,161	978,856,558	314,825,671	346,492,011	107,725,688	197,156,330	94,291,183	17,097,159	3,275,705,761	76.49%
	Recaudo	1,101,277,782	757,391,369	262,406,443	243,199,059	40,746,710	10,000	85,517,820	15,064,622	2,505,613,804	
Septiembre	Facturación	1,138,767,307	905,122,515	295,900,744	349,916,225	94,791,766	187,539,997	85,345,180	16,609,961	3,073,993,695	82.16%
	Recaudo	1,025,693,911	701,143,283	246,231,455	250,646,330	26,484,657	185,112,330	77,283,606	12,961,243	2,525,556,816	
Octubre	Facturación	1,237,713,992	976,862,174	328,222,095	367,392,183	96,827,381	188,140,694	95,010,641	16,195,165	3,306,364,325	83.85%
	Recaudo	1,111,825,291	767,727,896	272,845,475	269,379,757	64,856,061	188,140,694	84,831,457	12,648,573	2,772,255,204	
Noviembre	Facturación	1,151,585,446	872,492,615	285,030,906	347,558,159	106,543,966	187,736,060	96,958,002	15,927,598	3,063,832,752	79.29%
	Recaudo	1,007,956,143	676,079,769	232,107,332	179,825,441	57,789,597	176,878,528	86,035,461	12,632,572	2,429,304,844	
Diciembre	Facturación	1,177,474,898	907,877,754	298,316,912	270,469,119	94,188,857	195,404,629	90,578,738	18,170,165	3,052,481,072	82.91%
	Recaudo	1,066,554,089	690,810,478	250,993,286	187,320,842	63,361,441	174,564,549	82,239,578	14,942,475	2,530,786,738	
Total	Facturación	12,577,556,664	9,926,803,977	3,286,065,876	3,615,848,850	1,071,492,246	1,979,703,437	973,340,899	190,913,507	33,621,725,456	80.79%
	Recaudo	11,222,076,838	7,711,050,934	2,729,948,550	2,614,106,551	596,594,252	1,246,619,921	877,755,985	163,366,968	27,161,519,999	

Tabla N° 15. Facturación y recaudo corriente 2022.

El incremento de la facturación total, se debió principalmente a la acumulación de la cartera de energía, producto del alza en el CU. En la siguiente gráfica se muestra el comportamiento del recaudo total, a lo largo del año 2022, teniendo en cuenta que la meta trazada fue del 70%.



Gráfica N° 12. Facturación recaudo 2022.

Realizando el comparativo, respecto al año 2022, podemos apreciar que el incremento del porcentaje de recaudo total, en relación al año 2021, creció un 2,21%.

	2021	2022	Crecimiento
Facturado	42,479,296,195	51,148,815,299	20.41%
Recaudo	28,957,013,374	35,994,897,532	24.30%
%Recaudo	68.17%	70.37%	2.21%

Tabla N° 19. Crecimiento facturación-recaudo 2021-2022.

Mes	Facturación Total	Recaudo Total	%Recaudo 2022	Facturación 2021	Recaudo total 2021	%Recaudo 2021
Enero	4,001,218,050	2,997,327,968	74.9%	3,577,131,450	2,196,998,099	61.4%
Febrero	3,517,265,200	2,391,275,289	68.0%	3,932,980,700	2,400,206,238	61.0%
Marzo	3,602,225,842	2,474,155,035	68.7%	3,783,473,650	2,562,369,486	67.7%
Abril	3,688,002,300	2,705,390,645	73.4%	3,507,035,750	2,455,782,056	70.0%
Mayo	4,072,492,057	2,967,202,303	72.9%	3,384,034,250	2,313,648,510	68.4%
Junio	3,925,515,800	2,724,338,082	69.4%	3,431,316,600	2,285,548,845	66.6%
Julio	4,478,755,550	3,124,695,555	69.8%	3,544,462,950	2,531,183,643	71.4%
Agosto	4,862,197,450	3,352,682,634	69.0%	3,345,272,145	2,340,655,796	70.0%
Septiembre	4,547,803,550	3,149,291,749	69.2%	3,367,877,600	2,231,317,302	66.3%
Octubre	4,859,901,600	3,517,776,587	72.4%	3,595,206,050	2,774,124,406	77.2%
Noviembre	4,722,190,100	3,163,068,481	67.0%	3,486,592,250	2,386,291,800	68.4%
Diciembre	4,871,247,800	3,427,693,204	70.4%	3,523,912,800	2,478,887,193	70.3%
Total	51,148,815,299	35,994,897,532	70.37%	42,479,296,195	28,957,013,374	68.17%

Tabla N° 20. Comparativo facturación-recaudo 2021-2022.

En contraste con el año anterior, en el que los primeros meses el efecto pandemia impactó el recaudo, para 2022 se presenta un incremento, el cual cumple con la meta establecida del 70% mensual. Con esta normalidad, durante todo el año se puede observar un porcentaje de recaudo mayor al 67%, durante todos los meses, teniendo como punto débil la facturación del mes de noviembre. Este mes se presenta un ciclo más corto, el cual lleva a contemplar un menor porcentaje de recaudo. En términos de recaudo, la Empresa logró normalidad para cubrir las obligaciones operacionales.

1.8. Costo unitario prestación del servicio

Con el alza presentada en los indicadores económicos del IPC (Índice de precio al consumidor) e IPP (Índice de precio al productor), se generó un impacto directo al valor del costo unitario (CU), el cual se empezó a tener notoriedad a finales del mes de agosto, generando el valor más alto histórico del CU para la Empresa de Energía del Putumayo.

Costo Prestación del Servicio (CU) - Año 2022

Mes	Nivel 1			Nivel 2	Nivel 3
	Propiedad EEP	Propiedad compartida	Propiedad usuario		
Enero	640.17	616.89	593.61	560.29	493.80
Febrero	651.76	627.74	603.73	572.20	503.94
Marzo	672.35	647.60	622.86	584.13	514.46
Abril	706.20	680.87	655.54	611.44	538.37
Mayo	769.29	743.60	717.91	659.56	571.42
Junio	798.13	771.83	745.52	688.43	604.15
Julio	859.13	832.76	806.40	737.28	573.47
Agosto	903.33	876.30	849.27	778.84	610.54

Tabla N° 21. Costo Prestación del servicio hasta agosto 2022.

Teniendo esta situación presente, a partir de la facturación del mes de septiembre se aplicó la resolución CREG 012 del 2020, la cual establece la "opción tarifaria" para los usuarios del mercado regulado.

Mes	Nivel 1						Nivel 2	Nivel 2 "OT"	Nivel 3	Nivel 3 "OT"
	Propiedad EEP	Propiedad EEP "OT"	Propiedad compartida	Propiedad compartida "OT"	Propiedad usuario	Propiedad usuario "OT"				
Septiembre	869.86	854.55	842.97	842.97	816.08	803.41	745.86	736.78	578.56	578.56
Octubre	847.61	832.55	820.60	820.60	793.59	781.14	723.92	714.98	559.31	559.31
Noviembre	846.80	831.76	819.35	819.35	791.89	779.46	721.32	712.41	554.70	554.70
Diciembre	857.76	838.00	829.80	829.80	801.83	785.30	730.48	717.75	562.00	562.00

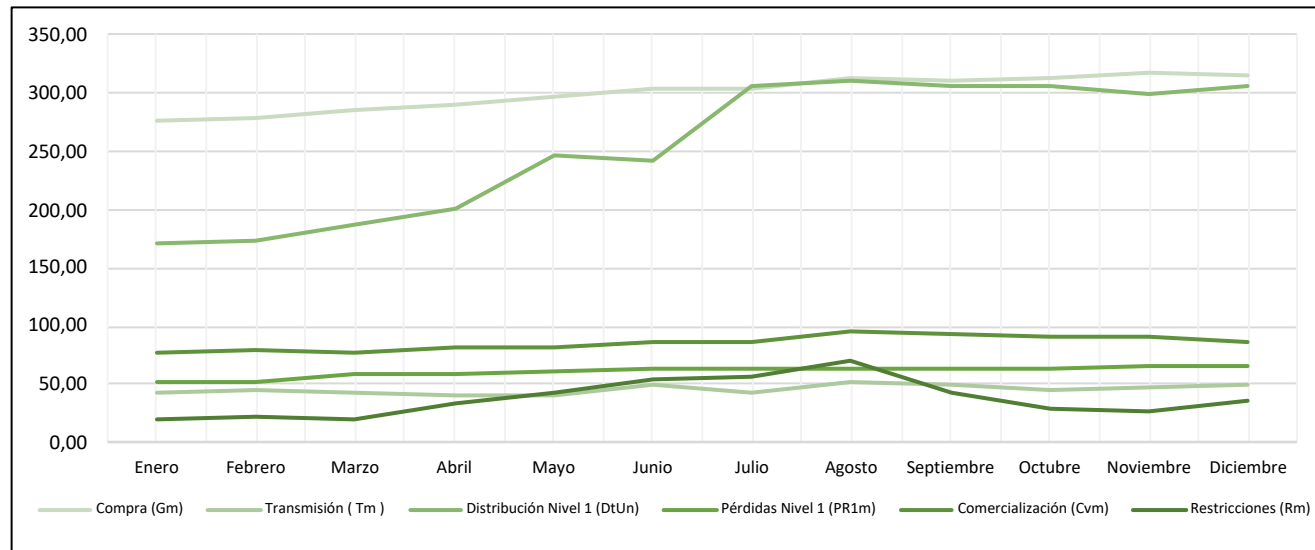
OT = Opción tarifaria resolución CREG 012 del 2020

Tabla N° 22. Costo Prestación Del Servicio desde septiembre 2022.

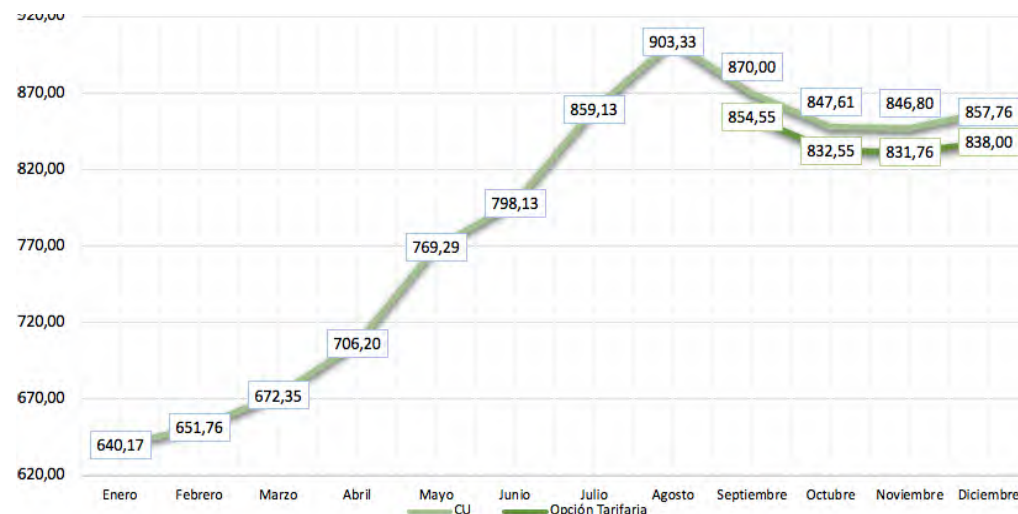
Seguidamente, se muestra el comportamiento del CU por componente, durante 2022, para nivel de tensión 1, así como el comportamiento general con la entrada de la resolución CREG 012 del 2020.

Componentes costo unitario prestación del servicio (CU) - Año 2022									
Mes	Compra (Gm)	Transmisión (Tm)	Distribución Nivel 1 (DtUn)	Pérdidas Nivel 1 (PR1m)	Comercialización (Cvm)	Restricciones (Rm)	CU	Opción tarifaria	Diferencia
Enero	276.62	43.68	169.90	51.74	77.23	20.99	640.17	0.00	-
Febrero	278.42	45.13	174.21	52.34	78.45	23.21	651.76	0.00	-
Marzo	285.99	43.11	187.02	59.00	77.46	19.77	672.35	0.00	-
Abril	289.82	40.33	200.06	59.42	81.87	34.71	706.20	0.00	-
Mayo	296.26	40.98	245.35	61.61	82.37	42.72	769.29	0.00	-
Junio	303.04	49.52	242.18	63.72	86.03	53.64	798.13	0.00	-
Julio	304.40	41.91	306.58	63.25	85.93	57.05	859.13	0.00	-
Agosto	311.72	52.12	310.19	64.35	94.98	69.97	903.33	0.00	-
Septiembre	310.41	50.85	306.80	64.35	94.42	43.18	870.00	854.55	15.46
Octubre	311.91	46.17	305.38	64.02	90.63	29.51	847.61	832.55	15.06
Noviembre	317.87	47.10	299.89	64.95	90.78	26.21	846.80	831.76	15.05
Diciembre	314.51	50.31	305.13	65.39	86.20	36.23	857.76	838.00	19.76

Tabla N° 23. Componentes costo unitario 2022.

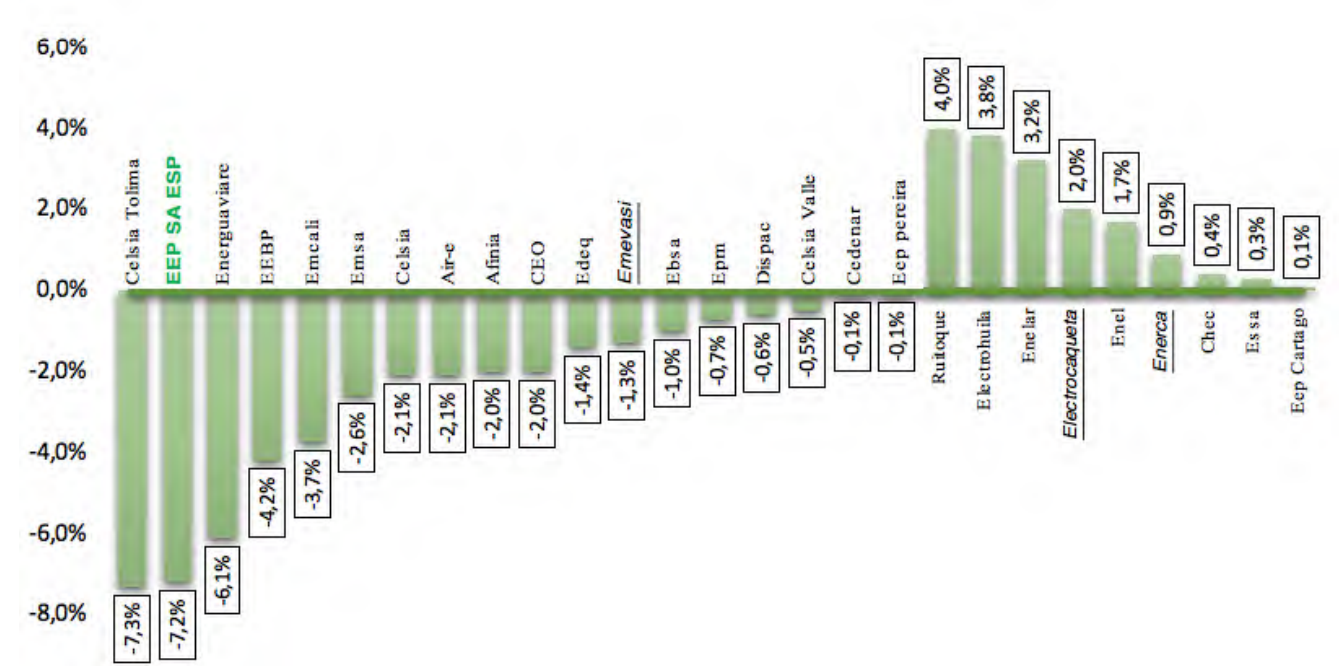


Gráfica N° 13. Distribución por componente.



Gráfica N° 14. Valor CU durante el año 2022.

La EEP, comprometida con el beneficio para los usuarios, fue la segunda Empresa que registró reducción en el valor de la tarifa, con 7.2% (por debajo de Celsia Tolima, con 7.3%).



Gráfica N° 15. Aplicación opción tarifaria de comercializadores del país.

Fuente: El Tiempo.

1.9. Compra de energía en contrato bilaterales y bolsa EEP

En la siguiente tabla, se presenta el balance de compra y venta de energía, en contratos bilaterales y spot de bolsa, para el año 2022.

Mes	Compras en contratos (\$)	Compras en contratos (kWh)	Compras energía en bolsa (\$)	Compras energía en bolsa (kWh)	Ventas energía en bolsa (\$)	Ventas energía en bolsa (kWh)	Compras totales (\$)	Compras totales (kWh)
Enero	1,674,242,659	6,017,383	204,058,938	631,530	181,048,605	681,596	1,697,252,992	5,967,317
Febrero	1,708,128,083	5,976,961	150,034,295	356,050	327,208,908	899,422	1,530,953,470	5,433,589
Marzo	1,754,071,220	6,017,357	191,312,031	770,110	101,398,831	498,732	1,843,984,420	6,288,735
Abril	1,778,263,293	6,003,888	99,625,725	615,884	75,335,384	611,069	1,802,553,634	6,008,703
Mayo	1,822,392,683	6,017,340	69,202,696	603,332	67,312,371	690,745	1,824,283,008	5,929,927
Junio	1,826,384,110	6,003,850	54,256,924	503,572	76,503,251	761,991	1,804,137,783	5,745,431
Julio	1,874,579,297	6,017,340	70,918,024	611,490	69,661,979	661,641	1,875,835,342	5,967,189
Agosto	1,866,739,855	6,017,340	108,755,986	674,090	99,680,920	739,676	1,875,814,921	5,951,754
Septiembre	1,872,639,566	6,003,883	223,818,888	757,751	133,262,088	682,147	1,963,196,366	6,079,487
Octubre	1,892,279,424	6,017,297	341,969,626	959,567	111,455,210	479,928	2,122,793,840	6,496,936
Noviembre	1,906,244,699	6,003,845	162,958,012	765,245	87,803,678	577,335	1,981,399,033	6,191,755
Diciembre	1,923,503,750	6,010,008	378,361,390	1,039,607	128,054,492	433,084	2,173,810,648	6,616,531
Año 2021	21,899,468,638	72,106,492	2,055,272,535	8,288,228	1,458,725,717	7,717,366	22,496,015,456	72,677,354

Tabla N° 24. Compra de energía en contrato bilaterales y bolsa E.E.P S.A. ESP.



Personal administrativo de Área Comercial y de Planeación



Personal Operativo de Area Comercial y de planeación

02 OPERACIÓN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

CAPÍTULO



EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.

13.8
KV

No hemos dejado de consolidarnos como pilar en el mercado regulado.



Alexander Quintero. Subgerente Técnico Operativo.

2.1 Operación de distribución

El desarrollo y evolución de la infraestructura de nuestro sistema de distribución de energía eléctrica, nos ha permitido desarrollar métodos que han llevado a mejorar la continuidad y calidad del servicio en los hogares e industrias del departamento del Putumayo y zonas aledañas donde tenemos cobertura, como lo es en los municipios de Mocoa, Villagarzón, Puerto Guzmán, Orito, y en el departamento del Cauca, el municipio de Piamonte y el centro poblado de Santa Rosa.

Dentro de los procesos regulatorios, para el periodo 2022, se aprobaron los cargos por remuneración, mediante la resolución CREG 216 DE 2020, la cual fue puesta en firme bajo la resolución CREG 017 DE 2021 y la resolución CREG 501 019 DE 2022, donde también se aprobó un Plan de inversión, cuyo proyecto más significativo a nivel de confiabilidad y expansión, es el Proyecto de construcción de la nueva subestación Renacer 2x50 MVA de 230/115/34,5/13,2 kV, con tecnología GIS.

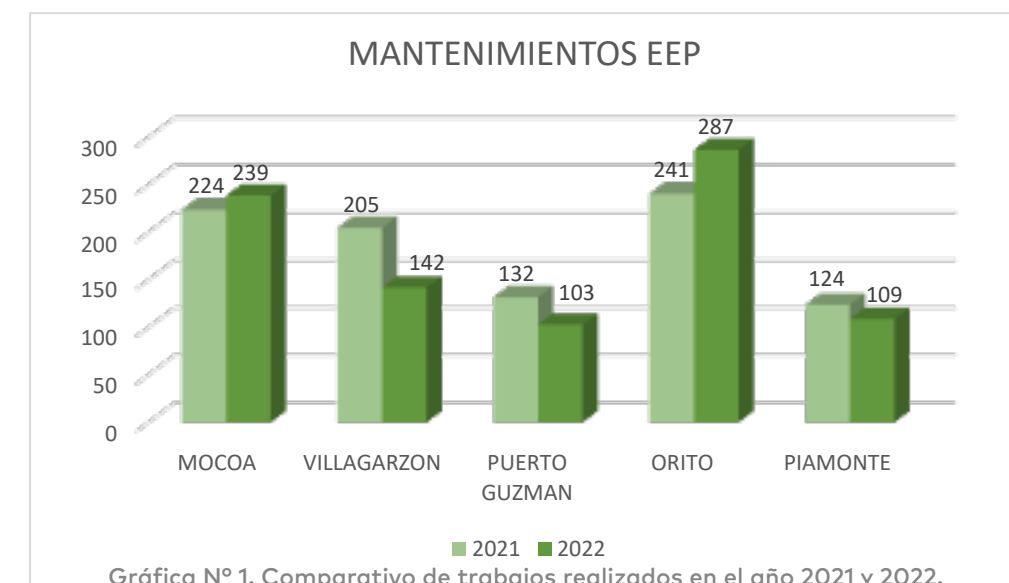
Adicional al plan de inversión aprobado, se desarrollaron y ejecutaron distintas actividades, enfocadas a la mejora de la calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio de energía eléctrica, la ampliación en la cobertura del sistema para aumentar la atención de las necesidades de nuevos usuarios, tanto en zonas rurales como urbanas, y la implementación del proyecto de instalación de la nueva tecnología AMI.

2.1.1 Mantenimiento del sistema de distribución

El mantenimiento del sistema de distribución de energía eléctrica, juega un papel importante para la calidad del servicio que se le brinda a la población. Esto incluye tareas como la reposición y repotenciación de redes y transformadores de distribución, pruebas y limpieza a los transformadores de potencia y equipos asociados de las subestaciones y los trabajos de podas de los bosques, por donde las redes eléctricas tienen su trazado, para prevenir las salidas por acercamientos. Los beneficios de realizar este tipo de mantenimiento preventivo son varios: reducir los fallos de los equipos, aumentar la fiabilidad, mejorar la seguridad y el rendimiento, prolongar la vida útil de los equipos, y reducir los costes de reparación y mantenimiento a largo plazo.

La confiabilidad del sistema, junto la calidad y continuidad en la prestación del servicio de energía eléctrica, son la parte fundamental para que nuestra operación en los diferentes municipios donde hacemos presencia, sea la más eficiente posible; todo esto, gracias a las diferentes inversiones y actividades que se han programado a lo largo del año por parte de las áreas encargadas.

En el transcurso del 2022, con el equipo técnico y profesionales capacitados, la Empresa se ha enfocado en desarrollar mantenimientos preventivos y predictivos en el SDL, que consisten en realizar un conjunto de acciones y operaciones destinadas a conservar el óptimo estado de las redes eléctricas; también y con el apoyo de nuevas tecnologías que se han adquirido, todo lo anterior nos ha dirigido a mejorar la calidad de la infraestructura eléctrica de la EEP y mejorar los indicadores de calidad y la confiabilidad del sistema; por eso, para el 2022 hemos ejecutado 880 actividades orientadas a la predicción y prevención de nuestra infraestructura eléctrica en nuestras cinco (5) sedes (Error: no se encontró el origen de la referencia).



Para el 2022, el número de mantenimientos disminuyó en las sedes de Villagarzón, Puerto Guzmán y Piamonte Cauca, debido a los problemas de orden público que se presentaron en el departamento, situación que llevó a cancelar muchos mantenimientos

programados, en varias veredas, por seguridad de los trabajadores de la Compañía. Para Mocoa y Orito, los trabajos de mantenimiento aumentaron, puesto que las actividades programadas pudieron ser ejecutadas sin ninguna restricción en la zona. Cabe resaltar que, para el 2022, muchos trabajos tuvieron que ser cancelados, por causa del fenómeno de "La niña".

En seguida, se resaltan algunos trabajos de mantenimiento ejecutados y enfocados al mejoramiento de la red eléctrica de la EEP.

- Cambio de cortacircuitos simples (Ilustración 1), con la Implementación de cortacircuitos triple disparo (Ilustración 2).



Ilustración 1. Estructura en poste con cortacircuitos convencional.



Ilustración 2. Estructura en poste con cortacircuitos triple disparo.

- Cambio de conductor tipo ACSR a cable ecológico, lo cual ha mitigado, en gran medida, las fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas, ya sean por condiciones atmosféricas o por contacto con vegetación y especies animales; todo esto, con el fin de evitar salidas de los circuitos por las causas mencionadas y que los indicadores de calidad mejoren. (Ilustración 3).



Ilustración 3. Estructura con cambio de conductor ACSR a ecológico.

- Reemplazo de bajantes de calibres pequeños en los transformadores, por un conductor de mayor calibre, para así mejorar la durabilidad de estos mismos y que la regulación de tensión sea la adecuada, conforme a las normas vigentes.

- Aumento de calibre en los alimentadores de media tensión existente, para mejorar la caída de tensión, y que los rangos de desviación de esta cumplan con las normas técnicas actuales.

- Normalización en los transformadores, con el propósito de evitar fallas en este tipo de estructuras. (Ilustración 4).



Ilustración 4. Normalización de transformador.

- Cambio y ajuste de reconectadores y sus protecciones asociadas, para que, ante fallas en las líneas adyacentes a estos, no salgan de funcionamiento las cabeceras de los circuitos en la red. (Ilustración 5).



Ilustración 5. Ajuste y cambio por reconector nuevo.

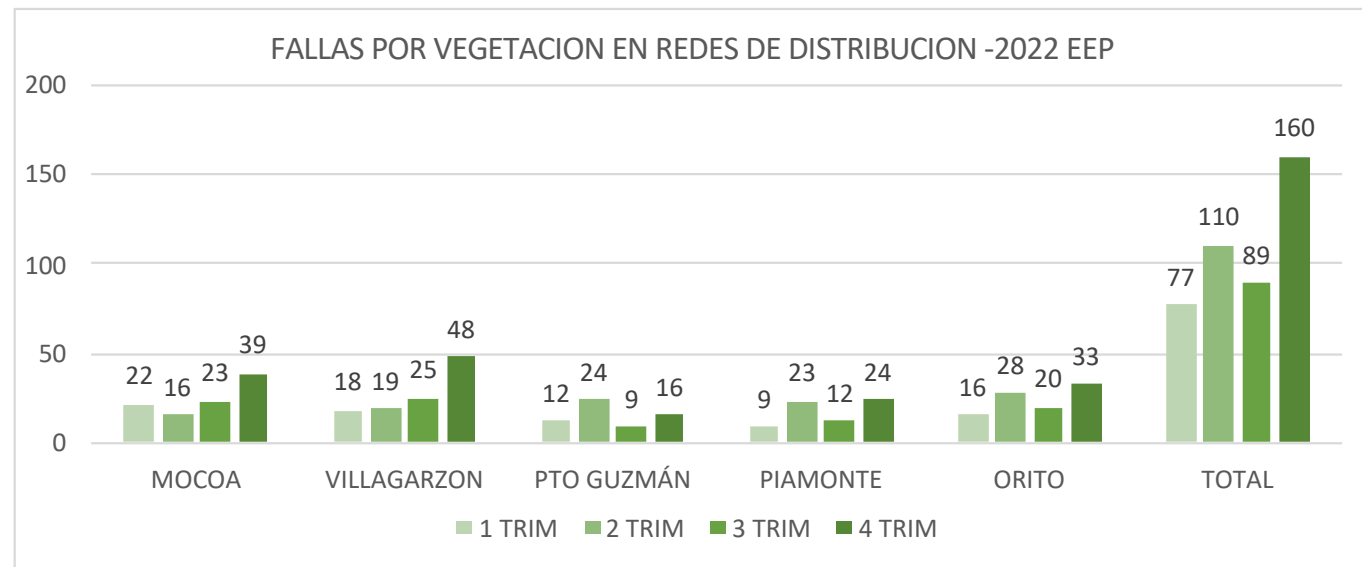
2.1.2 Indicadores de calidad plan de mantenimiento y manejo ambiental del arbolado en redes del SDL

Es importante realizar poda de árboles cercanos a los cables eléctricos, para evitar daños en la red eléctrica. Estas podas deben realizarse según las regulaciones establecidas por la Autoridad nacional de licencias ambientales, en el anexo general de la resolución CREG 015 de 2018. El anexo establece los requisitos de distancia entre los cables eléctricos y los árboles, así como los plazos de ejecución de la poda. El objetivo de la poda es minimizar el riesgo de incendio, y mejorar la calidad y eficiencia del suministro eléctrico.

La calidad del servicio prestado, es constantemente monitoreada por la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P., que cuenta con 16 circuitos eléctricos de distribución sobre los municipios de Mocoa, Villagarzón, Puerto Guzmán y Orito, en el departamento del Putumayo, y el Municipio de Piamonte en el departamento de Cauca.

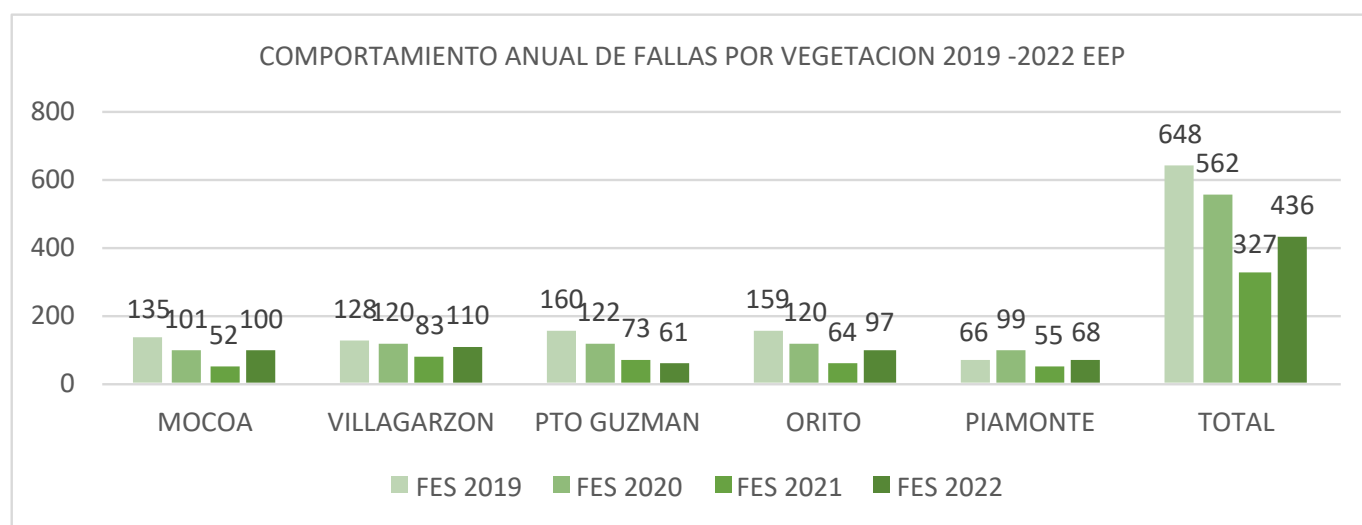
Con el objetivo de minimizar los tiempos de interrupción y aumentar la satisfacción

de nuestros usuarios, se utiliza un indicador que mide la frecuencia de dichas interrupciones.



Gráfica N° 2. Comportamiento trimestres en fallas vegetación de los circuitos eléctricos para el año.

Para el año 2022, se presentaron un total de 436 salidas de los circuitos de distribución eléctrica, por el acercamiento de vegetación con las redes de distribución. Como se observa en las columnas totalizadas en cuatro trimestres. Observamos que, para el primer trimestre, comenzamos con un número bajo de salidas y un ligero aumento para el segundo trimestre, terminando para los meses de octubre, noviembre y diciembre (4o trimestre) con un aumento significativo de falla. Las condiciones climáticas adversas, presentadas al final del año, y las condiciones naturales de la región, permiten que la vegetación crezca de manera rápida y exuberante, ocasionando mayor número de roces o acercamientos con la infraestructura eléctrica, necesitando la implantación de prácticas silviculturales de manera periódica.



Gráfica N°3. Comportamiento de fallas por vegetación de los circuitos eléctricos 2019-2022.

Como se observa en la referencia, el comportamiento de fallas por vegetación, en los municipios que reciben el servicio de energía, tuvo una reducción sustancial, que viene mejorando hasta el año 2021; para el 2022, se presentó un ligero aumento en el número de fallas por vegetación en los diferentes circuitos de los municipios de nuestra injerencia, por condiciones climáticas y naturales típicas, asociados al fenómeno de "La niña" en la región, que incrementan las fallas en la vegetación sobre las líneas de baja y media tensión.

2.1.2.1 Actividades forestales de mantenimiento preventivo mediante despeje de las redes eléctricas



Actividades de despeje en redes

Se ejecutaron actividades forestales de mantenimiento preventivo, mediante despeje de las redes eléctricas de alta y media tensión, propiedad de la Empresa de Energía del Putumayo, a fin de evitar interrupciones en la prestación del servicio de energía y daños a la infraestructura, para los diferentes municipios donde la Empresa tiene cobertura.

En la Tabla , se relacionan los contratos ejecutados para las actividades de despeje de las redes eléctricas, discriminados por cada municipio.

Proyecto	Recurso Financiero Para Intervención De Despeje				Inversión Total
	1 Trimestre	2 Trimestre	3 Trimestre	4 Trimestre	
Mantenimiento preventivo para actividades de despeje de los circuitos eléctricos de baja, media Y alta tensión, en los municipios de Mocoa, Villagarzón, Puerto Guzmán, Orito departamento de Putumayo y Piamonte en el departamento de Cauca	\$307.038.200	\$307.038.200	\$225.065.284	\$225.065.284	\$1.228.154.400

Tabla N° 1. Recurso económico para el mantenimiento arbolado y de vegetación sobre la infraestructura eléctrica 2022.

