

# INFORME DE GESTIÓN

# 2018



*Energía que avanza*

Sede Principal Mocoa, Putumayo - Colombia Tel: (098) 4201300, 4201301



Empresa de Energía del Putumayo



[www.energiaputumayo.com](http://www.energiaputumayo.com)

## Contenido

|           |   |           |
|-----------|---|-----------|
| <b>1.</b> | <b>Gobierno Corporativo.</b>  | <b>6</b>  |
| 1.1       | Carta del Gerente.  | 7         |
| 1.2       | Misión - Visión.  | 11        |
| 1.3       | Miembros de Junta.  | 12        |
| 1.4       | Equipo Directivo.   | 13        |
| 1.5       | Organigrama.  | 14        |
| <b>2.</b> | <b>Análisis del Plan Estratégico 2018.</b>                                | <b>15</b> |
| 2.1       | Objetivo 1.   | 17        |
| 2.1.1     | Meta Proyectada y Alcanzada – Estrategia 1.1                              | 18        |
| 2.1.2     | Alcance Estrategia 1.1  | 20        |
| 2.1.3     | Meta Proyectada y Alcanzada –Estrategia 1.2                               | 21        |
| 2.1.4     | Alcance Estrategia 1.2  | 21        |
| 2.1.5     | Meta Proyectada y Alcanzada – Estrategia 1.3                              | 22        |
| 2.1.6     | Alcance Estrategia 1.3  | 22        |
| 2.2       | Objetivo 2.   | 23        |
| 2.2.1     | Meta Proyectada y Alcanzada – Estrategia 2.1                              | 24        |
| 2.2.2     | Alcance Estrategia 2.1  | 24        |
| 2.2.3     | Meta Proyectada y Alcanzada – Estrategia 2.2                              | 25        |
| 2.2.4     | Meta Proyectada y Alcanzada – Estrategia 2.2                              | 26        |
| 2.2.5     | Alcance Estrategia 2.2  | 26        |
| 2.2.6     | Meta Proyectada y Alcanzada Estrategia 2.3.                               | 27        |
| 2.2.7     | Alcance Estrategia 2.3  | 27        |
| 2.3       | Objetivo 3.   | 28        |
| 2.3.1     | Meta Proyectada y Alcanzada – Estrategia 3.1 – 3.2                        | 29        |
| 2.3.2     | Alcance Estrategia 3.1 – 3.2  | 29        |
| 2.4       | Objetivo 4.   | 30        |
| 2.4.1     | Meta Proyectada y Alcanzada – Estrategia 4.1                              | 31        |
| 2.4.2     | Alcance Estrategia 4.1  | 31        |
| 2.4.3     | Meta Proyectada y Alcanzada – Estrategia 4.2 – 4.3                        | 32        |
| 2.4.4     | Alcance Estrategia 4.2 - 4.3  | 32        |
| <b>3.</b> | <b>Informe Área Comercial.</b>  | <b>33</b> |
| 3.1       | Fondo de Energía Social FOES.   | 34        |
| 3.2       | Recuperación de Energía Dejada de Facturar.                               | 35        |
| 3.3       | Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos – FSSRI. | 38        |
| 3.4       | Encuesta a Usuarios del Nivel de Satisfacción.                            | 39        |

|        |  |    |
|--------|--|----|
| 3.5    | Negocio de Comercialización.....   | 42 |
| 3.6    | Facturación Recaudo y Cartera.....   | 47 |
| 4.     | Informe Área Técnica.....  | 51 |
| 4.1    | Resolución CREG 015 de 2018. ....  | 52 |
| 4.1.1  | Metodología para la remuneración de distribución.....  | 52 |
| 4.1.2  | Conclusiones. ....   | 59 |
| 4.2    | Operación del Sistema de Distribución. ....  | 63 |
| 4.2.1  | Evolución y Acciones para Mejorar la Calidad del Servicio.....   | 64 |
| 4.2.2  | Restablecimiento Subestación Junín.....  | 64 |
| 4.2.3  | Reconstrucción Circuitos. ....   | 68 |
| 4.2.4  | Nueva Subestación Mocoa. ....  | 69 |
| 4.2.5  | Indicadores de Calidad Plan de Mantenimiento y Manejo Ambiental del Arbolado en Redes del SDL. ....  | 77 |
| 4.2.6  | Actividades Forestales de Mantenimiento Preventivo Mediante Despeje de las Redes Eléctricas. ....  | 79 |
| 4.2.7  | Actividades Forestales de Mantenimiento Preventivo Mediante Despeje Para la Servidumbre de la Línea Eléctrica 34,5 kv.....                     | 79 |
| 4.2.8  | Actividades Forestales de Mantenimiento y Despeje Preventivo para el Tramo de la Red de Distribución Eléctrica de Gran Tierra Energy inc. .... | 79 |
| 4.2.9  | Mantenimiento y Construcción de Redes.....   | 80 |
| 4.2.10 | Proyectos de Expansión. ....   | 80 |
| 4.2.11 | Alumbrado Público. ....  | 81 |
| 4.2.12 | Pérdidas Técnicas. ....  | 81 |
| 5.     | Informe Área financiera. ....  | 83 |
| 5.1    | Indicadores y Proyecciones Financieras. ....   | 84 |
| 5.1.1  | Ingresos Operacionales. ....   | 84 |
| 5.1.2  | Ingresos no Operacionales ....   | 85 |
| 5.1.3  | Costos. ....   | 86 |
| 5.1.4  | Gastos de Administración. ....   | 87 |
| 5.1.5  | Deterioro, Depreciación y Provisión. ....  | 88 |
| 5.1.6  | Gastos Financieros.....  | 89 |
| 5.1.7  | Otros Gastos.....  | 90 |
| 5.1.8  | Utilidad Bruta en Ventas. ....   | 91 |
| 5.1.9  | Utilidad Operacional. ....   | 92 |
| 5.1.10 | Utilidad o Pérdidas en el Ejercicio.....   | 93 |
| 5.1.11 | Indicadores de liquidez. ....  | 94 |
| 5.1.12 | Indicadores de Endeudamiento. ....   | 95 |
| 5.1.13 | Indicadores de Rentabilidad.....   | 96 |
| 5.2    | Certificación De Los Estados Financieros.....  | 97 |

|               |   |            |
|---------------|---|------------|
| <b>5.3</b>    | <b>Estados Financieros.</b>   | <b>98</b>  |
| <b>5.3.1</b>  | <b>Estado de Situación Financiera.</b>                                    | <b>98</b>  |
| <b>5.3.2</b>  | <b>Estado de Resultados Integral.</b>                                     | <b>99</b>  |
| <b>5.3.3</b>  | <b>Estado de Cambios en el Patrimonio.</b>                                | <b>100</b> |
| <b>5.3.4</b>  | <b>Estado de Flujo de efectivo.</b>                                       | <b>101</b> |
| <b>5.4</b>    | <b>Notas a los Estados Financieros.</b>                                   | <b>102</b> |
| <b>5.4.1</b>  | <b>Nota 1. Información General.</b>                                       | <b>102</b> |
| <b>5.4.2</b>  | <b>Nota 2. Bases de Presentación de los Estados Financieros.</b>          | <b>103</b> |
| <b>5.4.3</b>  | <b>Nota 3. Resumen de las Principales Políticas Contables.</b>            | <b>104</b> |
| <b>5.5</b>    | <b>Notas de Carácter Específico.</b>                                      | <b>116</b> |
| <b>5.5.1</b>  | <b>Nota 5. Efectivo y Equivalentes.</b>                                   | <b>116</b> |
| <b>5.5.2</b>  | <b>Nota 6. Cuentas por Cobrar Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar.</b> | <b>118</b> |
| <b>5.5.3</b>  | <b>Nota 7. Activos y Pasivos por Impuestos.</b>                           | <b>118</b> |
| <b>5.5.4</b>  | <b>Nota 8. Inventarios.</b>   | <b>119</b> |
| <b>5.5.5</b>  | <b>Nota 9. Otros Activos no Financieros.</b>                              | <b>120</b> |
| <b>5.5.6</b>  | <b>Nota 10. Inversiones.</b>  | <b>120</b> |
| <b>5.5.7</b>  | <b>Nota 11. Propiedades, Planta y Equipo.</b>                             | <b>120</b> |
| <b>5.5.8</b>  | <b>Nota 12. Activos Intangibles.</b>                                      | <b>122</b> |
| <b>5.5.9</b>  | <b>Nota 13. Pasivos Financieros</b>                                       | <b>122</b> |
| <b>5.5.10</b> | <b>Nota 14. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar.</b>  | <b>123</b> |
| <b>5.5.11</b> | <b>Nota 15. Beneficios a Empleados.</b>                                   | <b>124</b> |
| <b>5.5.12</b> | <b>Nota 16. Patrimonio.</b>   | <b>124</b> |
| <b>5.5.13</b> | <b>Nota 17. Ingresos de actividades ordinarias.</b>                       | <b>125</b> |
| <b>5.5.14</b> | <b>Nota 18. Costos de Operación.</b>                                      | <b>125</b> |
| <b>5.5.15</b> | <b>Nota 19. Gastos de Administración.</b>                                 | <b>126</b> |
| <b>5.5.16</b> | <b>Nota 20. Otros Ingresos y Gastos.</b>                                  | <b>126</b> |
| <b>5.5.17</b> | <b>Nota 21. Otros Ingresos y Gastos Financieros.</b>                      | <b>127</b> |
| <b>5.5.18</b> | <b>Nota 22. Impuesto a las Ganancias.</b>                                 | <b>127</b> |
| <b>5.5.19</b> | <b>Notas 23. Otras Revelaciones.</b>                                      | <b>128</b> |
| <b>5.5.20</b> | <b>Nota 24 - Hechos Posteriores.</b>                                      | <b>128</b> |
| <b>6.</b>     | <b>Informe Área Jurídica.</b>   | <b>129</b> |
| <b>6.1</b>    | <b>Procesos laborales.</b>  | <b>130</b> |
| <b>6.2</b>    | <b>Procesos Administrativos.</b>  | <b>130</b> |
| <b>6.3</b>    | <b>Acción de Grupo.</b>   | <b>131</b> |
| <b>6.4</b>    | <b>Acción de Tutela.</b>  | <b>131</b> |
| <b>6.5</b>    | <b>Procesos Penales.</b>  | <b>131</b> |
| <b>7.</b>     | <b>Sistema Integrado de Gestión.</b>                                      | <b>132</b> |

|   |            |
|---|------------|
| <b>7.1. Sistema de Gestión de la Calidad ISO 9001-2015. ....</b>                            | <b>133</b> |
| <b>7.1.1 Desarrollo de Auditorías de Primera Parte o Interna-Año 2018. ....</b>             | <b>136</b> |
| <b>7.1.2 Alcance en la Implementación del Sistema Integrado de Gestión SIG. ....</b>        | <b>138</b> |
| <b>7.2 Tecnologías de la Información y las Telecomunicaciones Tics. ....</b>                | <b>140</b> |
| <b>7.2.1 Hardware. ....</b>   | <b>141</b> |
| <b>7.2.2 Software.....</b>  | <b>141</b> |
| <b>7.2.3 Comunicaciones.....</b>  | <b>141</b> |
| <b>7.3 Gestión de seguridad y salud en el trabajo SG-SST. ....</b>                          | <b>144</b> |
| <b>7.3.1 Descripción general y resultados de la gestión. ....</b>                           | <b>145</b> |
| <b>7.3.2 Programas de gestión. ....</b>   | <b>146</b> |
| <b>7.3.3 Indicadores de Gestión del Subprograma de Medicina Preventiva del Trabajo.....</b> | <b>146</b> |
| <b>7.3.4 Supervisión y Medición de Resultados.....</b>                                      | <b>148</b> |
| <b>7.3.5 Gestión del Subprograma de Higiene y Seguridad Industrial.....</b>                 | <b>148</b> |
| <b>8. Responsabilidad Social Empresarial. ....</b>  | <b>150</b> |
| <b>9. Informe de Auditoría Independiente del Revisor Fiscal. ....</b>                       | <b>152</b> |

# Capítulo 1.

## 1. Gobierno Corporativo.



Andrés Pablo de Jesús Rodríguez Sosa  
Gerente Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.

**“ESTAMOS DONDE ESTAMOS PORQUE NO NOS HEMOS CANSADO DE SOÑAR Y PORQUE CADA DIFICULTAD NO HA SIDO MÁS QUE UNA RAZÓN PARA SEGUIR AVANZANDO.”**

### **1.1 Carta del Gerente.**

Doy gracias a Dios por permitirme hoy presentar en unión con la Junta Directiva el informe de gestión año 2018, exteriorizo un fraternal saludo y expreso a todos los accionistas, que me genera mucha felicidad poder compartir con los propietarios de la casa, el trabajo realizado el año inmediatamente anterior, labor que como consecuencia del impacto de la avenida torrencial sucedida el 31 de marzo de 2017, nos ha permitido con resiliencia hacerle frente a la adversidad que dejó la devastación de la Subestación eléctrica Junín, eso nos ha permitido proyectar nuestro futuro a pesar de las circunstancias difíciles que aún se encuentran latentes, las cuales precisamente constituyen los desafíos que debemos superar con el acompañamiento de todos para lograr el propósito de poner a punto los diferentes aspectos administrativos, financieros, técnicos y comerciales que resultaron afectados.

La tarea no ha sido fácil, nos ha exigido permanente actividad y gestión, por cuanto los avatares administrativos, la naturaleza jurídica de nuestra compañía, las disposiciones regulatorias, aunque nos han facilitado la ejecución del objetivo final, también nos han limitado de manera importante el allanamiento rápido de las tareas pendientes de realizar; a pesar de ello se ha evolucionado en diferentes aspectos:

Retrotrayendo lo sucedido, recordemos que a diciembre de 2017 e inicios de 2018, la Subestación Junín se encontraba restablecida en un 27%, es decir, sus bahías estaban indisponibles y el porcentaje restante del 73% era cubierto por la subestación móvil; este escenario obligaba a que todo el accionar administrativo de la Empresa, depositara inaplazablemente su mirada en el activo más importante, luego el objetivo estuvo orientado de forma inmediata a diseñar un plan de reconstrucción del sistema eléctrico de la E.E.P. que permitiera en

tres etapas la rehabilitación de los equipos primarios de la subestación como interruptores, seccionadores y transformadores de potencia entre otros, ello desde luego obligó a realizar altas inversiones que implicaron un esfuerzo financiero severo e imprevisto que debía hacerse a pesar del impacto negativo que se produjo por la afectación del crecimiento del mercado, la demanda no atendida hasta el restablecimiento del servicio, los valores dejados de facturar por pérdida de usuarios y la destrucción de equipos y redes.

Hoy podemos decir que la bahía correspondiente al trafo 3 115kV/34,5 kV Villagarzón/GTEC/Guzmán y la bahía trafo 1 115kV/34,5 kV Mocoa, se encuentran rehabilitadas y en funcionamiento desde el 2 de diciembre de 2018, ello indica que la subestación Junín se encuentra restablecida en un 84% y energizada a 115kV con una conexión provisional desde la línea Altamira – Pitalito, situación que permitió la devolución de los equipos de la subestación móvil y como tal se otorga más confiabilidad a la prestación del servicio de energía eléctrica en el departamento; todo exige esfuerzos y por etéreos que parezcan llevan ínsito, tareas y trabajos transversales que por no depender exclusivamente de nuestra competencia, demandan espera y paciencia.

Si bien se ha avanzado de manera importante, desde julio de 2018 se llevan a cabo los trabajos correspondientes a la etapa 4 del plan de recuperación del sistema eléctrico que permitirá la rehabilitación de la bahía trafo 0 230kV/115kV, compromiso que está dirigido a optimizar la confiabilidad del servicio de energía eléctrica a través de la energización de la subestación Junín a 230kV; esta labor se tiene previsto, culminará en el mes de abril de 2019 y con ello se cumplirá el restablecimiento definitivo de la subestación en mejores condiciones que aquellas que ostentaba en abril de 2017 antes del evento de desastre.

Este nuevo panorama exigió la reconstrucción de las bases del seccionador de línea y del interruptor de potencia así como el montaje y pruebas de estos equipos; de la misma forma debió adquirirse un nuevo banco de baterías y se instalaron el tablero de servicios auxiliares, el tablero de comunicaciones, control y protección y deberá realizarse el proceso de conexionado y marquillado que la normatividad exige; de ello el informe de gestión contempla un aparte donde se informa en detalle sobre todos los trabajos adelantados.