Se logra, con el apoyo de las oficinas de riesgo y desastre de los municipios de Mocoa, Villagarzón, Puerto Guzmán y Orito, excluir 48 horas y 47 minutos de servicio de energía, por daños a la infraestructura eléctrica de la EEP, ocurridos por eventos naturales, durante los diferentes meses del año 2022.



Ilustración 6. Eventos de caída de árboles sobre SDL.

Actividades de gestión ambiental en el departamento

Las actividades de mantenimiento forestal, sobre las redes de distribución eléctrica, generan un impacto negativo en el medio ambiente, debido a las actividades de poda y tala que se realizan sobre los árboles, con el fin de evitar suspensiones en el servicio por el contacto o roce de sus líneas; y dado que, en defensa de la protección de este recurso, se encuentra la autoridad ambiental y su legislación reglamentaria, en cumplimiento de lo ordenado por esta, la EEP, ha realizado una serie de inversiones para mitigar, compensar y corregir el impacto, mediante la donación y siembra de árboles, como medida de compensación y restauración del medio.



Ilustración 7. Actividades de reforestación por la EEP – Año 2022

2.1.3 Eventos no programados en el SDL

En el año 2022, se presentaron un total de 2.256 salidas no programadas en el SDL, para un promedio mensual de 188 salidas mensuales. De las salidas presentadas se tiene la siguiente relación:

Causa	Mocoa	Orito	Puerto Guzmán	Piamonte	Villagarzón	Total
Fallas por terceros	41	32	16	9	36	134
Fallas por animales con las redes del SDL.	33	42	23	3	27	128
Apertura de emergencia	66	22	26	10	47	171
Fallas por vegetación	91	95	103	26	107	422
Fallas por causa desconocida	221	24	78	45	162	530
Fallas por condiciones atmosféricas	97	146	65	36	198	542
Falla en transformador de potencia (S/E).	0	0	0	0	0	0
falla de equipos instalados en la red, tales como: reconectores, cuchillas, seccionador.	0	1	0	1	1	3
Falla por estructuras que soportan las redes	56	10	17	9	62	154
Fallas por deterioro de la red	34	21	15	12	44	126
Falla en transformador de distribución	10	3	4	5	24	46
Total	649	396	347	156	708	2256

Tabla 3. Salidas No programadas por municipio - Año 2022.

El municipio que viene siendo más afectado es Villagarzón, por cuanto las diferentes salidas de los elementos son ocasionadas por las condiciones atmosféricas y las fallas de origen desconocido. El municipio de Puerto Guzmán y Piamonte, es el que tiene el mayor porcentaje de salidas por vegetación, dada su condición selvática, típica de la región, y los problemas de orden público, que impiden el restablecimiento del servicio de manera oportuna.

Se observa que las fallas predominantes son las de origen desconocido, atmosféricas y por vegetación, que representan el 66% de las interrupciones No programadas.

Para el año 2022, hay un crecimiento comparado con el 2021. Como se observa en la Gráfica 4, hubo un incremento de 220 salidas. Esto se debe principalmente a que, en el 2022 se presentó el fenómeno de "La niña", el cual generó el aumento de salidas atmosféricas y desconocidas. Así mismo, el crecimiento más rápido de la vegetación, y un número menor de días de trabajo con condiciones secas, hace que las salidas por vegetación hayan aumentado.

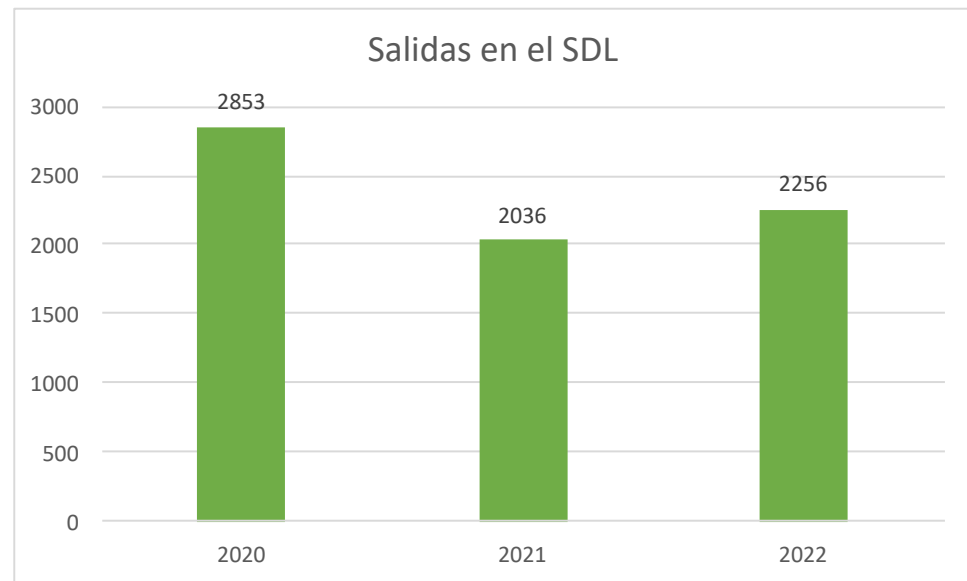
Proyecto	Municipio	Valor
Dotación e instalación de 20 módulos y baterías de cocinas ecológicas en zona rural de Mocoa, en cumplimiento a la resolución 031 del 19 enero de 2022 Corpoamazonia en otorgamiento de la licencia ambiental para la subestación renacer Mocoa	Zona Rural Mocoa	138.971.420
Reforestación y mantenimiento de 2 hectáreas con especies nativas de la región en cumplimiento de la medida compensatoria resolución dg 1268 de 2020n emitida por Corpoamazonia	Villagarzón Putumayo	50.000.000
Reforestación y mantenimiento de 3.2 hectáreas con especies protectoras, maderables y frutales resolución dg 1268 de 2020n emitida por Corpoamazonia	Mocoa Putumayo	79.900.000
TOTAL		268.871.420

Tabla 2. Inversiones del orden ambiental para mitigar y compensar tareas de mantenimiento forestal.

Articulación y apoyo con la fundación Pacha Mama, en el desarrollo de actividades de reforestación, en días de reconocimiento mundial del medio ambiente, en zonas susceptibles y estratégicas del departamento.



Ilustración 8. Actividades de reforestación por la EEP - Año 2022.

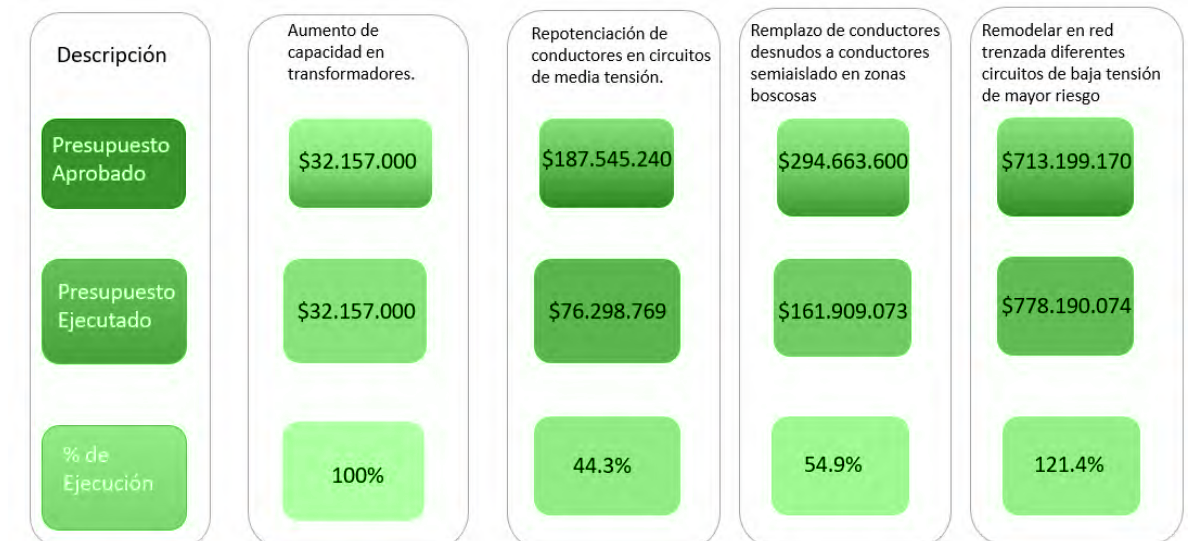


Gráfica N° 4. Histórico salidas en el SDL.

2.2 Inversiones en el SDL

2.2.1 Plan de inversión 2022

La resolución CREG 015 de 2018, requiere a los Operadores de Red presentar el plan de inversiones para el sector eléctrico, con el fin de garantizar la adecuada prestación del servicio, la seguridad del sistema, la calidad en el suministro eléctrico y la reducción de las tarifas. El plan de inversiones debe especificar las inversiones requeridas para la modernización y ampliación de la red y tiene como objetivo mejorar la calidad en el suministro eléctrico, asegurar la prestación de los servicios de energía eléctrica, optimizar la seguridad del sistema eléctrico, reducir los costos de operación y mantenimiento de los sistemas eléctricos, y mejorar la confiabilidad del sistema. Para el 2022 fueron aprobados cinco (5) proyectos de inversión, enfocados a la reposición, repotenciación y remodelación del SDL de la Empresa. El total aprobado para estos proyectos del plan de inversión, fue de \$1.227.565.010 COP. En la Gráfica N°, se discriminan los proyectos por valor y tipo de inversión.



Gráfica N° 5. Presupuesto para ejecución de proyectos plan de inversión.

El porcentaje de cumplimiento del plan de inversión fue de un 85.4%, con un total de \$1.048.554.916 COP. En la Gráfica N°, igualmente se indica el porcentaje de ejecución de los diferentes proyectos aprobados para el 2022.

2.2.1.1 PROYECTO: Nuevo Hospital José María Hernández

Este proyecto de electrificación, tuvo como objetivo proporcionar electricidad al hospital JMH, una capacidad de 2 MVA; es por esto que se construye un circuito independiente, para mejorar la confiabilidad y calidad del suministro de energía al hospital y garantizar que los equipos operen dentro de los límites de funcionamiento adecuados.

El proyecto en mención, tiene como alcance:

- Construcción de red de media tensión en posteadura de concreto de 14 metros 750 kgf y red semiaislada con topología compacta.
- Puesta en funcionamiento del circuito en media tensión hasta punto de conexión existente en el Hospital José María Hernández
- Diseños eléctricos de media tensión y memoria de cálculo aprobados por OR.

Se realiza un cronograma inicial con un tiempo de ejecución de cuatro (4) meses, que inicia con el diseño detallado de la a-w bajo los esquemas del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE 2013). En la tabla 4, podemos visualizar el cronograma detallado del proyecto:

Item	Actividad	Cantidad	Unidad	Dias	Septiembre				Octubre			
					Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4
					1	Diseño Detallado A-w Retie 10,1	1	UN	21		0,33	0,33
2	Apoyos Mt / Templetes / Puestas A Tierra	32	UN	21								
2,1	POSTE DE CONCRETO DE 14 M X 750 Kgf	32	UN	28					8	8	8	8
2,2	Templete A Tierra En Media Tensión	16	UN	28					4	4	4	4
2,3	Aterrizaje Estructuras En Media Tensión	13	UN	28					4	3	3	3
3	Vestida / Armada De Postes Mt	21	UN	21								
3,1	Estructura Rc511 - Paso	21	UN	21								7
3,2	Estructura Rc550 - Retensión	6	UN	21								2
3,3	Estructura Rc560 - Ángulo	7	UN	21								3
4	Tendido Red Mt Compacta	3,2	kml	21								
4,1	Tendido Cable Mensajero	3,2	km	21								
4,2	Tendido Red Compacta	3,2	kml	21								
4	Tendido Red Mt Compacta	3,2	kml	21								
6	Red Mt Subterránea Hospital	1	UN	21								
7	Pruebas Y Puesta En Operación	1	UN	7								

Item	Actividad	Cantidad	Unidad	Dias	Noviembre				Diciembre			
					Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4	Semana 1	Semana 2	Semana 3	Semana 4
					1	Diseño Detallado A-w Retie 10,1	1	UN	21			
2	Apoyos Mt / Templetes / Puestas A Tierra	32	UN	21								
2,1	POSTE DE CONCRETO DE 14 M X 750 Kgf	32	UN	28								
2,2	Templete A Tierra En Media Tensión	16	UN	28								
2,3	Aterrizaje Estructuras En Media Tensión	13	UN	28								
3	Vestida / Armada De Postes Mt	21	UN	21								
3,1	Estructura Rc511 - Paso	21	UN	21	7	7						
3,2	Estructura Rc550 - Retensión	6	UN	21	2	2						
3,3	Estructura Rc560 - Ángulo	7	UN	21	2	2						
4	Tendido Red Mt Compacta	3,2	kml	21								
4,1	Tendido Cable Mensajero	3,2	km	21		1,07	1,07	1,07				
4,2	Tendido Red Compacta	3,2	kml	21		1,07	1,07	1,07				
4	Tendido Red Mt Compacta	3,2	kml	21		1,07	1,07	1,07				
6	Red Mt Subterránea Hospital	1	UN	21					0,33	0,33	0,33	
7	Pruebas Y Puesta En Operación	1	UN	7								1

Tabla N° 4. Cronograma proyecto Hospital JMH, Mocoa



Ilustración 9. Construcción de Circuito - Red Compacta.



2.2.1.2 Integración de equipos reconectores de circuitos

Durante el año 2022, se logró realizar la integración de 14 equipos Reconectores, ubicados en los circuitos de distribución de la EEP con el centro de control. Se podrá tener mando, control y vigilancia de estos equipos, permitiendo tener una mejora en la prestación del servicio, disminuyendo los tiempos de respuesta a las fallas.

La integración de los equipos Reconectores, es obligación regulatoria del cumplimiento de los requisitos del esquema de calidad, con lo cual se podrá realizar la auditoria de cumplimiento de lo establecido en el capítulo 5.2.10, Requisitos del esquema de incentivos y compensaciones de la resolución CREG 015 de 2018.

En la tabla 5, se muestran los equipos que se realizaron la conexión:

Municipio	Circuito	Seccionador	Longitud	Latitud	Marca
Mocoa	CP12	SMOC0005	-76,647815	1,144029	NOJA RC 10
Mocoa	CP13	SMOC0014	-76,648474	1,153032	SCHNEIDER U27
Mocoa	CP14	SMOC0021	-76,664144	1,080893	NOJA RC 10
Mocoa	CP17	SMOC0026	-76,645305	1,194197	NOJA RC 10
Orito	CP45	RORI001-CP45	-76,860085	0,6525	NOJA RC 10
Orito	CP46	SORI0028	-76,874521	0,666644	NOJA RC 10
Villagarzón	CP21	RVIL00-CP21	-76,617671	1,029317	NOJA RC 10
Villagarzón	CP22	SVIL0005	-76,617827	1,032332	NOJA RC 10
Villagarzón	CP23	SVIL0045	-76,601614	0,96803	NOJA RC 10
Villagarzón	CP24	RVIL003-CP24	-76,556219	1,002334	NOJA RC 10
Villagarzón	CP25	SVIL0031	-76,665117	0,987304	NOJA RC 10
Puerto guzmán	CP33	SPGZ0010	-76,277551	0,945824	NOJA RC 10
Piamonte	CP32	SPIA5031	-76,455926	1,003543	NOJA RC 10
Villagarzón	CP3 (LIMON)	RVIL3001	-76.537519	1.023178	ABB PCD2000

Tabla 5. Ubicación de segundo equipo reconector en circuitos SLD.

Ahora veremos, en la Ilustración 9, se muestra la topología de comunicación de los Reconectores.

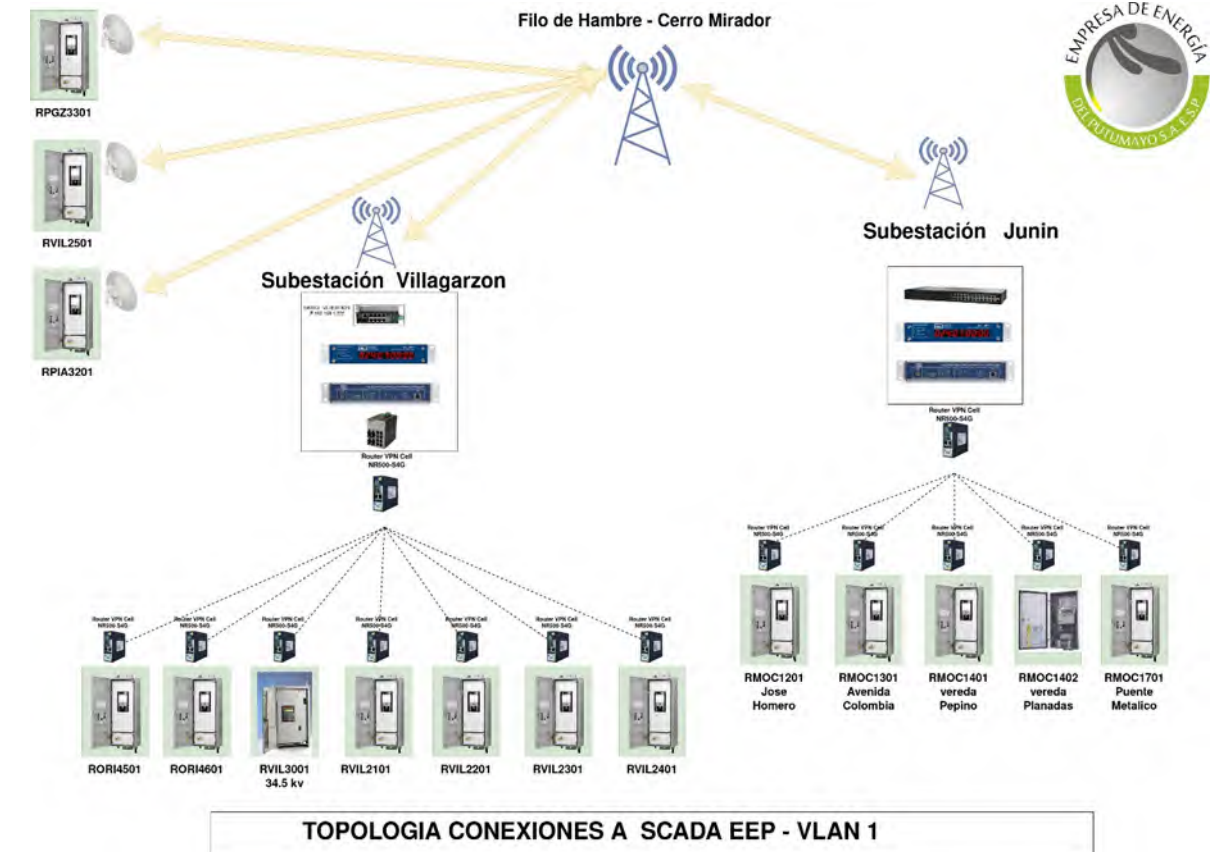


Ilustración 9. Topología Conexiones a SCADA EEP.

La gestión de los diferentes equipos en el centro de control, permitirá garantizar la calidad del servicio en tiempo real y la supervisión de la red eléctrica mediante el sistema SCADA de Survalent con interfaz SmartVU. Contamos con personal 24/7 que opera el sistema, solucionando incidentes que se presenten sobre el SDL. Este sistema permite ver el estado de interruptores y su manipulación en tiempo real.

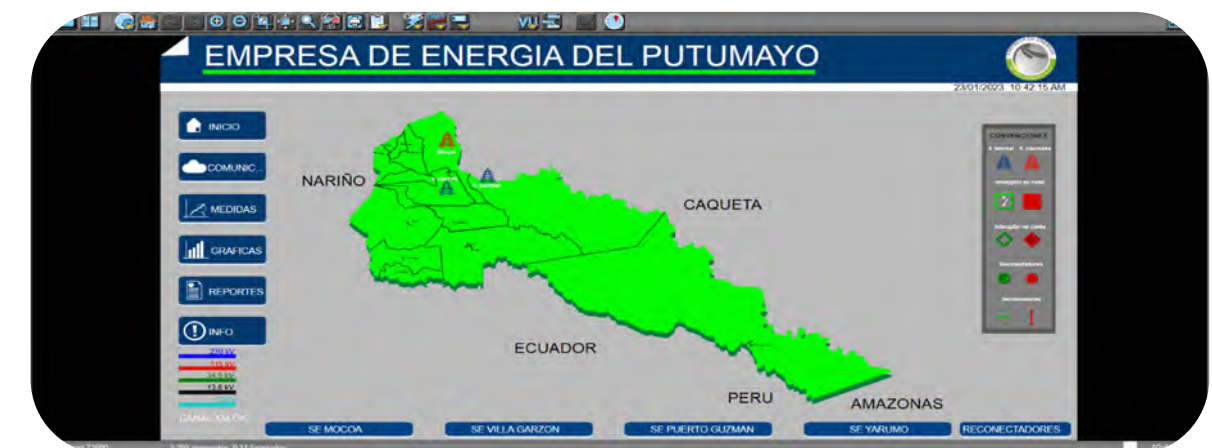




Ilustración 10. Integración en SCADA de Reconectores.

Para la comunicación de estos equipos, se instalaron radioenlaces punto a punto y equipos Router celular NR500-S4G, tomando como nodo de referencia el cerro mirador para los radios enlaces, ya que tiene línea de vista con los equipos donde no hay señal de operador celular.



Ilustración 11. Montaje de equipos de comunicaciones.

Para la realización de estos trabajos, fue necesario adquirir un nuevo servidor para el centro de control. Una vez finalizada esta actividad, se realizará la auditoría de certificación del esquema de calidad, programada para el mes de marzo de 2023.

2.2.1.3 Subestación Renacer 2X50 MVA 230/115/34,5/13,2 KV conexión al SSTN Mocoa – Putumayo

Para la EEP, el proyecto "CONSTRUCCIÓN SUBESTACIÓN RENACER 2x50 MVA 230/115/34,5/13,2 kV CONEXIÓN AL STN MOCOA – PUTUMAYO" es el más importante desarrollado dentro de la gestión del plan de recuperación de la tragedia de la avenida fluviotorrencial del 31 de marzo de 2017, así como el principal proyecto del plan de inversión aprobado en el marco de la resolución CREG 015 de 2018. En el año 2022, se logró un avance estratégico en los diferentes componentes técnicos de ingeniería, legales y regulatorios, y ambientales, que un proyecto de esta magnitud requiere.

En el contexto de la importancia del citado proyecto, se debe resaltar que la EEP observa que este es una solución estratégica en la visión de Empresa para los próximos 20 años, dado que la implementación del proyecto traerá beneficios en confiabilidad, calidad del servicio, disponibilidad de potencia para el desarrollo del Departamento. Dentro del ajuste al plan de inversiones enviado a la CREG, el proyecto "CONSTRUCCIÓN SUBESTACIÓN RENACER 2x50 MVA 230/115/34,5/13,2 kV CONEXIÓN AL STN MOCOA – PUTUMAYO," entrara en operación para el primer trimestre del 2025.

Mejora de Confiabilidad

A nivel de 230 kV, 115 kV y 34,5 kV, la SUBESTACIÓN RENACER 2x50 MVA 230/115/34,5/13,2 kV presentará una configuración que permitirá poder atender la totalidad de la demanda, mientras se realiza mantenimiento a los transformadores (equipos esenciales para la operación), con lo cual se lograra disminuir la Demanda no Atendida, que actualmente se presenta cuando se necesita realizar mantenimientos a los equipos. En términos prácticos, la SUBESTACIÓN RENACER 2x50 MVA 230/115/34,5/13,2 kV está diseñada para duplicar la capacidad operativa de la subestación Junín.

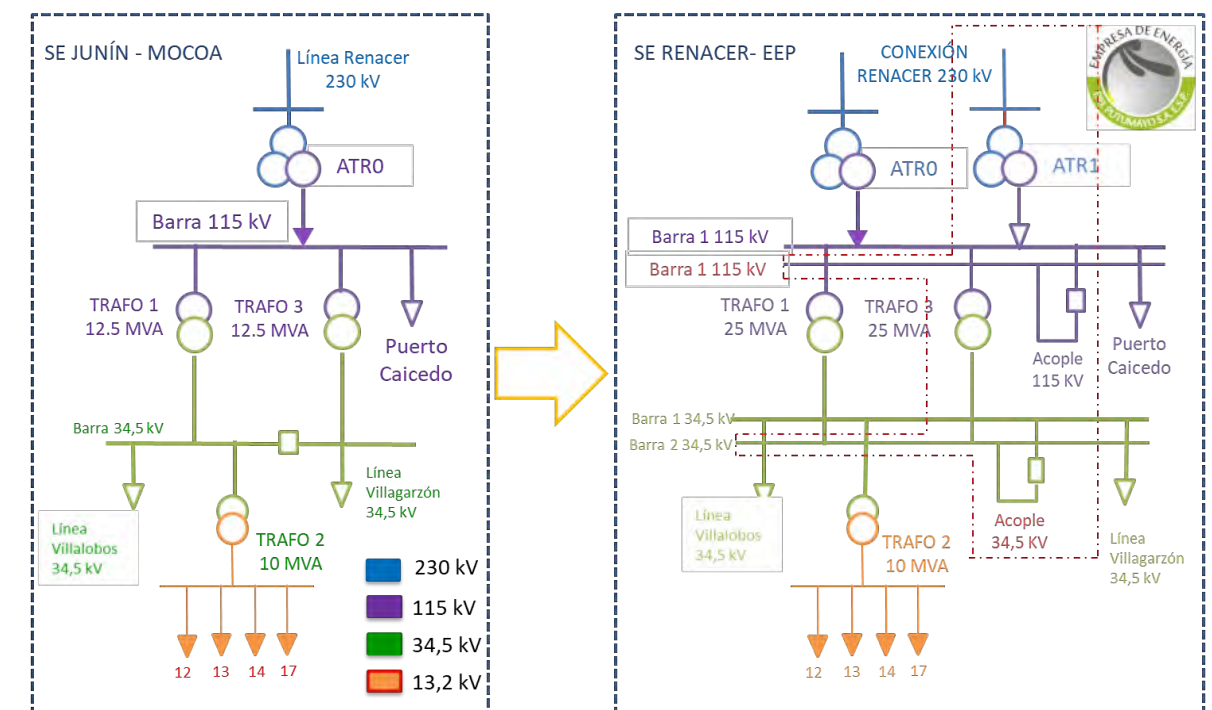


Ilustración 12. Comparación Subestación Junín 50 MVA y Subestación Renacer 2x50 MVA.

En la Ilustración 12 se observa, en la parte derecha encerrado entre líneas rojas, la capacidad operativa adicional que se obtendrá con la puesta en operación de la nueva Subestación Renacer. Es importante resaltar que, en el diseño y construcción, quedarán espacios suficientes para la expansión en términos de líneas y celdas en los diferentes niveles de tensión, que permitirán realizar expansiones necesarias en el largo plazo, para cubrir la nueva demanda energética que requiera el desarrollo del departamento.

Optimización de mantenimiento

A nivel de 230 kV, 115 kV y 34,5 kV, la SUBESTACIÓN RENACER 2x50 MVA 230/115/34,5/13,2 kV se construye con tecnologías tipo GIS en nivel de 115 kV y celdas en nivel de tensión 34,5 y 13,2 KV. Este tipo de tecnologías tienden a ser libres de mantenimientos y su tasa de fallas son menores, sobre todo en climas tropicales como los de la región, al ser equipos no expuestos a las condiciones ambientales de humedad y condiciones climáticas, se presenta menor deterioro y necesidad de realizar mantenimientos.

En términos de mantenimientos, la EEP SA ESP, espera que en los primeros 20 años tendrá una reducción en costos de mantenimientos de 80% con lo cual se obtendrá mayor rentabilidad del ejercicio.



Ilustración 13. Subestación tipo GIS y Subestación AIS.

En términos de AOM del proyecto, la Empresa va a realizar la gestión del mismo, según los lineamientos del Sistema de gestión de Activos que se está implementando; con este desarrollo, se garantiza la generación de valor y la operatividad del proyecto.

En la actualidad, la Compañía asigna anualmente 300 millones aproximadamente, para actividades de mantenimiento de subestaciones; el ahorro esperado, en términos de mantenimiento anual, es de 240 millones, y en 20 años esta cifra llegaría a 4800 millones de costos menores.

Disminución de Demanda no atendida (DNA)

En este momento, la subestación Junín no tiene capacidad de atender la demanda del departamento, si entra en mantenimiento o falla el auto transformador ATO 50 MVA 230/115/13.2 kV, o sus bahías asociadas. Estas salidas del sistema generan pérdida de ingresos, por conceptos de cargos de distribución y comercialización, que son las actividades misionales de la EEP. En este orden de ideas, un mantenimiento de 12 horas (generalmente es la duración de una consignación) la Empresa puede estar disminuyendo sus ingresos promedios en:

$$\text{Impacto Ingresos (\$)} = \text{Energía (KWh)} * \text{horas} * (\text{Cargo D} + \text{Cargo C})$$

$$\text{Impacto Ingresos (\$)} = 7000 \text{ (KWh)} * 12\text{h} * (310+90)$$

Impacto Ingresos (\$) = \$ 33.731.643,33

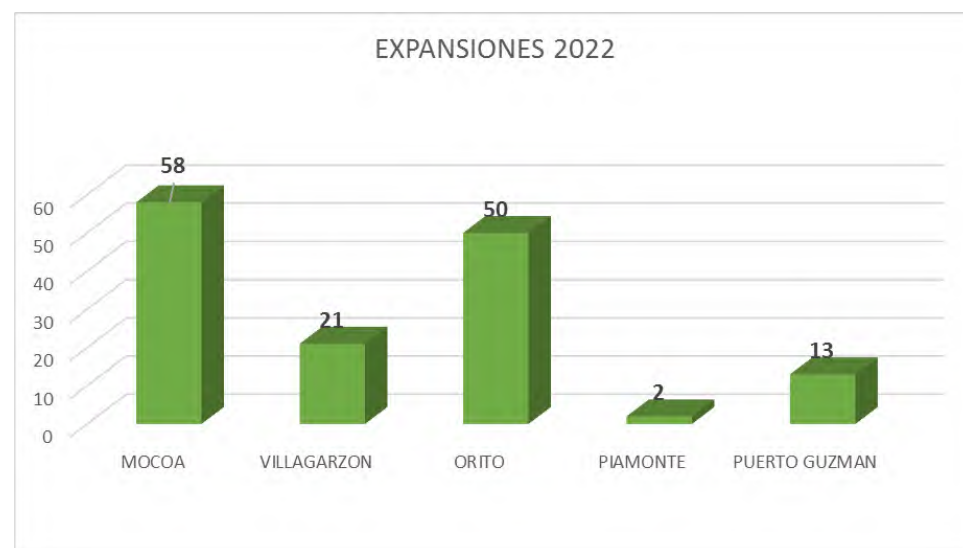
En un año, se pueden tener hasta cuatro (4) eventos representadas en salidas o consignaciones, lo cual puede representar aproximadamente, 135 Millones de pesos en menores ingresos, lo que en un periodo de 10 años representaría 1350 millones de pesos, promedio.

Con el ingreso de la nueva subestación, el impacto de DNA no afectará porque la Compañía, tendrá dos (2) auto transformadores 50 MVA 230/115/13.2 kV, con los cuales se puede atender, durante 50 años, la demanda del departamento; y desde el STN se podrá poner en servicio la línea 230 kV Jamundino – Renacer, propiedad de GEB, lo que permitirá alimentar la Subestación Renacer mediante dos líneas; si alguna de las dos presenta evento o mantenimiento, la otra estará operativa, permitiendo mantener el suministro continuo de energía al departamento.

2.2.2 Otras Inversiones

En extensión al plan de inversiones aprobado para el 2022, el área técnica operativa ha desempeñado actividades complementarias a la mejora de prestación de servicio y atención a solicitudes de expansión en la conectividad a la red eléctrica, como resultado de una dinámica de crecimiento poblacional en el área de cobertura; respecto a lo antes mencionado, se han realizado inversiones con las siguientes características:

1. Proyectos de expansión, con una inversión en 144 proyectos distribuidos entre los municipios de cobertura de la siguiente manera (Gráfica 6):



Gráfica N° 6. Porcentaje proyectos de expansión por sede en el 2022.

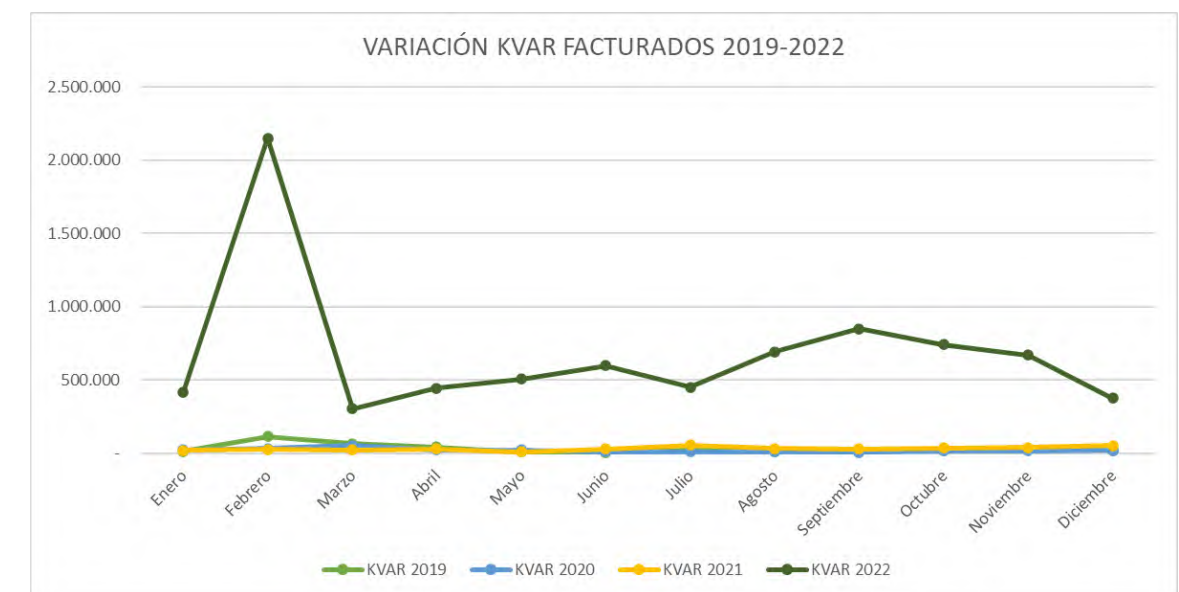
2. Mantenimientos correctivos y preventivos, con el fin de aumentar los índices de confiabilidad y calidad de servicio, alcanzando 880 ejecuciones, distribuidas en los municipios de cobertura (visualizar Figura 1).

3. Implementación del cobro sobre el transporte de la energía reactiva, basándose en el capítulo 12 de la resolución CREG 15 de 2018, bajo la siguiente expresión:

$$CTER_{u,n,h,m,j} = ER_{u,h,m,j} * M * D_{n,h,m}$$

Este valor se liquida sobre el concepto de consumo de energía inductiva, que sobrepase el 50% de energía activa, y el concepto de energía capacitiva. Esta resolución implementa la variable M o factor multiplicador, que inicia en 1 y se mantiene por 12 meses; a partir del mes 13 se incrementa mensualmente en +1 (si hay energía penalizada) hasta alcanzar +12. Este factor puede mantenerse al no exceder la energía penalizada o puede reiniciarse (volver a 1) si durante 3 meses consecutivos no se excede el límite de energía reactiva.

Teniendo esto en consideración, la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P., pudo aumentar el valor cobrado a EMGESA por concepto de energía reactiva, llegando a un total de \$550.33.613 COP, como puede apreciarse en la Gráfica N°7.



Gráfica N° 7. Variación del kVAR del 2019 al 2022.

2.2.3 Ingresos por otros conceptos

El área de distribución planteó una estrategia de adquisición de recursos extras, por el concepto de remuneración, en donde se proyecta el cobro para actividades como:

1. Revisión de estudios de conexión enfocados en expansión de red eléctrica, donde el diseño simplificado tiene un costo de \$100 mil y el diseño detallado de la a-w un costo de \$200 mil, implementando un nuevo proceso de seguimiento, corrección y adecuación de la información para su correcta ejecución. Al cierre del 2022, se pudo recaudar por este concepto un valor de \$ 3.681.705 COP.

2. Suspensión del fluido eléctrico por concepto de demanda no atendida (DNA); este cobro se realiza para liquidar el tiempo requerido por un usuario de la EEP, para la modificación, mejora o expansión en la red, que afecta de manera directa el suministro eléctrico a otros usuarios. En este cobro se tiene en cuenta el tiempo de suspensión en el servicio y valor de la tarifa por kV.

3. Arrendamiento de infraestructura; se recauda un valor de \$ 95.743.720 COP.

2.3 Calidad del servicio



Monitoreo del sistema SPARD en tiempo real, Centro de Control

En el área de calidad del servicio, se presentan los avances en el cumplimiento del esquema de calidad, la programación de la auditoría de requisitos de Implementación de esquema de calidad, los indicadores de calidad SAIFI y SAIDI y las compensaciones derivadas. Adicionalmente, se presentará un resumen de la solicitud a la CREG de revisión del indicador SAIFI.

2.3.1 Implementación de esquema de calidad

La Empresa ha avanzado en el desarrollo de actividades tendientes al cumplimiento de los requisitos establecidos el Capítulo 5.2.10 Requisitos para la Aplicación del Esquema de Incentivos y Compensaciones, de la resolución CREG 015 de 2018, que se convierten en obligatorios una vez se realiza la aprobación de cargos definitivos, en la resolución CREG 017 de 2021.

En el desarrollo de las actividades, ha realizado un análisis interno de cumplimiento de los requisitos, los cuales se presentan en la siguiente tabla:

No.	Requisito	Cumplimiento a junio de 2022
	5.2.10 Requisitos para la Aplicación del esquema de incentivos y compensaciones	
a	Vinculación de cada usuario a la red de distribución, identificando los elementos a través de los cuales se conecta al SDL, como son los transformadores de nivel de tensión 1, 2 y 3 y los circuitos de nivel de tensión 1, 2 y 3. El OR deberá contar con un procedimiento que garantice la actualización permanente de la información de georreferenciación de la red y de la vinculación de usuarios a la red de distribución, que haga parte de su certificación de gestión de la calidad.	100%
b	Certificación del sistema de medición y procedimientos de registro y reporte del OR, en el que se incluyen, como mínimo, las condiciones establecidas en esta resolución.	100%
c	Sistema de gestión de la distribución, DMS	100%
d	Telemedición y control automático en elementos de corte y maniobra instalados en todas las cabeceras de circuito	100%
e	Contar con un segundo equipo instalado, en por lo menos el 90% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3 del OR, el cual mínimamente debe ser telemedido y detectar ausencia o presencia de tensión en el circuito. Este equipo es adicional al mencionado en el literal d, anterior.	100%
f	Contar con un tercer equipo de telemedición, que sea de corte y maniobra y telecontrolado, y que sea adicional a los mencionados en los literales d y e. Estos equipos deben estar instalados en por lo menos el 70% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3.	60%

Tabla 6. Requisitos Esquema Incentivos y compensaciones CREG 015 de 2018.

Subsiguientemente, se presentan los criterios internos que se utilizaron para cuantificar el avance del cumplimiento de cada requisito.

2.3.1.1 Evaluación frente a los requisitos de la resolución CREG 015 de 2018

a) Vinculación de cada usuario a la red de distribución, identificando los elementos a través de los cuales se conecta al SDL, como son los transformadores de nivel de tensión 1, 2 y 3 y los circuitos de nivel de tensión 1, 2 y 3. El OR deberá contar con un procedimiento que garantice la actualización permanente de la información de georreferenciación de la red y de la vinculación de usuarios a la red de distribución, que haga parte de su certificación de gestión de la calidad.

La EEP, actualmente tiene 42647 usuarios, los cuales están georreferenciados y asociados a niveles de tensión 1, 2 y 3 de nuestro SDL. Este es un ítem de actualización permanente, y diariamente se alimenta el sistema SPARD, con la información diaria de campo. Con lo anterior, se tiene un cumplimiento del 100% del requisito.

b) Certificación del sistema de medición y procedimientos de registro y reporte del OR, en el que se incluyen, como mínimo, las condiciones establecidas en esta resolución.

La Empresa cuenta con el Sistema gestión de calidad, debidamente certificado en la Norma ISO 9001 2015 por ICONTEC, donde se establecen los procedimientos de todas las áreas de la Empresa, particularmente los del área de distribución, en la cual se realiza este proceso. Dado lo anterior, se estima un cumplimiento del 100% del requisito.

c) Sistema de gestión de la distribución, DMS. La Compañía, desde el año 2016, construyó el centro de control para lo cual adquirió el sistema SPARD, de la empresa Energy Computer Systems, que incluye las características del sistema que se establecen en el numeral 5.2.11.2 Registro de la información de los eventos donde se define que:

“El DMS deberá estar compuesto por un sistema SCADA, un sistema de información histórica, HIS; un sistema de información geográfico, GIS; un sistema de gestión de eventos, OMS; un sistema de información de usuarios, CIS; un sistema de información de cuadrillas, CMS, y un servicio de reporte de eventos vía telefónica, IVR. Todos estos sistemas deben contar con una plataforma integrada de operación, con interfaces que les permitan comunicarse entre ellos.” La EEP cuenta con un sistema integral que cumple los requisitos mencionados, adquirido con la plataforma SPARD en el centro de control. Según lo mencionado, se da cumplimiento del 100% del requisito.

d) Telemedición y control automático en elementos de corte y maniobra instalados en todas las cabeceras de circuito. La EEP cuenta con 14 circuitos de distribución de nivel 2, y 2 circuitos de nivel 3, para un total de 16 circuitos.

Al día de hoy, la EEP tiene instalados equipos de Telemedición y control automático, en elementos de corte y maniobra, instalados en las 16 cabeceras de circuito mencionados. Los 16 equipos aludidos, están integrados y efectivamente teleducidos y controlados al centro de control y al sistema DMS de la Empresa, dando cumplimiento al requisito.

e) Contar con un segundo equipo instalado en por lo menos el 90% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3 del OR, el cual, por lo menos, debe ser teleducido y detectar ausencia o presencia de tensión en el circuito. Este equipo es adicional al mencionado en el literal d, anterior.

La Empresa cuenta con 14 circuitos de distribución de nivel 2, y 2 circuitos de nivel 3 para un total de 16 circuitos. Actualmente, la Compañía tiene instalados e integrados los equipos de corte maniobra y telemedición; 15 de los 16 circuitos indicados.

f) Contar con un tercer equipo de telemedición, que sea de corte y maniobra y telecontrolado, y que sea adicional a los mencionados en los literales d y e. Estos equipos deben estas instalados en, por lo menos, el 70% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3.

La Compañía ha realizado la instalación de ocho (8) equipos reconectores en los diferentes circuitos, quedando pendiente la integración de estos al centro de control, actividad que se realizará en el primer trimestre del año 2023.

2.3.1.2 Auditoría de cumplimiento

La EEP es consciente de la necesidad de cumplir la totalidad de los requisitos, para presentar las auditorías solicitadas en los numerales 5.2.10 de la resolución CREG 015 de 2018; por lo tanto, presenta el siguiente plan de acción:



Gráfica N° 8. Cronograma proceso de auditoría esquema de calidad.

2.3.2 Contact Center



Operadora Contact Center, atendiendo llamadas de usuarios 24/7

La Empresa de Energía del Putumayo, ha venido afianzando el desarrollo de la estrategia de comunicación mediante un Contac Center desde el año 2015, lo cual le permitió perfilarse como líder en la región, en cuanto a la transformación de lo que se conoció como la "nueva normalidad", permitiendo ser reconocida por sus usuarios por su calidad, aportando en el desarrollo de la Organización.

El servicio al cliente mediante un Call Center, se afianza cada día como una herramienta importante para la sociedad y para las organizaciones, constituyéndose en el foco de la cultura social, económica; por consiguiente, la Empresa viene consolidando el desarrollo tecnológico y del talento humano. Esto logra que el cliente reciba un buen servicio, esté satisfecho y sean cumplidas las expectativas y solicitudes.

Con la nueva forma de marcación en Colombia, nuestra línea Contact Center es atendida 24/7, marcando 115 desde un teléfono fijo, o marcando 608 4201300 desde un teléfono celular.

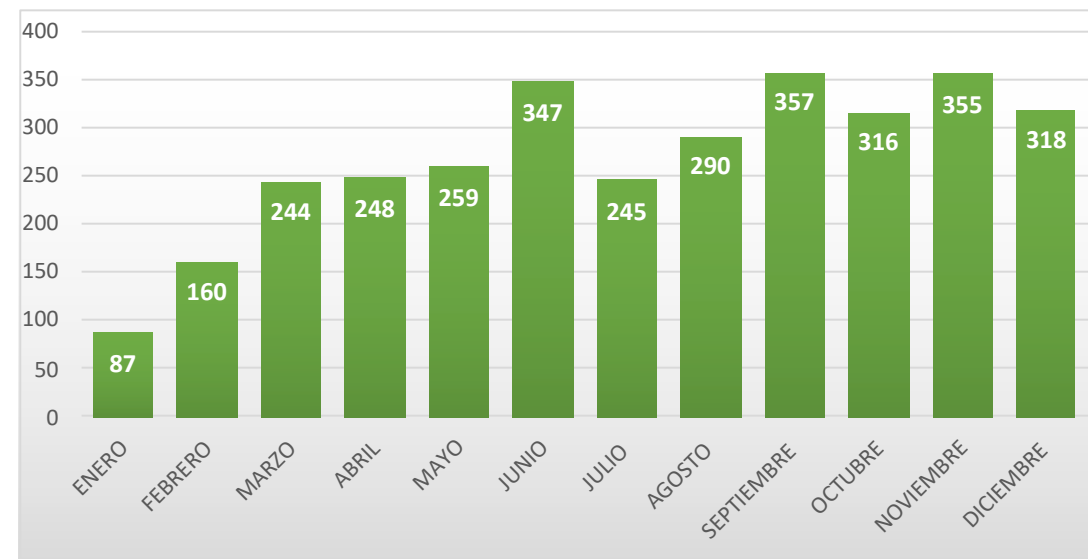
La descripción del proceso el Contact Center se sucede así: se reciben las llamadas, en las cuales se solicitan el NIU (número de identificación del usuario) o nombre de quien se encuentra registrada la matrícula de la vivienda y número de teléfono celular; una vez se tienen estos datos, se procede a preguntar al usuario, cuál es el motivo de su llamada; toda esta información y los datos se ingresan al aplicativo SPARD TCS; dependiendo el motivo, se direcciona al área competente, ya sea comercial o técnica. Una vez que el área encargada realiza las maniobras de solución del evento, estos informan al auxiliar de Contac Center los datos para el cierre de la novedad; luego, se procede a llamar al usuario, para confirmar que ha sido atendida su solicitud y/o restablecido el servicio. Estos datos también se registran en una bitácora, en un archivo Excel, la cual se utiliza para sacar diferentes indicadores, que permiten llevar un control de los eventos reportados y los sectores con mayor incidencia en llamadas, como se pueden apreciar en la Gráfica N° 9.19.

Durante el año 2022, se han recibido un total de 3326 llamadas, frente a 2.759 llamadas del 2021, con un incremento del 17% en atenciones por vía telefónica, que corresponden a un total de tiempo en línea de 105 horas 416 minutos y 297 segundos, y están discriminadas de la siguiente manera mensual.

Mes	N° llamadas técnica	N° de llamadas comercial	N° total de llamadas	Duración de las llamadas
Enero	40	47	87	4:23:20
Febrero	95	65	160	6:57:03
Marzo	164	80	244	11:17:39
Abril	135	113	248	13:12:39
Mayo	145	131	259	13:52:17
Junio	248	99	347	16:23:54
Julio	107	138	245	11:14:10
Agosto	181	109	290	14:38:02
Septiembre	266	91	357	14:04:26
Octubre	211	105	316	11:54:42
Noviembre	226	129	355	13:49:07
Diciembre	137	181	318	14:20:20
Total	1955	1288	3226	146:11:20

Tabla N° 7. Atención a usuarios - Cumplimiento esquema de calidad Res. CREG 015 de 2018.

Se presenta en la Gráfica siguiente, el número de llamadas ingresadas al sistema, durante el año 2022.



Gráfica N° 9.1 Cantidad de llamadas para cada mes en 2022.

Durante los meses de enero y febrero, se presentó falla del servidor de comunicaciones del Contac center, lo cual se evidencia por un menor ingreso de llamadas. Para atender este periodo, se adoptó una línea celular, con el fin de realizar reportes de fallas en el servicio, y, por tanto, se observa un bajo número de reportes.

2.3.3 Indicadores de calidad media SDL

En el mes de febrero de 2022, la EEP obtuvo respuesta a la solicitud de revisión tarifaria, presentada ante la CREG, mediante recurso extraordinario basado en el artículo 126 de la ley 142 de 1994. En dicho recurso, se ratificaron los indicadores de SAIFI y SAIDI de la resolución CREG 017 de 2021 para la Empresa de Energía del Putumayo, en relación con los indicadores de calidad media del sistema de distribución; los límites establecidos por la resolución son:

Variable	Unidad	Valor
SAIDI _{Rj}	Horas	31,285
SAIFI _{Rj}	Veces	9,3

Tabla N° 8. Indicadores de referencia de calidad media EEP.

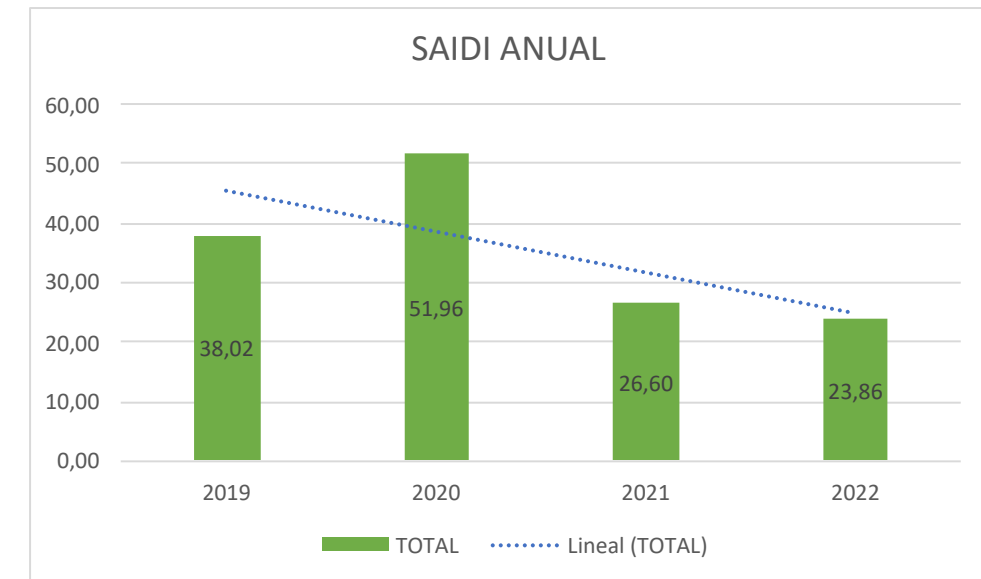
Los indicadores de referencia se deben aplicar desde el año 2019, referenciado como año 1, y disminuyen a una tasa del 8% como objetivo de mejora anual. Dicho lo anterior, se tiene que los índices de referencia para cada año serán los siguientes:

Variable	Unidad	2019	2020	2022	2022	2023
SAIDI _{Rj}	Horas	28,78	26,48	24,36	22,41	20,62
SAIFI _{Rj}	Veces	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00

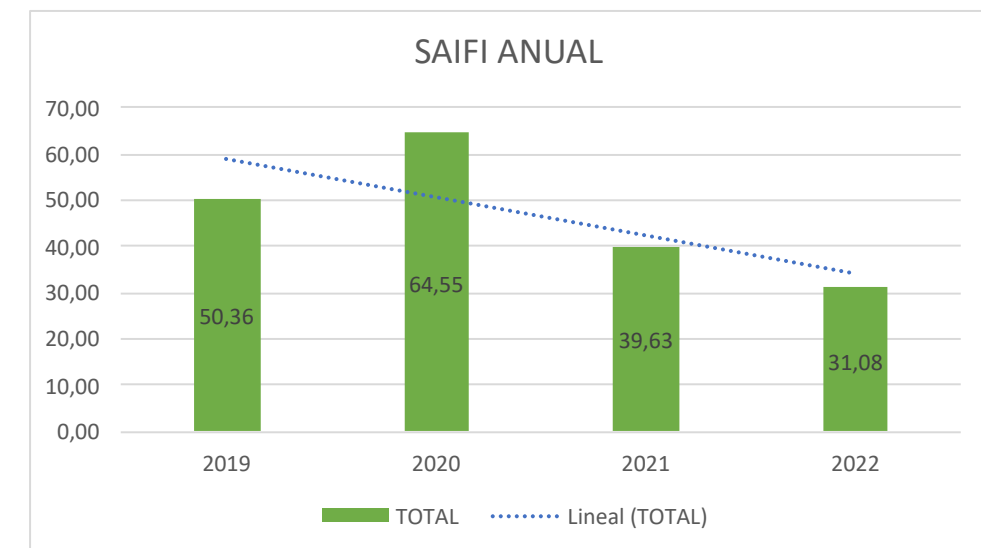
Tabla N° 9. Indicadores de referencia de calidad media 2019-2024 EEP.

La EEP, identificó e insiste en que el indicador SAIFI y SAIDI no se ajusta a la realidad de la Empresa de energía y a la información reportada al SUI, como base para el cálculo; por lo tanto, presentó en el mes de agosto 2022 nuevamente un recurso extraordinario de revisión. Dado que es un indicador imposible de cumplir con las condiciones del sistema eléctrico radial y principalmente rural que se tiene, dicho recurso aún se encuentra en revisión, por lo cual indicadores de referencia SAIDI_{Rj} y SAIFI_{Rj} están sujetos a ser modificados.

A partir de lo anterior, se realizó el cálculo de los indicadores SAIFI y SAIDI desde los años 2019 al 2022, con lo cual se tienen las referencias:



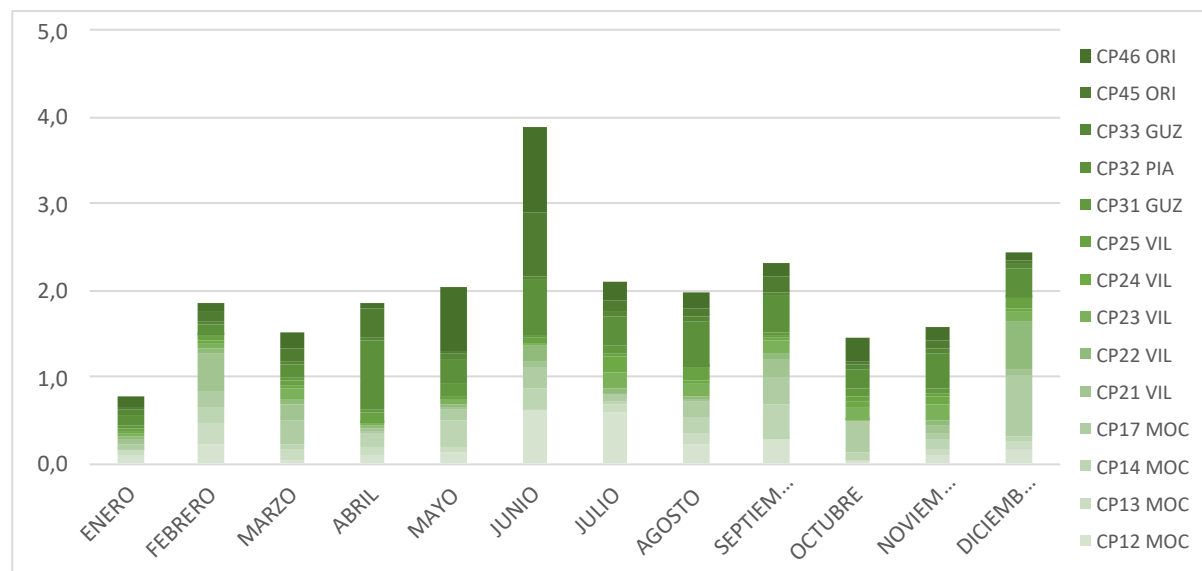
Gráfica N° 10. Indicador calidad SAIDI 2019- 2022.



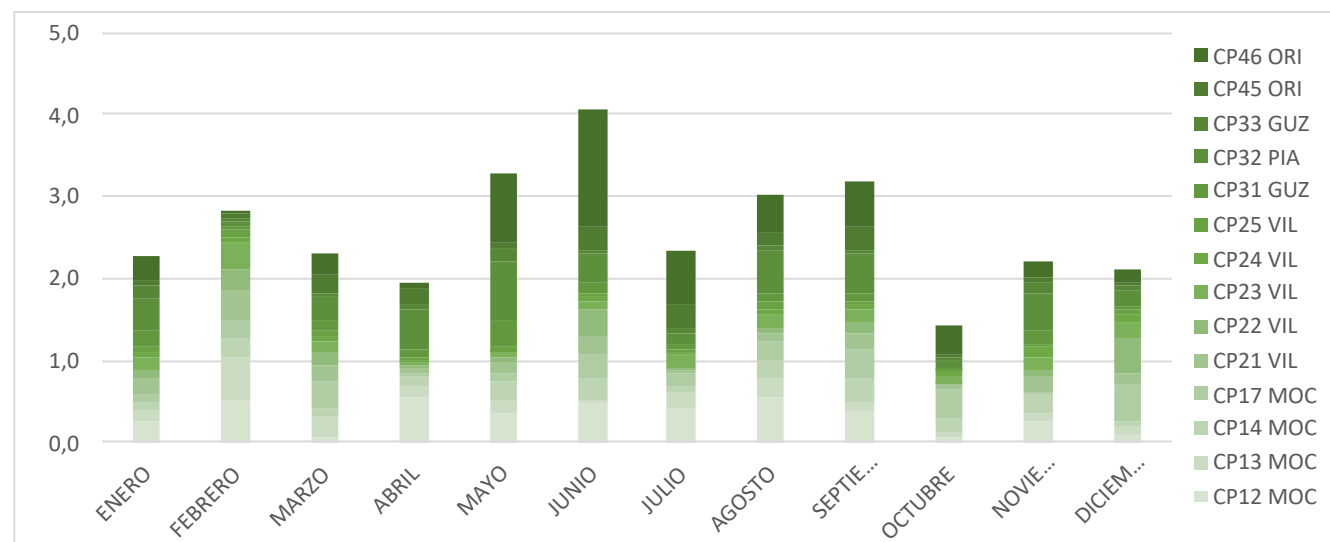
Gráfica N° 11. Indicador calidad SAIFI 2019- 2022.

En las referencias, se observa que, si bien se superó los límites establecidos, los cuales se encuentran hoy en reclamación, se puede ver que se disminuyó el indicador SAIDI en 2,24 horas, con una disminución del 11,5%; y en el indicador SAIFI de 8,74 veces, con una disminución de 27,5% respecto al año 2021.

A continuación, se relaciona el comportamiento de estos indicadores durante el año 2022, promedio por circuito. Se tienen 14 circuitos, distribuidos de la siguiente manera: CP12, CP13, CP14 y CP17 al municipio de Mocoa; los circuitos CP21, CP22, CP23, CP24 y CP25 pertenecen al municipio de Villagarzón; los circuitos CP31, CP32 y CP33 al municipio de Puerto Guzmán y Piamonte; y los circuitos CP45 y CP46 al municipio de Orito.



Gráfica N° 12. Indicador SAIDI mensual por circuito - Año 2022.



Gráfica N° 13. Indicador SAIFI mensual por circuito - Año 2022.

Se observa, en referencias, que durante la mayor parte del año 2022 se pudo contralar los indicadores SAIDI dentro de un promedio mensual, pero se detalla un

comportamiento no habitual en los circuitos de Orito, para los meses de mayo a junio. Lo anterior, se debe a que en este mes, se presentaron fallas de la coordinación de protecciones en la subestación Yarumo de la EEBP SA ESP, lo que hacía que cualquier falla en el SDL, generara la apertura de los circuitos, sin permitir la operación de seccionadores o reconectores. Para dar solución a este inconveniente, se realizó por parte de la EEP un estudio general de protecciones; y mediante un trabajo conjunto, con la Empresa de energía del bajo Putumayo se hicieron los ajustes necesarios en el esquema de protecciones de la Subestación Yarumo, lo cual permitió que el sistema actuara de forma selectiva, aislando el área que está en falla, sin afectar todo el circuito.

2.3.4 Compensaciones por calidad media SDL

Con la expedición de la resolución CREG 501 019 de 2022, por parte de la CREG, donde actualizó los valores de las variables necesarias para el cálculo de compensaciones y los indicadores de referencia de calidad media SAIFI y SAIDI, y la compensación por calidad individual de los usuarios de energía basado en los indicadores DIU y FIU de la resolución CREG 017 de 2021, se procede a calcular las compensaciones.

Incentivos por calidad media SAIFI y SAIDI

Este incentivo será positivo (mayores ingresos) o negativo (disminución de ingresos), y se calculan comparando el indicador de referencia del año SAIDI_R y SAIFI_R con el valor obtenido en el año; y el valor del incentivo depende las inversiones nuevas en redes de nivel 1,2 y 3 del año. La metodología de cálculo se encuentra en el Capítulo.

Incentivos a la calidad media de la resolución CREG 015 de 2018

Una vez calculados los índices de calidad del servicio, la EEP tiene un incentivo negativo, por superar los índices de calidad media SAIFI y SAIDI, que corresponde al siguiente valor:

Indicador	2021	2022	variación
IC_SAIDI _{i,t}	-\$ 455.240.903	-\$ 344.166.930	-24%
IC_SAIFI _{j,t}	-\$ 455.240.903	-\$ 344.166.930	-24%

Tabla N° 10. Valor de incentivos por SAIFI y SAIDI - Año 2022.

Se deja la salvedad de que este incentivo se debe recalcular, una vez la CREG establezca los índices de calidad media definitivos, que se encuentran en reclamación.

2.4 Solicitud extraordinaria de revisión indicadores CREG

Una vez se tiene respuesta de la reclamación del año 2021, sobre la aprobación de cargos mediante la resolución 501 019 de 2022, la EEP realiza nuevamente un proceso de

solicitud extraordinaria de los indicadores de calidad media e individual. La Empresa sostiene su reclamación en torno a los límites establecidos en los indicadores relativos a la frecuencia, pues se observó que la CREG tuvo un error en el manejo de la información del año 2016 reportada al SUI, y que es la base para los cálculos de los indicadores de referencia SAIFI y FIUG. En esta línea, la EEP ha solicitado los siguientes ajustes.

Indicador SAIFI

Sobre el indicador SAIFI, que refleja la frecuencia media de las interrupciones del servicio, se le presentó a la Comisión el soporte, para realizar el ajuste de la siguiente forma:

Variable	Unidad	Creg 017 2021	Solicitado Eep
SAIFI _{Rj}	Veces	9,3	26,24

Tabla N° 11. Comparación SAIFI_{Rj} Aprobado Vs. Solicitado.

2.5 Gestión regulatoria de aprobación de cargos CREG

En el mes de junio de 2021 se emitió la resolución CREG 017 de 2021 como respuesta del recurso de reposición interpuesto por la EEP a la resolución 216 de 2020, en la cual, se determinaba la aprobación de cargos de distribución para la Empresa, a través de la metodología de la resolución CREG 015 de 2018. Hasta ese momento, se continuaba recibiendo remuneración con los cargos aprobados mediante la metodología CREG 097 de 2008.

Una vez la resolución CREG 017 de 2021 queda en firme, se presenta un impacto negativo extremadamente mayor al esperado y planificado por la EEP, tanto en el componente de remuneración como en el componente de indicadores de referencia de calidad exigidos a la Compañía.

El 08 de julio del 2021, mediante comunicado copiado a la Empresa, por parte de la gerencia del Mercado de Energía, XM S.A. E.S.P., informó a la Comisión que el resultado de aplicar las resoluciones particulares mencionadas en los numerales 1.5. y 1.6 producirían un AIM negativo para la Empresa.

"(...) la liquidación de ingresos de distribución tiene implícita una disminución de 1.327 MCOP, asociada al valor citado de 15.807 MCOP a devolver desagregado en doce meses, además de una disminución en ingresos para cada mes por cerca de 607 MCOP, es decir un impacto total mensual, durante por lo menos los primeros doce meses, de 1.934 MCOP, lo cual corresponde a 23.208 MCOP en el año."

En consecuencia, la gerencia inicio un proceso de gestión de alto nivel, donde logro que la CREG el 15 de julio 2021 iniciara una actuación administrativa, con fundamento

en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, para revisar las posibles afectaciones a la capacidad financiera de la EEPUTUMAYO, derivadas de la aplicación de la resolución CREG 216 de 2020.

Para la revisión de la remuneración de los cargos de distribución, la Empresa realizó la revisión de toda la data presentada en el marco del proceso establecido por el regulador, actualizando los capítulos que llevaron al error del cálculo, con el objetivo de que la CREG realice la revisión y genere una nueva resolución de aprobación de cargos. La información actualizada se resume en los capítulos:

- Infraestructura eléctrica existente
- Costos AOM
- Indicadores de calidad

Dicho documento, se presenta a la comisión el 05 de agosto de 2021, y se establecen los contactos para la revisión de este y la verificación de la información entregada.

En el mes de febrero de 2022, mediante la resolución CREG 501 019 de 2022, por la cual se resuelve la solicitud de revisión tarifaria, con base en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo 52 de la Ley 2099 de 2021, en la resolución CREG 216 de 2020, resolviendo a favor las peticiones de la EEP SA ESP, en términos de activos y AOM existentes, para la Base regulatoria de activos BRAE.

Se presenta ahora, un resumen de las pretensiones presentadas a la CREG, en el respectivo estudio.

2.5.1 Infraestructura

Se le solicitó a la CREG modificar la Base regulatoria de activos eléctricos al inicio del período tarifario, de la siguiente forma:

Variable	Pesos de diciembre de 2017 CREG 216/2020	Pesos de diciembre de 2017 CREG 501 019/2022
BRAE _{j,4,0}	\$ 14.617.868.503,00	\$ 15.100.265.971
BRAE _{j,3,0}	\$ 10.235.112.662,00	13.565.047.216
BRAE _{j,2,0}	\$ 18.396.350.842,00	31.014.896.812
BRAE _{j,1,0}	\$ 10.431.692.332,00	10.431.692.332
TOTAL	\$ 53.681.024.339,00	\$ 70.111.902.331

Tabla N° 12. Comparación de BRAE Inicial Vs. Aprobado final EEP.

Con lo anterior, la EEP logró la modificación de BRAE de \$16.430.877.992, con lo cual se incrementa los ingresos de distribución.

2.5.2 Costos AOM

En costos AOM, la CREG modificó Artículo 7 de la Resolución CREG 216 de 2020, AOM Base para cada nivel de tensión $AOM_{basej,n}$, según el cálculo ajustado de la siguiente forma:

Variable	Pesos de diciembre de 2017 CREG 216	Pesos de diciembre de 2017 CREG 501 019/2022
$AOM_{basej,4}$	567.622.286	1.023.207.496
$AOM_{basej,3}$	397.436.743	919.179.703
$AOM_{basej,2}$	714.343.457	2.101.597.082
$AOM_{basej,1}$	405.070.072	706.860.780
TOTAL	2.084.472.558	4.750.845.061

Tabla N° 13. Comparación de AOM Inicial Vs. Aprobado final EEP.

Con lo anterior, la Empresa logró la modificación de AOM base de \$2.084.472.558 a un total de \$4.750.845.061, con lo cual se incrementa los ingresos de distribución. El aumento solicitado es del 128%, frente al inicialmente reconocido.

03 SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN

CAPÍTULO



EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.

No hemos dejado de consolidarnos como pilar en el mercado regulado.

INFORME DE GESTIÓN
2022

3.1. Auditoria de renovación y ampliación del Sistema de gestión de la calidad ISO 9001-2015

La Empresa de Energía del Putumayo, mediante el liderazgo de Gerencia y su equipo de colaboradores, desarrolla el proceso de mejora continua en su Sistema de distribución local SDL, para el alcance y mantenimiento del Sistema de gestión de la calidad NTC ISO 9001-2015, certificación otorgada el día 8 de Marzo de 2019, con una vigencia de tres (3) años, por ICONTEC Internacional, acreditado por el Organismo nacional de acreditación de Colombia ONAC, dando cumplimiento a la resolución CREG 015 de 2018, Capítulo 5. Calidad del Servicio.