De otra parte, con el acaecimiento de la avenida torrencial y la declaratoria de desastre en la ciudad de Mocoa por parte del Gobierno Nacional, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG mediante resolución 141 de 2017, modificó aspectos que regulan la calidad del servicio y el suministro de información y como tal dispuso que la reducción en la remuneración por indisponibilidad de activos no se produciría dentro de los treinta y seis meses siguientes a la fecha en que ocurrió la avenida torrencial, luego emergió por la ubicación de la subestación Junín la necesidad de construir una nueva subestación eléctrica en otro lugar diferente al que hoy ocupa y como tal el plan de reconstrucción del sistema eléctrico de la EEP. SA. ESP. contempló en su fase tres esta meta que en 2018 registro avances en materia de adquisición del predio, tramite de licencia ambiental y gestión para la licencia de construcción de un 3.5%, no obstante debido a las dificultades de naturaleza administrativa el 24 de septiembre de 2018 se radicó ante la CREG una solicitud de modificación de la resolución 141 de 2017, puntualmente se inquirió de esta comisión, la ampliación del plazo fijado para la construcción de la nueva subestación y como tal, este tenga como fecha límite el 31 de marzo de 2021 y no el 31 de marzo de 2020; ese sería el lapso temporal para poner en

servicio activos que han sido afectados por catástrofes naturales.

Adicional al preludeo técnico explicitado, de manera coetánea se desarrolló por parte del área comercial durante el año 2018, una gestión que permitió llevar a cabo acciones dirigidas desde luego a enderezar el impacto sufrido con ocasión de la avenida torrencial que produjo en el negocio de comercialización la pérdida de 1512 usuarios, a pesar de ello en 2018 habiéndose proyectado un crecimiento de 2062 nuevos usuarios, se alcanzaron a matricular 2488 usuarios logrando un total de 36.404, es decir que superada la proyección realizada, es evidente que durante el transcurso de la anualidad se desarrollaron tareas dirigidas a consolidar aún más el mercado de energía eléctrica, sin embargo reflexionamos que se debe continuar incrementando de manera importante esta población, con miras a dejar de lado las preocupaciones financieras que no permiten un accionar diligente y adecuado de cara a la realización de los trabajos que deben cumplirse a la mayor brevedad, por ello dentro del orden del día encontrarán necesarias propuestas de ampliación de capital autorizado y de capitalización de dividendos, debidamente acompasados con las explicaciones vertidas en los estados financieros de la empresa.

Son variadas las acciones que se han propuesto y realizado durante el año 2018 que tienen que ver con temas nodales propios de la gestión del negocio de comercialización, relacionados con la determinación del consumo mensual, los cálculos de los subsidios otorgados y las contribuciones facturadas teniendo en cuenta que en nuestro mercado el 91% de los usuarios pertenecen al estrato 1 (72%), 2 (16%) y 3 (3%) y solo el 9% corresponde al mercado comercial (8%) y oficial (1%); este espectro de comercialización contextualiza inequívocamente el escenario del negocio donde nos movemos.

Además de esto, continua la empresa en cabeza de la subgerencia comercial, desarrollando la política definida en el plan estratégico, congruente con las buenas prácticas para la recuperación de energía dejada de facturar, actividades que estuvieron encaminadas a focalizar transformadores con mayores pérdidas de energía, así como a analizar y estudiar el consumo histórico de los usuarios con medición indirecta y semidirecta; revisión y reposición de equipos de medida por vencimiento de su vida útil; revisión continua de medidores con posibles alteraciones mecánicas y de igual forma se prosperó en la revisión y actualización de información sobre usuarios de acuerdo con el tipo de servicio, responsabilidades que desde luego arrojaron resultados de recuperación alcanzada y por consiguiente ello se tradujo en valores por energía recuperada.

A la par de estas acciones, se realizaron gestiones con el propósito de implementar un sistema de medición avanzada en toda el área de influencia de la Empresa que permita reducir de manera importante las pérdidas de energía que alcanzaron el 21%, a través del mismo la compañía se anticipa a lo exigido en la resolución MME 400072 de 2018, herramienta que facilitará cumplir con las disposiciones vigentes en el corto y largo plazo señaladas en el decreto 348 de 2017 así como en las resoluciones CREG 121 de 2017, 030, 015 y 085 de 2018, normatividad que al unísono con la resolución MME 400072 del mismo año, busca entre otros aspectos mejorar el control de energía para análisis y planeamiento, así como también para verificación de las liquidaciones de compra y venta de energía; estas son actuaciones administrativas que se han adelantado para consolidar en la vigencia 2019 el suministro, instalación, mantenimiento e implementación del sistema de información de gestión de pérdidas de energía; estas grosso modo son

las actividades que en materia de comercialización fueron desplegadas y son objeto material que se consolida de manera concreta en el informe de gestión 2018.

De igual manera, hay que decir en relación con la dirección financiera de la empresa, que en medio de las dificultades se sorteó en 2018, el cumplimiento de todas las obligaciones y responsabilidades derivadas del mismo, si bien es cierto el impacto económico ha sido mayúsculo, no es menos cierto que se han agotado todas las acciones que hoy nos permiten mostrar de forma clara los estados de resultados comparativos frente a la proyección de los indicadores financieros; los ingresos operacionales y no operacionales; los costos y gastos administrativos comparados así como el deterioro, las depreciaciones y provisiones y también las utilidades acumuladas durante el año 2018, comportamiento que desde lo financiero resulta sólido y congruente con las proyecciones y pretensiones económicas de la empresa.

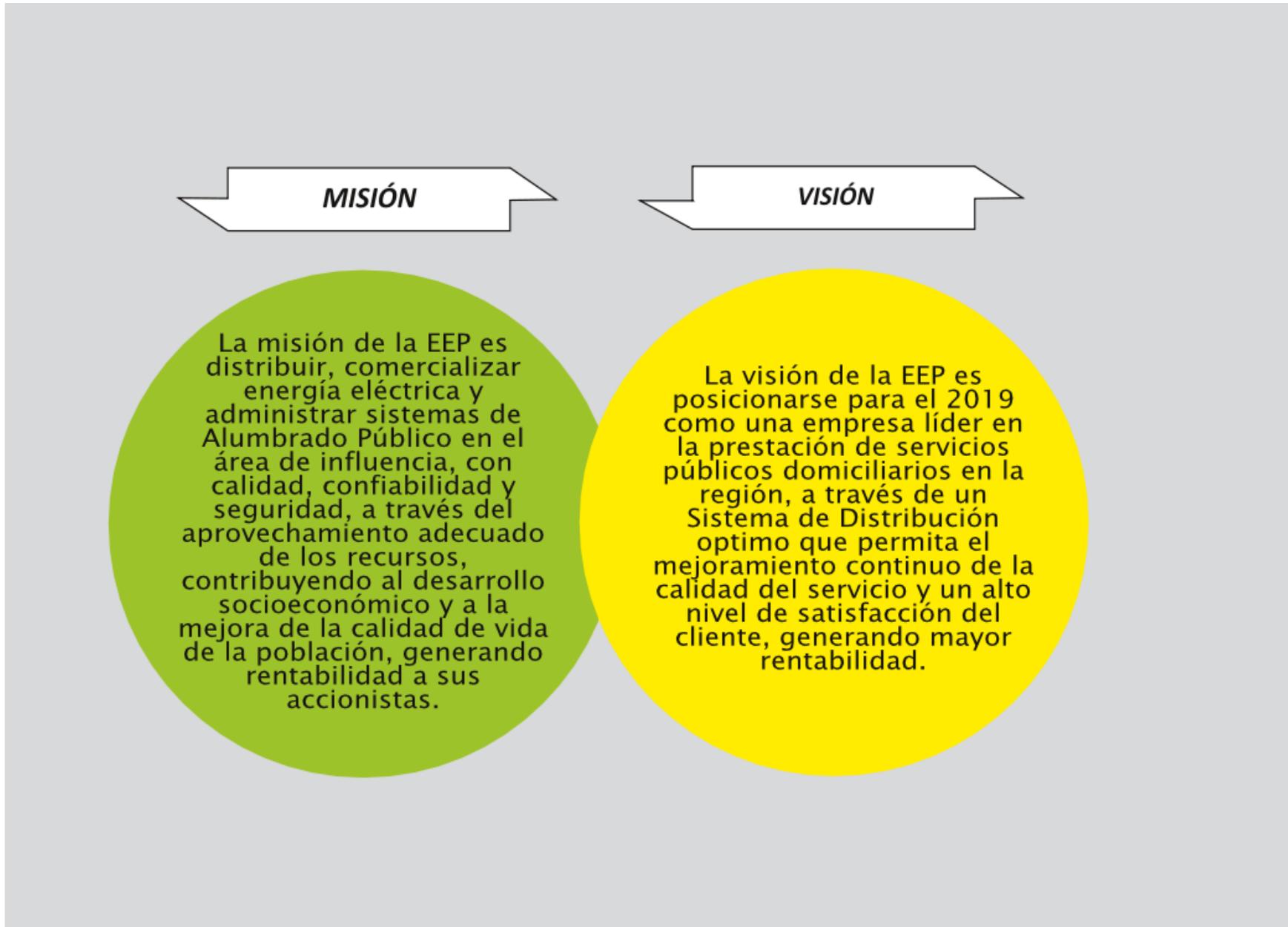
Así las cosas, los indicadores financieros de la situación financiera NIIF 2018, muestran la situación financiera a diciembre de 2018, con explicaciones precisas y claras sobre los indicadores de liquidez, endeudamiento y rentabilidad que se dan a conocer en el contexto del informe de gestión; en concordancia con lo anterior se certificaron los estados financieros al 31 de diciembre de 2018 y como tal se surtió de acuerdo con las previsiones normativas y reglamentarias su verificación y autorización para ser divulgados; es claro que debemos seguir avanzando y que los retos institucionales se encuentran identificados y se erigen como desafíos para lograr resolver los problemas vigentes y consolidar en el inmediato futuro a pesar de la adversidad una Empresa de energía que avanza.

Finalmente, no es posible pasar desapercibido el progreso logrado en el cumplimiento del plan estratégico institucional 2015 – 2019, la meta acumulada alcanzada que se encuentra en el 86,4% encontró su fundamento en la recuperación de la capacidad instalada de los activos eléctricos que en precedencia se mencionó, fue un propósito institucional lograr mayor cobertura a través de la captura de nuevos clientes pero de igual forma resultó inaplazable el cumplimiento de requisitos normativos y regulatorios con miras a alcanzar la certificación en ISO 9001 – 2015 correspondiente al Sistema de Gestión de Calidad, puntualmente sobre el proceso misional de distribución preceptuado en la resolución CREG 097 de 2008 y 015 de 2018, normativa regulatoria que instituyó en líneas técnicas complejas, la metodología para la remuneración de distribución de energía eléctrica y la modelación de la metodología de remuneración de la actividad de distribución que generó ante la CREG la proposición de 68 proyectos que persiguen su aprobación y futura

remuneración; de otra parte la capacitación permanente del talento humano en 2018 dio cumplimiento a lo dispuesto en el decreto 1072 de 2015.

Entendemos que se han pasado momentos difíciles pero es indeclinable el deseo por continuar trabajando al lado de todos quienes laboramos en esta empresa, con el propósito de consolidar por primera vez, la construcción de una nueva subestación eléctrica de propiedad íntegra de sus socios, que sirva con alta confiabilidad y calidad a todos los usuarios de las áreas donde se presta este servicio público esencial y que sea esta con su propia remuneración la que nos permita cumplir con todas las obligaciones que de su construcción emanan; por ello requerimos una vez más de ustedes como Asamblea General, para que a través de la discusión sana, altruista y constructiva se adopten decisiones mayoritarias que nos permitan echar adelante este proyecto bandera. Muchas gracias.

## 1.2 Misión - Visión.



1.3 Miembros de Junta.

**PRESIDENTE**

PILAR ANDREA MARÍN ARTEAGA

**PRINCIPALES**

CARLOS EDUARDO HOLGUÍN MARTÍNEZ  
JESÚS ALBERTO ROJAS CARDONA  
JHON JAIRO CAÑAS MARÍN  
GOBERNACIÓN DEL PUTUMAYO

## 1.4 Equipo Directivo.

ANDRÉS PABLO DE JESÚS RODRÍGUEZ SOSA  
**Gerente**

FERNANDO BERNAL BASTIDAS  
**Subgerente Comercial y de Planeación**

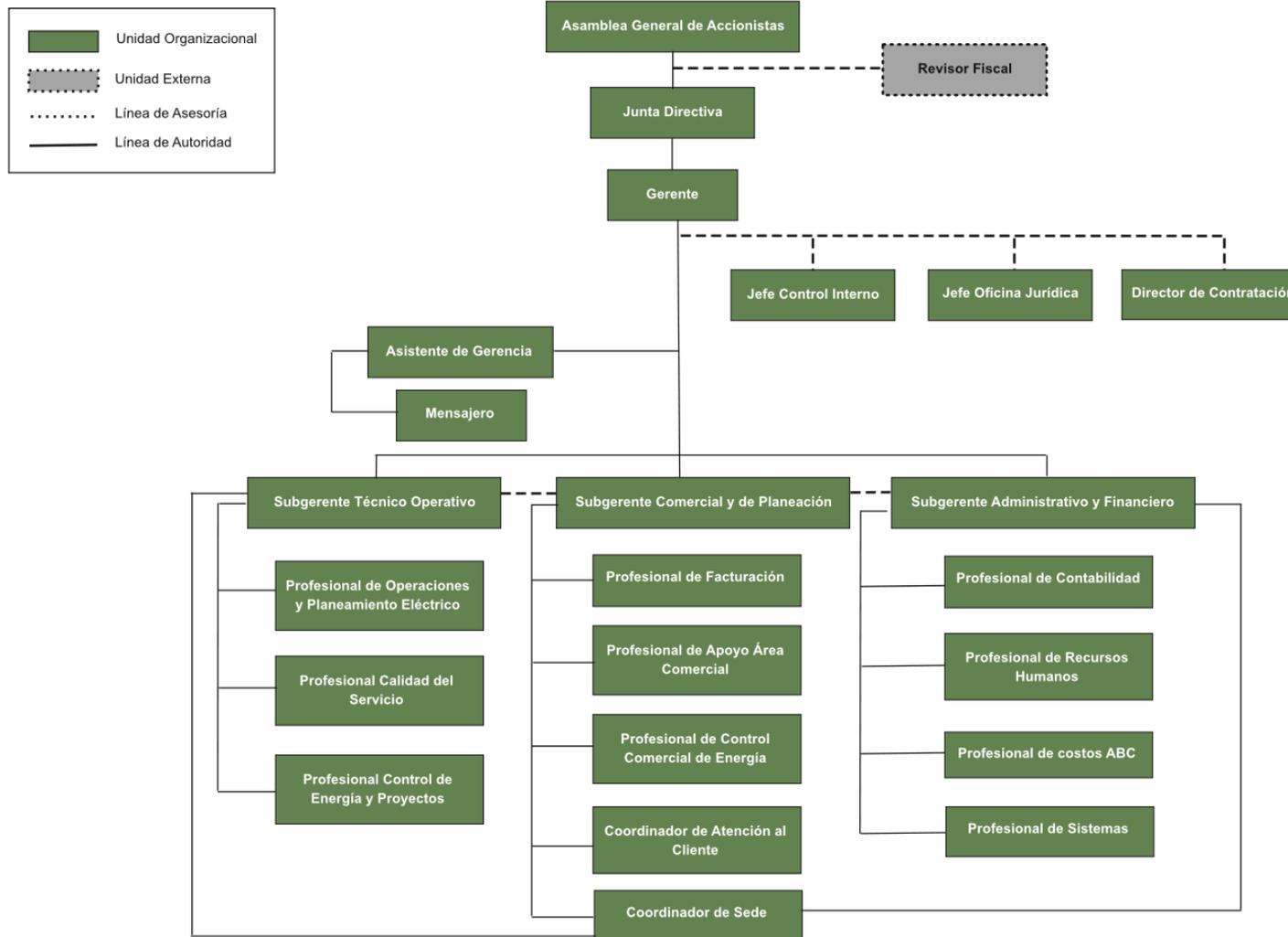
ANDRY JEFFERSON BASTIDAS CHAMORRO  
**Subgerente Administrativo y Financiero**

GERMAN DARÍO CHAMORRO GÓMEZ  
**Subgerente Técnico Operativo**

DAVID GONZALO GAMBA GÓMEZ  
**Jefe de Control Interno**

OSCAR GERARDO GARCÍA ACOSTA  
**Jefe de Oficina Jurídica**

### 1.5 Organigrama.



## Capítulo 2.

### 2. Análisis del Plan Estratégico 2018.



Pilar Andrea Marín Arteaga  
Presidenta Junta Directiva E.E.P S.A. E.S.P

Durante el año 2018, la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P enfrentó importantes retos respecto de la implementación del plan estratégico, así como de la actualización del plan para la terminación del quinquenio.

Por un lado, los efectos de la avenida torrencial hicieron necesaria y urgente la inclusión de proyectos y actividades dentro del plan 2018, relacionados con el avance del restablecimiento de la subestación Junín y el fortalecimiento del centro de control, proyectos estos que si bien se iniciaron en el 2017 requirieron una concentración importante tanto de capital humano como financiero y que se convirtieron en una de las metas más esperadas del 2018, en aras de recuperar la calidad del servicio en el proceso de distribución y por consiguiente la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica.

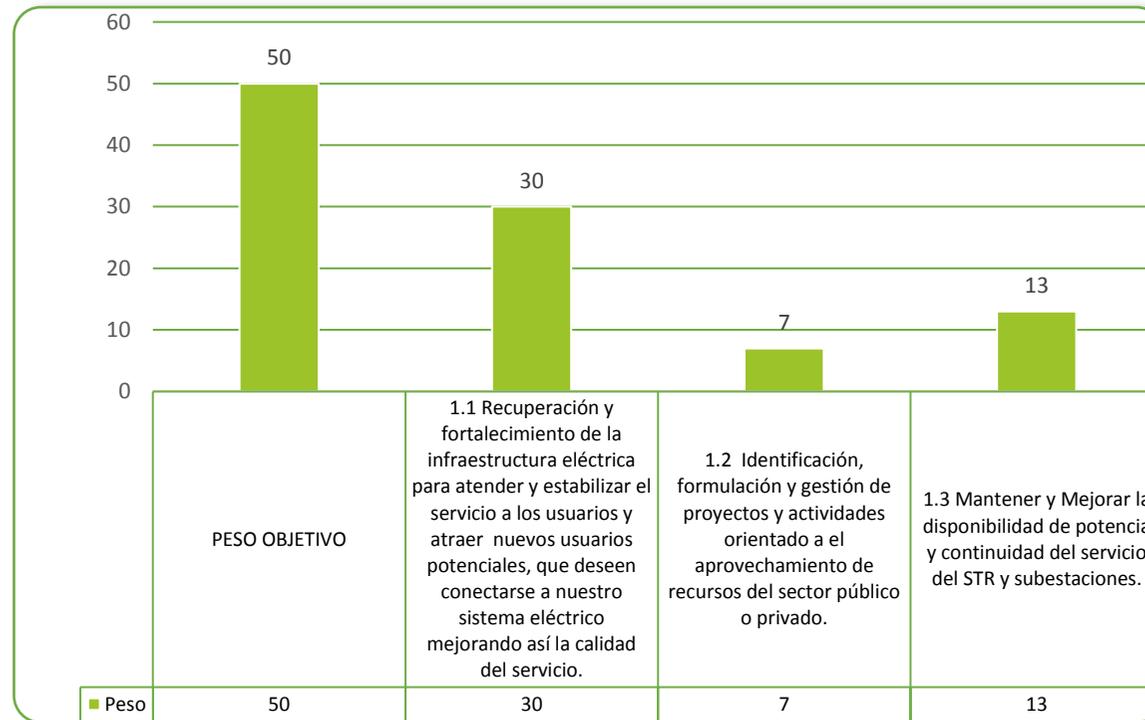
Por otra parte, fue imperante la tarea de iniciar un proceso de actualización del plan estratégico centrado en las nuevas condiciones técnicas,

administrativas y financieras, conforme al impacto negativo generado por la avenida torrencial, en la afectación de la capacidad instalada de la EEP S.A E.S.P., con el fin de priorizar proyectos y actividades para el año 2019 que respondan dichas condiciones.

En este sentido, durante el segundo semestre de 2018 el equipo gerencial de la empresa y parte de sus colaboradores, realizaron un análisis y evaluación para identificar de acuerdo a la coyuntura sus Debilidades, Oportunidades, Fortalezas y Amenazas, de esta manera trazarse objetivos y proyectos prioritarios para el año 2019, que permitan no solo la culminación de la recuperación en materia de infraestructura, sino también un avance en la recuperación de la calidad del servicio y en materia financiera.

A continuación, se presenta los proyectos priorizados y trabajados durante el año 2018, las metas trazadas y su porcentaje de avance

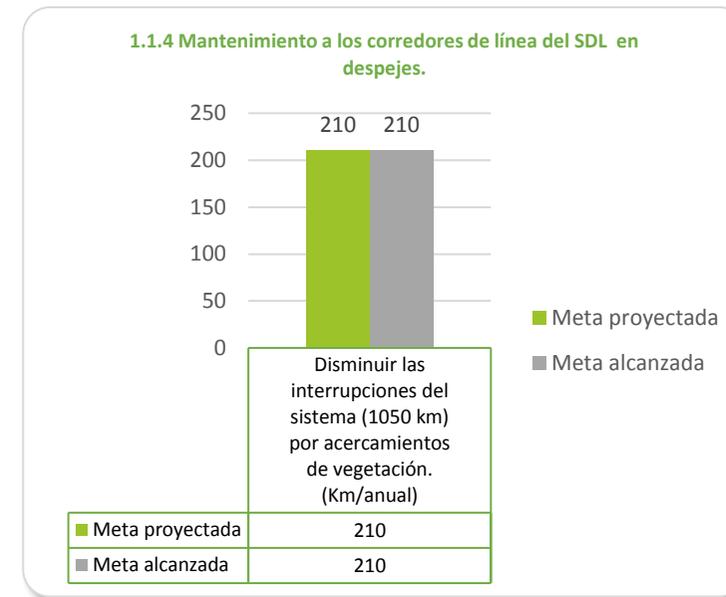
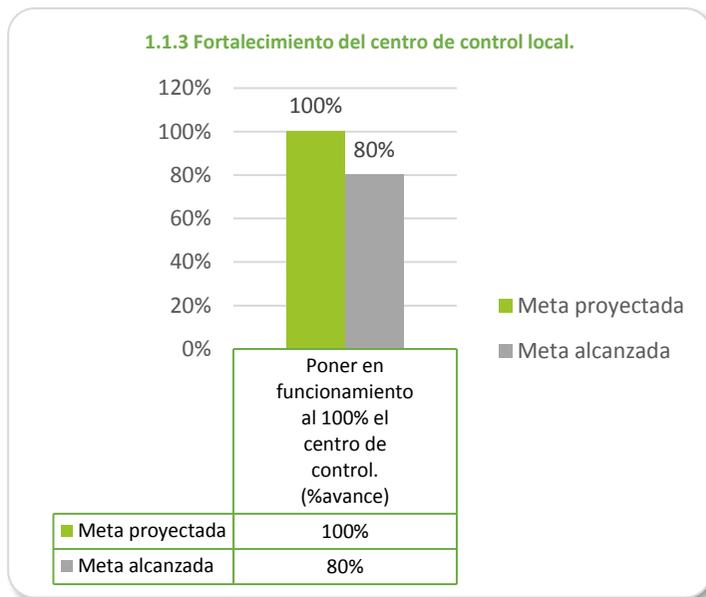
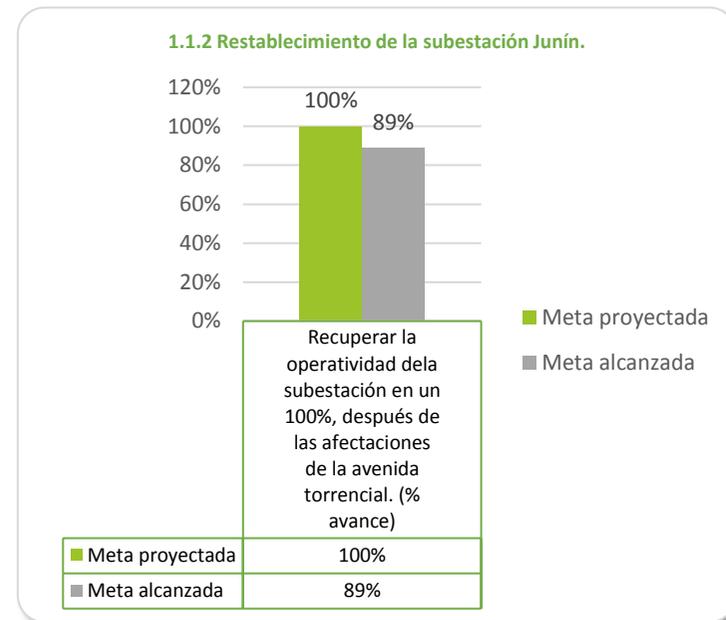
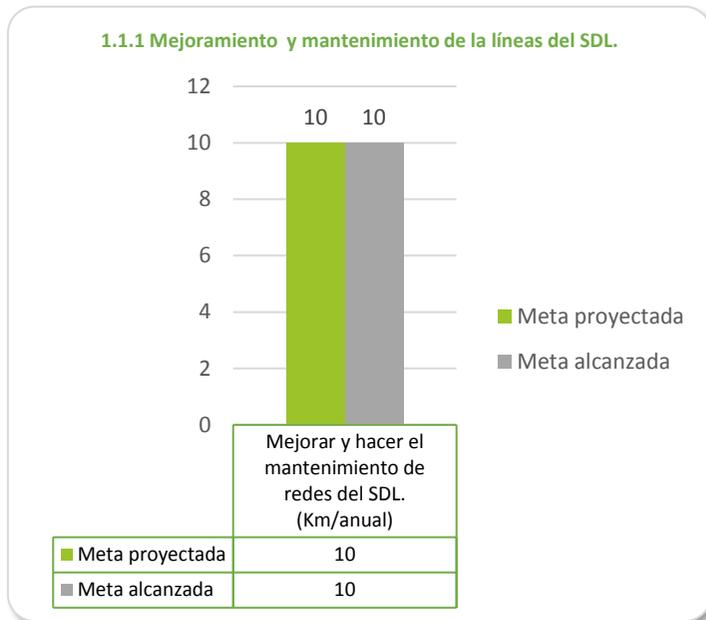
2.1 Objetivo 1.

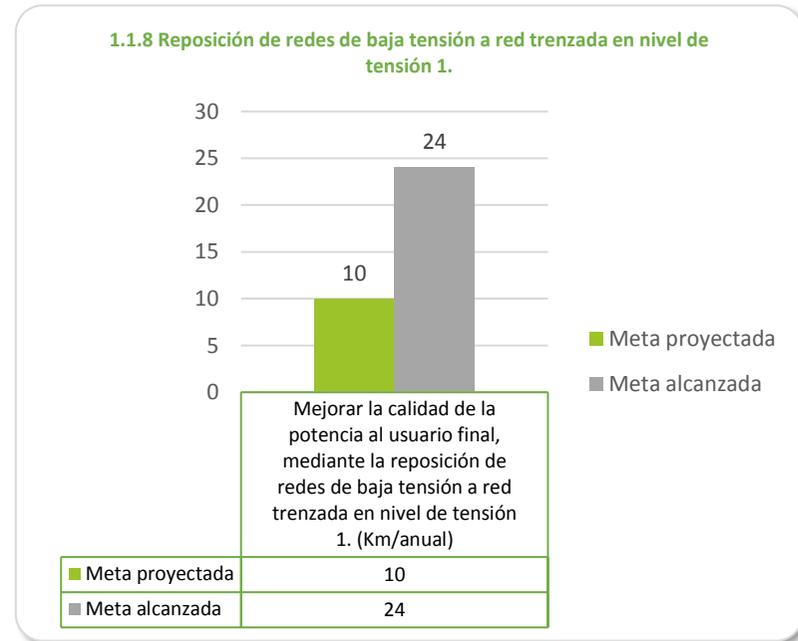
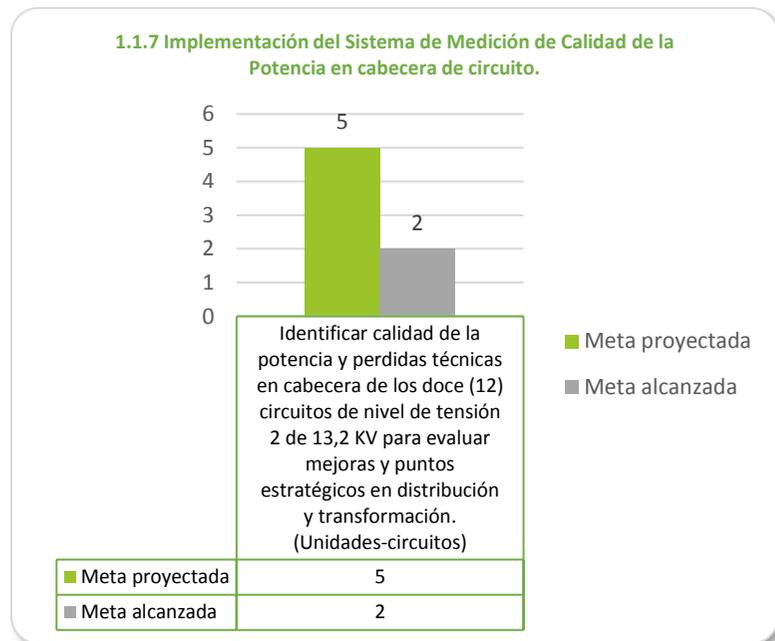
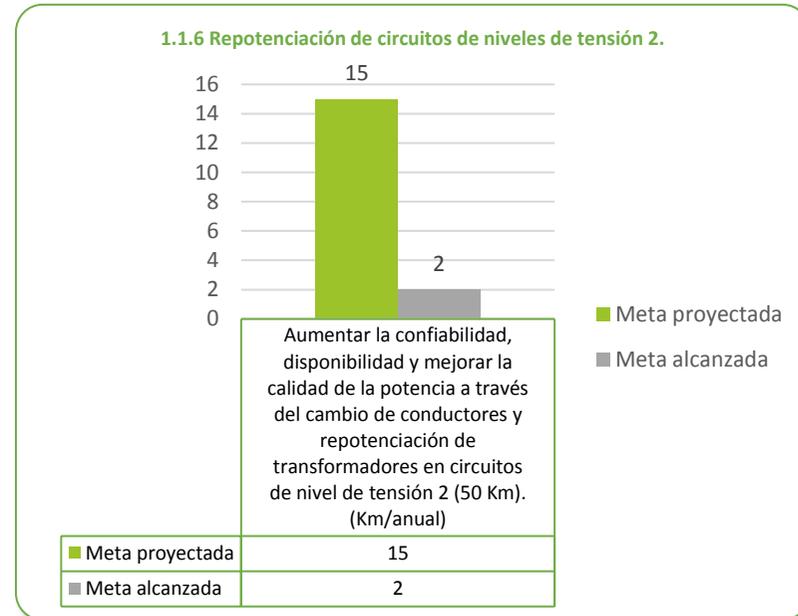
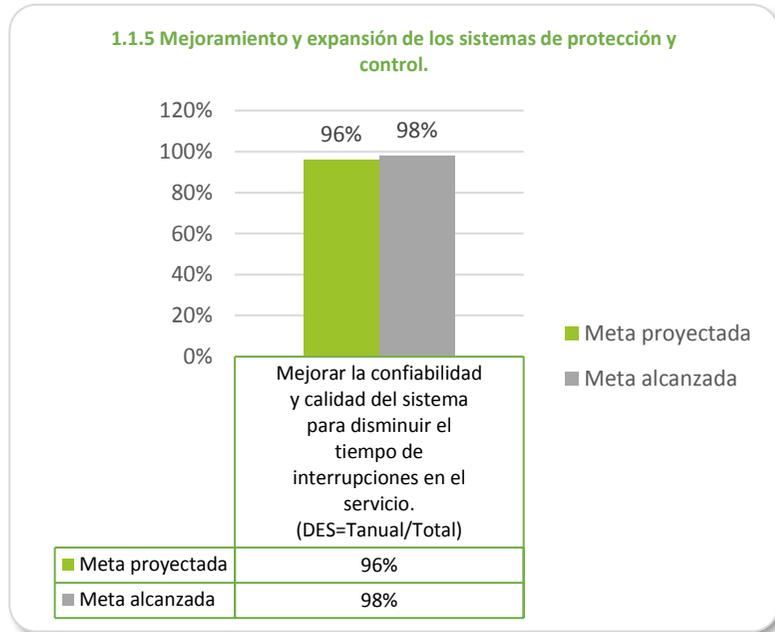


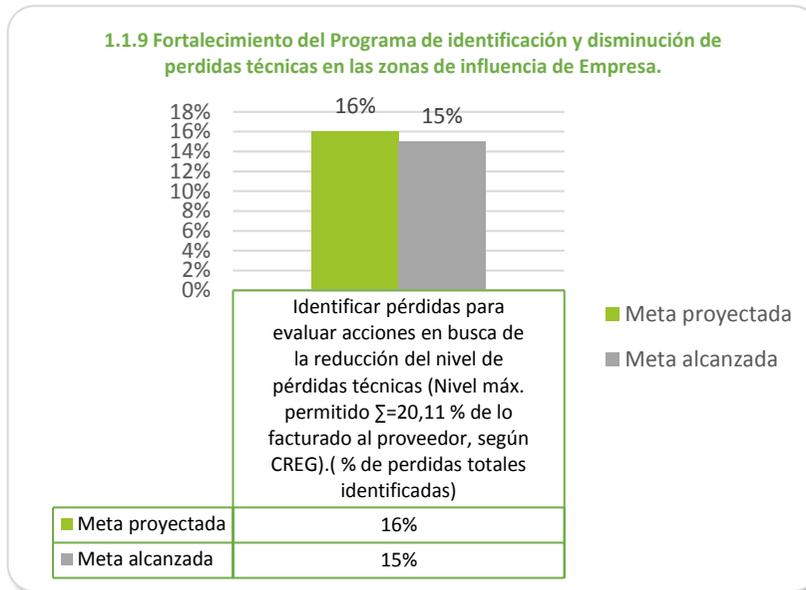
Grafica 1.