Se ejecuta la auditoría de renovación y ampliación de sede, mediante la modalidad en sitio, alcanzándose la continuidad de la certificación, la cual estará vigente hasta el 7 de Marzo de 2025, con el siguiente alcance:

“Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica para uso Residencial, Comercial e Industrial”

Se amplía el alcance a la sede Piamonte, localizada en el departamento del Cauca, así:

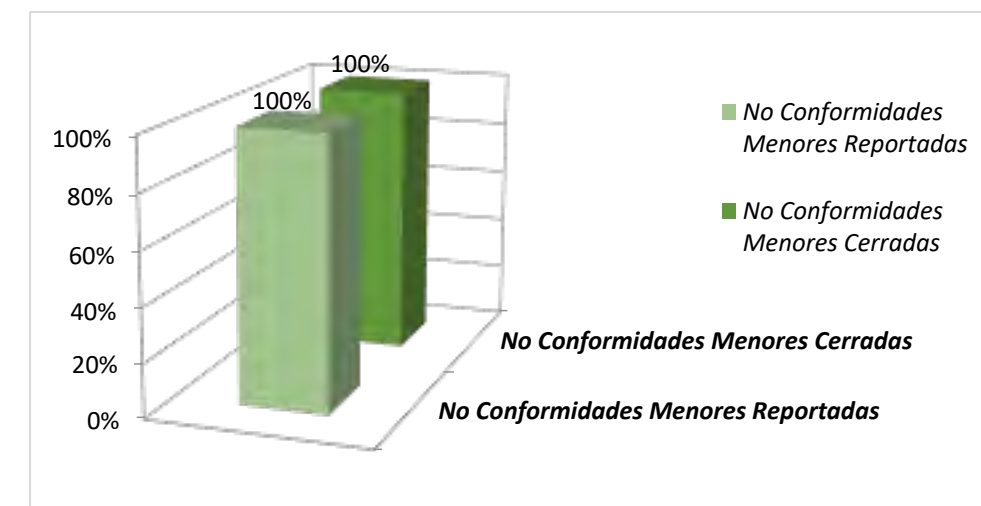
Dirección de los sitios permanentes diferentes a la sede principal	Localización	Actividades del alcance o progreso desarrollados en este sitio
Carrera 5 No. 5-06 Barrio Industrial	Villagarzón, Putumayo, Colombia	Atención al cliente (Incluye las actividades de comercialización, quejas, reclamos, mantenimientos correctivos y preventivos)
Barrio Portal Amazónico	Puerto Guzmán, Putumayo, Colombia	
Calle 8 No. 12ª-32 Barrio Marco Fidel Suarez	Orito, Putumayo, Colombia	
Barrio Villa Los Prados	Pia Monte, Cauca, Colombia	

Tabla N° 1. Ampliación de sede.
*Fuente: Área de calidad EEP-Año 2022.



Imagen 1. Auditorías internas - Año 2022 - Proceso de gestión jurídica: GJ
*Fuente: Área de Calidad EEP-Año 2022.

Durante la ejecución de la auditoria de renovación y ampliación de sede durante los días 24 al 28 de Enero de 2022, se reportan dos (2) No Conformidades Menores; se estableció un plan de acción, y se alcanzó una eficacia del 100%, mediante mesas de trabajo con Gerencia y los líderes de procesos, con el siguiente resultado:



Gráfica 1. Cierre de No Conformidades auditoria ICONTEC Internacional
*Fuente: Área de Calidad EEP-Año 2022.

Las evidencias del cierre se presentaran durante la auditoria de renovación y ampliación del Sistema de Gestión de la calidad ISO 9001:2015, proyectada para el mes de enero de 2022, con el fin de mantener la certificación antes mencionada.

3.2. Desarrollo de auditorías internas al Sistema integrado de gestión SIG

Para el mantenimiento y cumplimiento de los requisitos establecidos en la certificación alcanzada en ISO 9001-2015 Sistema de gestión de la calidad-Nº 9.2. Auditoría interna, se desarrolla el Programa de auditorías internas: GM-FO-04, del año 2022, aprobado por Gerencia.



Imagen 2. Auditorías internas Año 2022 - Sede Puerto Guzmán proceso de Distribución. *Fuente: Área de calidad EEP-Año 2022.

Se distribuyen las auditorías internas con cobertura a los diecisiete (17) procesos corporativos estratégicos, misionales y de soporte, conforme al mapa de procesos corporativos, así:

Clasificación	Proceso	Sigla	Lider Del Proceso
Estratégicos	Gestión Estratégica	GE	Gerente
	Gestión De Control Interno	CI	Jefe de Control Interno
	Gestión De Mejora	GM	Coordinador de Calidad
Misional - comercialización	Gestión De Atención Al Cliente	AC	Subgerente Comercial y de Planeación, Coordinador de Sede Villagarzón, Coordinador de Sede Puerto Guzmán, Coordinador de Sede Orito
	Gestión De Control Comercial	CC	
	Gestión De Facturación Y Cartera	FC	

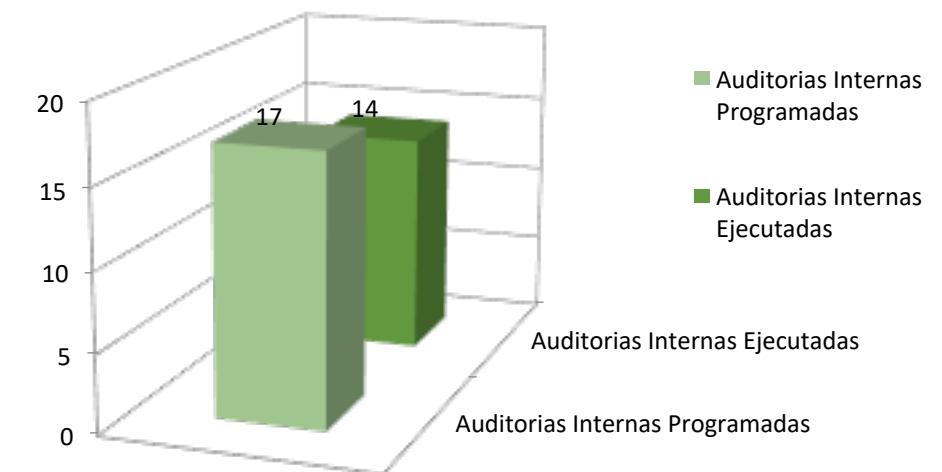
Clasificación	Proceso	Sigla	Lider Del Proceso
Misional-distribución	Gestión De Expansión Del Sistema	ES	Subgerente Técnico Operativo, Profesional de Proyectos y Control de Energía
	Gestión De Operación Del Sistema	OS	Subgerente Técnico Operativo, Profesional de Calidad del Servicio
	Gestión Mantenimiento De Infraestructura	MI	Subgerente Técnico Operativo, Profesional de Operaciones y Planeamiento Eléctrico,
	Gestión Control De Calidad Del Servicio	CS	Subgerente Técnico Operativo, Profesional de Calidad del Servicio
Soporte	Gestión Del Talento Humano	TH	Subgerente Administrativo y Financiero, Profesional de Talento Humano
	Gestión De Servicios Logísticos	SL	Subgerente Administrativo y Financiero, Almacenista
	Gestión Financiera	GF	Subgerente Administrativo y Financiero, Profesional de Contabilidad
	Gestión De Higiene Y Seguridad Industrial	HSE	Subgerente Administrativo y Financiero, Asistente SST
	Gestión De Informática	GI	Subgerente Administrativo y Financiero, Profesional de Sistemas
	Gestión Jurídica	GJ	Jefe de Oficina Jurídica
	Gestión De Contratación	GC	Director de Contratación

Tabla 2.Lideres de procesos de Sistema integrado de gestión SIG *Fuente: Área de Calidad EEP-Año 2022.

Se han ejecutado catorce (14) auditorías con una eficacia del 82%, y se han reprogramado las auditorías internas a los procesos de:

- Atención al Cliente: AC,
- Facturación y Cartera: FC,
- Control Comercial: CC.

Para el año 2023, en razón de que el área Comercial se encuentra en proceso de implementación y parametrización del Software, para generar mayor agilidad e integración en el desarrollo de sus actividades administrativas y operativas.



Gráfica 2. Eficacia de la ejecución de auditorías internas-Año 2022 *Fuente: Área de calidad EEP - 2022.

3.3. Monitoreo del Sistema integrado de gestión SIG

Se desarrolla el monitoreo del desempeño de los diecisiete (17) procesos del Sistema integrado de gestión SIG, mediante la Matriz de indicadores de gestión: CI-FO-03, donde se estructuran e implementan cuarenta y siete (47) indicadores, con la siguiente interpretación de los resultados del desempeño global del SIG, para el alcance de los cinco (5) objetivos corporativos, como sigue:

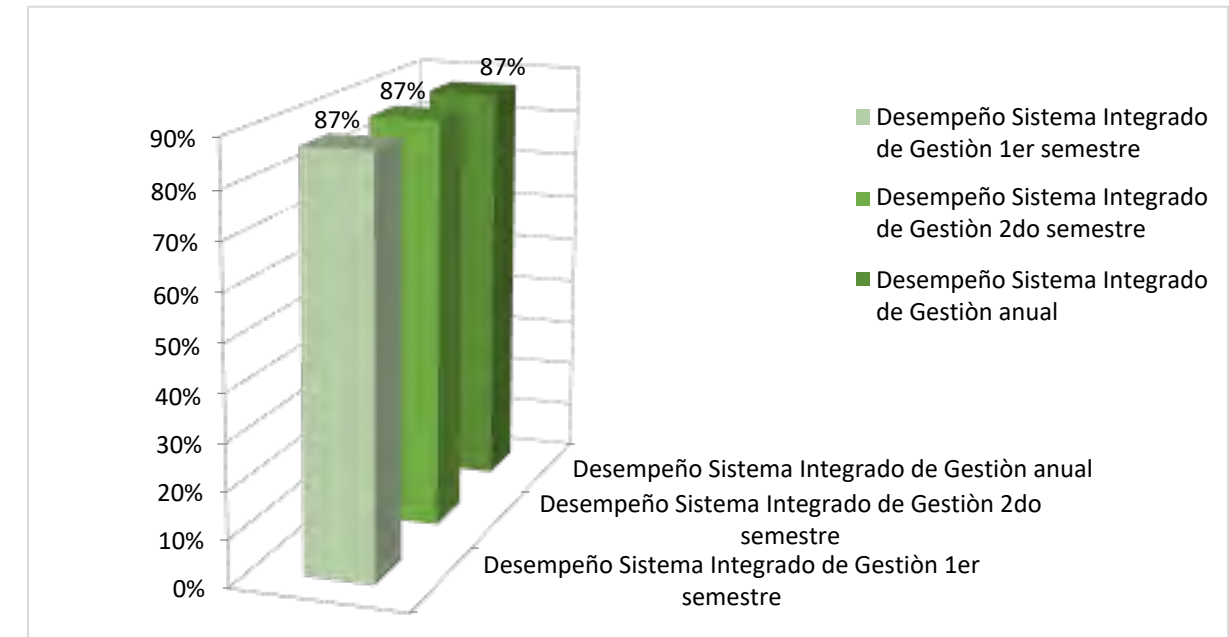
N°	Objetivo	Eje Estratégico
1	Consolidar el Sistema de distribución de la Empresa, a partir de la planificación de la inversión en operación, mantenimiento para optimizar el nivel de confiabilidad y calidad en la prestación del servicio	Consolidación
2	Incrementar las ventas de energía en el mercado regulado y no regulado, para contribuir en los ingresos y productividad de la Compañía.	Crecimiento-Rentabilidad
3	Fortalecer la estructura organizacional, con base en la gestión integral de procesos, implementación intensiva de las TIC y la gestión del talento humano.	Consolidación
4	Generar mayores ingresos a la Empresa, a través del fortalecimiento de otros negocios.	Rentabilidad Sostenibilidad
5	Mantener el equilibrio financiero de la EEP para la rentabilidad y liquidez del negocio	Rentabilidad Sostenibilidad

Tabla 3. Objetivos Estratégicos Corporativos
*Fuente: Área de Gerencia-EEP SAS ESP, año 2022

Se alcanza un promedio de Bueno en el desempeño, durante el año 2022, de los diferentes procesos establecidos en la Organización, con un promedio anual del 87%, razón por la cual se debe continuar con el fortalecimiento y la mejora continua de la Compañía, mediante:

BUENO	>= 75% a <90%	Requiere implementar acciones de mejora, mediante el fortalecimiento de los procesos con menor desempeño, para alcanzar la excelencia.
-------	---------------	--

- Diseño y socialización del plan de acción para el cierre de las No Conformidades, reportadas durante la auditoria de renovación y ampliación del Sistema de gestión de la calidad ISO 001-2015
- El desarrollo de las auditorías internas para el año 2023
- Establecimiento de los planes de acción para el cierre de las No Conformidades, reportadas en el desarrollo de las auditorías internas.
- Monitoreo del desempeño de los procesos corporativos, mediante los indicadores de gestión.



Gráfica 3. Desempeño del Sistema integrado de gestión - Año 2022
*Fuente: Área de calidad-EEP - 2022.

3.4. Implementación del Sistema de gestión de activos

Se inicia el proceso de implementación del Sistema de gestión de activos ISO 5501-2014, con el acompañamiento de CONSOL, en cumplimiento a la resolución CREG 015 de 29 de enero de 2018, por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nación, Capítulo 6. Planes de Inversión, 6.3.3.4. Sistema de gestión de activos, así:

“El OR debe incluir en el plan de inversión los activos necesarios para la implementación y certificación de un sistema de gestión de activos acorde con la norma ISO 55001 en un plazo de cinco años contados a partir de la entrada en vigencia de la presente resolución.”

Se proyecta presentarnos a una pre auditoria para verificar el estado de desarrollo del Sistema de gestión de activos ISO 5501-2014, durante el mes de agosto de 2023, con ICONTEC Internacional.

Posteriormente, en el mes de febrero de 2024, presentar la auditoría de certificación, con ICONTEC Internacional.



Taller de fortalecimiento para implementación Sistema de Gestión de Activos

04 GESTIÓN OFICINA JURÍDICA CAPÍTULO



EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.

No hemos dejado de consolidarnos como pilar en el mercado regulado.

INFORME DE GESTIÓN
2022



Equipo jurídico

4.1 Procesos judiciales

La Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. actuó en calidad de parte demandada dentro de 12 procesos judiciales, durante el año 2022, respecto de los cuales se adelantaron las acciones jurídicas necesarias para defender los intereses de Esta:

a. Jurisdicción ordinaria: está compuesta por la Corte Suprema de Justicia, los Tribunales Superiores de Distrito Judicial y Juzgados, según su especialidad. Busca dirimir conflictos y decidir controversias entre particulares, a partir del derecho. Así, 3 de los 12 procesos, de los cuales hizo parte la Empresa, son conflictos entre particulares. Estos procesos fueron procesos laborales.

b. Jurisdicción constitucional: la jurisdicción Constitucional es la rama de la justicia que vela por la supremacía de la Constitución Política Colombiana y el Estado de Derecho en todo el territorio Nacional. En este sentido, 5 de los 12 procesos, de los cuales hizo parte la Compañía, son acciones constitucionales. Es decir, garantías judiciales para la protección y defensa de los derechos humanos, de la propia Constitución y de otros bienes jurídicos de similar importancia. Estos 5 procesos fueron acciones de tutela.

c. Jurisdicción contencioso – administrativa: está instituida para juzgar las controversias y litigios administrativos, originados en la actividad de las entidades públicas y de las personas privadas, que desempeñen funciones propias de los distintos órganos del Estado. Ahora bien, 4 de los 12 procesos, de los cuales hizo parte la EEP, son medios de control de la jurisdicción de lo contencioso administrativo. Estos 4 procesos fueron medios de control de reparación directa.



Gráfica N° 1. Procesos judiciales por especialidad

De lo anterior, se puede establecer que:

- El 25% de los procesos en los que participó la Empresa, como parte demandada, son procesos de la jurisdicción ordinaria.
- El 42% de los procesos en los que participó la Compañía, como parte demandada, son procesos de la jurisdicción constitucional.
- El 33% de los procesos en los que participó la EEP, como parte demandada, son procesos de la jurisdicción administrativa.

Estado de los procesos ordinarios

La Empresa hizo parte de 3 procesos laborales: la EEP actuó como parte demandada dentro de 3 procesos laborales. En uno de ellos, obtuvo fallo a favor (evitó el pago de \$2.500.000.000); en otro, se llegó a un acuerdo conciliatorio (tuvo que pagar (\$1,903,862); y el tercero, se encuentra aún en trámite (su valor aproximado es de 20 SMLMV).

Estado de los procesos constitucionales

La Compañía hizo parte de 5 procesos constitucionales: la EEP actuó como parte demandada dentro de 5 acciones de tutela. En 4 procesos el juzgado de conocimiento ordenó a la Empresa dar cumplimiento a lo solicitado por el accionante; y 1 proceso se encuentra aún bajo estudio del despacho.

Estado de los procesos contencioso-administrativos

La EEP hizo parte de 4 procesos dentro de la jurisdicción de lo contencioso administrativo. En este sentido, la Empresa actuó como parte demandada dentro de 4 medios de control de reparación directa. Estos 4 procesos aún se encuentran en trámite dentro del despacho.



Gráfica N° 2. Procesos contenciosos administrativos

Dicho lo anterior, se puede establecer que:

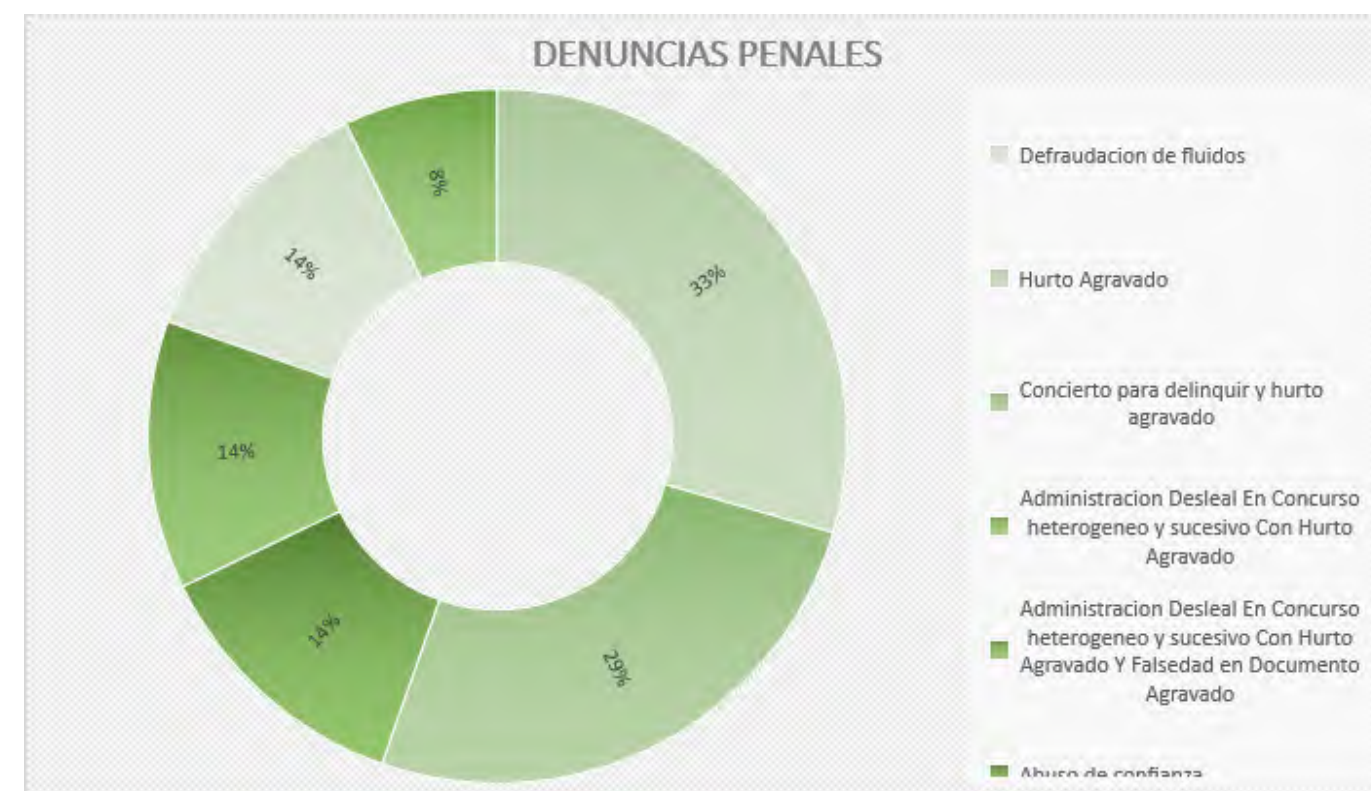
- El 8% de los procesos en los que participó la Empresa como parte demandada, se han ganado.
- El 33% de los procesos en los que participó la Compañía como parte demandada, se han perdido.
- El 50% de los procesos en los que participó la EEP como parte demandada, están en trámite.
- El 8% de los procesos en los que participó la Empresa como parte demandada, se llegó a un acuerdo conciliatorio.

Denuncias penales

Se realizaron siete (7) denuncias penales:

- El 14% de las denuncias adelantadas por la EEP, han sido por los delitos de defraudación de fluidos.
- El 14% de las denuncias adelantadas por la Compañía, han sido por los delitos de hurto agravado.
- El 29% de las denuncias adelantadas por la Empresa, han sido por los delitos de concierto para delinquir y hurto agravado.
- El 14% de las denuncias adelantadas por la EEP, han sido por los delitos de administración desleal en concurso heterogéneo y sucesivo con hurto agravado.

- El 14% de las denuncias adelantadas por la Empresa, han sido por los delitos de administración desleal en concurso heterogéneo y sucesivo con hurto agravado y falsedad en documento privado.
- El 14% de las denuncias adelantadas por la Compañía, han sido por los delitos de abuso de confianza.

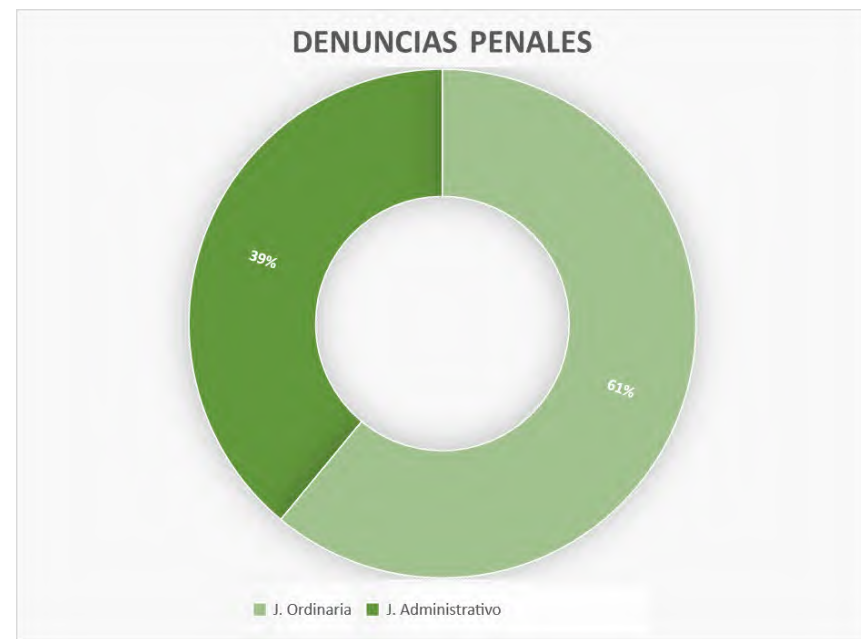


Gráfica N° 3. Denuncias penales por delitos

4.2 Procesos judiciales: Empresa demandante

La EEP, durante 2022, actuó en calidad de parte demandante dentro de 18 procesos judiciales, distribuidos de la siguiente manera:

- 11 procesos en la jurisdicción ordinaria (ejecutivos).
- 7 procesos en la jurisdicción de lo contencioso-administrativo (1 controversias contractuales, 1 reparación directa y 5 de nulidad y restablecimiento del derecho).



Gráfica N° 4. Procesos judiciales presentados por la empresa

Nota: Todos estos procesos se encuentran en trámite. Hasta la fecha, no hay fallo de primera o segunda instancia, en ninguno de ellos.

4.3 Procesos administrativos sancionatorios

La Empresa, en lo corrido del año 2022, hizo parte de 8 procesos administrativos sancionatorios:

- 1 proceso con fallo en contra de la Empresa.
- 1 proceso con fallo a favor de la EEP.
- 6 procesos en trámite.

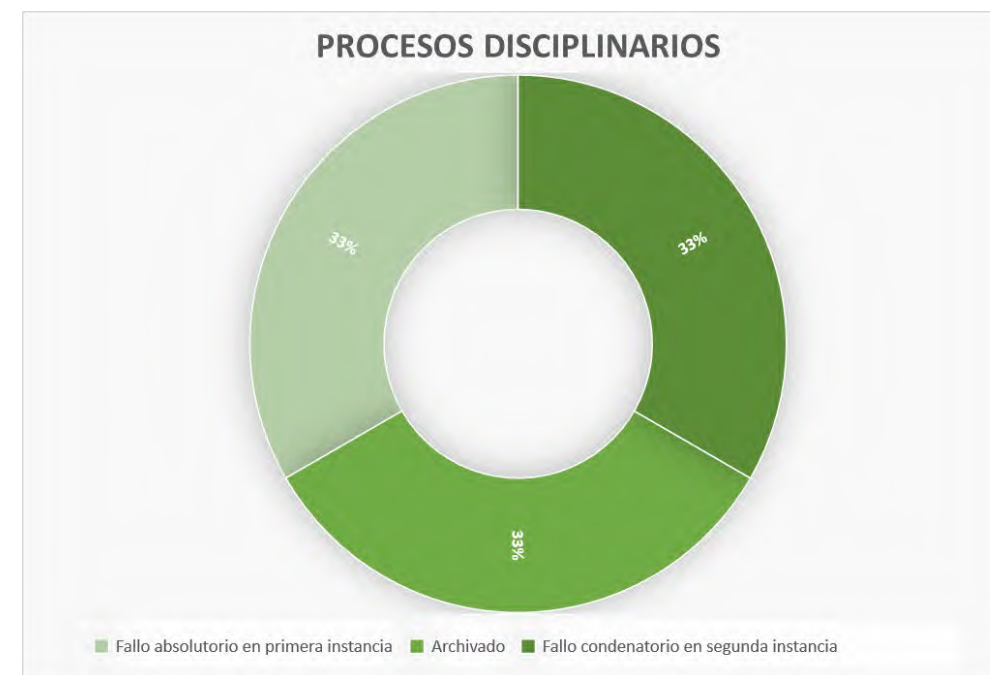


Gráfica N° 5. Resultados de procesos administrativos sancionatorios

4.4 Procesos disciplinarios

En lo corrido del año 2022, la Empresa adelantó 3 procesos disciplinarios:

- 1 proceso con fallo absolutorio.
- 1 proceso con fallo condenatorio.
- 1 proceso archivado por terminación del contrato.



Gráfica N° 6. Procesos disciplinarios

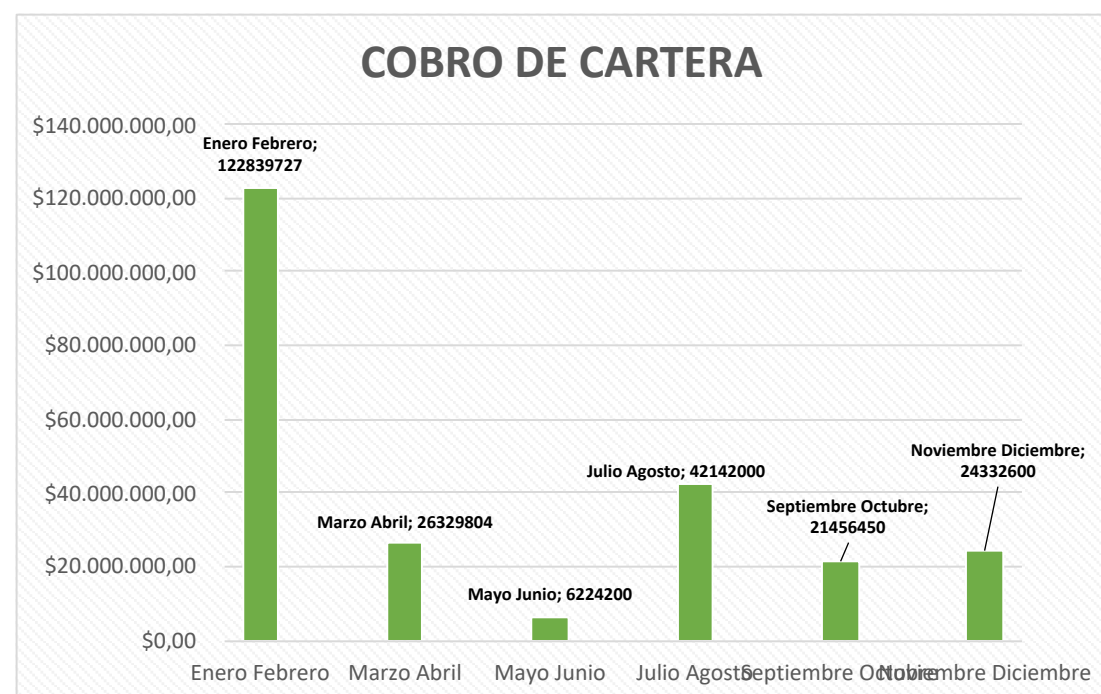
4.5 Cobro de cartera morosa superior a seis meses

A lo largo del año 2022, la oficina jurídica realizó labores de recuperación de cartera, con mora superior a seis (6) meses; labor en la cual tuvimos los siguientes resultados:

Meses de gestión	Valor recuperado
Enero - Febrero	\$122.839.727,00
Marzo - Abril	\$26.329.804
Mayo - Junio	\$6.224.200
Julio - Agosto	\$42.142.000
Septiembre - Octubre	\$21.456.450
Noviembre - Diciembre	\$24.332.600

Tabla N° 1. Recuperación de cartera superior a 6 meses en mora

Valor total de cartera recaudada: DOSCIENTOS CUARENTA Y TRES MILLONES TRESCIENTOS VEINTICUATRO MIL SETECIENTOS OCHENTA Y UN PESOS (\$ 243.324.781).



Gráfica N° 7. Recuperación de cartera superior a 6 meses en mora por bimestre

Conclusiones

La Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P., para el año 2022, fue parte de 30 procesos judiciales, de los cuales 12 fueron adelantados en su contra y 18 fueron adelantados por Ella. Los procesos adelantados en contra de la Empresa fueron de diversas clases, encontrando así: 5 tutelas, 4 medios de control de reparación directa y 3 procesos laborales.

Es importante resaltar que dentro de los procesos en los que la Compañía fue demandada durante el año 2022, se ganó un proceso que evitó a la Empresa pérdidas por valor de DOS MIL QUINIENTOS MILLONES DE PESOS (\$2.500.000.000); se perdieron 4 procesos que versaban sobre acciones constitucionales, por lo tanto no implicaron una pérdida económica para la EEP; se concilió un proceso por valor de UN MILLÓN NOVECIENTOS TRES MIL OCHOCIENTOS SESENTA Y DOS PESOS (\$1,903,862), y los demás se encuentran en trámite.

Por otra parte, la Empresa adelantó 11 procesos ejecutivos, con el fin de realizar el cobro de cartera superior a seis meses; y de 7 procesos dentro de la jurisdicción de lo contencioso administrativo, con el propósito de defender los derechos de la Compañía; para un total de 18 demandas presentadas por parte de la oficina jurídica, que aún se encuentran en trámite.

Es importante resaltar que la Empresa de Energía del Putumayo, a través de la oficina jurídica realizó, a lo largo del año 2022, la recuperación de cartera morosa superior a seis meses, por valor de DOSCIENTOS CUARENTA Y TRES MILLONES TRESCIENTOS

VEINTICUATRO MIL SETECIENTOS OCHENTA Y UN PESOS (\$ 243.324.781).

Finalmente, respecto al estado actual de la sanción impuesta por la superintendencia de servicios públicos domiciliarios SSPD-20212400405965 del 18/08/2021, podemos informar que LA SSPD, teniendo en cuenta todas las averiguaciones preliminares efectuadas, elaboró un Informe Técnico de Gestión (en lo sucesivo, "EL IG"), en donde, luego de una larga exposición de motivos facticos y jurídicos, estableció que existían méritos para adelantar un procedimiento sancionatorio.

La Dirección de Investigaciones para Energía y Gas (en lo sucesivo, "LA DIEG" o "LA DIRECCIÓN DE INVESTIGACIONES"), mediante acto administrativo identificado con número de radicado 20192400000236 del 16 de octubre de 2019 (en lo sucesivo; "EL PLIEGO DE CARGOS"), resolvió formular cargos en contra de E.E. PUTUMAYO.

El PLIEGO DE CARGOS fue notificado a través de medio electrónico, el 17 de octubre de 2019.

E.E. PUTUMAYO, mediante escrito identificado con radicado interno No.2019390021661 del 8 de noviembre de 2019, presentó descargos, en los cuales se opuso a los cargos formulados y solicitó la inclusión de unos elementos probatorios y la práctica de otras pruebas, por parte de LA SSPD.

LA SSPD, mediante acto identificado con radicado No. 20202400059241 del 13 de febrero de 2020, resolvió: (i) incorporar las pruebas documentales allegadas con los descargos, y las que obraban en el expediente administrativo, (ii) ordenó oficiar al Ministerio de Minas y Energía, para que remitiera las validaciones de las conciliaciones realizadas a E.E. PUTUMAYO, y (iii) negó el decreto y practica de las pruebas testimoniales, por considerarlas superfluas e inútiles.

E.E. PUTUMAYO, mediante radicado interno No. 20201600007801 del 22 de abril de 2020, presentó los respectivos alegatos de conclusión.

LA SSPD, a través de la resolución No. SSPD 20212400405965 del 18 de agosto de 2021, resolvió declarar probados los cuatro cargos imputados.

De igual manera, decidió imponer por todas las conductas reprochadas, una multa global por valor de MIL MILLONES DOSCIENTOS OCHENTA Y SIETE MIL CIENTO VEINTISÉIS PESOS M/CTE. (\$1.000.287.126).