Consolidar el Sistema de Distribución de la Empresa a partir de la planificación de la inversión en operación, mantenimiento y expansión para lograr un 98% de confiabilidad y calidad del servicio.

2.1.1 Meta Proyectada y Alcanzada – Estrategia 1.1

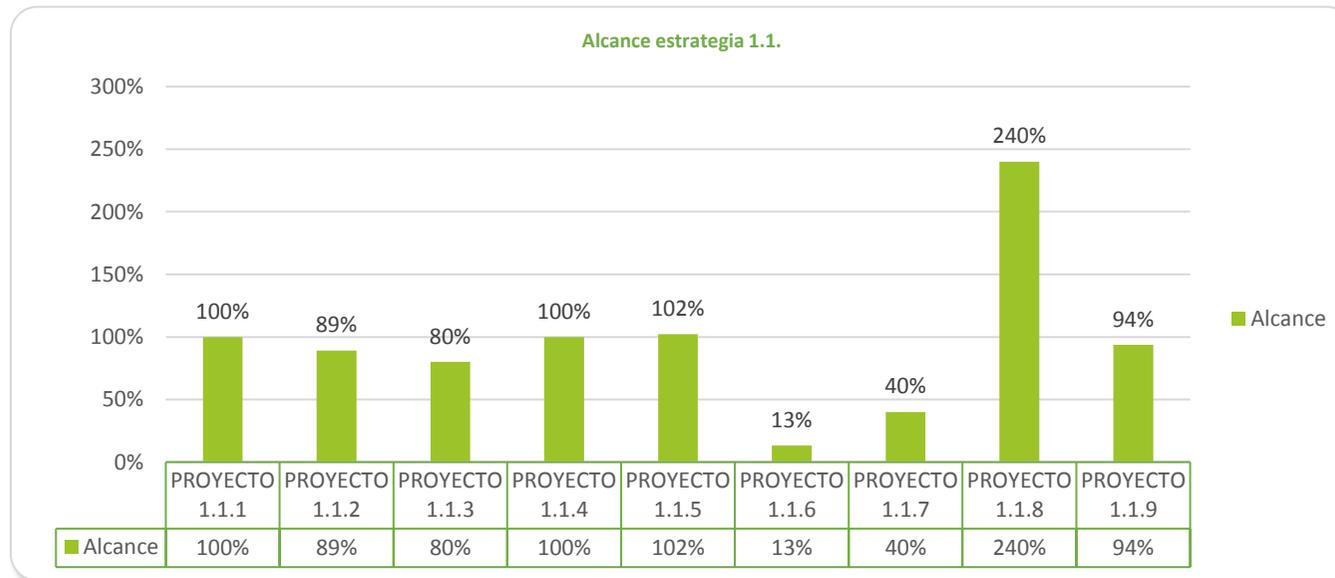






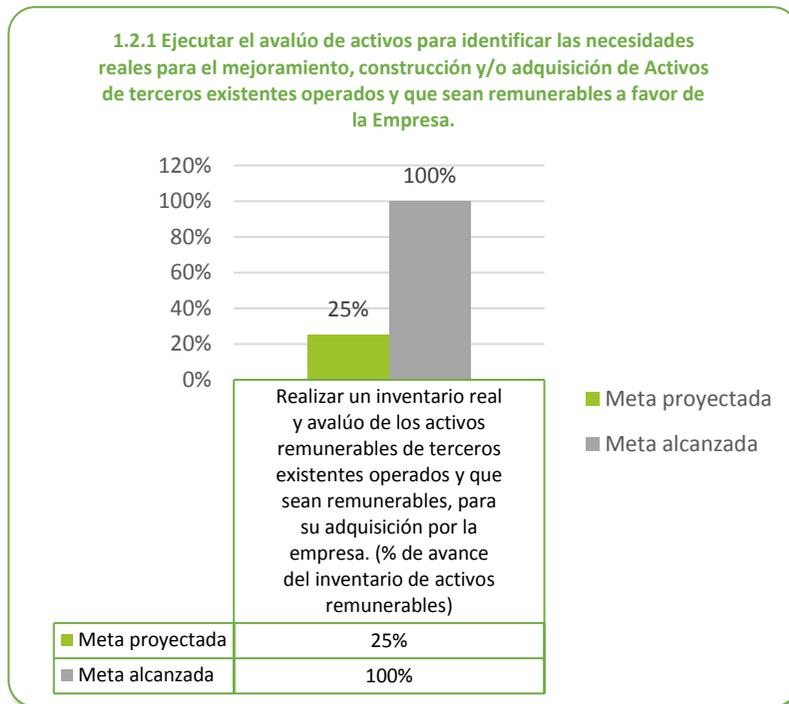
Grafica 10.

**2.1.2 Alcance Estrategia 1.1**

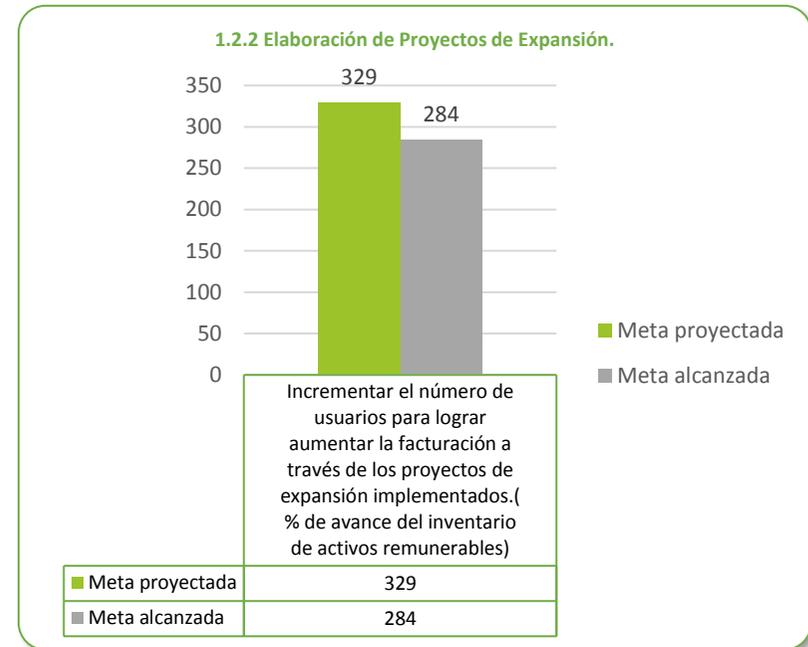


Grafica 10.

2.1.3 Meta Proyectada y Alcanzada –Estrategia 1.2

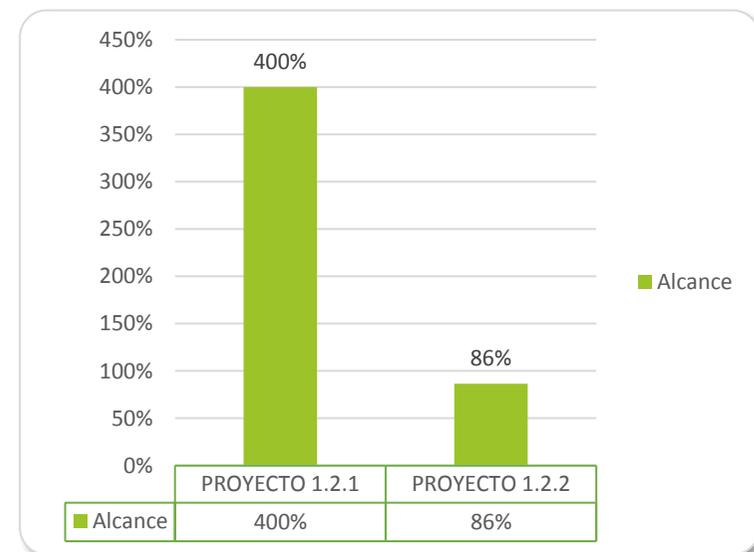


Grafica 10.

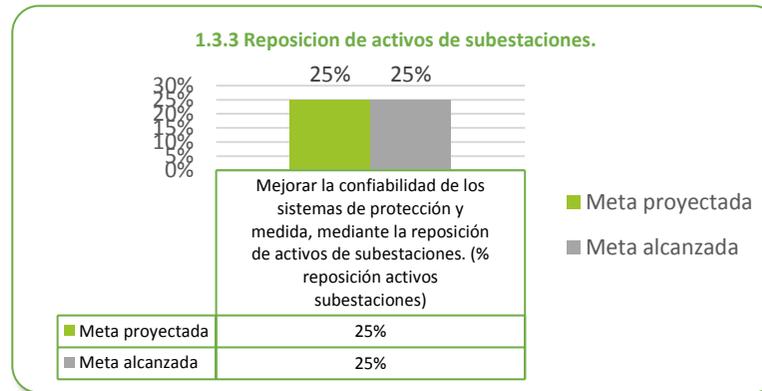
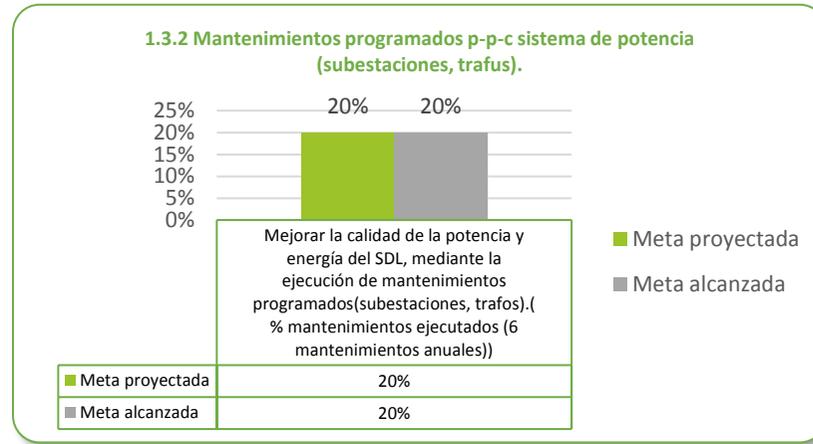
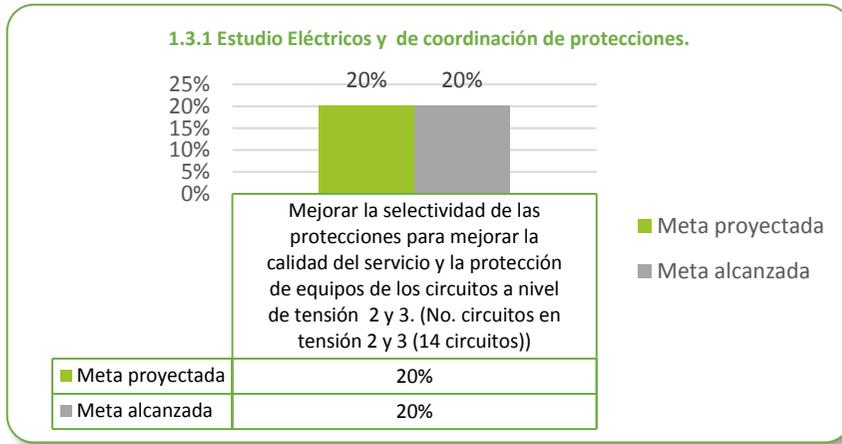


2.1.4

Alcance Estrategia 1.2



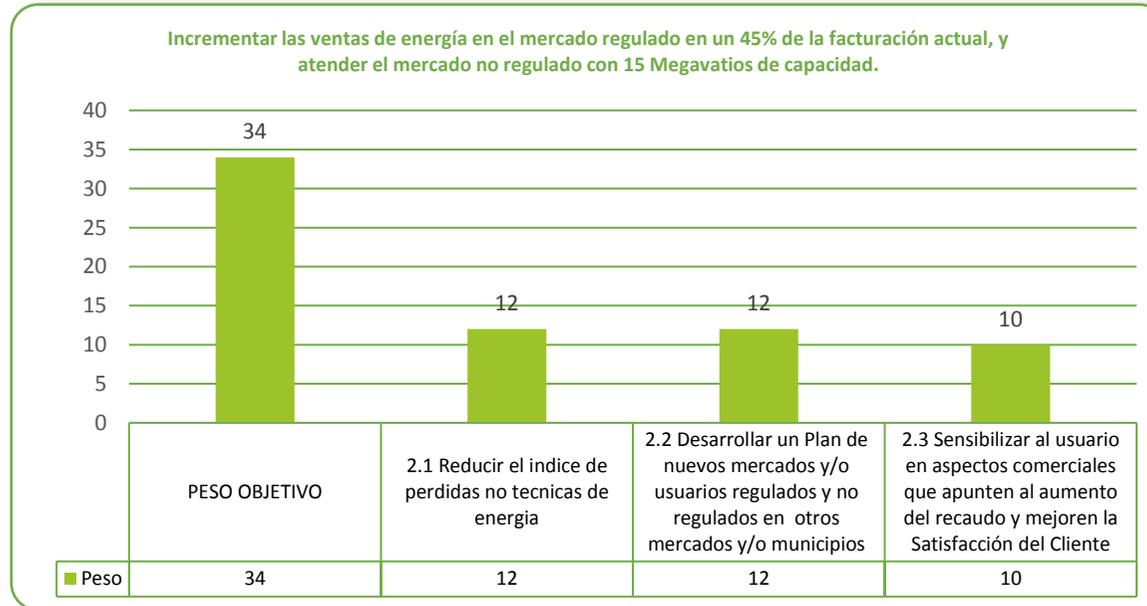
2.1.5 Meta Proyectada y Alcanzada – Estrategia 1.3



2.1.6 Alcance Estrategia 1.3



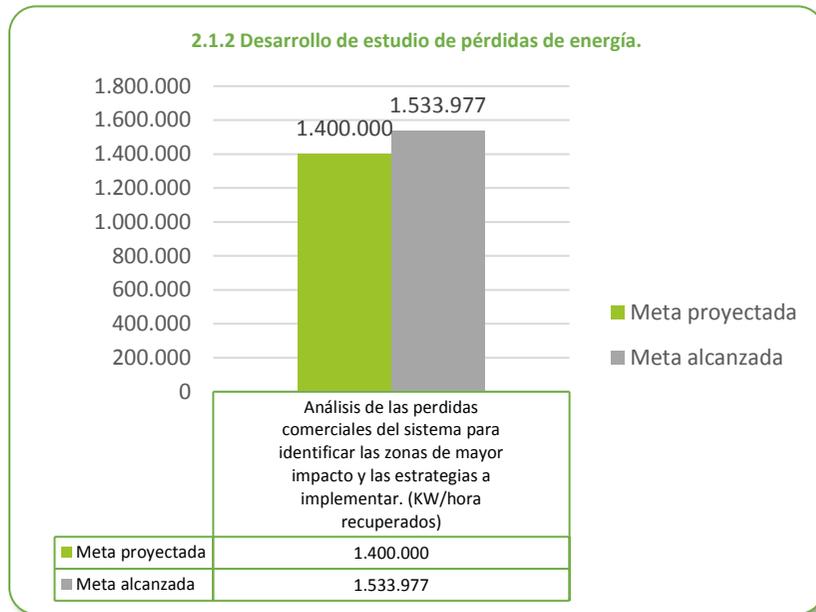
2.2 Objetivo 2.



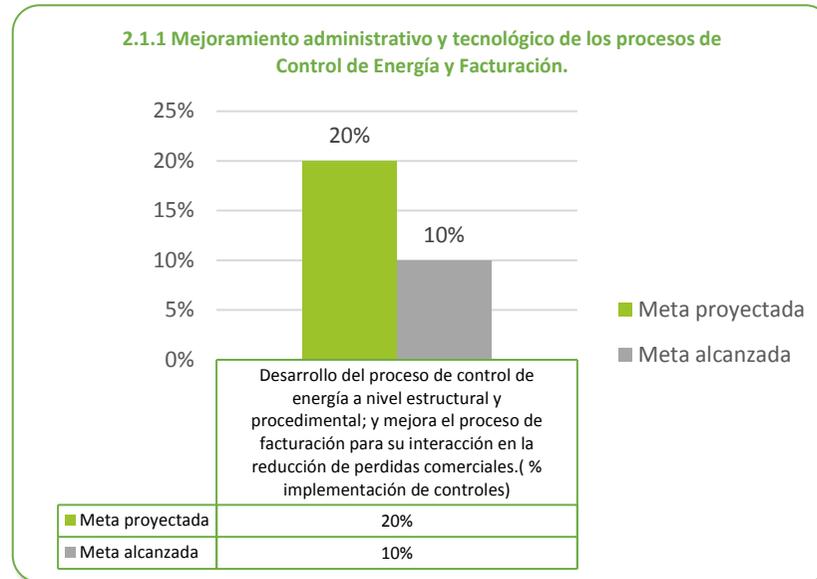
Grafica 17.

Incrementar las ventas de energía en el mercado regulado en un 45% de la facturación actual, y atender el mercado no regulado con 15 Megavatios de capacidad.

2.2.1 Meta Proyectada y Alcanzada – Estrategia 2.1

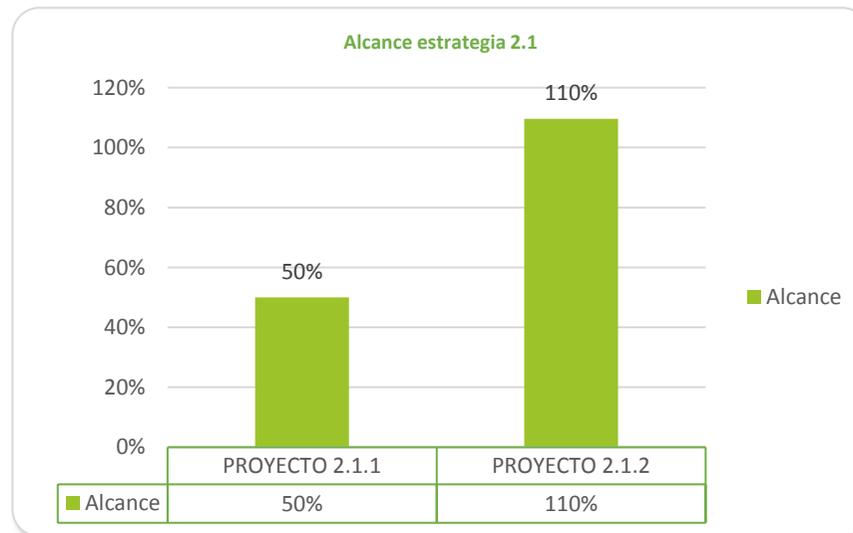


Grafica 18.

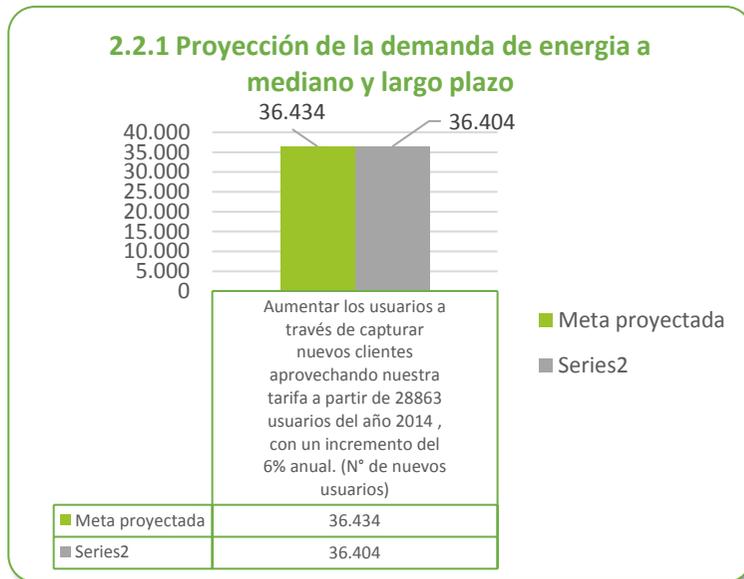


Grafica 19.

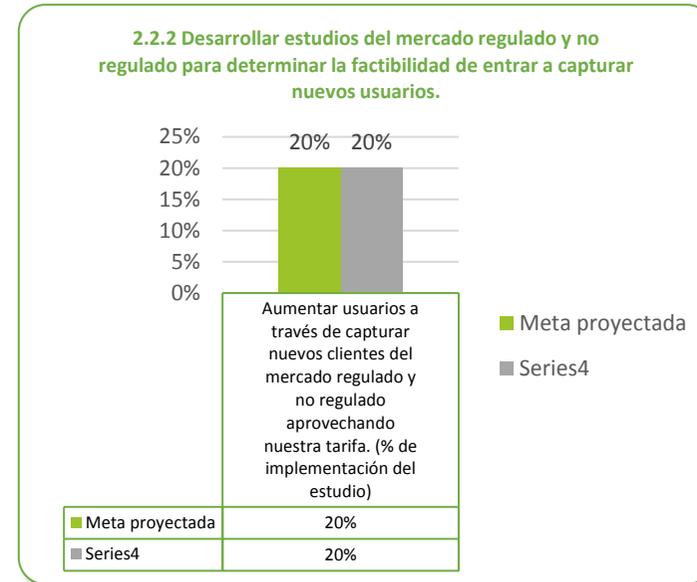
2.2.2 Alcance Estrategia 2.1



2.2.3 Meta Proyectada y Alcanzada – Estrategia 2.2

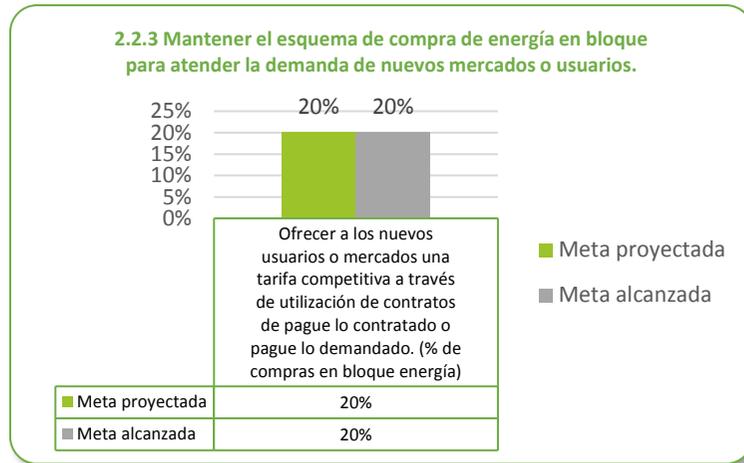


Grafica 21.

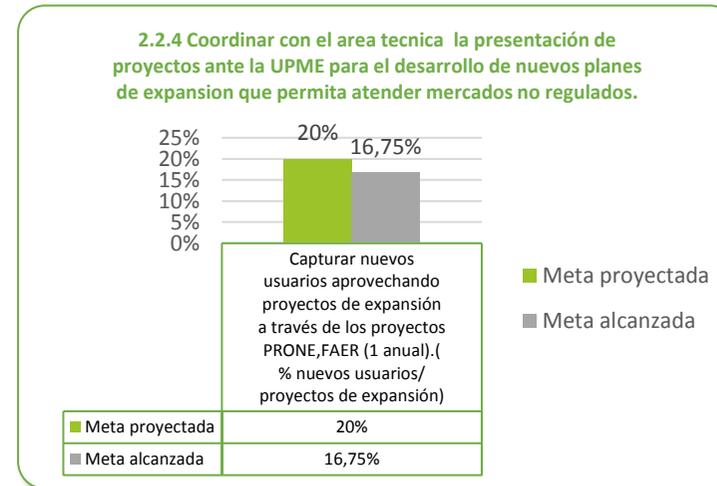


Grafica 22.

2.2.4 Meta Proyectada y Alcanzada – Estrategia 2.2

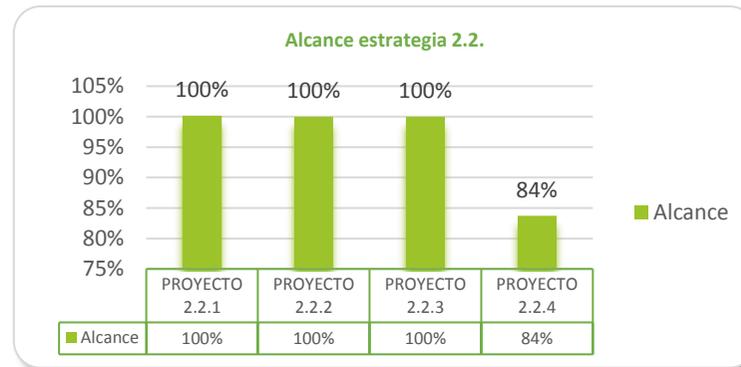


Grafica 23.



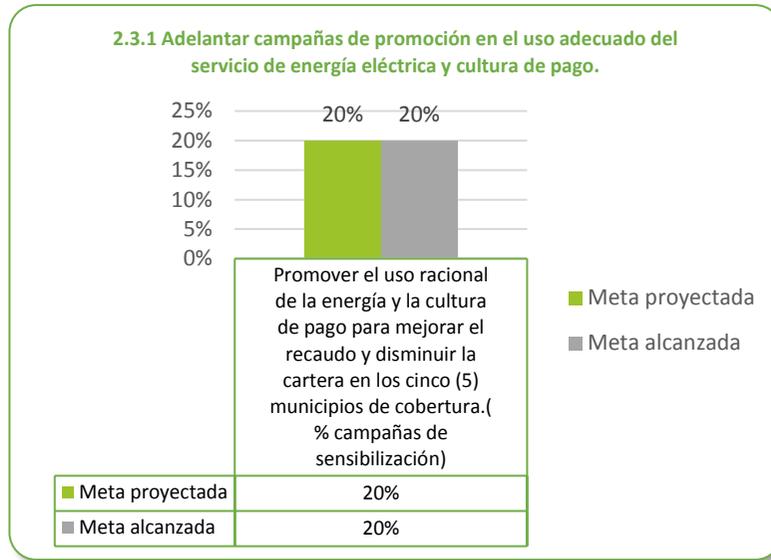
Grafica 24.

2.2.5 Alcance Estrategia 2.2

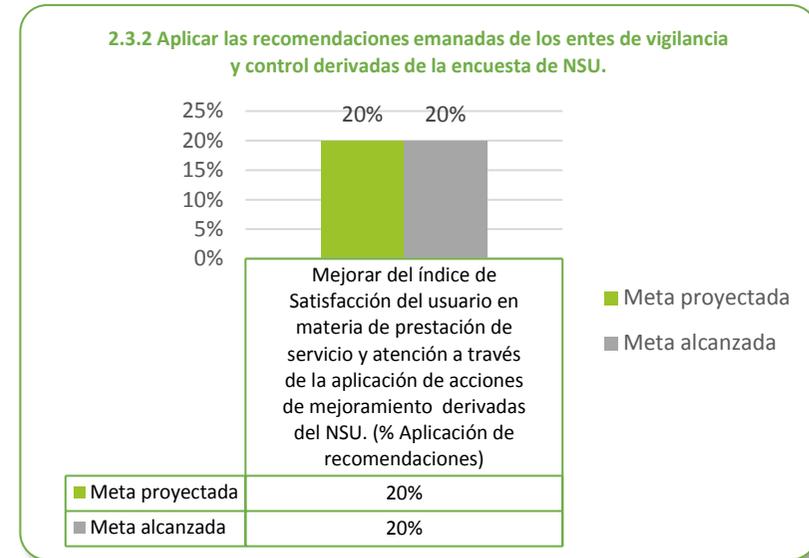


Grafica 25.

2.2.6 Meta Proyectada y Alcanzada Estrategia 2.3

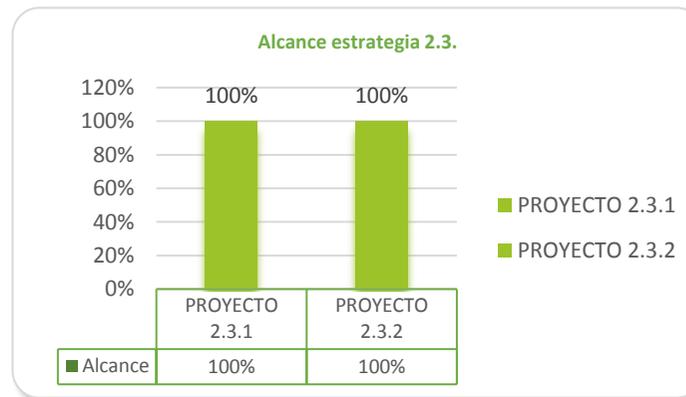


Grafica 26.



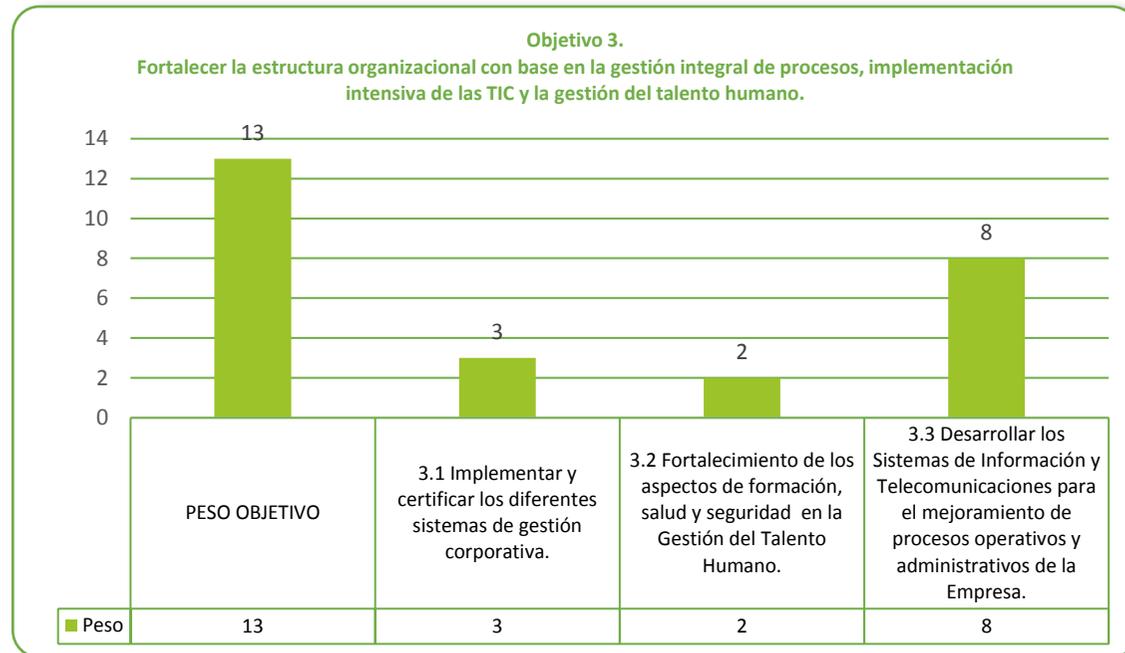
Grafica 27.

2.2.7 Alcance Estrategia 2.3



Grafica 28.