E.E. PUTUMAYO, mediante documento identificado con radicación No. 20211100019591 del 3 de septiembre de 2021, presentó dentro del término legalmente establecido, el recurso de reposición en contra de la Resolución No. SSPD- 20212400405965 del 18 de agosto de 2021.

LA SSPD, a través de Resolución SSPD – 20222400479635 del 17 de mayo de 2022, resolvió el recurso de reposición interpuesto por LA DEMANDANTE, y resolvió confirmar en su integridad la Resolución No. SSPD 20212400405965 del 18 de agosto de 2021.

La Resolución No. SSPD 20212400405965 del 18 de agosto de 2021, quedó en firme el 19 de mayo de 2022.

E.E. PUTUMAYO solicitó a LA SSPD una facilidad de pago, la cual fue otorgada mediante Resolución No. SSPD – 20225370807415 del 07/09/2022, y efectuó el pago contemplado en la referida resolución, en el banco BBVA, el 25 de julio de 2022, por un valor de CINCUENTA MILLONES CATORCE MIL TRESCIENTOS CINCUENTA Y SEIS PESOS M/CTE. (\$50.014.356).

El viernes 16 de septiembre de 2022, E.E. PUTUMAYO radicó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho contra LA SSPD ante el Tribunal administrativo de Nariño, repartido al despacho del doctor ÁLVARO MONTENEGRO CALVACHY.

La demanda se presentó en contra de los siguientes actos administrativos:

- Resolución No. SSPD – 20212400405965 del 18/08/2021, "Por la cual se impone una sanción" proferida por el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios.
- Resolución No. SSPD – 20222400479635 del 17/05/2022, "Por la cual se resuelve un recurso de reposición interpuesto por la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P." expedida por el Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios.

Actos administrativos proferidos en la actuación administrativa de carácter sancionatorio, adelantado en contra de la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P., cuyo expediente administrativo se identifica con No. 2019240350600001E.

Se presentó reforma de la demanda dentro del plazo para radicarla, en la cual se ataca la legalidad del acto administrativo sancionatorio, a través del cual la SSPD impuso una sanción a la EEP con los respectivos elementos materiales probatorios correspondientes.

05 CAPÍTULO

TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN Y LAS COMUNICACIONES



EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.

No hemos dejado
de consolidarnos como pilar
en el mercado regulado.

INFORME DE GESTIÓN
2022



Tecnologías de la información y las comunicaciones

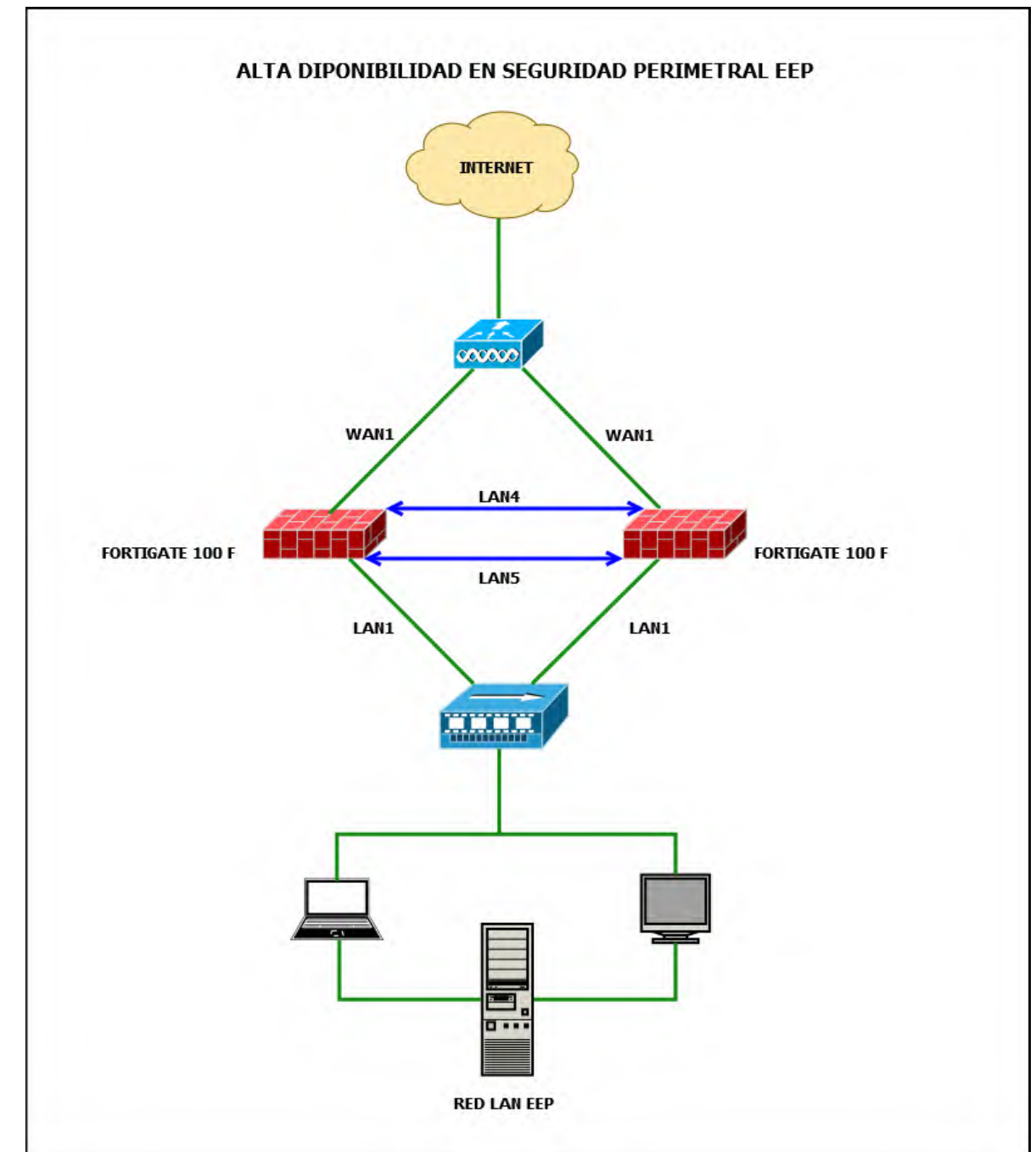
En la vigencia 2022, se hizo énfasis en la seguridad y la disponibilidad del servicio, implementando un sistema de Alta disponibilidad en seguridad perimetral, se actualizó el sistema Contact Center PBX, para la gestión de llamadas de emergencia y PQR, en el centro de datos se centralizó todo el recurso tecnológico de servidores en un sistema virtualizado, el canal MPLS se aumentó en todas las sedes, lo mismo que el canal de internet dedicado, y se implementó el sistema de control de asistencia biométrica en todas las sedes.

5.1 Alta disponibilidad en seguridad perimetral

La ciberseguridad es un tema crítico en la era digital actual, y es esencial para proteger los activos y la información de nuestra Empresa, ayudando a proteger los datos sensibles y confidenciales de la Compañía.

Un ataque cibernético puede tener un impacto significativo en la continuidad del negocio de la Empresa. La EEP no ha sido ajena a la necesidad de blindarse con herramientas tecnológicas, que garanticen la disponibilidad del servicio de seguridad perimetral, en toda la red interna de la Organización.

Es así como se implementó un sistema de alta disponibilidad en la seguridad perimetral (Sistema Firewall o cortafuegos, que protege la red interna contra los ataques externos o accesos no autorizados) al interior de la EEP, garantizando la seguridad y la continuidad del servicio en caso de que fallen, por cualquier circunstancia, los dispositivos FortiGate 100F instalados en el centro de datos, asegurando que los servicios y aplicaciones estén 24/7 disponibles.

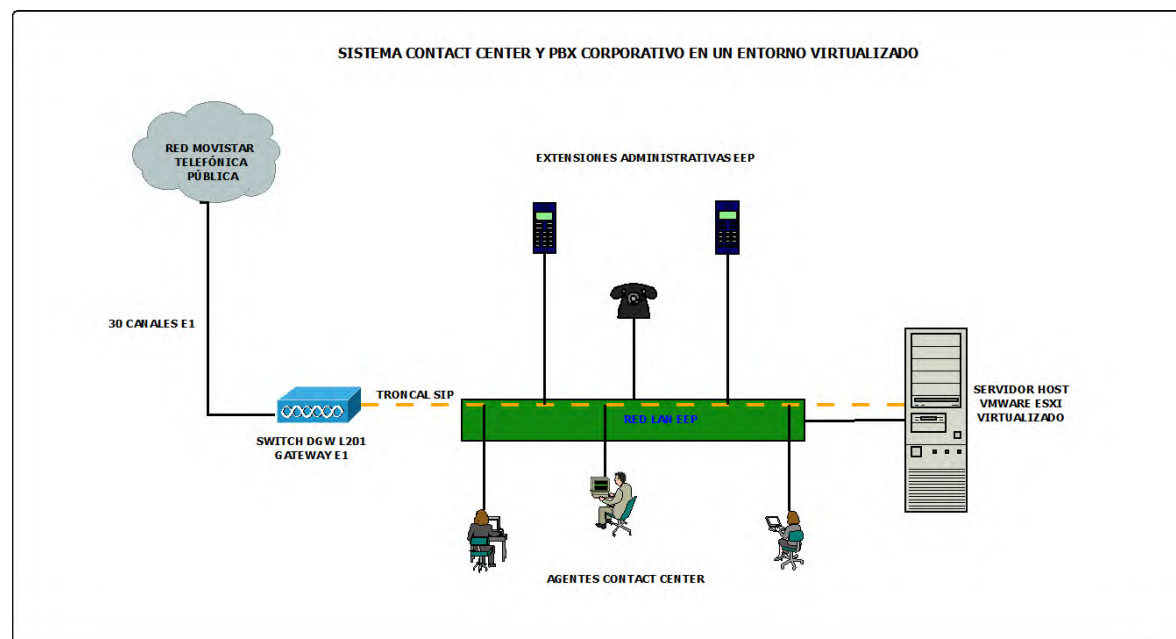


Gráfica 1. Esquema de alta seguridad perimetral en la EEP

5.2 Implementación del sistema contact center y PBX corporativo en un entorno virtualizado

Con el objetivo de brindar una atención oportuna, a los eventos de emergencia del sistema de distribución y a las PQR de los clientes, se actualizó el servidor de comunicaciones (PBX CORPORATIVO).

Esta nueva implementación cuenta con un Gateway DGW-L1 como dispositivo, que permite mejorar la calidad del servicio de las llamadas y reducir la posibilidad de pérdidas de paquetes, y agregar más canales E1 (Paquete compuesto por 32 canales simultáneos de comunicación).



Gráfica 2. Esquema del sistema contact center y PBX corporativo en un entorno virtualizado

El servidor de Contact Center, estará en capacidad de recepcionar hasta 30 llamadas simultáneas, provenientes de usuarios que se comuniquen a la línea de atención al Cliente para reportar daños o solicitudes de tipo comercial, así como llamadas hacia y desde las extensiones corporativas.

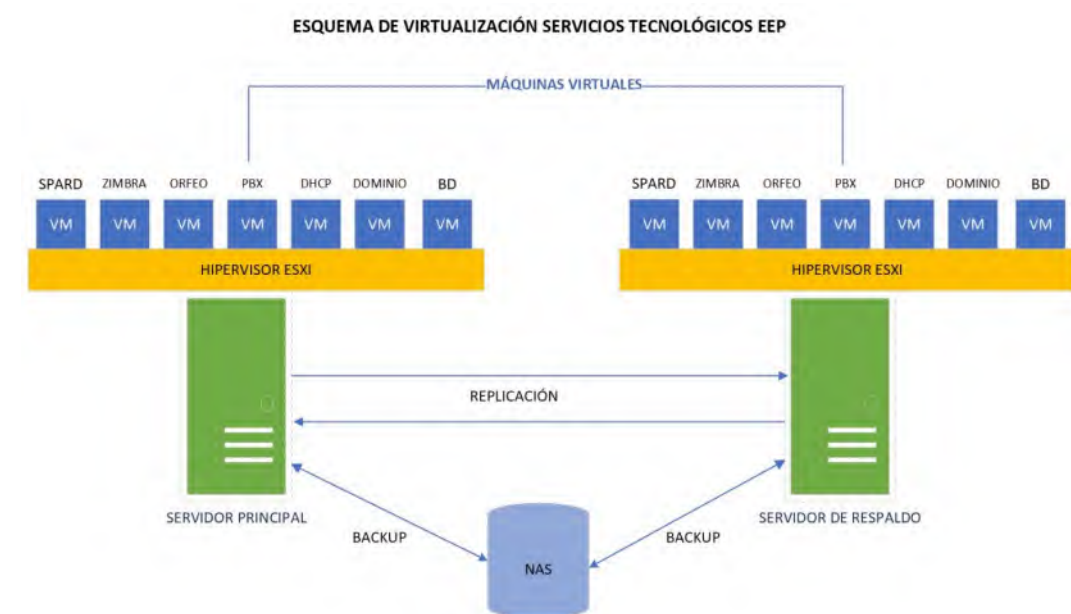
Estas son algunas de las ventajas de contar con un sistema de Contac Center PBX E1:

- Permitir acceder a los usuarios de este (agentes, supervisores, coordinadores de Contact Center), a través de una interfaz web amigable.
- Interactuar con el cliente y las bases de datos de la Empresa, solicitar información básica y brindar información acerca de eventos o fallas en el sector (Spard IVR).
- Utilizar la tecnología de VoIP para las comunicaciones de voz.

- Integrar los diferentes canales de comunicación con el cliente (voz, datos, internet, mensajes de voz e interacción con bases de datos).
- Registrar y mostrar información de gestión (reportes históricos).
- Monitorear en tiempo real las llamadas de los agentes.
- Realizar transferencias de llamadas.
- Hacer distribución automática de llamadas, de acuerdo a criterios con graficables (ACD).
- Realizar grabación automática de llamadas (ACR).
- Trabajar conjuntamente con un software de teléfono (Softphone) para la gestión de llamadas.
- Realizar marcaciones automáticas con mensajes pregrabados o para atención personalizada (PD).
- Realizar encuestas automáticas de satisfacción.
- Enviar mensajes de texto masivos.

5.3 Actualización de la infraestructura tecnológica de servidores por medio de virtualización

La virtualización permite consolidar múltiples servidores físicos en uno o más servidores virtuales, lo que mejora la utilización de los recursos y aumenta la eficiencia en general. Al consolidar múltiples servidores en uno o más servidores virtuales, se reducen los costos de hardware, mantenimiento y administración, permitiendo una gestión centralizada de los servidores y una mayor flexibilidad en la asignación de recursos, garantizando la expansión o disminución de los mismos, según sea necesario, lo que puede ser esencial para adaptarse a los cambios en la demanda de la Empresa.



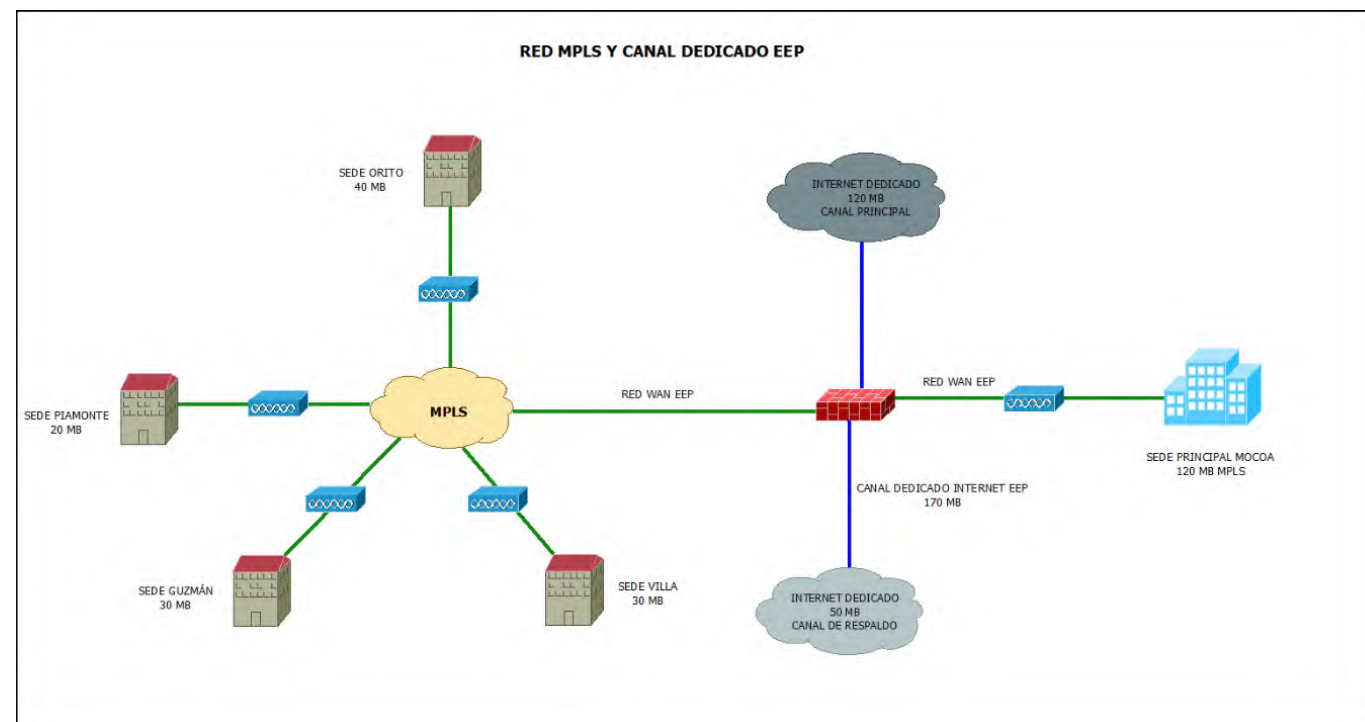
Gráfica 3. Esquema de virtualización de servicios tecnológicos en la EEP

Un sistema de virtualización de servidores, proporciona opciones de recuperación ante desastres, más robustas y eficientes que una infraestructura física, garantizando la continuidad del servicio y del negocio en caso de un desastre o interrupción inesperada, mitigando los riesgos de desastres e interrupciones, lo que reduce el impacto en el negocio en caso de un evento inesperado.

La EEP implementó la virtualización de los recursos tecnológicos en servidores físicos, instalados en el centro de datos de la sede principal, centralizando el recurso físico en dos servidores de gran capacidad, en recurso físico y una NAS para almacenar la información corporativa. Estos servidores se sincronizan constantemente, replicando la información del servidor principal al servidor de respaldo, garantizando la continuidad del servicio en caso de que llegue a fallar el servidor principal.

5.4 MPLS y Canal dedicado

La tecnología MPLS (Multiprotocol Label Switching), permite una transmisión más rápida de los paquetes de datos, garantizando la eficiencia de la red y aumentando la productividad de la Empresa. Este multiprotocolo, admite la priorización de los paquetes de datos críticos, mejorando la calidad de servicio de las aplicaciones y servicios en línea, que demandan los usuarios en las diferentes sedes, proporcionando una capa adicional de seguridad para los datos y la información crítica, y tolerando la implementación de redes redundantes para aumentar la disponibilidad de la red y reducir el riesgo de interrupciones de servicio.



Gráfica 4. Esquema de red MPLS y canal dedicado en la EEP

La EEP aumentó el canal de datos MPLS en cada una de las sedes, para suplir la demanda de requerimientos de aplicaciones y servicios que procesa la Empresa a nivel central. Dicho canal es independiente del canal de internet, lo cual garantiza la conectividad con los recursos informáticos de la Compañía en la sede principal, en caso de que se presente un fallo en el canal de internet.

- ORITO: 20MB
- PUERTO GUZMÁN: 30 MB
- VILLA GARZÓN: 30 MB
- PIAMONTE: 20 MB
- 200 MB CANAL INTERNET DEDICADO

Para la conexión a Internet se aumentó el canal a 120 MB, en el canal principal, y 50 MB en el canal de respaldo.

- CANAL PRINCIPAL 120 MB
- CANAL DE RESPALDO 50 MB

5.5 Implementación del sistema de control de asistencia biométrica

Se implementó el sistema de control de asistencia biométrica, herramienta que utiliza tecnologías avanzadas de reconocimiento de huellas dactilares, rostros, iris, etc., para verificar la identidad de los trabajadores y registrar su hora de entrada y salida. Con ello, se minimiza el riesgo de errores o fraudes en el registro de asistencia, se reduce el tiempo para registrar la asistencia de los empleados, garantizando una mayor seguridad en el ingreso de personal ajeno a la EEP y se aumenta la productividad, al tener un instrumento que permite la toma de decisiones de forma veraz y oportuna.

06 CAPÍTULO

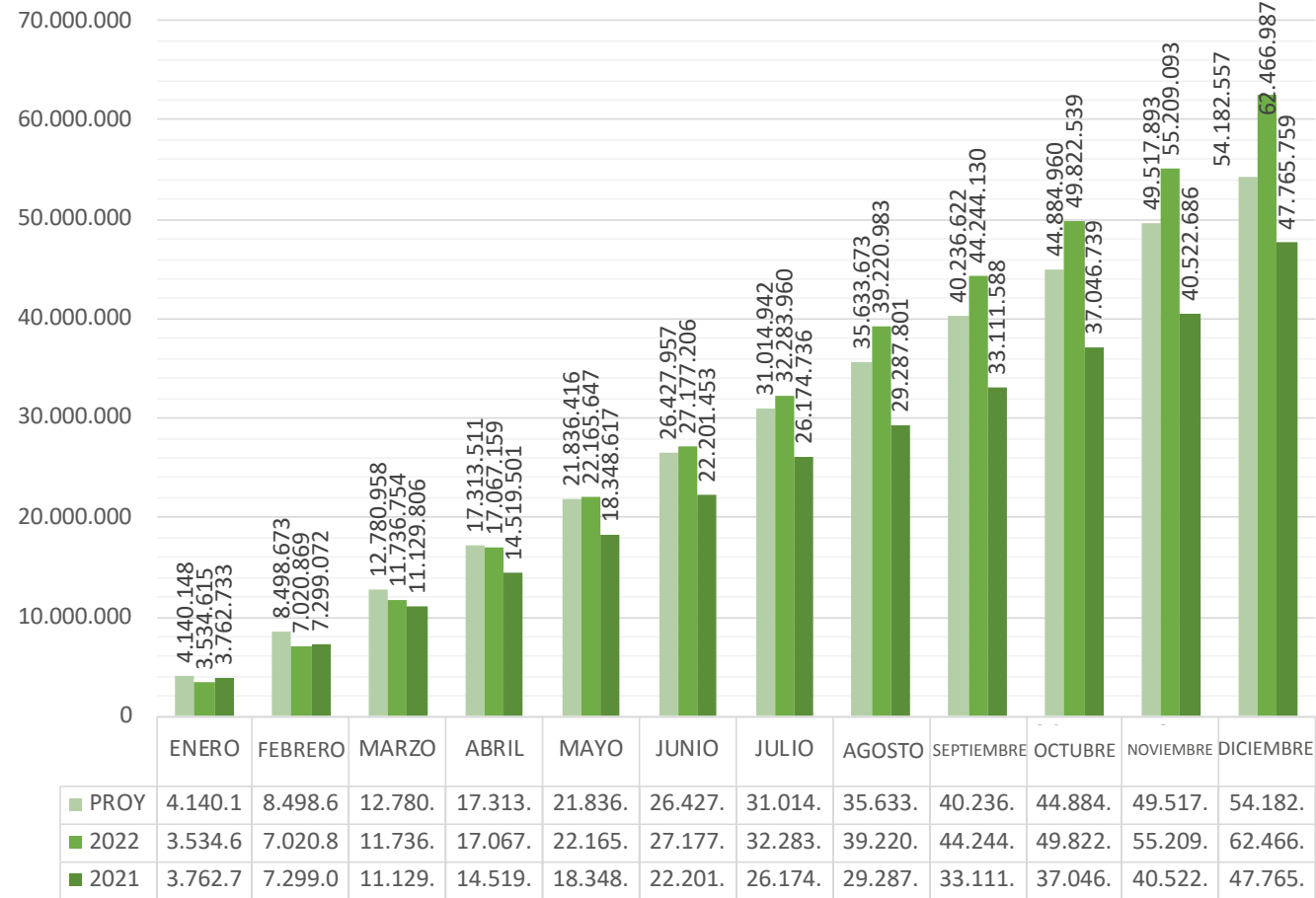
GESTION ÁREA FINANCIERA



EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.

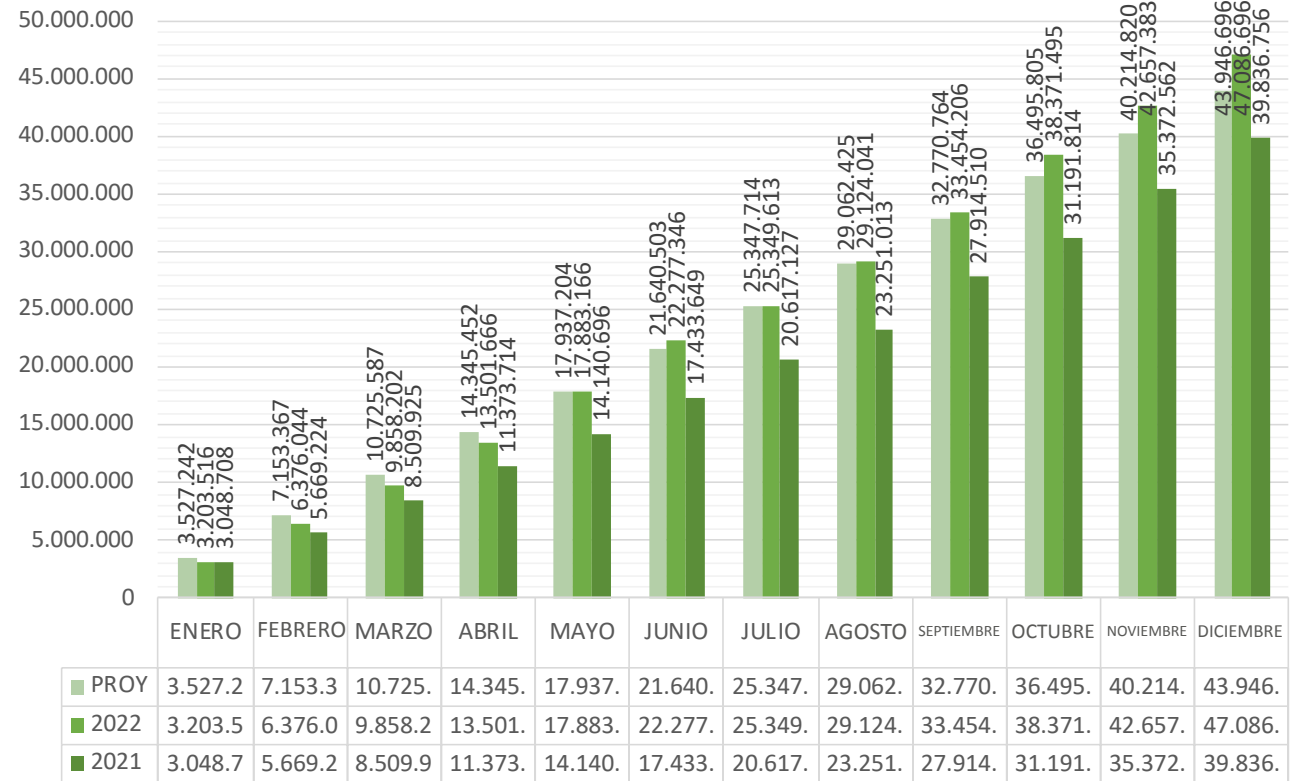
No hemos dejado
de consolidarnos como pilar
en el mercado regulado.

INGRESOS OPERACIONALES COMPARATIVOS



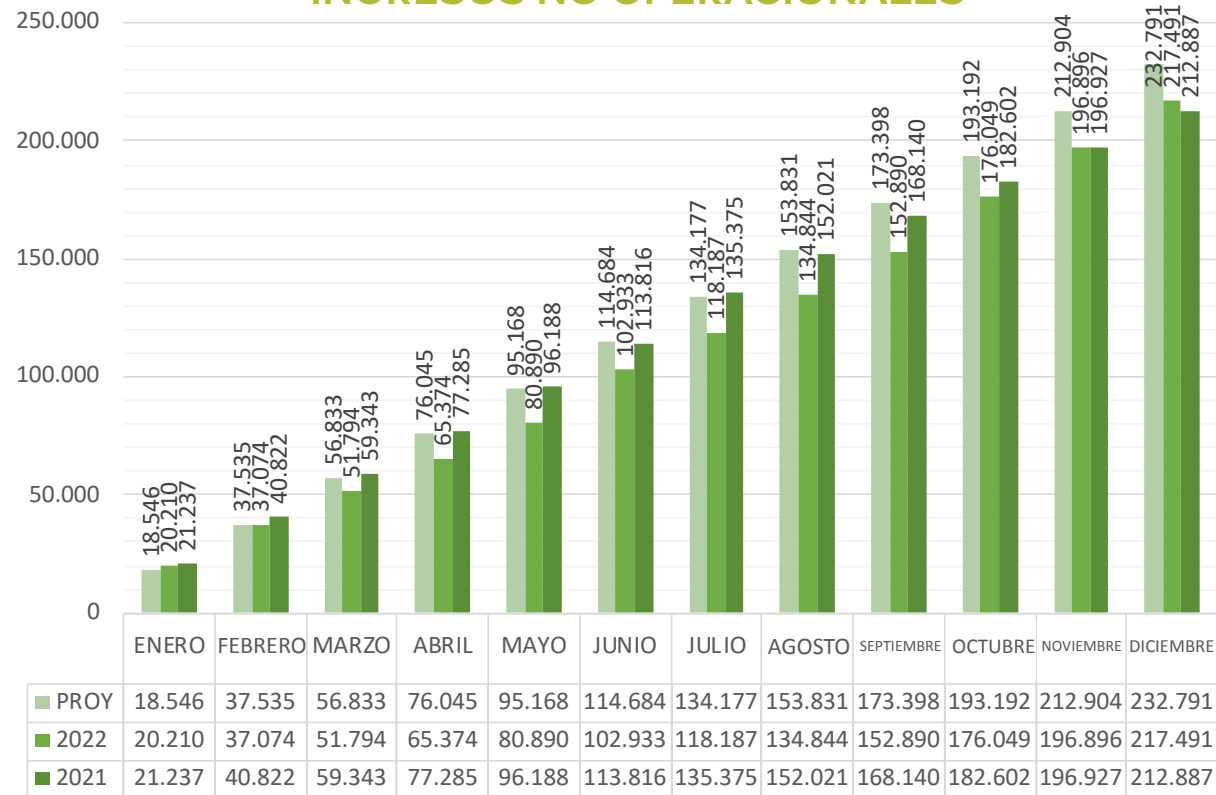
Gráfica N° 1. Ingresos operacionales comparativos