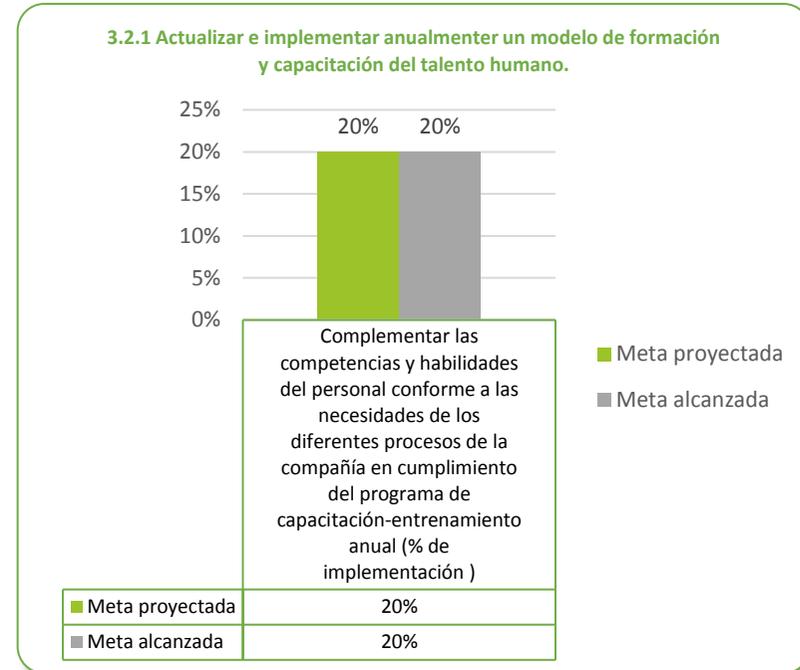
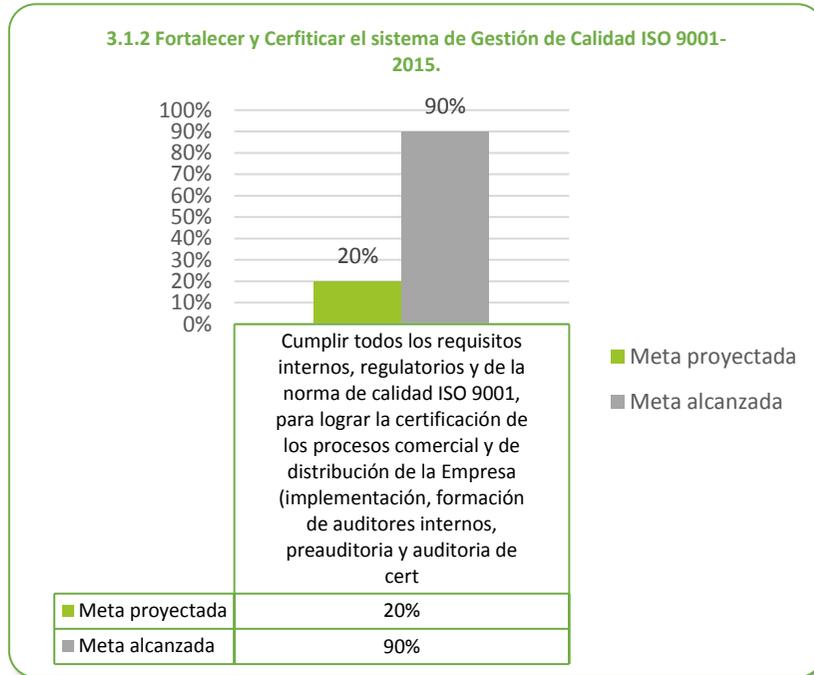
2.3 Objetivo 3.



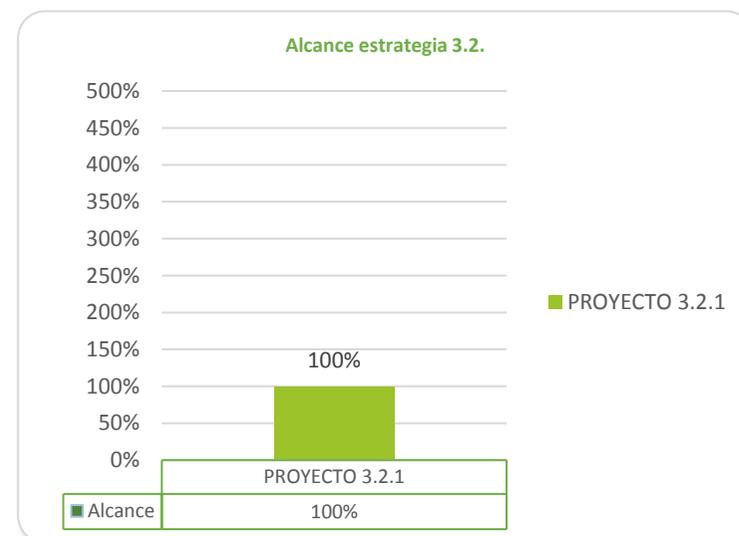
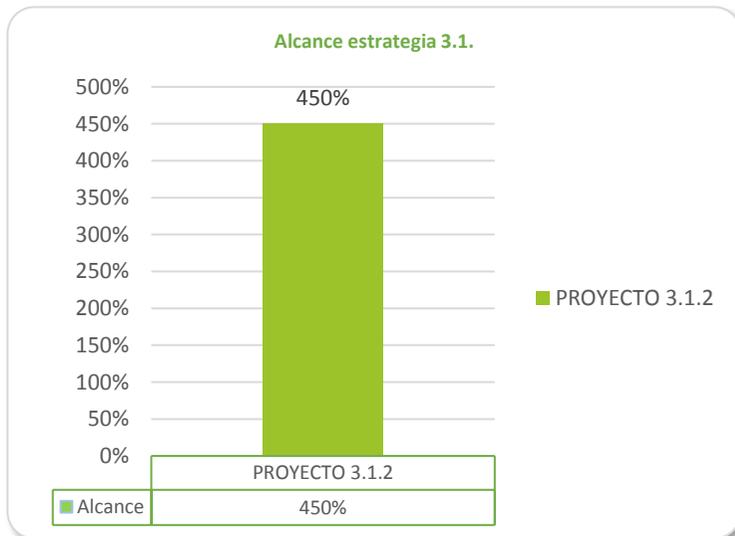
Grafica 29.

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

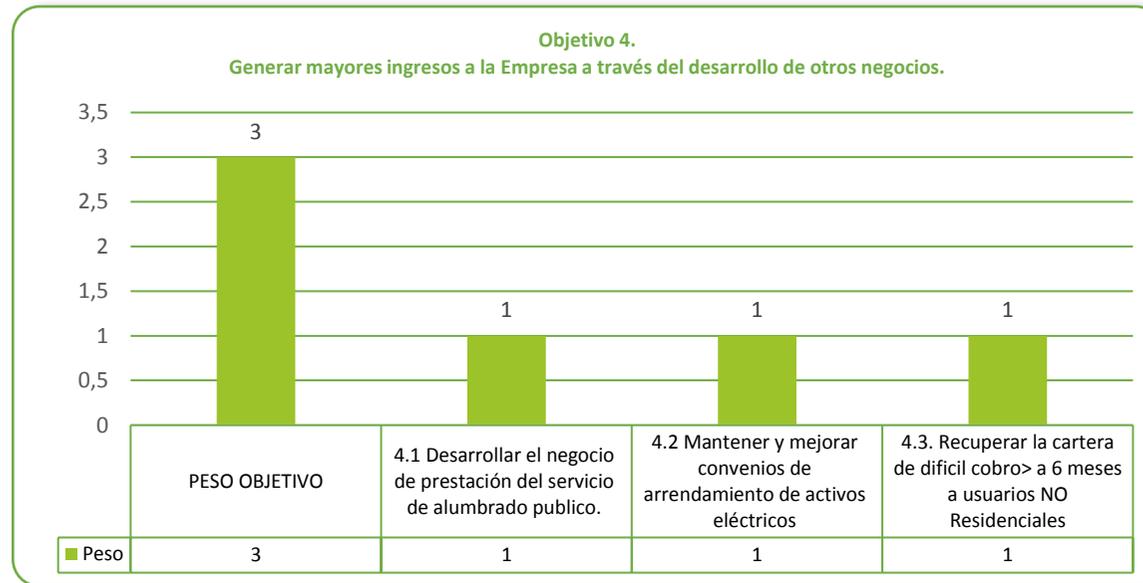
2.3.1 Meta Proyectada y Alcanzada – Estrategia 3.1 – 3.2



2.3.2 Alcance Estrategia 3.1 – 3.2



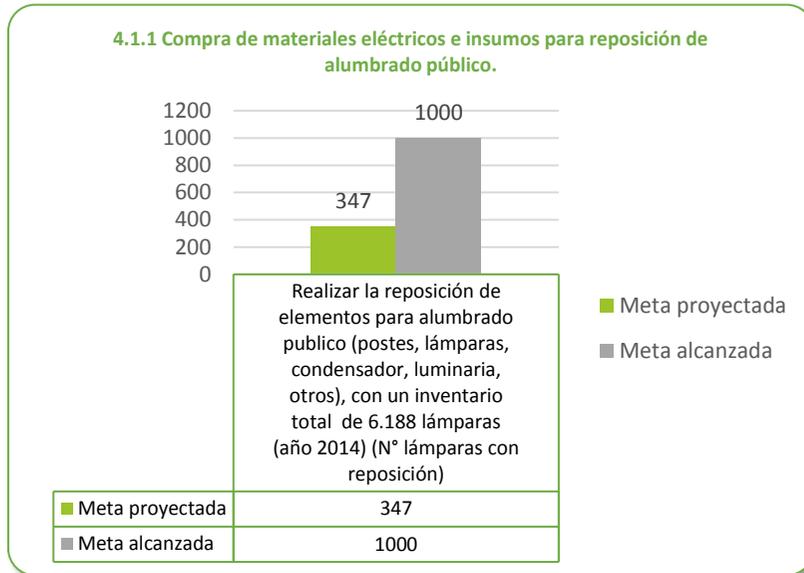
2.4 Objetivo 4.



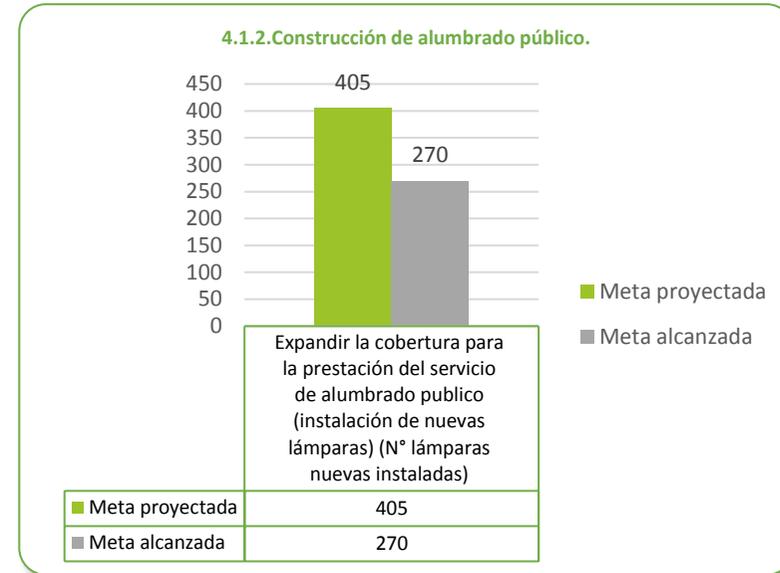
Grafica 34.

Generar mayores ingresos a la Empresa a través del desarrollo de otros negocios.

2.4.1 Meta Proyectada y Alcanzada – Estrategia 4.1

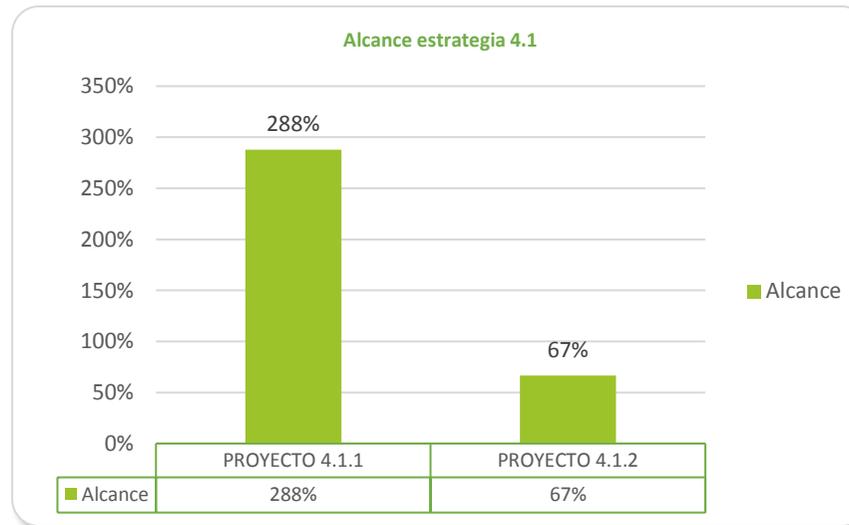


Grafica 35.



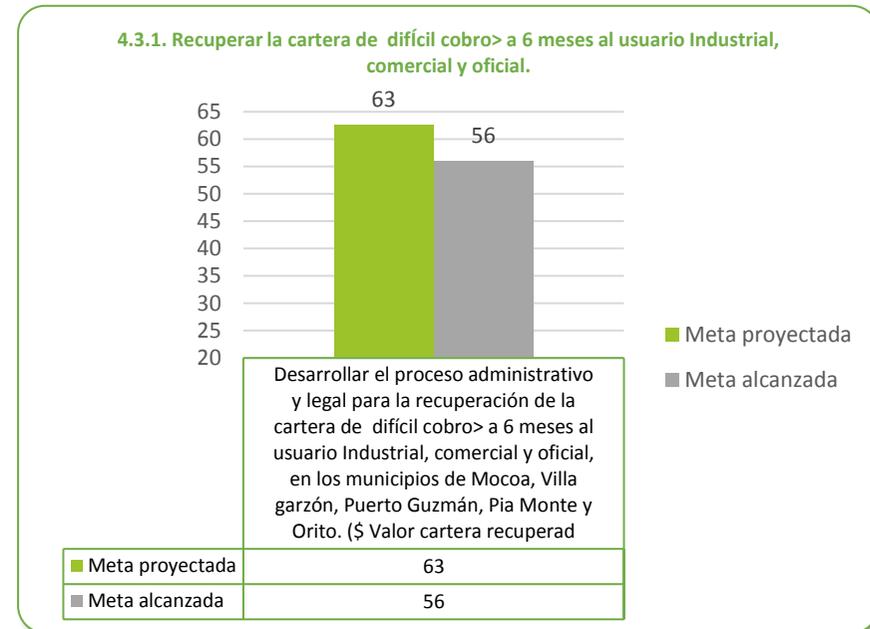
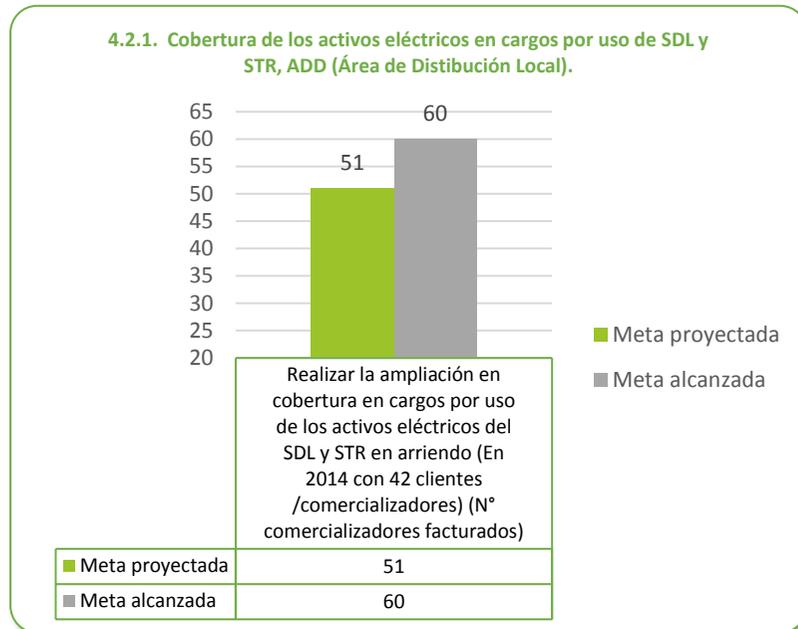
Grafica 36.

2.4.2 Alcance Estrategia 4.1

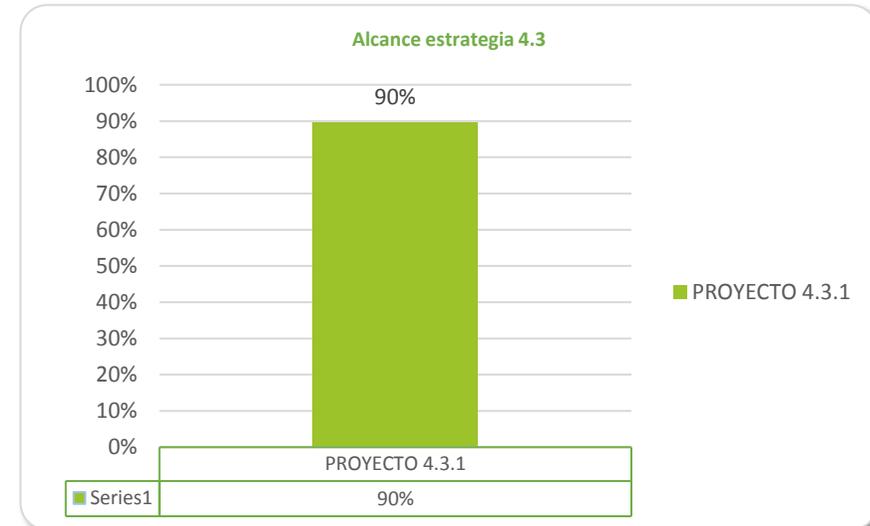
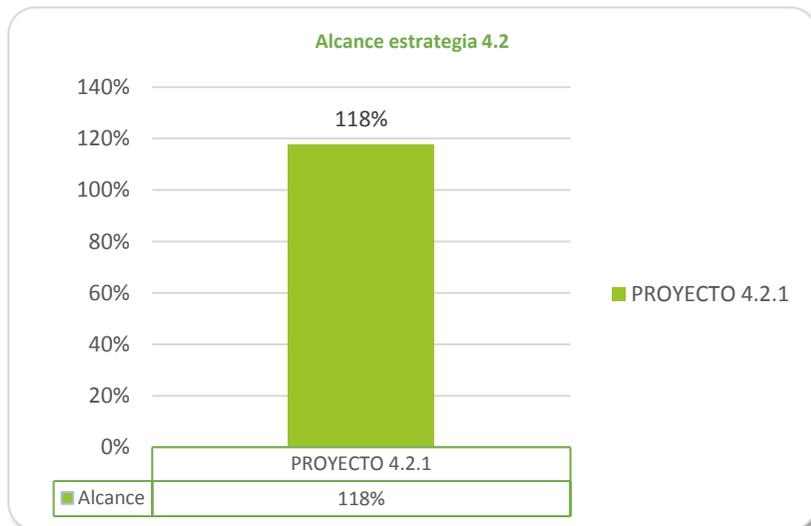


Grafica 37.

2.4.3 Meta Proyectada y Alcanzada – Estrategia 4.2 – 4.3



2.4.4 Alcance Estrategia 4.2 - 4.3



## Capítulo 3.

### 3. Informe Área Comercial.



Funcionarios área Comercial.

Las estrategias comerciales ejecutadas durante la vigencia 2018, se enfocaron a diseñar la senda del crecimiento del mercado de usuarios regulados atendidos. La Empresa de Energía del Putumayo S.A. ESP, participa activamente con las empresas encargadas de las obras de reconstrucción de Mocoa y facilita el acceso al servicio de energía eléctrica a los usuarios afectados por la tragedia fluviotorrencial del 2017.

La meta de crecimiento del mercado para el año 2018, se logró con la suscripción de nuevos usuarios de proyectos de expansión del servicio en los Municipios de Puerto Guzmán, Piamonte y Orito, y los nuevos usuarios de la ciudadela los Sauces en Mocoa.

Los ajustes en las políticas de facturación, recaudo y cartera, permiten menores dificultades económicas a la empresa, logrando protagónicamente ser la fuente

### 3.1 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 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.

Como se puede observar en la gráfica entre el año 2010 y 2018 han crecido los beneficiarios del FOES en 10.233 beneficiarios.

Trabajo social que adelanta todos los años la Empresa en coordinación con los alcaldes municipales del área

principal de los recursos necesarios para su funcionamiento.

La misión social del negocio de comercialización de energía para el mercado atendido por la empresa, se consolida con la premisa de precios justos a medidas exactas; conservando las menores tarifas del mercado para los usuarios residenciales de estratos 1, 2 y 3.

La calidad de atención a nuestros usuarios se refleja en los índices de peticiones, quejas y reclamaciones que se presentan diariamente equivalente al 2% del mercado atendido. Durante el año 2018 no se tiene procesos investigativos o sancionatorios por parte de las entidades de control y vigilancia. Las reclamaciones fueron atendidas en su totalidad sin causar efectos administrativos y financieros a la empresa.

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). Los usuarios residentes en estos sectores, una vez son certificados por los alcaldes municipales del sector de influencia obtiene la ampliación del consumo de subsistencia hasta 184 kwh-mes, Se benefician con 11 KWh más del programa de del fondo de solidaridad para subsidios y redistribución de ingresos –FSSRI su efecto se ve reflejado en menor valor de la factura.

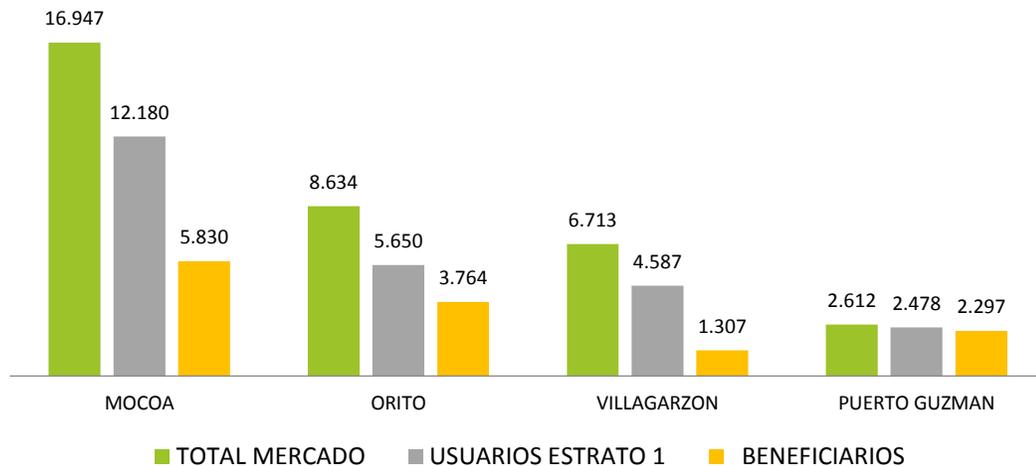
| USUARIOS BENEFICIARIOS FOES AÑO 2018 |               |                    |               |            |
|--------------------------------------|---------------|--------------------|---------------|------------|
| MUNICIPIO                            | TOTAL MERCADO | USUARIOS ESTRATO 1 | BENEFICIARIOS | FOES       |
| MOCOA                                | 16.947        | 12.180             | 5.830         | 48%        |
| ORITO                                | 8.634         | 5.650              | 3.764         | 67%        |
| VILLAGARZON                          | 6.713         | 4.587              | 1.307         | 28%        |
| PUERTO GUZMAN                        | 2.612         | 2.478              | 2.297         | 93%        |
| <b>TOTAL</b>                         | <b>34.906</b> | <b>24.895</b>      | <b>13.198</b> | <b>53%</b> |

Tabla 1.

| TIPO DE ZONA ESPECIAL             | ZONAS      | DEMANDA ATENDIDA          |                      | VALOR RECONOCIDO      |           |
|-----------------------------------|------------|---------------------------|----------------------|-----------------------|-----------|
|                                   |            | BENEFICIARIOS FOES - 2018 |                      | BENEFICIO FOES - 2018 |           |
|                                   |            | KWH                       | \$                   | \$                    | %         |
| BARRIOS SUBNORMALES               | 127        | 9.789.815                 | 2.631.246.566        | 233.606.198           | 9%        |
| ÁREAS RURALES DE MENOR DESARROLLO | 51         | 1.647.483                 | 435.048.630          | 45.529.926            | 10%       |
| <b>TOTAL</b>                      | <b>178</b> | <b>11.437.298</b>         | <b>3.066.295.196</b> | <b>279.136.124</b>    | <b>9%</b> |

Tabla 2.

### Relación Usuarios Beneficiarios FOES - Año 2018



Gráfica 42.

“El subsidio FOES beneficia a los usuarios subnormales y a los rurales de menor desarrollo, incrementando el valor comercial de subsidios otorgados y aplicados en 69%”.

### 3.2 Recuperación de Energía Dejada de Facturar.

Contemplado en el plan estratégico de la Empresa de energía del Putumayo S.A E. E.S.P. Está la recuperación tanto en kilovatios como en pesos de las pérdidas NO técnicas determinados por fraudes u otras causas.

Como se puede observar en la gráfica tras un trabajo coordinado y estratégico se ha alcanzado y superado

las metas planteadas en el plan piloto, así tenemos que para el año 2018, nos propusimos recuperar 2.059.000 kWh/año que en dinero equivale \$ 1.035.000.000, no obstante, se logró recuperar 2.117.871 kWh/año que en dinero corresponde \$ 1.066.792.801.

**Planes de Acción.**

En el análisis inicial para determinar energía que se estaba dejando de facturar se hizo un estudio a los procesos administrativos en el área comercial desarrollando las siguientes acciones:

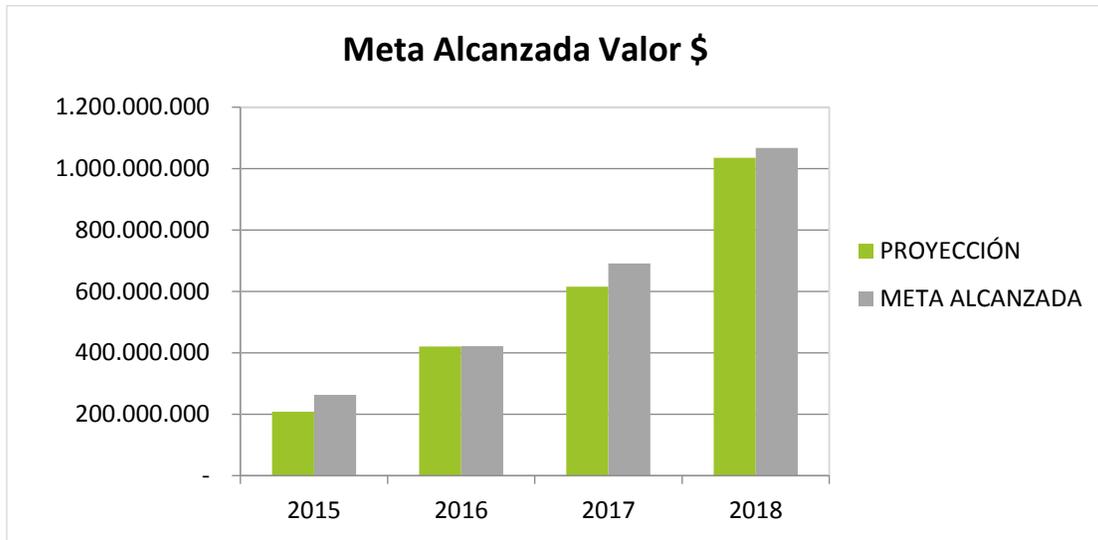
**Mejora del Proceso de Facturación.**

Con el objeto de reducir las pérdidas no técnicas o comerciales en la subgerencia Comercial se formuló algunas estrategias plasmadas en un plan de trabajo y que inicialmente se orientó a determinar acciones en las pérdidas administrativas, primordialmente en el proceso de lecturas, análisis de crítica y precrítica. Para alcanzar este objetivo se desarrolló las siguientes actividades:

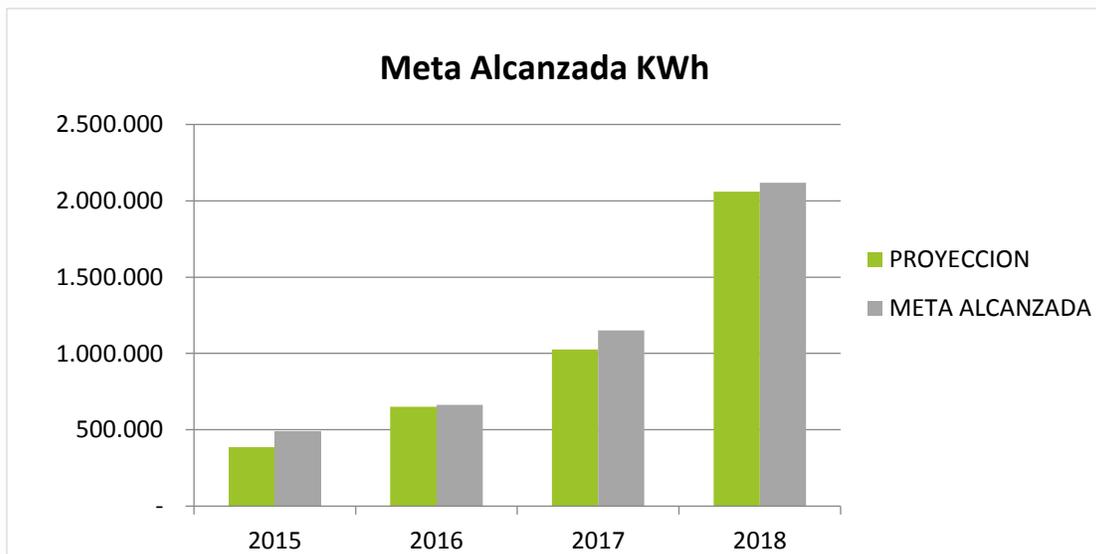
- 1- Revisar y actualizar la información de los usuarios referente a su estrato socioeconómico y uso de la energía (residencial, comercial, industrial, oficial).
- 2- Verificar que todos los medidores instalados se encuentren registrados en el sistema de facturación.
- 3- Seguimiento a las nuevas solicitudes para evitar se conecten sin que el medidor este legalizado.
- 4- Reducir los tiempos de conexión para los usuarios nuevos.
- 5- Hacer seguimiento a los promedios de consumo de los usuarios.
- 6- Revisión de la vida útil de los medidores.
- 7- En las instalaciones nuevas exigir medidores digitales.

| AÑO  | PROYECCIÓN |               | META ALCANZADA |               |
|------|------------|---------------|----------------|---------------|
|      | kWh        | VALOR         | kWh            | VALOR \$      |
| 2015 | 385.185    | 208.000.000   | 487.037        | 263.000.000   |
| 2016 | 650.000    | 421.000.000   | 662.611        | 421.778.300   |
| 2017 | 1.025.000  | 615.000.000   | 1.151.816      | 691.089.600   |
| 2018 | 2.059.000  | 1.035.000.000 | 2.117.871      | 1.066.792.801 |

Tabla 3.



Grafica 43.



Grafica 44. Meta Alcanzada KWh.

### Sistemas Intervenidos

Se realizó un análisis del comportamiento histórico y visitas domiciliarias a usuarios que utilizan medida semidirecta con tipo de servicio Comercial Oficial, obteniendo los siguientes resultados:

| SISTEMAS DE MEDIDA INTERVENIDOS |                    |                    |                    |
|---------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| TIPO DE SERVICIO                | NÚMERO DE USUARIOS | ENERGÍA RECUPERADA |                    |
|                                 |                    | kWh                | VALOR              |
| OFICIAL                         | 3                  | 135.940            | 68.377.820         |
| COMERCIAL                       | 4                  | 425.402            | 213.977.206        |
| <b>TOTAL</b>                    | <b>7</b>           | <b>561.342</b>     | <b>282.355.026</b> |

Tabla 3.

### 3.3 Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos – FSSRI.

El subsidio es la diferencia entre lo que se paga por un servicio y el costo de este. El subsidio se distribuye como un descuento en la factura del servicio.