COSTOS COMPARATIVOS



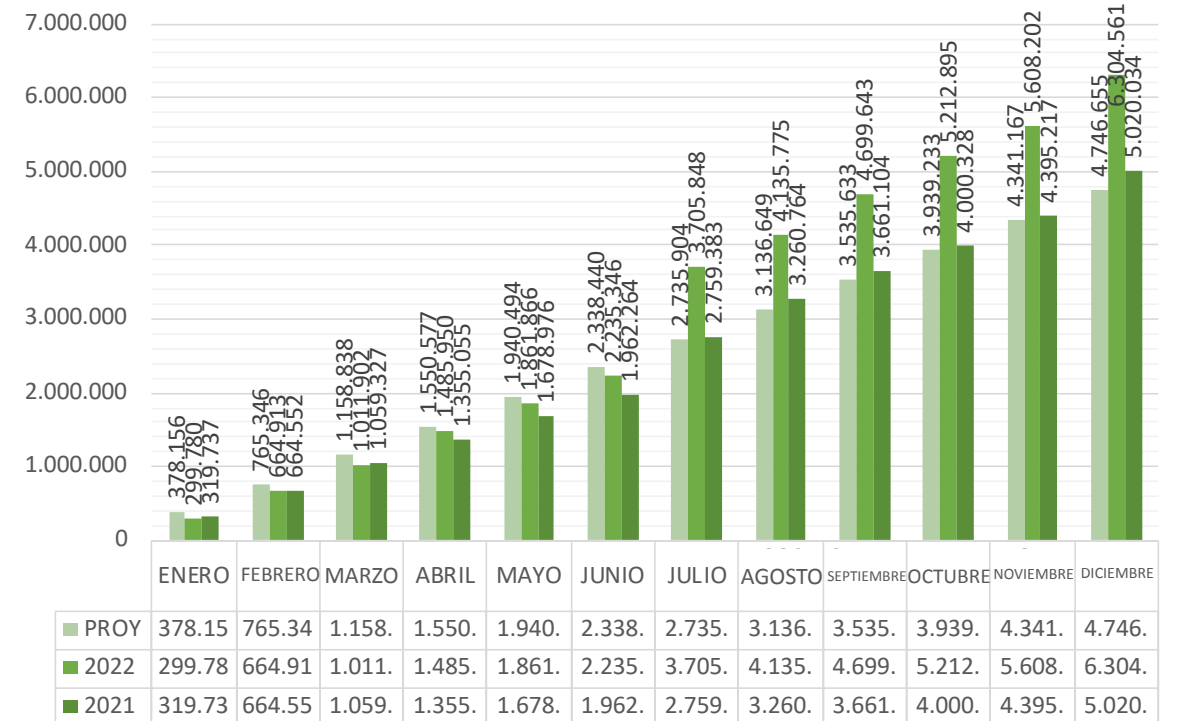
Gráfica N° 3. Costos Comparativo

INGRESOS NO OPERACIONALES



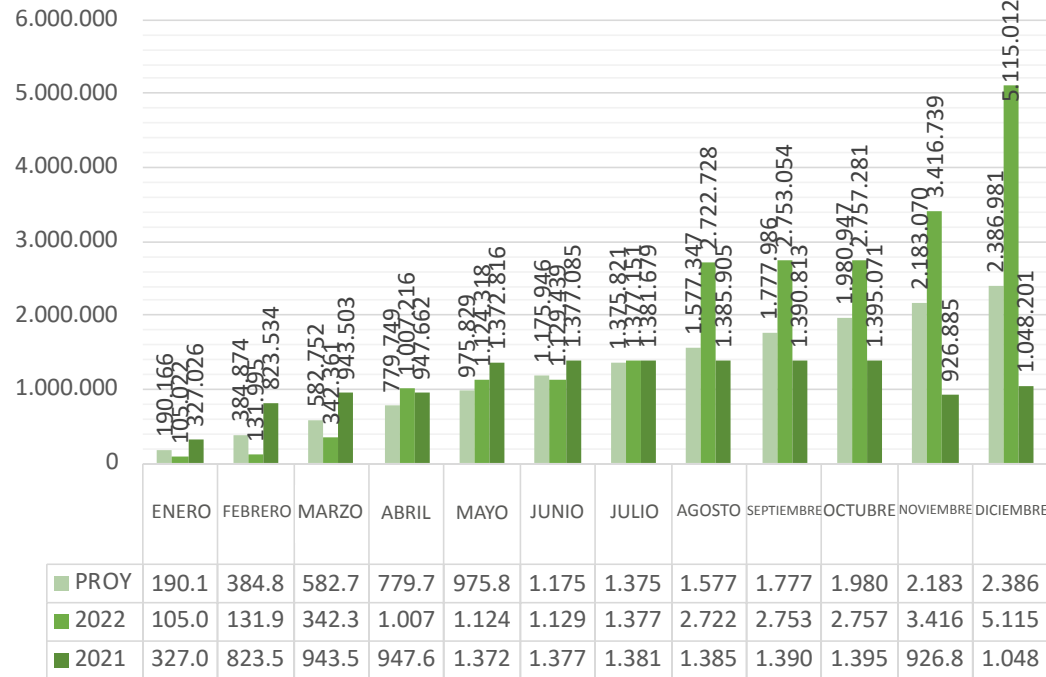
Gráfica N° 2. Ingresos no operacionales

GASTOS ADMINISTRATIVOS COMPARATIVO



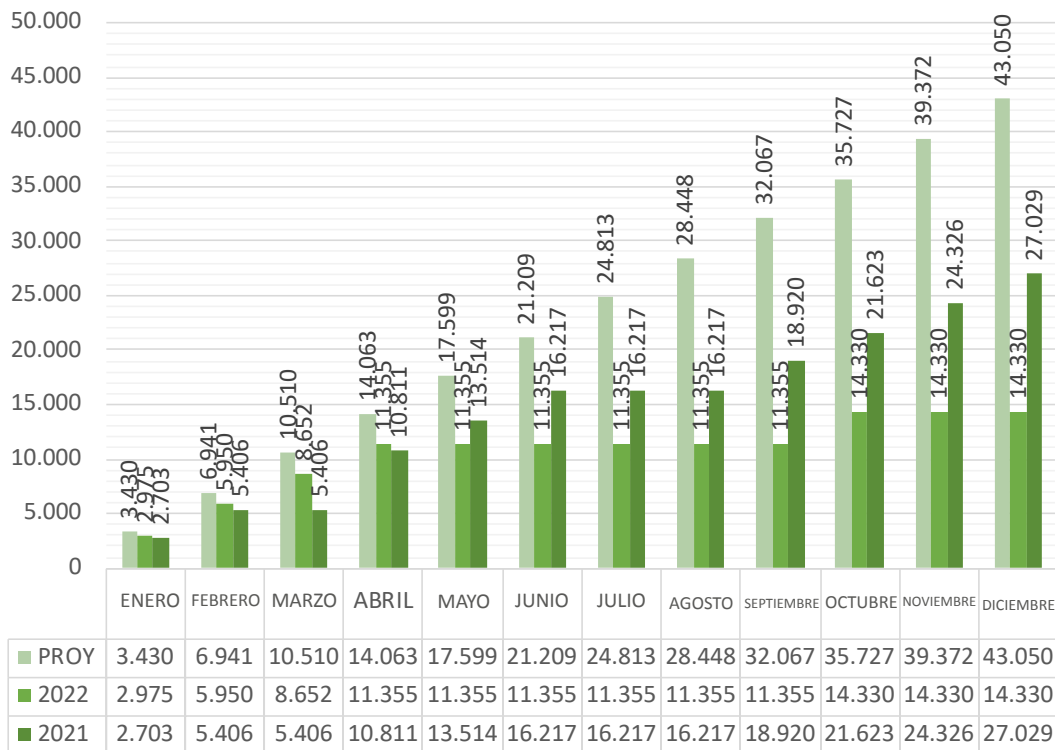
Gráfica N° 4. Gastos Administrativos Comparativo

DETERIORO, DEPRECIACIONES, Y PROVISIONES



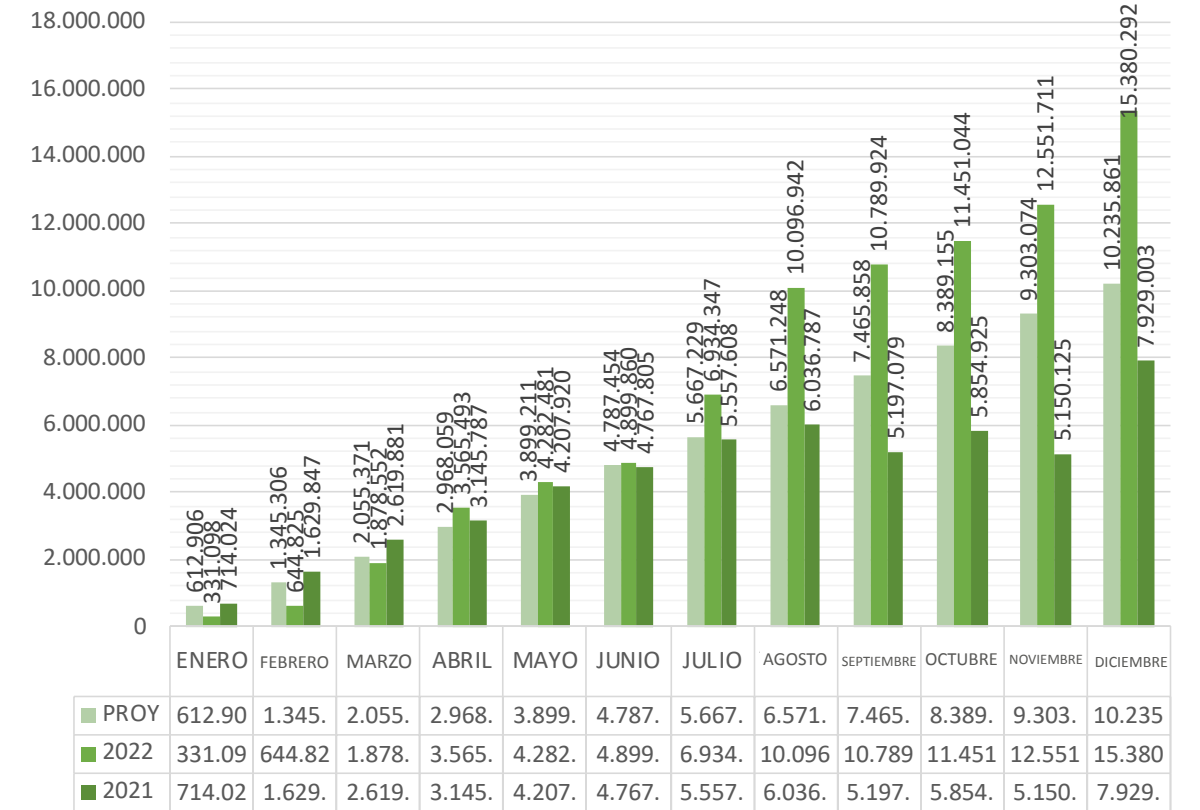
Gráfica N° 5. Deterioro, Depreciaciones, Y Provisiones

GASTOS FINANCIEROS



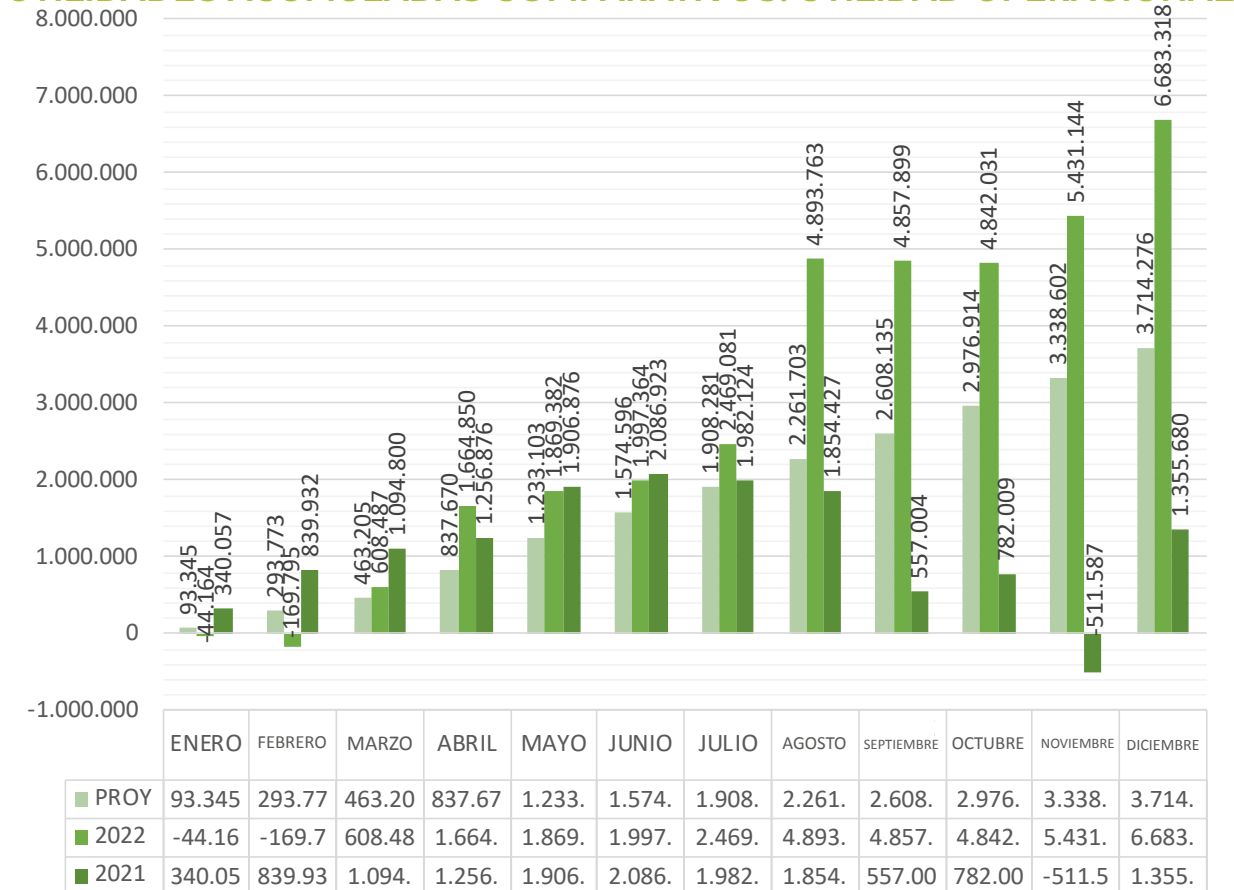
Gráfica N° 6. Gastos Financieros

UTILIDADES ACUMULADAS COMPARATIVOS. UTILIDAD BRUTA EN VENTAS



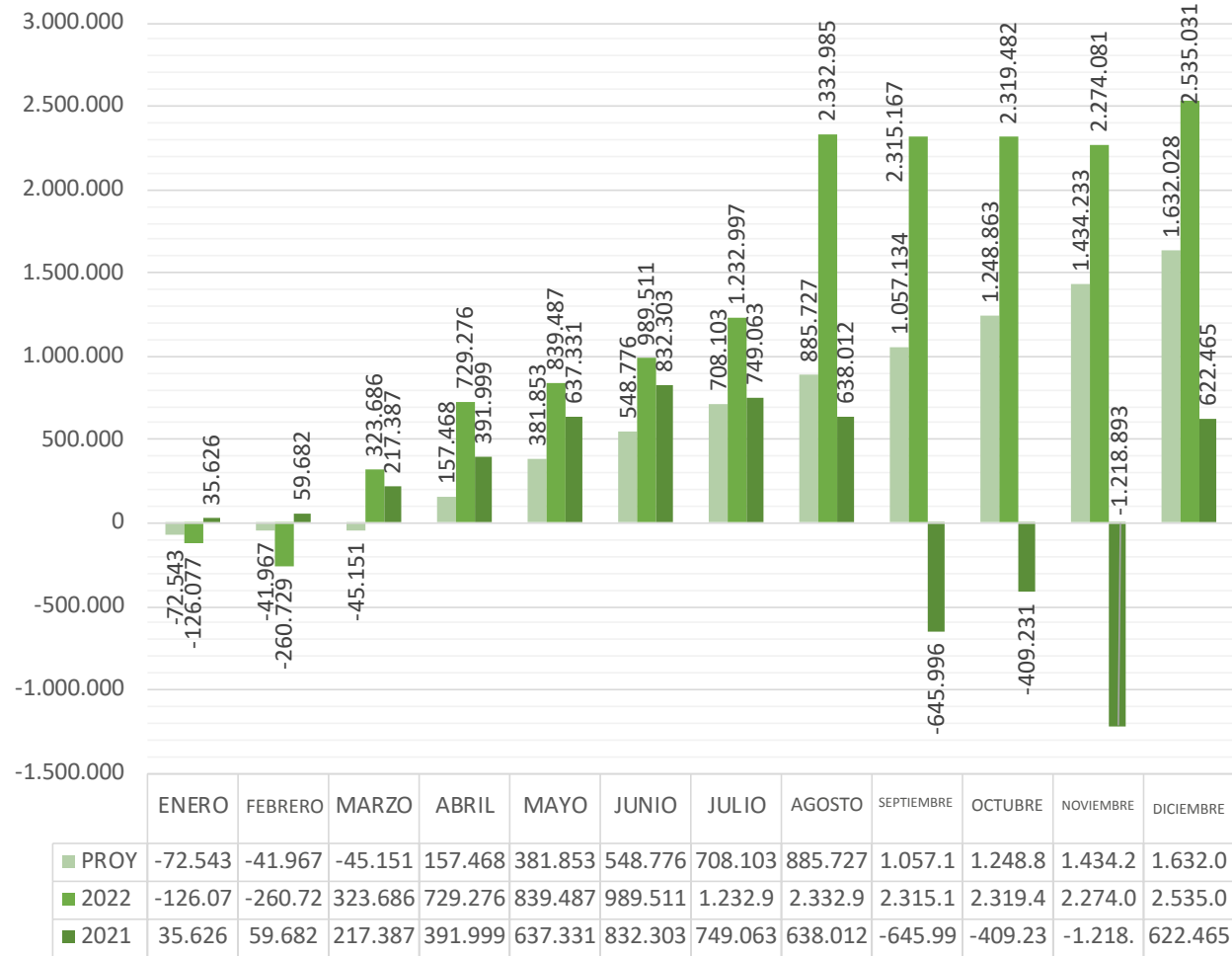
Gráfica N° 7. Utilidades acumuladas comparativo - Utilidad Bruta En Ventas

UTILIDADES ACUMULADAS COMPARATIVOS. UTILIDAD OPERACIONAL



Gráfica N° 8. Utilidades acumuladas comparativo - Utilidad operacional

UTILIDADES ACUMULADAS COMPARATIVOS. UTILIDAD O PÉRDIDA DEL EJERCICIO

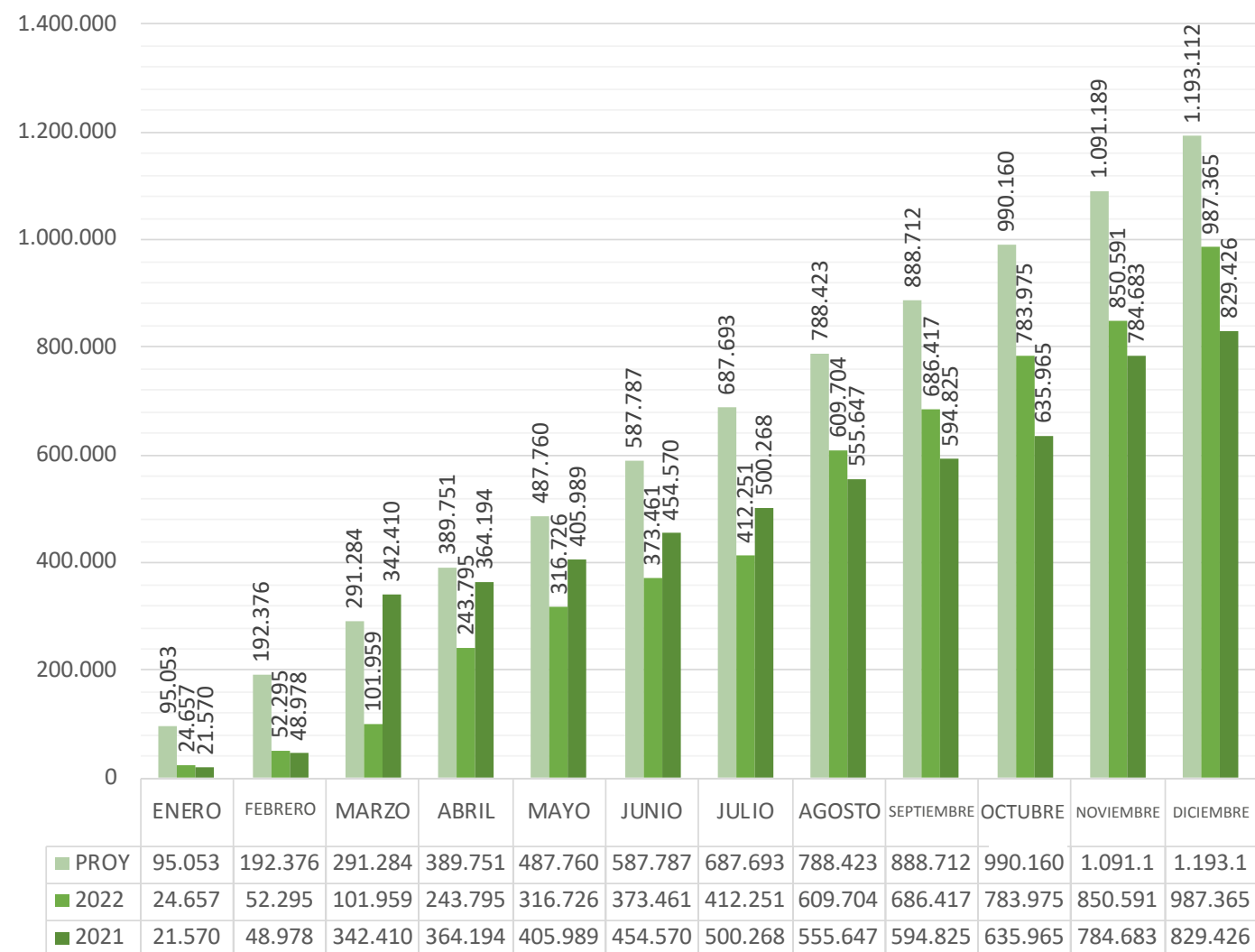


Gráfica N° 9. Utilidades acumuladas comparativo - Utilidad o perdida del Ejercicio

INDICADORES COMPARATIVOS DEL AÑO 2017 A 2022

Indicadores Comparativos Del Año 2017 A 2022						
Indicadores De Liquidez	2022	2021	2020	2019	2018	2017
Razon Corriente	1,20	1,10	1,05	1,12	1,15	0,95
Prueba Acida	1,07	0,95	0,86	0,99	1,01	0,75
Capital De Trabajo	3.108.433	1.236.049	757.770,00	1.232.162,00	1.598.783,00	- 480.936,00
Indicadores De Endeudamiento	2021	2020	2019	2018	2017	
Endeudamiento Total	51,46%	49,53%	51,05%	45,88%	41,93%	44,64%
Concentración Del Endeudamiento En El Corto Plazo	28,77%	25,80%	30,23%	24,55%	28,08%	27,54%
Endeudamiento Patrimonial Total	106,02%	98,14%	104,29%	84,77%	72,21%	80,64%
Endeudamiento Patrimonial A Corto Plazo	59,27%	51,13%	61,76%	45,37%	48,36%	49,74%
Indicador De Apalancamiento	11,12%	16,82%	20,09%	17,24%	7,57%	6,75%
Endeudamiento Del Activo Fijo	79,94%	0,76	77,81%	81,53%	93,25%	89,96%
Impacto De La Carga Financiera	0,86%	0,38%	0,70%	0,85%	0,73%	0,54%
Endeudamiento Financiero	7,54%	8,57%	10,97%	9,90%	4,20%	4,20%
Cobertura De Intereses	20,69	9,96	2,26	10,08	7,70	- 4,84
Indicadores De Rentabilidad	2021	2020	2019	2018	2017	
Rentabilidad Neta Del Activo	4,62%	1,29%	1,34%	2,78%	4,16%	-2,27%
Rentabilidad Neta Del Patrimonio	0,10	0,03	0,03	5,13	7,16	- 4,10
Rentabilidad Operacional Del Patrimonio	25,17%	6,38%	2,60%	13,17%	8,91%	-3,39%
Margen Bruto	24,62%	16,60%	13,68%	19,80%	18,51%	21,88%
Margen Operacional	10,73%	3,25%	1,42%	7,57%	4,94%	-2,11%
Margen Neto	4,06%	1,30%	1,50%	2,95%	3,97%	-2,55%
Ebitda	9.818.924,13	4.167.017	3.732.538	5.113.202	3.936.081	1.143.170
Margen Ebitda	15,72	8,72	9,09	13,03	10,21	3,58

OTROS GASTOS



Gráfica N° 10. Otros Gastos

07 CAPÍTULO

CERTIFICACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS



EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.

No hemos dejado
de consolidarnos como pilar
en el mercado regulado.

INFORME DE GESTIÓN
2022

EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. CERTIFICACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

Mocoa 14 de febrero de 2023.

Los suscritos representante legal y contador de EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. certificamos que, en los estados financieros de la compañía, con corte al 31 de diciembre de 2022, antes de ser puestos a su disposición y de terceros se verificó lo siguiente:

1. Todos los activos y pasivos, incluidos en los estados financieros de la compañía, existen y todas las transacciones incluidas en dichos estados se han realizado durante los años terminados en esas fechas.

2. Los activos representan probables beneficios económicos futuros (derechos) y los pasivos representan probables sacrificios económicos futuros (obligaciones), obtenidos o a cargo de la compañía.

3. Todos los hechos económicos realizados por la compañía han sido reconocidos en los estados financieros.

4. Todos los elementos han sido reconocidos por sus valores apropiados de acuerdo con Normas de Contabilidad y de Información Financiera Aceptadas en Colombia (NCIF).

5. Todos los hechos económicos que afectan a la compañía han sido correctamente clasificados, descritos y revelados en los estados financieros.

6. Los estados financieros y el informe de gestión no contienen vicios, imprecisiones o errores que impidan conocer la verdadera situación patrimonial o las operaciones de la compañía.

7. Los estados financieros al 31 de diciembre de 2022 y 2021 han sido preparados a partir de las cifras tomadas fielmente de los libros de contabilidad de las compañías incluidas en el proceso de consolidación.

8. Los estados financieros han sido autorizados para su divulgación por la Junta Directiva de conformidad con la reunión llevada a cabo el (29 de marzo de 2023).



Andry Bastidas Chamorro, Subgerente Administrativo y Financiero

REPRESENTANTE LEGAL

WISTON ANDRES ÑUSTES CUELLAR
Gerente

CONTADOR

JEANE ALEXANDRA GUERRERO
Contadora TP116529-T

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA DE APERTURA

ESTADO DE RESULTADO INTEGRAL

EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP

ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

Al 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Cifras en miles de pesos colombianos - COP)

		Diciembre 31, 2022	Diciembre 31, 2021
ACTIVOS			
ACTIVOS CORRIENTES	Notas		
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	985,980	274,623
Efectivo Restringido	5	0	115,632
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	6	15,924,820	11,523,764
Inventarios	8	1,978,088	1,875,222
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		18,888,888	13,789,241
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Inversiones	10	460,400	460,400
Propiedades, planta y equipo	11	33,292,899	32,018,430
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12	236,460	269,671
Activos por impuestos diferidos	7	1,383,005	1,180,853
Otros activos no financieros	9	573,334	481,949
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		35,946,098	34,411,303
TOTAL ACTIVOS		54,834,986	48,200,544
PASIVOS			
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos financieros	13	1,775,181	1,713,449
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	14	9,001,811	9,204,103
Beneficios a empleados	15	917,115	702,881
Pasivos por impuestos	7	4,080,333	1,032,976
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		15,774,440	12,653,409
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivos financieros	13	1,183,454	2,378,438
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	14	8,853,446	7,115,960
Pasivos por impuestos diferidos	7	2,407,935	1,726,082
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		12,444,835	11,220,480
TOTAL PASIVOS		28,219,275	23,873,889
PATRIMONIO NETO			
Capital emitido	16	13,363,990	13,054,410
Prima de emisión	16	31,289	28,105
Otras reservas	16	2,123,844	2,061,598
Ganancias acumuladas	16	11,096,588	9,182,542
PATRIMONIO NETO TOTAL		26,615,711	24,326,655
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO NETO		54,834,986	48,200,544

WISTON ANDRES ÑUSTES CUELLAR
GerenteJEANE ALEXANDRA GUERRERO
Contadora TP116529-TDUCARDO JEMBER URQUIJO CHAVEZ
Revisor Fiscal TP 113563-T

EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL

Años terminados el 31 de diciembre de 2022 y 2021

(Cifras en miles de pesos colombianos - COP)

		Diciembre 31, 2022	Diciembre 31, 2021
	Notas		
Ingresos de actividades ordinarias	17	62,466,987	47,765,759
Costo de ventas y Operación	18	(47,086,696)	(39,836,756)
Ganancia bruta		15,380,291	7,929,003
Gastos de administración	19	(7,792,365)	(5,688,260)
Otros ingresos	20	82,757	139,533
Otros Gastos	20	(490,811)	(829,426)
Otras Ganancias (Pérdidas)		7,179,872	1,550,850
Ingresos financieros	21	217,491	212,887
Gastos financieros	21	(510,883)	(27,029)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos		6,886,480	1,736,708
Ingreso (gastos) por impuestos	22	(4,351,449)	(1,114,243)
Resultados neto del periodo		2,535,031	622,465

WISTON ANDRES ÑUSTES CUELLAR
GerenteJEANE ALEXANDRA GUERRERO
Contadora TP116529-TDUCARDO JEMBER URQUIJO CHAVEZ
Revisor Fiscal TP 113563-T

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO

EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP

ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
Al 31 de diciembre de 2022 y 2021
(Cifras en miles de pesos colombianos - COP)

	Nota 16	Capital emitido	Prima de Emisión	Reservas	Ganancias Acumuladas				Total patrimonio	
					Resultados del ejercicio	Ganancias Acumuladas	Efectos por conversión	Total		
SALDOS AL 01 DE ENERO DE 2021		11,220,760	28,105	0	2,000,170	614,286	8,460	8,546,332	9,169,078	22,418,113
Capital									0	0
Prima de Emisión									0	0
Constitución de Reservas				61,429	(61,429)				(61,429)	0
Distribución de Dividendos		1,833,650			(552,857)				(552,857)	1,280,793
Resultados Acumulados					622,465	5,284			627,749	627,749
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2021		13,054,410	28,105	0	2,061,599	622,465	13,744	8,546,332	9,182,541	24,326,655
Capital		309,580							0	309,580
Prima de Emisión			3,184						0	3,184
Constitución de Reservas				62,246	(62,246)				(62,246)	0
Distribución de Dividendos					(560,219)				(560,219)	(560,219)
Resultados Acumulados		0			2,535,031	1,480			2,536,511	2,536,511
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2022		13,363,990	31,289	0	2,123,845	2,535,031	15,224	8,546,332	11,096,587	26,615,711

WISTON ANDRES ÑUSTES CUELLAR
Gerente

JEANE ALEXANDRA GUERRERO
Contadora TP116529-T

DUCARDO JEMBER URQUIJO CHAVEZ
Revisor Fiscal TP113563-T

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO

EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. ESP

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO
Años terminados el 31 de diciembre de 2022 y 2021
(Cifras en miles de pesos colombianos - COP)

	Diciembre 31, 2022	Diciembre 31, 2021
Flujo de efectivo por actividades de operación		
Resultados netos del periodo	2,535,031	622,465
AJUSTES PARA CONCILIAR LOS RESULTADOS NETOS DEL PERIODO CON EL EFECTIVO (USADO EN) PROVISTOS POR LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:		
Depreciación y amortización	1,837,568	1,708,484
impuesto de renta diferido, neto	4,351,449	1,114,243
CAMBIO EN ACTIVOS Y PASIVOS OPERACIONALES:		
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	(4,795,645)	(2,686,895)
Otros Activos no financieros corrientes	(102,866)	794,392
Aumento (disminución) Otros Activos	(260,326)	(1,326,571)
cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(3,154,064)	708,800
Pasivos por impuestos corrientes	2,344,629	136,418
pasivo financiero de corto plazo	61,732	(436,236)
obligaciones laborales	214,423	(170,351)
Efectivo neto (usado en) provisto por actividades operacionales	3,031,931	464,749
FLUJO DE EFECTIVO POR LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Adiciones a propiedad, planta y equipo	(1,274,469)	(3,205,537)
Adiciones (disminuciones) activos intangibles distintos de la plusvaía	33,211	9,618
Efectivo neto (usado en) provisto por actividades de inversión	(1,241,258)	(3,195,919)
FLUJOS DE EFECTIVO POR LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Pasivo financiero Largo plazo	(1,194,948)	24,195
Efectivo neto (usado en) provisto por actividades de financiación	(1,194,948)	24,195
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	595,725	(2,706,975)
Efectivo al inicio del periodo	390,255	3,097,230
Efectivo al Final del periodo	985,980	390,255

WISTON ANDRES ÑUSTES CUELLAR
Gerente

JEANE ALEXANDRA GUERRERO
Contadora TP116529-T

DUCARDO JEMBER URQUIJO CHAVEZ
Revisor Fiscal TP 113563-T

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

A 31 de diciembre de 2022
(Comparación de cifras al 31 de diciembre 2021)
Valores expresados en miles de pesos

NOTA 1. INFORMACION GENERAL

EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P, Es una sociedad Anónima, constituida mediante escritura pública No. 632 del 11 de junio de 1997 de la Notaría Única de Mocoa, debidamente registrada en la Cámara de Comercio del Putumayo bajo la matrícula mercantil No.460012115-2, registro único tributario No. 846.000.241-8 y NUIR No. 2-86001000-1.

El porcentaje patrimonial de las entidades públicas y del sector privado a 31 de diciembre de 2022, es el siguiente:

Año	% Entidades Publicas	% Sector Privado
2022	22.95%	77.05%
2021	22.96%	77.04%
2020	23.33%	76.67%
2019	23.96%	76.04%
2018	23.75%	77.25%
2017	23.75%	77.25%
2016	25,08%	74,92%
2015	28.17%	71.83%
2014	28.70%	71.30%
2013	30.43%	69.57%
2012	31.41%	68.00%

El objeto social de la sociedad es la prestación de los servicios públicos, domiciliarios o no, en el área de influencia, en especial, entre otros, los siguientes: a) Energía eléctrica y sus actividades conexas y complementarias; b) acueducto y alcantarillado; c) aseo; telefonía pública conmutada; d) telefonía móvil rural; e) procesamiento y distribución de gas. Igualmente realizará las siguientes actividades:

1. Generar, captar, distribuir, comercializar y producir los servicios públicos en general dentro y fuera de su domicilio.
2. Prestar servicios técnicos asociados a su objeto social.
3. Construir, operar, administrar y mantener los activos de distribuciones de energía, telecomunicaciones y de los servicios públicos en general, para el cumplimiento del objeto social.
4. Celebrar y ejecutar los actos civiles y mercantiles convenientes o necesarios para el desarrollo de su objeto social.

5. Participar y apoyar los planes ambientales de las zonas de influencia de sus obras.
6. Generar y/o producir los insumos necesarios para la prestación de los servicios públicos, para el desarrollo de su objeto social, para cada actividad, dentro de los límites que establece la ley.

7. La compra, venta y distribución de toda clase de elementos, materiales y/o equipos, electrónicos, electromecánicos y otros en el cumplimiento del objeto social.

8. Participar como socio o accionista, en cualquier sociedad o empresa, previa autorización de la Junta Directiva o de la asamblea general de accionistas, de conformidad con los estatutos sociales de la EEP SA ESP.

9. En general, ejecutar cualquier acto o contrato que tienda en forma directa al cumplimiento del objeto social.

10. Actividades económicas que le genere valor agregado a la empresa.

11. Realizar transacciones comerciales como venta y financiación de bienes y servicios a través de la factura de servicios públicos.

En la Ley 142 de 1994 se definen los criterios generales y las políticas que deben regir la prestación de los servicios públicos domiciliarios en el país y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), organismo técnico adscrito al Ministerio de Minas y Energía (MME), regula las tarifas de venta de energía y aspectos relacionados con el funcionamiento del Mercado de Energía Mayorista (MEM) y con la prestación de los servicios de energía eléctrica y gas.

NOTA 2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

2.1. Normas Contables aplicadas

La Empresa de Energía del Putumayo SA ESP, de conformidad con las disposiciones vigentes emitidas por la Ley 1314 de 2009 reglamentada por el Decreto Único Reglamentario 2420 de 2015, modificado por el Decreto 2496 de 2015, y demás decretos reglamentarios, prepara sus estados financieros de conformidad con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera Aceptadas en Colombia (en adelante NCIF).

2.2. Bases de Medición

Los estados financieros de la EEP SA ESP, han sido preparados sobre la base del costo histórico excepto por ciertos instrumentos financieros que son medidos al valor razonable al final del período sobre el que se informa, como se explica en las políticas contables más adelante. Por lo general, el costo histórico se basa en el valor razonable de la contraprestación otorgada a cambio de bienes y servicios.

El valor razonable es el precio que se recibiría al vender un activo o se pagaría al transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado a la fecha de medición, independientemente de si ese precio es directamente observable o estimado usando otra técnica de valuación. Al estimar el valor razonable de un activo o un pasivo, la EEP SA ESP, toma en cuenta las características del activo o pasivo si los participantes del mercado toman en cuenta esas características al valorar el activo o

pasivo a la fecha de medición. El valor razonable para efectos de medición y/o revelación en estos estados financieros se determina sobre esa base.

NOTA 3. RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLITICAS CONTABLES

3.1 Efectivo y Equivalentes de Efectivo

El efectivo se reconoce al momento en que se genera una entrada de dinero proveniente de la operación del negocio.

El efectivo restringido se reconoce al momento en que se genera una entrada de dinero proveniente de un tercero para una destinación específica, o cuando se genera algún tipo de restricción sobre cuentas bancarias o equivalentes de efectivo.

El efectivo en moneda extranjera se reconoce al momento en que se genera una entrada de dinero en una moneda diferente a la moneda funcional de la EEP SA ESP, aplicando la tasa de cambio existente en la fecha en que la operación es realizada.

El equivalente de efectivo se reconoce cuando se tengan inversiones cuyo vencimiento sea inferior a tres (3) meses desde la fecha de adquisición, de gran liquidez y de un riesgo poco significativo de cambio en su valor.

3.2. Instrumentos Financieros

Los activos y pasivos financieros se miden inicialmente al precio de la transacción (incluidos los costos de transacción excepto en la medición inicial de los activos y pasivos financieros que se miden al valor razonable con cambios en resultados) excepto si el acuerdo constituye, en efecto, una transacción de financiación. Los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición de activos o pasivos financieros designados al valor razonable con cambio en los resultados se reconocen de inmediato en ganancias o pérdidas.

Si el acuerdo constituye una transacción de financiación, la entidad medirá el activo financiero o pasivo financiero al valor presente de los pagos futuros descontados a una tasa de interés de mercado para un instrumento de deuda similar.

3.3. Activos Financieros

Los activos financieros se reconocen inicialmente a su valor razonable más (menos) los costos de transacción directamente atribuibles, excepto para aquellos que se miden posteriormente a valor razonable con cambios en el estado de resultados. La EEP SA ESP, mide subsecuentemente los activos financieros a costo amortizado o a valor razonable, dependiendo del modelo de negocio para gestionar los activos financieros y las características de los flujos de efectivo contractuales del instrumento.

Un activo financiero se mide posteriormente a costo amortizado, usando la tasa de interés efectiva, si el activo es mantenido dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es mantenerlo para obtener los flujos de efectivo y los términos contractuales del mismo otorgan, en fechas específicas, flujos de efectivo que son únicamente pagos de capital e intereses sobre el valor del capital pendiente.

3.3.1. Método de la Tasa de Interés Efectiva

El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un instrumento financiero y de imputación del ingreso financiero a lo largo del periodo relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero o, cuando sea adecuado, en un periodo más corto, con el importe neto en libros en el reconocimiento inicial. Los ingresos son reconocidos sobre la base de la tasa de interés efectiva para los instrumentos de deuda distintos a los activos financieros clasificados al valor razonable con cambio en los resultados.

3.3.2. Préstamos y Cuentas por Cobrar

Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables que no se encuentran cotizados en un mercado activo. Los préstamos y cuentas por cobrar (incluyendo las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar), se reconocen inicialmente por su valor razonable más o menos los costos de la transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición del activo financiero y posteriormente al costo amortizado usando el método de interés efectivo menos cualquier deterioro. El ingreso por intereses es reconocido al aplicar la tasa de interés efectiva, salvo a las cuentas por cobrar a corto plazo cuando el efecto de no descontar no es significativo.

3.3.3. Deterioro de Activos Financieros

Los préstamos y cuentas por cobrar son probados por deterioro al final de cada periodo sobre el cual se informa. Un activo financiero estará deteriorado cuando exista evidencia objetiva del deterioro como consecuencia de uno o más eventos que hayan ocurrido después del reconocimiento inicial del activo y los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero se han visto afectados.

La evidencia objetiva de deterioro podría incluir:

- Fuentes externas de información como una disminución significativa del valor de mercado del activo o cambios en los clientes que generen un efecto desfavorable sobre el valor de la cartera.
- Fuentes internas de información como evidencia o análisis internos que indiquen que el activo tendrá alguna pérdida de valor.

Para los activos financieros registrados al costo amortizado, el importe de la pérdida por deterioro es la diferencia entre el importe en libros y el valor presente del flujo de efectivo estimado futuro del activo, descontados a la tasa de interés efectiva original del activo financiero. El importe en libros del activo financiero se reduce por la pérdida por deterioro directamente para todos los activos financieros excepto para las cuentas comerciales por cobrar, donde el importe en libros se reduce a través de una cuenta de deterioro. Cuando se considera que una cuenta comercial por cobrar es incobrable, se elimina contra la cuenta de deterioro. La recuperación posterior de los montos previamente eliminados se convierte en créditos contra la cuenta de deterioro. Los cambios en el importe en libros de la cuenta de deterioro se reconocen en el estado de ganancias o pérdidas.

3.3.4. Baja en Cuenta de los Activos Financieros

La EEP SA ESP, dará de baja en cuentas un activo financiero únicamente cuando expiren los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero, o cuando transfiera de manera sustancial los riesgos y ventajas inherentes a la propiedad del activo financiero a otra entidad. En la baja total en cuentas de un activo financiero, la diferencia entre el importe en libros del activo y la suma de la contraprestación recibida y por recibir se reconoce en ganancias o pérdidas.

3.4. Pasivos Financieros e Instrumentos de Patrimonio

3.4.1. Clasificación como Deuda o Patrimonio

Los instrumentos de deuda y patrimonio son clasificados como pasivos financieros o como patrimonio de conformidad con la sustancia del acuerdo contractual y las definiciones de pasivo financiero e instrumento de patrimonio.

3.4.2. Pasivos Financieros

Los pasivos financieros son clasificados como "al valor razonable con cambios en los resultados" u "otros pasivos financieros". Los pasivos financieros de la EEP SA ESP, se clasifican especialmente como otros pasivos financieros.

3.4.3. Otros Pasivos Financieros

Los otros pasivos financieros (incluyendo los préstamos, cuentas por pagar comerciales y otras) se miden inicialmente por su valor razonable más o menos los costos de la transacción que sean directamente atribuibles a la adquisición del pasivo financiero. Si el valor razonable difiere del precio de la transacción, la diferencia en el instrumento financiero se reconocerá como una ganancia o pérdida. Posteriormente se miden al costo amortizado usando el método de la tasa de interés efectiva. Para la medición del costo amortizado la EEP SA ESP, estima que las transacciones se registran dentro de los planes normales de crédito, por lo tanto, los proveedores y las cuentas por pagar se registran por el valor establecido en la factura, ya que dicho valor puede considerarse equivalente de efectivo. Así mismo, la EEP SA ESP, aplica la medición del costo amortizado a sus préstamos ya que incorporan flujos contractuales que se cancelan en la fecha de su vencimiento.

Si existieren proveedores y cuentas por pagar a largo plazo y el acuerdo contiene un elemento de financiación, este elemento se reconocerá como gasto por intereses a lo largo del periodo de financiación y debe ser descontado con base en la metodología del interés efectivo.

El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un pasivo financiero y de imputación del gasto financiero a lo largo del periodo relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar (incluyendo todos los honorarios y puntos pagados o recibidos que forman parte de la tasa de interés efectiva, los costos de transacción y otras primas o descuentos) estimados a lo largo de la vida esperada del pasivo financiero (o, cuando sea adecuado), en un periodo más corto con el importe neto en libros en el momento de reconocimiento inicial.

3.4.4. Baja en Cuentas de un Pasivo Financiero

La EEP SA ESP, dará de baja en cuentas un pasivo financiero si, y solo si, expiran, cancelan o cumplen las obligaciones correspondientes. La diferencia entre el importe en libros del pasivo financiero dado de baja y la contraprestación pagada y por pagar se reconoce en ganancias o pérdidas.

3.5. Impuestos

El gasto por impuesto a la renta representa la suma del impuesto a las ganancias por pagar actual y el impuesto diferido y se contabiliza de acuerdo con la Sección 29 "Impuesto a las Ganancias".

3.5.1. Impuesto de Renta Corriente

El impuesto por pagar corriente se basa en las ganancias fiscales registradas durante el año. La ganancia fiscal difiere de la ganancia reportada en el estado de resultados, debido a las partidas de ingresos o gastos imposables o deducibles en otros años y partidas que nunca son gravables o deducibles.

El pasivo de la EEP SA ESP, por concepto del impuesto corriente e impuesto de renta para la equidad (CREE) se calcula utilizando las tasas fiscales aprobadas al final del periodo sobre el cual se informa. La EEP SA ESP, evalúa periódicamente la posición asumida en las declaraciones de impuestos, respecto de situaciones en las que las leyes tributarias son objeto de interpretación, y en caso necesario, constituye provisiones sobre los montos que espera deberá pagar a las autoridades tributarias.

Los impuestos corrientes correspondientes al periodo presente y a los anteriores, deben ser reconocidos como un pasivo en la medida en que no hayan sido liquidados. Si la cantidad ya pagada a través de retenciones, que corresponda al periodo presente y a los anteriores, excede el importe a pagar por esos periodos, el exceso debe ser reconocido como un activo. Cuando una pérdida fiscal se utilice para recuperar el impuesto corriente pagado en periodos anteriores, la EEP SA ESP, reconocerá tal derecho como un activo en el mismo periodo en el que se produce la citada pérdida fiscal, puesto que es probable

que la entidad obtenga el beneficio económico derivado de tal derecho.

3.5.2. Impuesto de Renta Diferido

El impuesto diferido se reconoce sobre las diferencias temporarias entre el importe en libros de los activos y pasivos incluidos en los estados financieros y las bases fiscales correspondientes utilizadas para determinar la ganancia fiscal.

El pasivo por impuesto diferido se reconoce generalmente para todas las diferencias fiscales temporarias. Se reconocerá un activo por impuestos diferidos, por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, en la medida en que resulte probable que la entidad disponga de ganancias fiscales futuras contra las que cargar esas diferencias temporarias deducibles. Estos activos y pasivos no se reconocen si las diferencias temporarias surgen del reconocimiento inicial de otros activos y pasivos en una operación que no afecta la ganancia fiscal ni la ganancia contable.

El importe en libros de un activo por impuestos diferidos se somete a revisión al final de cada periodo sobre el que se informa y se debe reducir, en la medida que estime probable que no dispondrá de suficiente ganancia fiscal, en el futuro, como para permitir que se recupere la totalidad o una parte del activo.

Los activos y pasivos por impuestos diferidos deben medirse empleando las tasas fiscales que se espera sean de aplicación en el periodo en el que el activo se realice o el pasivo se cancele, basándose en las tasas (y leyes fiscales) que al final del periodo sobre el que se informa hayan sido aprobadas. La medición de los pasivos por impuestos diferidos y los activos por impuestos diferidos reflejará las consecuencias fiscales que se derivarían de la forma en que la entidad espera, al final del periodo sobre el que se informa, recuperar o liquidar el importe en libros de sus activos y pasivos.

3.6. Propiedades, Planta y Equipo

Las propiedades, planta y equipo mantenidas para su uso en la prestación de servicios, o para fines administrativos, son registradas al costo menos la depreciación acumulada menos cualquier pérdida por deterioro reconocida.

El costo inicialmente medirá sus elementos de propiedades, planta y equipo al costo, el cual se encuentra comprendido por su precio de adquisición, incluidos los aranceles de importación y los impuestos indirectos no recuperables que recaigan sobre la adquisición, después de deducir cualquier descuento comercial o rebaja del precio, cualquier coste directamente relacionado con la ubicación del activo en el lugar y en las condiciones necesarias para que pueda operar de la forma prevista por la dirección y los costos de desmantelar y remover las partidas y de restaurar el lugar donde estén ubicados cuando sea aplicable.

Dichas propiedades se clasifican en las categorías apropiadas de propiedades, planta y equipo al momento de su finalización y cuando están listas para su uso previsto.

El costo de reemplazar parte de una partida de propiedades, planta y equipo es reconocido en su valor en libros, si es posible que los beneficios económicos futuros incorporados dentro de la parte fluyan a la EEP SA ESP y su costo pueda ser medido de manera fiable. El valor en libros de la parte reemplazada se da de baja. Los costos del mantenimiento de las propiedades, planta y equipo son reconocidos en resultados cuando se incurren.

3.6.1. Depreciación

La depreciación de los activos de propiedades, planta y equipo se inicia cuando los activos están listos para su uso. La depreciación se calcula sobre el monto depreciable, que corresponde al costo de un activo menos su valor residual.

Para las categorías de las propiedades, planta y equipo el valor residual será cero, siempre y cuando no exista la certeza de efectuar proceso de venta.

La depreciación es reconocida en resultados con base en el método de depreciación lineal, sobre las vidas útiles estimadas de cada partida de propiedades, planta y equipo, las cuales reflejan con mayor exactitud el patrón de consumo esperado de los beneficios económicos futuros relacionados con el activo.

La depreciación de un activo comenzará cuando esté en la ubicación y condiciones para operar de la forma prevista por la EEP SA ESP, y no cesará cuando el activo esté sin utilizar o se haya retirado del uso activo. Las vidas útiles determinadas se detallan en la Nota 4.2.

Se dará de baja una partida de propiedades, planta y equipo al momento de su disposición o cuando ya no se espera que surjan beneficios económicos futuros del uso continuado del activo. La ganancia o pérdida que surja del retiro o desincorporación de un activo de propiedades, planta y equipo es calculada como la diferencia entre las ganancias por ventas y el importe en libros del activo, y se reconoce neta en otras ganancias y pérdidas en el resultado.

La depreciación no cesará cuando el activo esté sin utilizar o se haya retirado del uso activo, a menos que se encuentre depreciado por completo.

3.6.2. Deterioro del Valor de las Propiedades, Planta y Equipo

Al final de cada periodo sobre el cual se informa, la EEP SA ESP, evalúa los importes en libros de sus propiedades, planta y equipo a fin de determinar si existe un indicativo de que estos activos han sufrido alguna pérdida por deterioro. En tal caso, se calcula el monto recuperable del activo a fin de determinar el alcance de la pérdida por deterioro, de haber alguna. Si no existen indicios de deterioro del valor, no será necesario estimar el importe recuperable.

El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable menos los costos de venta y el valor en uso. El valor en uso es el valor presente de los flujos futuros de efectivo que se espera obtener de un activo.

Las pérdidas por deterioro se reconocen inmediatamente en ganancias o pérdidas.

Cuando una pérdida por deterioro es revertida posteriormente, el importe en libros del activo aumenta al valor estimado revisado de su monto recuperable, de tal manera que el importe en libros incrementado no excede el importe en libros que se habría calculado si no se hubiera reconocido la pérdida por deterioro para dicho activo en años anteriores. El reverso de una pérdida por deterioro es reconocido automáticamente en ganancias o pérdidas.

3.7. Arrendamientos Operativos y Financieros

La determinación de si un acuerdo constituye o incluye un arrendamiento se basa en la esencia del acuerdo a la fecha de su celebración, en la medida en que el cumplimiento del acuerdo dependa del uso de uno o más activos específicos, o de que el acuerdo conceda el derecho de uso del activo, incluso si tal derecho no se encuentra especificado de manera explícita en el acuerdo. Para los acuerdos celebrados antes del 1º de enero de 2015 (fecha de la transición a las NCIF para las PYMES), la fecha de celebración se consideró el 1º de enero de 2015, de acuerdo con la exención prevista en la Sección 35 – Transición a las NIIF para las PYMES.

3.8. Activos Intangibles

Los activos intangibles adquiridos en forma separada se miden inicialmente al costo. El costo de los activos intangibles adquiridos en combinaciones de negocios es su valor razonable a la fecha de la adquisición. Después del reconocimiento inicial, los activos intangibles se contabilizan al costo menos las amortizaciones y cualquier pérdida acumulada por deterioro del valor, en caso de existir.

E.E.P. reconoce el desembolso incurrido internamente en una partida intangible como un gasto, incluyendo todos los desembolsos para actividades de investigación y desarrollo, cuando incurra en estos, a menos que forme parte del costo de otro activo que cumpla los criterios de reconocimiento. Todos los activos intangibles tienen vida útil finita. En caso de que esta no pueda ser estimada fiablemente, se supondrá que la vida útil es de 10 años. Los activos intangibles se amortizan a lo largo de sus vidas útiles, y se revisan para determinar si tuvieron algún deterioro del valor en la medida en que exista algún indicio de que el activo intangible pudiera haber sufrido dicho deterioro.

El período y el método de amortización para un activo intangible se revisan al menos al cierre de cada período sobre el que se informa. Los cambios en la vida útil esperada o el patrón esperado de consumo del activo se contabilizan al modificarse el período o el método de amortización, según corresponda, y se tratan prospectivamente como cambios en las estimaciones contables. El gasto por amortización de los activos intangibles se reconoce en el estado de resultados en la categoría de gastos que resulte más coherente con la función de dichos activos intangibles.

La amortización comienza cuando el activo intangible se encuentra en la ubicación y condiciones necesarias para que se pueda usar de la forma prevista por la Gerencia. La amortización cesa cuando el activo se da de baja en cuentas.

E.E.P. ha elegido el método lineal de amortización el cual refleja el patrón esperado de consumo de los beneficios económicos futuros derivados del activo. Las ganancias o pérdidas que surjan de dar de baja un activo intangible se miden como la diferencia entre el ingreso neto procedente de la venta y el importe en libros del activo, y se reconocen en el estado de resultados cuando se da de baja el activo respectivo.

3.9. Inventarios

En la EEP, los inventarios comprenden principalmente los bienes corporales que se mantienen con el propósito de venderlos o utilizarlos en la prestación del servicio de energía eléctrica. Estos elementos de inventario, en la medida en que sean consumidos o vendidos, se retirarán del rubro y se reconocerán como costo o gasto del periodo, según sea el caso.

3.10. Reconocimiento de Ingresos, Costos y Gastos

Los ingresos se calculan al valor razonable de la contraprestación recibida o por recibir. Los ingresos se reducen por los descuentos, bonificaciones o rebajas comerciales y otras asignaciones similares estimadas para los clientes. El valor razonable se mide por el valor del efectivo o equivalente del efectivo recibido o por recibir.

3.10.1. Ingresos Ordinarios

La EEP reconoce los ingresos ordinarios, si sus valores son estimados confiablemente, de acuerdo al grado de terminación o de avance de la prestación final del servicio en el periodo en el que se informa, es decir, al final de cada mes.

3.10.1.1. Ingresos por comercialización de energía eléctrica

Corresponden a los ingresos por la comercialización y distribución de energía eléctrica que obtiene la EEP a partir de su actividad principal.

Los ingresos son los incrementos de beneficios económicos durante el periodo, que se generan en la realización de las actividades ordinarias y/o otros ingresos de la EEP, que aumentan el patrimonio.

3.10.1.2 Ingresos por prestación de servicios

Corresponde a los ingresos por prestación de servicios de acueducto y alcantarillado, red de gas, mantenimiento de equipos a partir de su actividad principal.

3.10.1.3. Ingresos rendimientos financieros e intereses

Corresponden a los valores que recibe la EEP por el uso de efectivo, de equivalentes al efectivo o inversiones, por rendimientos que obtiene de las financiaciones otorgadas.

3.10.1.4. Arrendamiento de bienes

Corresponde a los ingresos que la EEP recibe por el arrendamiento y subarriendo de bienes inmuebles.

3.10.2. Otros ingresos

En esta categoría se incluye todo lo relacionado con recuperación de costos y gastos por daños, indemnizaciones recibidas y aprovechamientos, entre otros.

No se consideran ingresos aquellos valores que corresponden a un reintegro de un gasto realizado en el mismo período contable, los cuales son reconocidos como un menor valor del gasto correspondiente. Sin embargo, si el gasto se realizó en períodos anteriores, se lleva al ingreso su recuperación.

3.10.2.1. Venta de activos

Esta categoría incluye los ingresos por la venta de propiedades, planta y equipo, que fueron utilizados para el desarrollo del objeto social y que no son requeridos en la actualidad para el giro normal de sus operaciones. Además, incluye la venta de otros activos como inversiones, intangibles, entre otros.

3.10.2.2. Venta de otros bienes

Esta categoría incluye los ingresos por la venta de bienes, tales como material reciclable, los cuales se dan de forma irregular en la EEP.

3.10.2.3. Donaciones recibidas

Corresponde a los ingresos recibidos de bienes y servicios por parte de terceros a título gratuito de personas naturales o jurídicas, con o sin una destinación específica, para cumplir con los objetivos propios de la EEP. Las donaciones pueden ser en Efectivo, Inversiones, Derechos, Bienes Muebles e Inmuebles y Otros Activos.

3.10.3. Costos y Gastos

La EEP SA ESP, reconoce sus costos y gastos en la medida en que ocurran los hechos económicos en tal forma que queden registrados sistemáticamente en el período contable correspondiente, independiente del flujo de recursos monetarios o financieros. Se reconoce un gasto de forma inmediata cuando un desembolso no genera beneficios económicos futuros o cuando no cumple los requisitos necesarios para su registro como activo.

En la aplicación de las políticas contables de la EEP SA ESP, la administración debe hacer juicios, estimados y presunciones sobre los importes en libros de los activos y pasivos que aparentemente no provienen de otras fuentes. Los estimados y presunciones asociadas se basan en la experiencia histórica y otros factores que se consideran como relevantes. Los resultados reales podrían diferir de dichos estimados. Estos juicios críticos y estimaciones se describen en la Nota 4.

3.11. Beneficios a los Empleados

La EEP SA ESP, establece como partidas que componen las obligaciones laborales todos los rubros relacionados con salarios por pagar, pagos a seguridad social, prestaciones sociales y bonos entregados por mera liberalidad.

Un pasivo es reconocido por los beneficios a los empleados a corto plazo con respecto a los salarios, permisos remunerados, licencias médicas, seguridad social, prestaciones sociales y bonificaciones en el período en el que se ofrece el servicio y se miden al importe no descontado de los beneficios que se estima que serán pagados a cambio de esos servicios relacionados.

3.12. Provisiones y Contingencias

Una provisión representa un pasivo de la EEP calificado como probable, cuyo monto es estimable confiablemente pero cuyo valor exacto final y la fecha de pago es incierta. Las provisiones son un subconjunto de pasivos. Éstas se distinguen de otros pasivos, tales como las cuentas por pagar a proveedores o acreedores comerciales que son objeto de estimación, debido a que se caracterizan por la existencia de incertidumbre acerca del momento del vencimiento o de la cuantía de los desembolsos futuros necesarios para proceder a su cancelación.

3.12.1. Litigios y demandas

El valor inicial de las provisiones para litigios y demandas es el monto que tiene que desembolsar la EEP en la fecha del cierre contable; según la estimación realizada por el área jurídica. Si esa estimación actual coincide con el monto a pagar en el futuro sin pretensiones de reajuste debe ser descontado a valor actual tomando en cuenta el tiempo estimado para liquidar el pleito y a una tasa de mercado de deuda que es equivalente a la tasa de interés de los créditos de la EEP en dicho plazo (caso en el cual el abogado deberá decir la posible fecha de desembolso).

3.12.2. Contratos onerosos

Se reconoce una provisión por contratos onerosos que represente la pérdida neta inevitable que surja del contrato, la cual se mide como el exceso del literal a) sobre el b):

- a) Los costos inevitables de cumplir las obligaciones del contrato; los cuales pueden ser el menor entre:
 - i. el costo de cumplir las cláusulas del contrato, o;
 - ii. las multas procedentes de su incumplimiento.
- b) Los beneficios económicos que se esperen recibir del contrato.

3.12.3. Pasivos contingentes

Un pasivo contingente es aquel cuyo monto es determinable o no en forma confiable pero su desenlace es incierto o remoto. También se incluyen como pasivos contingentes aquellos cuyo desenlace es probable pero su monto no es determinable en forma confiable.

Los pasivos contingentes posibles no se reconocen en los Estados Financieros; sólo se revelan en notas cuando su monto sea significativo, en cuyo caso describe la naturaleza del mismo y su estimación. Para los pasivos contingentes remotos no es necesario efectuar revelaciones.

Debido a que los pasivos contingentes pueden evolucionar, la EEP debe revisar mensualmente si el pasivo contingente posible o remoto se ha convertido en probable, caso en el cual debe reconocer una provisión en sus Estados Financieros.

3.12.4. Activos contingentes

Un activo contingente representa la probabilidad de que la EEP obtenga beneficios económicos futuros producto de demandas, pleitos y litigios a su favor y cuyo desenlace futuro confirma o no la existencia del activo

La EEP reconoce una cuenta por cobrar de una demanda o proceso legal a favor, sólo cuando:

- A. Se haya recibido un fallo de la autoridad competente.
- B. Sea probable que la EEP reciba recursos del demandante.
- C. Y la calificación del abogado de la probabilidad de recaudo supere el 80%.

Los activos contingentes surgidos de sucesos inesperados o no planificados, de los cuales nace la posibilidad de una entrada de beneficios económicos en la EEP, no se registran en los Estados Financieros, ni se revelan en las notas; sólo se hace el registro y la revelación en notas, en el momento en que sea totalmente seguro que se van a recibir dichos beneficios económicos.

Los activos contingentes han de ser objeto de evaluación de forma trimestral, con el fin de asegurar que su evolución se refleja apropiadamente en los Estados Financieros.

NOTA 4. JUICIOS Y ESTIMACIONES CONTABLES RELEVANTES

Los elementos importantes sujetos a estas estimaciones y presunciones incluyen la selección de las vidas útiles de los activos fijos, el análisis de su recuperación en las operaciones (test de deterioro), la recuperación del impuesto sobre la renta diferido, el análisis de los riesgos para determinar otras disposiciones, incluidas las tributarias, laborales y riesgos civiles y la evaluación de los instrumentos financieros y otros activos y pasivos en la fecha del balance. Estas estimaciones se han realizado sobre la base de la mejor información disponible al cierre del ejercicio. Sin embargo, dada la incertidumbre inherente a las mismas podrían surgir acontecimientos futuros que obliguen a modificarlas en los próximos ejercicios, lo cual se realizaría, en su caso, de forma prospectiva.

La EEP SA ESP revisa periódicamente sus estimaciones y presunciones. A continuación, se discuten las presunciones básicas respecto al futuro y otras fuentes clave de incertidumbre en las estimaciones, al final del periodo sobre el cual se reporta, las cuales pueden implicar un riesgo significativo de ajustes materiales en los importes en libros de los activos y pasivos durante el próximo período financiero.

Con el fin de proporcionar un mejor entendimiento sobre como la EEP SA ESP, forma sus juicios de eventos futuros, incluyendo las variables e hipótesis utilizadas en las estimaciones, se incluyen los comentarios relacionados con cada práctica contable crítica de la siguiente manera:

4.1. Impuesto de Renta Diferido

El importe por impuesto de renta diferido es revisado en cada fecha de los estados financieros y se disminuye la cantidad que ya no es realizable a través de ganancias impositivas futuras. Los activos y pasivos por impuestos diferidos deben medirse sobre las diferencias temporarias empleando las tasas fiscales que se espera sean de aplicación en el periodo en que el activo se realice o el pasivo se cancele, basándose en las tasas (y leyes fiscales) que al final del periodo sobre el que se informa hayan sido aprobadas. El resultado fiscal futuro puede ser mayor o menor que las estimaciones consideradas en la definición de la necesidad de registro, y la cantidad que se registró, del activo por impuestos diferidos.

4.2. Vida Útil de Propiedades, Planta y Equipo

Como se describe en el punto 2.3, la EEP SA ESP revisa la vida útil estimada de las propiedades, planta y equipo al final de cada periodo anual. La EEP SA ESP reconoce la depreciación de sus propiedades y equipo sobre la base de la vida útil estimada, y refleja de manera significativa la vida económica de los activos fijos. Sin embargo, la vida de servicio puede variar en función de la actualización tecnológica de cada elemento. Las vidas útiles de las propiedades, planta y equipo también afectan las pruebas de recuperación (test de deterioro) de costos de activos los activos fijos, cuando sea necesario. Las vidas útiles estimadas para los periodos actuales son las siguientes:

Clase	Años De Depreciacion
Construcciones y edificaciones	Entre 20 y 50 años
Redes, líneas y cables	30 años
Plantas, ductos y túneles. – Subestaciones	Entre 10 y 40 años
Equipo de computo	3 años
Computadores de escritorio	4 años
Dispositivos móviles (Portátiles y tabletas)	2 años
Maquinaria y equipo	5 años
Sistema de aire acondicionado	8 años
Equipos de comunicación	3 años
Líneas telefónicas	4 años
Satélites y Antenas	6 años
Muebles y enseres	10 años
Equipo de transporte.	15 años
Autos, camionetas y camperos	12 años

4.3. Prueba de Deterioro para Propiedades, Planta y Equipo

Existen normas específicas para evaluar la recuperabilidad de los activos de larga vida, como las propiedades, planta y equipo. A la fecha de cada estado financiero, la EEP SA ESP lleva a cabo un análisis para determinar si existe evidencia de que la cantidad de activos de larga vida no es recuperable. Si se identifica tal evidencia, el importe recuperable de los activos se calcula por la EEP SA ESP. El importe recuperable de un activo es determinado por el mayor entre: (a) el valor razonable menos los costos estimados de venta y (b) su valor en uso. El valor de uso se mide con base al flujo de caja descontado (antes de impuestos) derivados por el uso continuado de un activo hasta el final de su vida útil.

4.4. Instrumentos Financieros

La Administración utiliza su juicio a la hora de seleccionar técnicas apropiadas de valoración de instrumentos financieros no cotizados en mercados con actividad representativa. Las técnicas de valoración utilizadas son técnicas de uso común en el mercado y aplicadas por los expertos en dichos mercados.

4.5. Cambios en Estimaciones Contables

A pesar de que las estimaciones anteriormente descritas se realizaron en función de la mejor información disponible a la fecha sobre los hechos analizados, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlas en ejercicios posteriores, lo que se haría, en el caso de ser preciso y conforme a lo establecido en la Sección 10, de forma prospectiva reconociendo los efectos del cambio de estimación en el resultado de los ejercicios afectados.

4.6 Reconocimiento de Ingresos

En cada fecha de presentación de los estados financieros se realizan estimaciones de los ingresos causados sobre las bases de información disponible sobre despachos de energía o transacciones en el mercado secundario, proporcionada por el operador del mercado. Normalmente, estas estimaciones no presentan variaciones significativas con las posteriores mediciones reales.

4.7. Reconocimiento de Costos

Los costos y gastos se registran con base en causación. En cada fecha de presentación de los estados financieros se realizan estimaciones de los costos causados sobre las bases de información disponible sobre compras de energía o transacciones en el mercado secundario, proporcionada por el operador del mercado. Normalmente, estas estimaciones no presentan variaciones significativas con las posteriores mediciones reales.

NOTAS DE CARÁCTER ESPECÍFICO

NOTA 5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES

El saldo de efectivo y equivalentes de efectivo al 31 de diciembre de 2022 se componía por:

5.1. Efectivo y Equivalentes de Efectivo

	31-dic-22	31-dic-21
Caja	5.574.300	5.574.300
Cuentas bancarias corrientes y de ahorro:		
Bco. BBVA cta. cte. No.59811787-7	2.116.321	6.917.413
Bco. BBVA cta. cte. No.88200013-6	206.330	961.077
Bco. Popular cta. cte. No.69011867-4	30.784.819	145.627
Bco. Popular cta. cte. No.69072244-2 STR	76.799	76.799
Bco. Bancolombia cta. cte. 927-476611-79	42.533.729	6.778.399
Bco. Agrario de Colombia Orito cta. cte. No.11329-4	146.026.505	9.051.590
Bco. Agrario de Colombia Mocoa cta. cte. No.1235-9	1.131.245	215.163
Bco. Agrario de Colombia Villa cta. cte. No.547-9	27.901.835	544.925
Bco. Agrario de Colombia Pto. Guzmán No.256-7	6.341.492	560.281
Bco. Popular cta. ahorros No. 69072114-7	1.619.993	91.354
Bco. Popular cta. ahorros No.69072097-4	5.443.400	50.563.326
Bco. Popular cta. ahorros 69072240-0	2.523	2.523
Bco. BBVA cta. ahorros No. 598208320	428.266.955	50.122.038
Bco. BBVA cta. ahorros No. 598313948	1.458.400	665.780
Bco. BBVA cta. ahorros No. 598313930	212.530.948	637
Bco. BBVA Subsidios 598313922	60.488.889	136.881.887
Bco. BBVA Fdo. Inversión 45287	4.462.866	4.462.866
Bco. BBVA cta. ahorros No. 598351781 Convenio	3.043	3.043
Bco. BBVA cta. ahorros No. 598364321	2.995.081	1.003.929
TOTAL	974.391.173	269.048.657
Fondos especiales		
Fiduciaria Corficolombiana	6.014.513	-
TOTAL	985.979.986	274.622.957

5.2. Efectivo restringido

En este rubro encontramos, los depósitos realizados a la FIDUCIARIA CORFICOLMBIANA, para ejecución de proyecto de recuperación de la subestación Junín. Para la vigencia las condiciones son diferentes por terminación de contrato fiduciario.

Fondos especiales		
Fiduciaria Corficolombiana	-	115.632.087
TOTAL	985.979.986	390.255.044

NOTA 6. CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

El saldo de cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar, neto al 31 de diciembre de 2022 se componía por:

	31-dic-22	31-dic-21
Servicios Públicos	12.761.914.858	8.619.981.469
Comercialización Energía Mercado Regulado	4.674.856.736	4.027.884.779
Sistema de Transmisión Regional	77.332.433	1.833.348
Prestación de Servicios por Facturar	2.214.460.087	2.501.055.949
Otros Servicios de Energía	306.950.571	503.515.173
Subsidio Servicio de Energía	5.777.017.762	1.717.708.406
Deterioro	(288.702.731)	(132.016.186)
Otros Deudores	3.162.904.762	2.903.782.329
TOTAL	15.924.819.620	11.523.763.798

En el rubro de Servicios Públicos encontramos, que está compuesto principalmente por la comercialización de energía eléctrica del Mercado Regulado a los usuarios, en la prestación de este servicio público, en desarrollo del objeto social de la EEP SA ESP, la cuenta prestación de servicios por facturar corresponde al reconociendo de beneficios económicos por parte del sistema de transmisión regional, observamos también el saldo en la cuenta de subsidios que representa los valores otorgados a los usuarios por parte del Ministerio de Minas y Energía, el saldo en la cuenta otros servicios, corresponde a los valores adeudados a la empresa por motivo de arrendamientos de postes, prestación de servicios.

NOTA 7. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS

El saldo de activos y pasivos por impuestos al 31 de diciembre de 2022 se componía por:

7.1. Pasivo por impuestos:

(1) A continuación, se detalla el análisis de los activos y pasivos del impuesto diferidos presentados en el estado de situación financiera a 31 de diciembre de 2022:

Pasivos del impuesto corriente	31-dic-22	31-dic-21
Retención en la Fuente	372.243.000	130.041.385
Anticipo de impuesto de Industria y comercio	-	9.156.493
Impuesto de Renta y Complementarios	2.974.135.108	165.008.354
Impuesto de Industria y Comercio	615.335.688	470.683.398
Contribuciones	118.618.785	250.608.999
impuesto al valor agregado	-	7.476.968
TOTAL	4.080.332.581	1.032.975.597

7.2. Activos y pasivos por impuesto Diferido:

Impuestos diferidos	31-dic-22	31-dic-21
Activos por Impuesto Diferido	1.383.005.422	1.180.853.354
Pasivo por Impuesto Diferido	2.407.935.142	1.726.082.329
	-1.024.929.720	-545.228.975
Impuesto diferido activo- pasivo relacionado con:	31-dic-22	31-dic-21
Cuentas por cobrar inventarios	821.266.696	-775.327.344
propiedad planta y equipo	0	-24.943.314
otros activos	181.915.253	82.672.018
cuentas por pagar	-172.089.946	93.573.973
TOTAL	1.024.929.720	-545.228.975

NOTA 8. INVENTARIOS.

En este rubro se encuentran los bienes adquiridos para la comercialización como; cable y medidores eléctricos además de los elementos para el consumo en mantenimientos y construcción de Redes.

El saldo a Inventarios del 31 de diciembre 2022 se componía por:

	31-dic-22	31-dic-21
Mercancías en Existencia	77.409.055	13.688.708
Materiales para la Prestación de Servicios	1.900.678.708	1.861.532.980
TOTAL	1.978.087.763	1.875.221.688

Esta cuenta hace referencia al material en stock, depositado en el almacén para la atención de las programaciones de expansión y eventuales mantenimientos y la operación del sistema, encontramos material eléctrico.

NOTA 9. OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS.

En este rubro se encuentran registrados gastos pagados por anticipado como seguros, honorarios y otros gastos.

El saldo de otros activos no financieros al 31 de diciembre de 2022 se componía por:

	31-dic-22	31-dic-21
Gastos Pagados por anticipado	573.334.038	481.949.083
	573.334.038	481.949.083

NOTA 10. INVERSIONES.

El saldo a Inversiones del 31 de diciembre 2022 se componía por:

	70.300.000	70.300.000	
Acciones Ordinarias (Frigorífico del Putumayo SA)	70.300.000	70.300.000	
Acciones Preferenciales (Frigorífico del Putumayo SA)	390.100.000	390.100.000	
	460.400.000	460.400.000	
	Acciones	Valor	Participación
Acciones Ordinarias (Frigorífico del Putumayo SA)	703	70.300.000	9,45%
Acciones Preferenciales (Frigorífico del Putumayo SA)	3.901	390.100.000	52,44%

NOTA 11. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación, se detallan los movimientos relacionados con las adiciones, capitalizaciones y reclasificaciones, así como el cálculo de la depreciación acumulada que tuvo el rubro de propiedades, planta y equipo, el saldo neto al 31 de diciembre de 2022 se componía por:

En la cuenta de Plantas, ductos y túneles se encuentran incluidos los valores correspondientes a los activos en comodato.

En la cuenta construcciones en curso encontramos el valor invertido en la nueva subestación hasta el corte de esta vigencia.

Las propiedades, planta y equipo no tienen restricciones que limiten su realización o negociación.

	31-dic-22	31-dic-21
Terrenos	1.624.551.553	1.624.551.553
Construcciones en Curso (1)	524.691.762	524.691.762
Edificaciones	2.518.343.211	2.518.343.211
Plantas, ductos y túneles (2)	18.682.524.960	18.682.524.960
Redes, líneas y cables (2)	21.131.158.415	18.260.283.012
Maquinaria y equipo	2.098.888.697	1.911.530.395
Muebles Enseres y Equipo de Oficina	367.103.784	367.103.784
Equipos de comunicación y computación	1.557.253.793	1.502.253.793
Equipo de Transporte tracción y Elevación	91.311.932	166.655.392
Depreciación Acumulada	(15.302.929.287)	(13.539.507.395)
	33.292.898.820	32.018.430.467

La propiedad con la respectiva Depreciación Acumulada está compuesta de la siguiente manera:

	31-dic-2022	31-dic-2021
propiedad planta y equipo	48.595.828.107	45.557.937.862
Terrenos	1.624.551.553	1.624.551.553
Construcciones en Curso	524.691.762	524.691.762
Edificaciones	2.518.343.211	2.518.343.211
Plantas, ductos y túneles	18.682.524.960	18.682.524.960
Redes, líneas y cables	21.131.158.415	18.260.283.012
Maquinaria y equipo	2.098.888.697	1.911.530.395
Muebles, enseres y equipo de oficina	367.103.784	367.103.784
Equipos de computación y comunicación	1.557.253.793	1.502.253.793
Flota y equipo de transporte	91.311.932	166.655.392
Depreciación acumulada	-15.302.929.285	-13.539.507.395

Edificaciones	-457.889.234	-407.211.948
Plantas, ductos y túneles	-5.890.646.341	-5.168.810.614
Redes, líneas y cables	-5.220.693.764	-4.572.391.893
Maquinaria y equipo	-1.955.880.136	-1.692.523.700
Muebles, enseres y equipo de oficina	-293.978.276	-265.630.616
Equipos de computación y comunicación	-1.410.169.977	-1.294.897.154
Flota y equipo de transporte	-73.671.557	-138.041.470
TOTAL PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO NETO	33.292.898.822	32.018.430.467

	saldo final 31-dic-2021	Adiciones	Bajas	Depreciaciones	saldo final 31-dic-2022
propiedad planta y equipo	32.018.430.467	3.113.233.705	75.343.460	-1.763.421.892	33.292.898.820
Terrenos	1.624.551.553	0		0	1.624.551.553
Construcciones en Curso	524.691.762			0	524.691.762
Edificaciones	2.111.131.263			-50.677.286	2.060.453.977
Plantas, ductos y túneles	13.513.714.346			-721.835.727	12.791.878.619
Redes, líneas y cables	13.687.891.119	2.870.875.403		-648.301.871	15.910.464.651
Maquinaria y equipo	219.006.695	187.358.302		-263.356.436	143.008.561
Muebles, enseres y equipo de oficina	101.473.168			-28.347.660	73.125.508
Equipos de computación y comunicación	207.356.639	55.000.000		-115.272.824	147.083.815
Flota y equipo de transporte	28.613.922		75.343.460	64.369.912	17.640.374

NOTA 12. ACTIVOS INTAGIBLES

Esta cuenta representa los valores correspondientes por adquisición de software, por la EEP SA ESP, entre ellos los utilizados en el centro de control para medición y mejoramiento de la calidad del servicio con el sistema de distribución.

El saldo de los Activos Intangibles al 31 de diciembre de 2022 se componía por:

	31-dic-22	31-dic-21
Intangibles	995.774.653	995.774.653
Amortización Acumulada	(759.314.712)	(726.103.433)
	236.459.941	269.671.220

NOTA 13. PASIVOS FINANCIEROS

En este rubro encontramos las obligaciones contraídas por la EEP SA ESP; con entidades bancarias en avales, cupos rotativos, préstamos y sobregiros.

Los préstamos financieros a 31 de diciembre de 2022 se componían por:

	31-dic-22	31-dic-21
Obligaciones Financieras Corrientes		
Banca Comercial (1)	1.503.816.758	1.073.581.000
Otras Entidades (2)	271.364.242	639.867.995
	1.775.181.000	1.713.448.995
Obligaciones Financieras No Corrientes		
Banca Comercial (1)	1.183.454.480	1.951.859.000
Otras Entidades (2)	0	426.578.664
	1.183.454.480	2.378.437.664
Banca Comercial (1)	2.687.271.238	3.025.440.000
Banco BBVA 9600250645	623.868.333	835.080.738
Banco BBVA Bancóldex	0	68.750.000
Banco BBVA Findeter	540.272.719	1.011.824.559
Banco BBVA cesantías	40.383.217	0
Bancolombia	882.746.970	1.109.785.094
Banco Agrario de Colombia	599.999.999	0
Otras Entidades (2)	271.364.242	1.066.446.659
Inversiones comerciales San German	271.364.242	0
eléctricas de Medellín Ltda.	0	1.066.446.659

NOTA 14. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Las cuentas por pagar comerciales por pagar y otras cuentas por pagar a 31 de diciembre de 2022 se componían por:

Corriente	31-dic-22	31-dic-21
Adquisición de bienes y servicios (1)	2.872.428.153	4.072.181.232
acreedores (2)	6.063.943.534	4.978.787.066
subsídios Asignados	65.439.723	153.133.812
TOTAL	9.001.811.410	9.204.102.110
No Corriente		
Adquisición de bienes y servicios (1)	1.242.258.000	1.814.328.644
acreedores (2)	3.361.354.000	1.569.543.536
Avances y Anticipos (3)	4.249.833.157	3.732.088.658
TOTAL	8.853.445.157	7.115.960.838
TOTAL	17.855.256.567	16.320.062.948
Adquisición de bienes y servicios (1)	4.114.686.153	5.886.509.876
Energía	2.604.158.827	4.149.076.608
Str	1.071.199.943	8.308.872
Otros bienes	439.327.383	1.729.124.396
Acreedores (2)	9.425.297.534	6.548.330.602
Comisiones Honorarios y servicios	2.480.226.946	1.873.915.582

	31-dic-22	31-dic-21
Dividendos y participaciones	123.605.053	17.065.691
Servicios públicos	37.202.483	23.384.719
Arrendamientos	54.867.532	37.920.804
Viáticos y gastos de viaje	32.540.891	17.202.998
Seguros.	170.963.881	113.189.787
Aportes a fondos pensionales	61.450.909	56.552.770
Aportes a seguridad social	4.827.463	8.389.168
Aportes ICBF SENA y cajas de	16.215.021	14.850.718
Sindicatos	45.387.200	20.880.613
Embargos Judiciales	222.087.563	224.212.712
Riesgos profesionales	12.909.513	18.681.895
Libranzas	45.850.139	46.705.056
Otros acreedores	6.117.162.940	4.075.378.089
Avances y Anticipos (3)	4.249.833.157	3.732.088.658
Anticipos sobre convenios	4.177.748.880	3.659.727.727
Ley 1955/2019 art 313	12.177.343	12.453.997
otros Avances y anticipos	59.906.934	59.906.934

Las cuentas; Adquisición de bienes y servicios (1) en su totalidad ascienden a la suma de \$4.114.686.153 distribuidas entre pasivos corrientes y no corrientes quienes corresponden a los bienes adquiridos para la compra de energía, las obligaciones del sistema de transmisión regional y los demás costos del LAC.

La cuenta Acreedores (2) en su totalidad asciende a \$ 9.425.297.534 distribuidas entre pasivos corrientes y no corrientes las cuales corresponden a las cuentas por pagar sobre obligaciones en el desarrollo del objeto social, este rubro incluye la cuenta otros acreedores que corresponde a la compra de material y partidas pendientes por identificar.

La cuenta Avances y anticipos (3) asciende a \$ 4.249.833.157 donde encontramos el registro de los convenios de recaudo de alumbrado público y el fondo creado para el mantenimiento de la subestación Junín.

NOTA 15. BENEFICIOS A EMPLEADOS

E.E.P. registra beneficios de corto plazo a los empleados, tales como: sueldo, vacaciones, bonos, primas extralegales, de salud y otros.

Los beneficios a empleados al 31 de diciembre de 2022 se componían por:

	31-dic-22	31-dic-21
Salarios y prestaciones sociales		
Nomina por Pagar	4.320.245	390.941
Cesantías	339.558.400	310.664.491
Intereses Sobre Cesantías	39.595.035	36.832.714
Vacaciones	207.997.621	208.949.144
Bonificaciones	325.643.502	146.044.145
Total	917.114.803	702.881.435

NOTA 16. PATRIMONIO

Comprende el valor total de los aportes iniciales y los posteriores aumentos que las personas jurídicas y naturales ponen a disposición de la E.E.P. mediante acciones, A 31 de diciembre de 2022 se encuentran suscritas y pagadas 1.336.399 acciones de valor nominal \$10.000, para un total del capital autorizado y pagado de \$ 13.363.990.000 de propiedad de 792 accionistas,

La composición del patrimonio, al 31 de diciembre de 2022 cerró de la siguiente manera:

	31-dic-22	31-dic-21
Capital suscrito y pagado (1)	13.363.990.000	13.054.410.000
prima en colocación de acciones	31.289.000	28.105.000
reservas	2.123.844.445	2.061.597.939
Utilidades o excedentes acumulados	15.224.642	13.744.559
Ganancias Retenidas (2)	8.546.332.349	8.546.332.349
resultados del ejercicio	2.535.030.583	622.465.053
TOTAL	26.615.711.019	24.326.654.900

Capital suscrito y pagado (1)		
capital autorizado	15.527.940.000	15.527.940.000
capital por suscribir	-2.163.950.000	-2.473.530.000
Total	13.363.990.000	13.054.410.000

Ganancias Retenidas (2)		
Por conversión a NIIF Activo	6.301.238.595	6.301.238.595
Por conversión a NIIF Pasivo	2.471.775.967	2.471.775.967
Por conversión a NIIF	544.234.997	544.234.997
Ajuste por diferencia	-770.917.210	-770.917.210
Total	8.546.332.349	8.546.332.349

NOTA 17. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Los ingresos de actividades ordinarias corresponden a la prestación de servicios energía eléctrica y otros Servicios los cuales al 31 de diciembre de 2022 equivalen a:

	31-dic-22	31-dic-21
Venta de Bienes Comercializados	10.245.457	111.005.506
servicio de Energía Distribución (1)	15.844.476.158	9.756.213.246
servicio de Energía Comercialización (2)	47.190.204.959	37.600.025.701
Devoluciones Rebajas y Descuentos	-1.020.247.778	-534.435.142
Otros Servicios	442.308.635	832.949.884
	62.466.987.431	47.765.759.195

	31-dic-22	31-dic-21
Servicio de Energía Distribución (1)		
Sistema de Distribución Regional	7.528.382.873	3.378.218.776
Sistema de Distribución Local	1.900.882.631	2.450.273.772
Area de Distribución	5.848.518.638	3.905.113.479
Energía Reactiva	566.692.016	22.607.219
Total Consumo de Energía	15.844.476.158	9.756.213.246

Servicio de Energía Comercialización (2)		
Comercialización Mercado Regulado (2,1)	46.693.817.489	36.999.628.105
Alumbrado Publico	486.550	180.527.896
Instalaciones	414.329.470	367.607.700
Cortes y Reconexiones	75.202.400	50.952.000
Consumo sin medición	6369050	1310000
	47.190.204.959	37.600.025.701

Comercialización Mercado Regulado (2,1)		
Mocoa	22.378.626.124	17.802.870.752
Villagarzón	9.091.293.845	7.241.430.440
Pto Guzmán	2.400.570.858	1.746.286.019
Orito	11.306.690.299	9.094.946.606
Piamonte	1.501.270.867	1.102.507.371
Santa Rosa	15.365.496	11.586.917
Total Consumo de Energía	46.693.817.489	36.999.628.105

NOTA 18. COSTOS DE OPERACIÓN

Representa el valor de los costos directos e indirectos necesarios en la prestación de los servicios públicos domiciliarios de energía, de acuerdo con el objeto social y que tienen relación de causalidad con los ingresos generados.

Los costos de operación por las actividades de prestación de servicios al 31 de diciembre de 2022 se componían por:

	31-dic-22	31-dic-21
Costos de Venta de bienes	12.708.403	117.464.237
Servicios personales	6.121.843.673	5.223.186.326
Generales	2.428.616.496	1.341.795.518
Depreciaciones	1.789.871.840	1.626.028.907
Arrendamiento	97.909.316	102.154.761
Amortizaciones	29.890.141	31.144.573
Costo de Bienes y Servicios	32.126.624.869	28.206.979.077
Órdenes y contratos de Mantenimiento	2.101.155.387	1.294.801.196
Honorarios	1.060.395.063	454.977.821
Servicios públicos	188.347.504	151.982.493
Materiales y otros costos	858.938.243	941.042.477
Seguros	91.199.134	176.544.552
Órdenes y Contratos por Servicios	179.195.500	168.654.350
	47.086.695.569	39.836.756.288

La cuenta costos de Bienes y servicios hace referencia a la compra de energía a las empresas generadoras y comercializadoras que atienden nuestra demanda, y los demás costos asociados al manejo del mercado de energía.

La cuenta de mantenimiento hace referencia a los mantenimientos y reparaciones realizados a las líneas, redes equipos y vehículos de operación y propiedad de la empresa.

NOTA 19. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Los gastos de administración al 31 de diciembre de 2022 se componían por:

	31-dic-22	31-dic-21
Sueldos y salarios	2.751.881.502	2.332.228.599
Contribuciones efectivas	223.129.766	205.385.990
Generales	1.551.064.804	1.150.420.879
Impuestos contribuciones y Tasas	1.778.484.641	1.331.998.141
Deterioro de valor cuentas por cobrar	712.546.152	77.817.592
Provisión para Obligaciones Fiscales	724.241.483	539.097.881
Depreciación de Propiedades Planta y Equipo	47.696.273	47.850.126
Amortización de Intangibles	3.321.129	3.460.509
	7.792.365.750	5.688.259.717

NOTA 20. OTROS INGRESOS Y GASTOS

Los otros ingresos y gastos al 31 de diciembre de 2022 se componían por:

20.1. Otros Ingresos

	31-dic-22	31-dic-21
OTROS INGRESOS		
Extraordinarios	82.756.797	139.533.352

La cuenta Otros ingresos extraordinarios corresponde a los sobrantes de provisión y aproximaciones calculadas y utilidad en venta de propiedad.

20.2. Otros Gastos

	0	155.698.152
Intereses	0	155.698.152
Comisiones	0	199.653.410
Extraordinarios	490.811.213	474.074.895
	490.811.213	829.426.457

NOTA 21. OTROS INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS

Los otros ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2022 se componían por:

21.1. Ingresos Financieros

	31-dic-22	31-dic-21
Intereses financiación Usuarios	18.541.025	24.280.336
Recargo por Mora	198.075.011	186.682.853
Otros ingresos Financieros	874.943	1.923.356
	217.490.979	212.886.545

Este rubro abarca los intereses que se aplican por mora y financiación de usuarios y los ingresos generados en el sector financiero.

21.2. Gastos Financieros

	31-dic-22	31-dic-21
Intereses	323.093.787	27.028.640
Comisiones	173.459.823	0
Administración De Fiducia	14.329.630	0
	510.883.240	27.028.640

NOTA 22. IMPUESTO A LAS GANANCIAS

Las disposiciones fiscales vigentes estipulan que la tarifa aplicable a E.E.P. por impuesto sobre la renta para el año 2022 es del 35%.

	31-dic-22	31-dic-21
Impuesto Renta y Complementarios	3.871.748.102	919.072.838
Impuesto Diferido	479.700.745	195.170.097
	4.351.448.847	1.114.242.935

NOTA 23. OTRAS REVELACIONES

GARANTIAS

Tienen como finalidad asegurar el cumplimiento de las obligaciones que surjan a cargo de los agentes del mercado de energía mayorista, correspondientes a transacciones de energía en la bolsa, reconciliaciones, servicios complementarios, cargos por uso del Sistema de Transmisión Nacional, servicios y, en general, por cualquier concepto facturado por XM en su calidad de ASIC y LAC. Adicionalmente, también se contemplan las garantías para cubrir los cargos por uso del STR y SDL.

La EEP SA ESP, en este momento cuenta con los siguientes avales bancarios para el cubrimiento de garantías que permiten resguardar la demanda frente a los contratos de suministro de energía y otros requeridos por la regulación de energía;

- Aval Bancario con el Banco BBVA por valor de 3.000 Millones para cubrir los pagos de XM COMPAÑÍA EXPERTOS EN MERCADOS Nit 900.042.857.



Profesionales área administrativa y financiera

NOTA 24 - HECHOS POSTERIORES

No hay hechos importantes después del cierre que se deban revelar.

NOTA 25 - APROBACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

08 REVISOR FISCAL

CAPÍTULO



EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.

No hemos dejado de consolidarnos como pilar en el mercado regulado.

INFORME DE AUDITORÍA INDEPENDIENTE DEL REVISOR FISCAL

Señores

ACCIONISTAS EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO SA ESP

Asamblea General de Accionistas

Opinión

He auditado los estados financieros preparados conforme a la Norma colombiana de información financiera y de aseguramiento de la información, reglamentada por el país Colombia, y son congruente, en todo aspecto materiales, por el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de año 2022 (Estado de Situación Financiera, Estado de Resultado Integral, Estado de Cambios en el Patrimonio, Estado de Flujos de Efectivo y las Revelaciones que incluyen un resumen de las políticas contables más significativas y otra información explicativa).

En mi opinión, los estados financieros (Estado de Situación Financiera, Estado de Resultado Integral, Estado de Cambios en el Patrimonio, Estado de Flujos de Efectivo), tomados fielmente del sistema contable, en todos los aspectos materiales, presenta la situación financiera de la EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO SA ESP por el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2022 y el 31 de diciembre del año 2022, de conformidad con Decreto 2420 de 2015 y sus modificatorios que incorporan las Normas Internacionales de Información Financiera; opinión no modificada. Excepto por los posibles efectos de los argumentos descritos en Resultados y riesgos, e informe de auditoría independiente del revisor fiscal- IAIRF.

Fundamento de la Opinión

En cumplimiento de responsabilidades de ética de conformidad con la Ley 43 de 1990 y el anexo N° 4 del Decreto Único Reglamentario 2420 de 2015 y sus modificatorios.

Mi responsabilidad de acuerdo con dichas normas se describe más adelante en la sección Responsabilidades del auditor en relación con la auditoría de los estados financieros de mi informe.

Soy independiente de la sociedad de conformidad con los requerimientos de ética aplicables a nuestra auditoría de los estados financieros, además considero que la evidencia de auditoría fue entregada de forma pausada y que lo aplicado proporciona una base adecuada para mi opinión.

Resultados y riesgos

La Empresa de Energía del Putumayo SA ESP presenta al 31 de diciembre de 2022 una utilidad de \$2.535.031.000 de pesos, es importante determinar los ingresos que presentan un incremento de \$14.701 millones de pesos comparado con el año 2021, con un porcentaje de incremento del 31%, como también se evidencia el incremento de Costos de operación el cual asciende a \$7.249 millones de pesos con referente al año 2021, con un porcentaje del 18%. La oficina de revisoría fiscal viene sugiriendo y reitera los argumentos en el momento de distribución de utilidades una distribución equitativa con una reserva ocasional, para ello se sugiere que para futuras distribución de utilidades se realice bajo aspectos de flujo

de caja y de capitalización en acciones con motivo de ir incrementando sus activos y la disminución de sus pasivos, buscar la repotenciación de sus activos representativos en subestación y redes teniendo en cuenta la vida útil de los activos. En cuanto al riesgo externo por la naturaleza, es de conocimiento que persiste la incertidumbre de un Riesgo alto que pueden afectar los activos eléctricos de la Empresa. Es importante efectuar la identificación, reconocimiento, valoración, de todos los activos eléctricos de la empresa a través de una auditoría con expertos y la organización en un sistema tecnológico que permita el control de los activos y la interacción con el área contable, este proceso se encuentra con un avance favorable para el año 2023; con contrato con personal experto y personal directo con la meta de certificación en ISO55001. En cuanto al cumplimiento de las obligaciones con proveedores y acreedores es pertinente que la administración tome medidas de ejecución presupuestal, con un plan de trabajo en cumplimiento de cubrir las obligaciones en especial de suministro de Energía eléctrica y proveedores del sistema eléctrico, los impuestos nacionales, regionales, obligaciones laborales, seguridad social, pólizas de seguro, teniendo en cuenta un flujo de caja, priorizando la disminución del pasivo, y por ende minimizar riesgo de sanciones, multas, o incumplimiento; en cuanto al aspecto anterior se evidencia un comportamiento más acorde con lo referente al año 2021 ya que se evidencia un mayor flujo de caja. Para ello Es importante determinar la compra de energía y los riesgos por las expectativas de fenómenos naturales que afecten la generación de energía en Colombia, lo cual impacta en el precio, modalidad de compra para los próximos años, riesgos de custodia y respaldo de la información como riesgo tecnológico, presenta riesgos de custodia – funcionalidad - operación y control software de facturación integrado contabilidad.

Responsabilidades de la Dirección y de los responsables del gobierno de la entidad en relación con los estados financieros.

La administración es responsable de la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo con normas colombianas de información financiera (Ley 1314 de 2009 y Decretos Únicos Reglamentarios). Esta responsabilidad incluye: diseñar, implementar y mantener el control interno relevante a la preparación y presentación razonable de los estados financieros que estén libres de representaciones erróneas de importancia relativa, ya sea debidas a fraude o error; seleccionando y aplicando políticas contables apropiadas, y haciendo estimaciones contables que sean razonables en las circunstancias. Los responsables del gobierno de la entidad son responsables de la supervisión del proceso de información financiera de la Empresa de Energía del Putumayo sa esp. En la preparación de los estados financieros la dirección es responsable de la valoración de la capacidad de la Sociedad de continuar como empresa en funcionamiento, revelando, según corresponda, las cuestiones relacionadas con la Empresa en funcionamiento y utilizando el principio contable de empresa en funcionamiento excepto si la dirección tiene intención de liquidar la sociedad o de cesar sus operaciones, o bien no exista otra alternativa realista.

Responsabilidad del Auditor

Mi objetivo consiste en expresar una opinión sobre los estados financieros adjuntos, realizando una auditoría de conformidad con las Normas internacionales de Auditoría NIAS, adoptadas en Colombia. Dichas normas exigen el cumplimiento a los requerimientos de ética, así como la planificación y ejecución de pruebas selectivas, aleatorias de los

documentos y registros de contabilidad, con el fin de obtener una seguridad razonable sobre, si los estados financieros presentan los saldos en libros contables en todos los aspectos materiales. Los procedimientos analíticos de revisión dependen del juicio del auditor, incluida la valoración de los riesgos de importancia material en los estados financieros, debido a fraude o error. Al efectuar dichas valoraciones de riesgo, el auditor tiene en cuenta el control interno relevante para la preparación y presentación de los estados financieros a cargo de la administración.

Cumplimiento en la aplicación de las normas contables

Es pertinente mencionar que las normas y principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, para las empresas clasificadas en el Grupo 2 de acuerdo con la Ley 1314 de 2009, Decreto Único Reglamentario 2420 de 2015 razón por la cual la entidad inició la convergencia a la Normas Colombianas de Información Financiera –NCIF– con el Estado de Situación Financiera de Apertura de fecha 1 de enero de 2015, realizando todos los ajustes, eliminaciones, reclasificaciones y reconocimientos necesarios para converger al nuevo marco normativo generando una incertidumbre de aplicación bajo, y sus decreto reglamentario así como la aplicación de sus políticas contables determinadas por la administración.

Cumplimiento de normas sobre documentación y control interno

Declaro que, durante dicho periodo, los registros se llevaron de acuerdo con las políticas contables y la técnica contable, así mismo, las operaciones registradas en los libros y los actos de la Administración se ajustaron a los Estatutos y a las decisiones de la Asamblea General de Delegados. La correspondencia, los comprobantes de las cuentas y los libros de actas se llevan y conservan de forma debida. La Empresa de Energía del Putumayo SA ESP presenta medidas de control interno, conservación y custodia de los bienes propios y de terceros que están en su poder con la adquisición de pólizas para mitigar riesgos financieros.

En relación con el sistema de control interno, con base en el alcance y resultados de las pruebas practicadas, en mi opinión informo que no hay medidas efectivas de control interno por ende buscar mayor compromiso por parte de la alta dirección, en cumplimiento de aplicación y evaluación del sistema de control interno, identificando políticas de riesgos y procedimientos documentados, integrando controles con miras a mitigar los riesgos determinados.

Cumplimiento de otras normas diferentes a las contables

En el cumplimiento de la ley 23 de 1982 y 1403 de 2010, la empresa de Energía del Putumayo posee Software legales direccionados por las empresas que lo operan. Excepto por el Software de Facturación del Servicio de Energía no reposa Licencia, posee soporte direccionado por el jefe de Facturación de la Empresa de Energía del Putumayo sa esp, y con falencias en el registro de reportes utilizados para el análisis financiero. es un recurso propio de la Entidad, ante ello la administración se encuentra con un plan de trabajo para mejorar el proceso y minimizar riesgos adquiriendo recursos para implementar un sistema más integrado. El mayor rubro significativo de Intangibles está representado en los softwares adquiridos para el centro de Control en donde se encuentran 9 licencias

(SOFTWARE SPARD– POWER, VISOR GEOGRAFICO, DISTRIBUCION, TCS, CMS, OMS, OMS SERVER, CREG 097, IVR.)

Informe de gestión y su coincidencia con los estados financieros

En el informe de gestión correspondiente al año 2022 se incluyen cifras globales coincidentes con los estados financieros examinados, así como las actividades descritas en él que generaron operaciones económicas que poseen registro contable y forman parte de los estados financieros certificados y preparados por la administración de acuerdo a la responsabilidad ya mencionada.

Firma Revisoría Fiscal: DU Auditoria & Consultoría sas
Revisor fiscal designado por la firma: DUCARDO JEMBER URQUIJO CHAVEZ
Dirección del auditor: Brr Villa Natalia Mocoa Putumayo
Fecha: 23 febrero de 2023

Original firmado
DUCARDO JEMBER URQUIJO CHAVEZ
Revisor Fiscal Empresa de Energia del Putumayo sa esp TP: 113563-T
Miembro DU Auditoria & Consultoria sas

INFORME DE AUDITORÍA INDEPENDIENTE DEL REVISOR FISCAL - IAIRF

Los procesos de revelaciones de los diferentes componentes de los estados financieros están diseñados en las políticas de la organización, ante ellos se insta, la continuidad, seguimiento, control, evaluación de cada uno de los procesos planteados en las políticas contables. Es importante reiterar los aspectos del informe de revisor fiscal para su seguimiento y control por parte de la administración, ante ello me permito exponer:

a. En cuanto a la construcción de la nueva subestación eléctrica, se recomienda a la administración la vigilancia, informe, control y seguimiento del proyecto tanto la financiación como la operación del mismo, a corto y largo plazo, determinar riesgos inherentes en la construcción y su operación, se evidencia gestión en la nueva subestación Eléctrica para la Empresa de Energía del Putumayo sa esp, con gran impacto para el sistema de calidad del servicio en el departamento del Putumayo, teniendo en cuenta cronogramas puesta en funcionamiento para el primer trimestre año 2025.

b. Es importante integrar la identificación, reconocimiento, valuación de todos los activos eléctricos de la entidad con herramientas tecnológicas para el año 2023 que le permita analizar, controlar y el seguimiento de todos los activos eléctricos y se ajusten a los procesos del área contable y el nuevo marco regulatorio de calidad del servicio, es importante determinar su valoración de activos identificados, es una sugerencia reiterada, para ello se evidencia compromiso administrativo para el año 2023 con el inicio capacitación en el cumplimiento de regulación; con personal experto y personal directo para el proceso de cumplimiento y certificación de calidad y mejorar las observaciones de revisoría fiscal en temas de software área comercial y contable en los informes de años anteriores.

c. Se debe tener un sistema de contabilidad integral para la interpretación de la información financiera de forma ágil, con los registros a tiempo (reitero) para la toma de decisiones como unificar criterios para el reporte de información entre la dependencia de Comercial en especial facturación, tesorería, y contabilidad. Para ello se reitera actualizar el software contable y de facturación, se insta iniciar un proceso de planeación, estudio para la adquisición de un software contable, y de facturación, teniendo en cuenta las buenas prácticas y sugerencias de revisoría fiscal en la adquisición de herramientas tecnológicas, a pesar de avances en el software de comercial y contable se reitera la eficacia del proceso.

d. Se evidencia imputación sanción por más de 1.000 millones pesos por parte de Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible en el año 2021, la cual se encuentra registrada en los estados financieros y con pagos moderados para cubrir el pago.

e. En el cumplimiento de la resolución 097 CREG reglamentada por la Resolución CREG 015, se recomienda dar consecución y reporte del plan de acción presentado, y sugerir con las buenas gestiones para dar cumplimiento con las certificaciones de los sistemas de calidad que se encuentran con un cumplimiento positivo para el otorgamiento de la certificación de calidad, y Conceptuando a lo anterior esta resolución tiene un objetivo el cual es Compensación del Usuario "Peor Servido" en donde la empresa en el cumplimiento

de la entrada del sistema deberá compensar al usuario. Se insta el cumplimiento de la resolución CREG 015 del año 2018 para el año 2023 de acuerdo al informe presentado ante la entidad competente, y determinar expectativas de riesgo económico al reconocer compensación a sus usuarios una vez se ingrese al sistema.

f. Se reitera recomendar, que las inversiones por más de \$460 millones de pesos, se debe determinar la viabilidad económica, la vigilancia controladora para un buen rendimiento de la inversión, cual es el porcentaje esperado para la obtención de una rentabilidad anual de la empresa FRIGORIFICO DEL PUTUMAYO S.A, se reitera para que se tomen las medidas y estrategias de vigilancia, control y viabilidad económica de los recursos depositados, con expectativa de venta de las acciones al mercado ya que no se evidencia margen de utilidades ni capitalización de sus acciones por más de 10 años, se reitera observación y recomendación.

Agradezco la oportunidad de dirigirme a ustedes y por su atención positiva al informe.

Firma Revisoría Fiscal: DU Auditoria & Consultoría sas
Revisor fiscal designado por la firma: DUCARDO JEMBER URQUIJO CHAVEZ
Dirección del auditor: Brr Villa Natalia Mocoa Putumayo
Fecha: 23 febrero de 2023

Original firmado
DUCARDO JEMBER URQUIJO CHAVEZ
Revisor Fiscal Empresa de Energia del Putumayo sa esp TP: 113563-T
Miembro DU Auditoria & Consultoria sas

LOGROS QUE CONSTRUYERON SOLIDEZ



INFORME DE GESTIÓN

2022