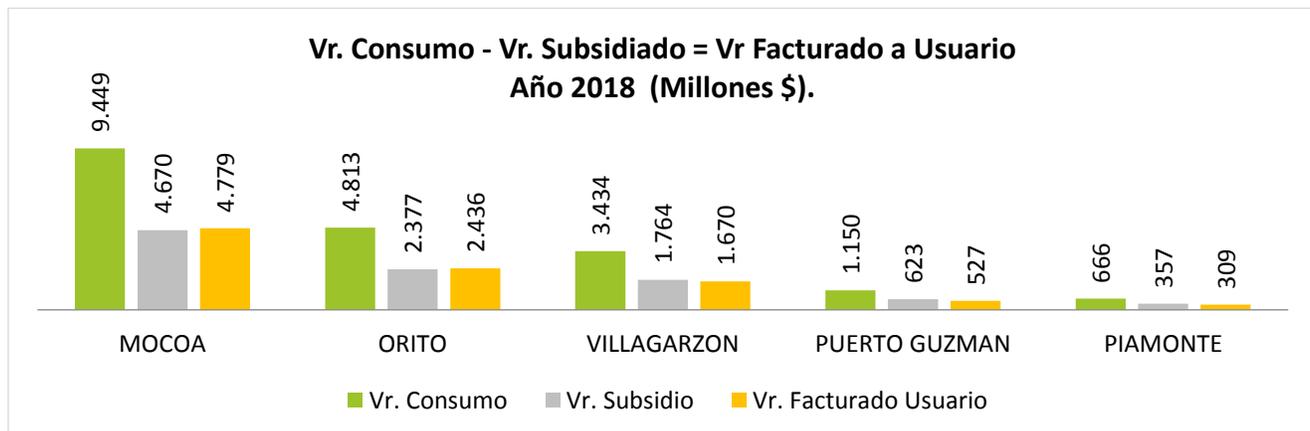
La administración de la empresa direcciona acciones estratégicas internas para que estos beneficios

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 el siguiente cuadro.

| FONDO SOLIDARIDAD PARA SUBSIDIOS Y REDISTRIBUCIÓN DE INGRESOS - AÑO 2018 |              |               |                   |                       |                      |                              |               |
|--|--------------|---------------|-------------------|-----------------------|----------------------|------------------------------|---------------|
| MUNICIPIO  | SERVICIO     | USUARIOS      | DEMANDA (KWH)     | Vr. CONSUMO (\$)      | Vr. SUBSIDIO (\$)    | Vr. FACTURADO A USUARIO (\$) | % SUBSIDIO    |
| MOCOA  | ESTRATO 1    | 12.529        | 11.506.228        | 6.954.640.668         | 3.805.100.070        | 3.149.540.598                | 54,71%        |
|  | ESTRATO 2    | 2.422         | 3.065.128         | 1.854.539.568         | 782.695.477          | 1.071.844.091                | 42,20%        |
|  | ESTRATO 3    | 850           | 1.056.831         | 639.765.369           | 82.479.209           | 557.286.160                  | 12,89%        |
|  | <b>TOTAL</b> | <b>15.801</b> | <b>15.628.187</b> | <b>9.448.945.605</b>  | <b>4.670.274.756</b> | <b>4.778.670.849</b>         | <b>49,43%</b> |
| ORITO  | ESTRATO 1    | 5.686         | 5.046.927         | 3.054.108.114         | 1.706.436.845        | 1.347.671.269                | 55,87%        |
|  | ESTRATO 2    | 1.877         | 2.608.607         | 1.580.438.620         | 649.149.792          | 931.288.828                  | 41,07%        |
|  | ESTRATO 3    | 199           | 294.835           | 178.934.717           | 21.616.328           | 157.318.389                  | 12,08%        |
|  | <b>TOTAL</b> | <b>7.762</b>  | <b>7.950.369</b>  | <b>4.813.481.451</b>  | <b>2.377.202.965</b> | <b>2.436.278.486</b>         | <b>49,39%</b> |
| VILLAGARZÓN  | ESTRATO 1    | 4.611         | 3.778.607         | 2.285.110.980         | 1.271.571.957        | 1.013.539.023                | 55,65%        |
|  | ESTRATO 2    | 1.532         | 1.889.446         | 1.143.890.773         | 491.341.007          | 652.549.766                  | 42,95%        |
|  | ESTRATO 3    | 7             | 8.415             | 5.089.155             | 682.942              | 4.406.213                    | 13,42%        |
|  | <b>TOTAL</b> | <b>6.150</b>  | <b>5.676.468</b>  | <b>3.434.090.908</b>  | <b>1.763.595.906</b> | <b>1.670.495.002</b>         | <b>51,36%</b> |
| PUERTO GUZMÁN  | ESTRATO 1    | 2.490         | 1.900.392         | 1.149.933.160         | 622.891.208          | 527.041.952                  | 54,17%        |
| PIAMONTE   | ESTRATO 1    | 1.418         | 1.099.914         | 665.973.915           | 357.417.402          | 308.556.513                  | 53,67%        |
| <b>TOTALES</b>   |              | <b>33.621</b> | <b>32.255.330</b> | <b>19.512.425.039</b> | <b>9.791.382.237</b> | <b>9.721.042.802</b>         | <b>50,18%</b> |

Tabla 3.



Grafica 45. Vr. Consumo - Vr. Subsidiado = Vr Facturado a Usuario Año 2018 (Millones \$)

### 3.4 Encuesta a Usuarios del Nivel de Satisfacción.

La EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A E.S.P adelantó a través de la subgerencia Comercial una encuesta, con el objeto de acercarse a sus usuarios, la cual permitió evaluar la percepción del usuario en

aspectos de tipo administrativo, confiabilidad y calidad del servicio.

Los criterios encuestados fueron cuatro (4):

1. SUMINISTRO DE ENERGÍA.
2. INFORMACIÓN Y COMUNICACIÓN CON EL USUARIO.
3. FACTURACIÓN DEL SERVICIO.
4. ATENCIÓN AL CLIENTE.

Como resultado final, se obtuvo una calificación de 71% de satisfacción del usuario frente a la empresa; una vez tabulados los aspectos anteriormente mencionados.

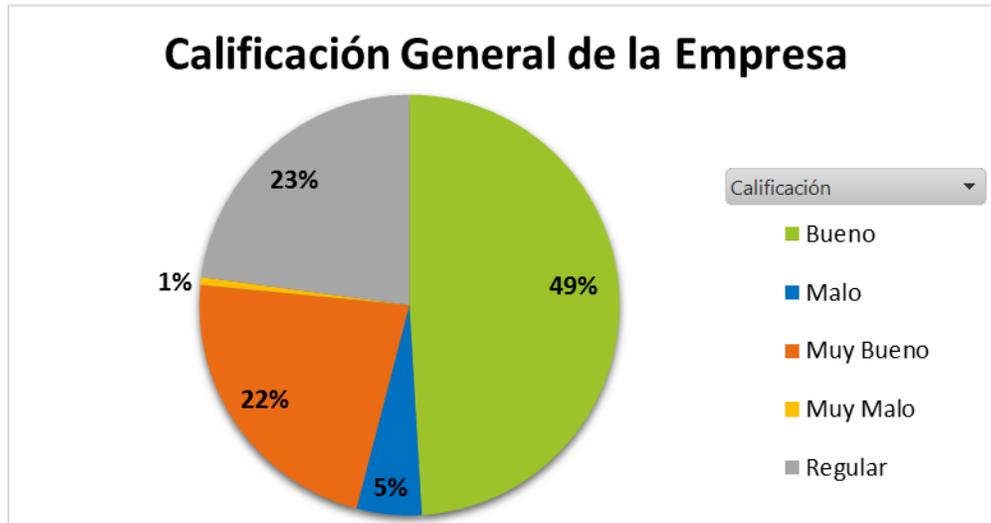


Imagen. Personal Técnico Área Comercial.

| Calificación General de la Empresa   |              |                           |
|--|--------------|---------------------------|
| Preguntas  | Calificación | Cuenta. Valores generales |
| Suministro del servicio sin interrupciones   | Bueno        |                           |
|  | Malo         | 144                       |
|  | Muy Bueno    | 182                       |
|  | Muy Malo     | 17                        |
|  | Regular      | 589                       |
| Cumplimiento en la reanudación oportuna del servicio, cuando se interrumpe de forma programada | Bueno        | 823                       |
|  | Malo         | 45                        |
|  | Muy Bueno    | 246                       |
|  | Muy Malo     | 2                         |
|  | Regular      | 408                       |
| Suministro del servicio sin variación de voltaje   | Bueno        | 698                       |
|  | Malo         | 95                        |
|  | Muy Bueno    | 308                       |
|  | Muy Malo     | 6                         |
|  | Regular      | 417                       |
| Notificación previa por parte de la empresa de interrupciones programadas del servicio         | Bueno        | 838                       |
|  | Malo         | 54                        |
|  | Muy Bueno    | 313                       |
|  | Muy Malo     | 5                         |
|  | Regular      | 312                       |
| Información por parte de la empresa sobre los derechos y deberes del cliente                   | Bueno        | 636                       |
|  | Malo         | 169                       |
|  | Muy Bueno    | 222                       |
|  | Regular      | 471                       |
| Orientación para el uso eficiente de energía   | Bueno        | 723                       |
|  | Malo         | 125                       |
|  | Muy Bueno    | 218                       |
|  | Muy Malo     | 17                        |
|  | Regular      | 434                       |
| Orientación sobre la prevención de peligros y riesgos en el uso de energía                     | Bueno        | 687                       |
|  | Malo         | 128                       |
|  | Muy Bueno    | 249                       |
|  | Muy Malo     | 24                        |
|  | Regular      | 425                       |
| Entrega anticipada de la factura   | Bueno        | 836                       |
|  | Malo         | 17                        |
|  | Muy Bueno    | 493                       |
|  | Muy Malo     | 4                         |
|  | Regular      | 173                       |
| Factura Sin Errores  | Bueno        | 807                       |
|  | Malo         | 52                        |
|  | Muy Bueno    | 389                       |
|  | Muy Malo     | 2                         |
|  | Regular      | 271                       |

|  |           |     |
|--|-----------|-----|
| Facilidad de comprensión de la información                                   | Bueno     | 805 |
|  | Malo      | 40  |
|  | Muy Bueno | 288 |
|  | Muy Malo  | 6   |
|  | Regular   | 380 |
| Disponibilidad y comodidad de los puntos autorizados de pago de factura      | Bueno     | 846 |
|  | Malo      | 20  |
|  | Muy Bueno | 440 |
|  | Muy Malo  | 2   |
|  | Regular   | 214 |
| Facilidad para contactar telefónicamente a la empresa                        | Bueno     | 658 |
|  | Malo      | 130 |
|  | Muy Bueno | 298 |
|  | Muy Malo  | 38  |
|  | Regular   | 359 |
| Agilidad en el tiempo de espera hasta ser atendido                           | Bueno     | 725 |
|  | Malo      | 115 |
|  | Muy Bueno | 331 |
|  | Muy Malo  | 15  |
|  | Regular   | 315 |
| Conocimiento por parte del funcionario que le atendieron                     | Bueno     | 872 |
|  | Malo      | 30  |
|  | Muy Bueno | 353 |
|  | Muy Malo  | 1   |
|  | Regular   | 256 |
| Calidad en la atención recibida (cortesía, respeto, amabilidad, disposición) | Bueno     | 820 |
|  | Malo      | 9   |
|  | Muy Bueno | 450 |
|  | Muy Malo  | 2   |
|  | Regular   | 230 |
| Comodidad y disposición (horarios) de los sitios de atención al cliente      | Bueno     | 842 |
|  | Malo      | 20  |
|  | Muy Bueno | 454 |
|  | Muy Malo  | 1   |
|  | Regular   | 200 |
| Cumplimiento y solución de las solicitudes en los plazos establecidos        | Bueno     | 709 |
|  | Malo      | 66  |
|  | Muy Bueno | 410 |
|  | Muy Malo  | 7   |
|  | Regular   | 292 |

Tabla 6.



Grafica 46.

### 3.5 Negocio de Comercialización

El negocio comercializado de la Empresa de Energía del Putumayo S.A E.S.P., se evalúa considerando el número de usuarios, compra de energía, facturación, tarifas, recaudos y cartera.

#### Gestión de Comercialización

El número de usuarios atendidos por la Empresa De Energía Del Putumayo S.A E.S.P al terminar el año 2018 fue de 36.404 usuarios resultado que permitido a la empresa crecer en un 5.91% respecto al año 2017 alcanzando uno del objetivo que la empresa se propuso tratando de recuperar los usuarios que se perdieron causados por el desastre natural del año 2017.

| Usuarios Atendidos Mercado EEP S.A. ESP |               |              |               |           |              |                 |              |                     |           |
|---|---------------|--------------|---------------|-----------|--------------|-----------------|--------------|---------------------|-----------|
| 2017                                    |               |              | 2018          |           |              | Proyección 2018 |              | % Cumplimiento Meta |           |
| Mes                                     | Número        | Nuevos       | Número        | Retirados | Nuevos       | Número          | Nuevos       | Mensual             | Acumulada |
| Enero                                   | 33.116        | 119          | 34.480        |           | 108          | 34.544          | 172          | 62,79%              | 62,79%    |
| Febrero                                 | 33.254        | 138          | 34.374        | -456      | 350          | 34.260          | 172          | 203,49%             | 133,14%   |
| Marzo                                   | 33.399        | 145          | 34.450        |           | 76           | 34.431          | 171          | 44,44%              | 103,69%   |
| Abril                                   | 33.471        | 72           | 34.695        |           | 245          | 34.602          | 171          | 143,27%             | 113,56%   |
| Mayo                                    | 33.493        | 22           | 34.849        |           | 154          | 34.774          | 172          | 89,53%              | 108,74%   |
| Junio                                   | 33.593        | 100          | 35.034        |           | 185          | 34.946          | 172          | 107,56%             | 108,54%   |
| Julio                                   | 33.702        | 109          | 35.326        |           | 292          | 35.118          | 172          | 169,77%             | 117,30%   |
| Agosto                                  | 33.825        | 123          | 35.478        |           | 152          | 35.290          | 172          | 88,37%              | 113,68%   |
| Septiembre                              | 33.985        | 160          | 35.721        |           | 243          | 35.462          | 172          | 141,28%             | 116,75%   |
| Octubre                                 | 34.141        | 156          | 36.101        |           | 380          | 35.634          | 172          | 220,93%             | 127,18%   |
| Noviembre                               | 34.259        | 118          | 36.255        |           | 154          | 35.806          | 172          | 89,53%              | 123,76%   |
| Diciembre                               | 34.372        | 113          | 36.404        |           | 149          | 35.978          | 172          | 86,63%              | 120,66%   |
| <b>Cierre Año</b>                       | <b>34.372</b> | <b>1.375</b> | <b>36.404</b> |           | <b>2.488</b> | <b>36.434</b>   | <b>2.062</b> |                     |           |

Tabla 7.

## Usuarios por Municipio

| MES    | MOCOYA   |               |          | ORITO    |               |          | VILLAGARZÓN |               |          |
|--------|----------|---------------|----------|----------|---------------|----------|-------------|---------------|----------|
|        | Usuarios | Demanda (KWH) |          | Usuarios | Demanda (KWH) |          | Usuarios    | Demanda (KWH) |          |
|        |          | Mensual       | Promedio |          | Mensual       | Promedio |             | Mensual       | Promedio |
| ENE 17 | 15.422   | 2.226.023     | 144      | 8.010    | 956.041       | 119      | 6.184       | 744.703       | 120      |
| FEB 17 | 15.515   | 2.256.674     | 145      | 8.036    | 976.577       | 122      | 6.198       | 767.403       | 124      |
| MAR 17 | 15.596   | 2.120.364     | 136      | 8.051    | 943.808       | 117      | 6.224       | 701.737       | 113      |
| ABR 17 | 15.640   | 1.251.661     | 80       | 8.057    | 749.940       | 93       | 6.238       | 452.481       | 73       |
| MAY 17 | 15.633   | 2.107.535     | 135      | 8.035    | 942.111       | 117      | 6.251       | 736.332       | 118      |
| JUN 17 | 15.713   | 2.187.241     | 139      | 8.044    | 952.807       | 118      | 6.277       | 751.096       | 120      |
| JUL 17 | 15.779   | 2.163.933     | 137      | 8.063    | 976.847       | 121      | 6.283       | 721.557       | 115      |
| AGO 17 | 15.832   | 2.211.525     | 140      | 8.096    | 1.067.500     | 132      | 6.303       | 784.962       | 125      |
| SEP 17 | 15.903   | 2.239.477     | 141      | 8.115    | 1.012.145     | 125      | 6.341       | 777.238       | 123      |
| OCT 17 | 15.966   | 2.116.529     | 133      | 8.134    | 1.018.814     | 125      | 6.385       | 793.036       | 124      |
| NOV 17 | 16.031   | 2.249.739     | 140      | 8.154    | 1.016.583     | 125      | 6.401       | 817.537       | 128      |
| DIC 17 | 16.144   | 2.189.376     | 136      | 8.205    | 1.012.677     | 123      | 6.441       | 801.303       | 124      |
| ENE 18 | 16.155   | 2.189.322     | 136      | 8.191    | 965.384       | 118      | 6.436       | 759.287       | 118      |
| FEB 18 | 15.962   | 2.249.227     | 141      | 8.187    | 1.045.675     | 128      | 6.501       | 814.695       | 125      |
| MAR 18 | 15.969   | 2.295.274     | 144      | 8.244    | 1.036.693     | 126      | 6.511       | 826.494       | 127      |
| ABR 18 | 16.038   | 2.239.632     | 140      | 8.300    | 983.525       | 118      | 6.546       | 722.849       | 110      |
| MAY 18 | 16.080   | 2.273.626     | 141      | 8.327    | 1.061.727     | 128      | 6.570       | 824.546       | 126      |
| JUN 18 | 16.165   | 2.175.742     | 135      | 8.351    | 987.468       | 118      | 6.592       | 775.388       | 118      |
| JUL 18 | 16.355   | 2.259.362     | 138      | 8.377    | 1.006.091     | 120      | 6.605       | 751.123       | 114      |
| AGO 18 | 16.441   | 2.155.830     | 131      | 8.397    | 1.050.296     | 125      | 6.618       | 748.333       | 113      |
| SEP 18 | 16.514   | 2.225.210     | 135      | 8.490    | 1.025.849     | 121      | 6.650       | 844.203       | 127      |
| OCT 18 | 16.796   | 2.391.592     | 142      | 8.555    | 1.092.430     | 128      | 6.671       | 859.208       | 129      |
| NOV 18 | 16.875   | 2.319.477     | 137      | 8.589    | 1.055.682     | 123      | 6.695       | 865.249       | 129      |
| DIC 18 | 16.947   | 2.192.284     | 129      | 8.634    | 1.026.433     | 119      | 6.713       | 814.500       | 121      |

Tabla .

| MES    | PUERTO GUZMÁN |               |          | PIAMONTE |               |          | SANTA ROSA |               |          |
|--------|---------------|---------------|----------|----------|---------------|----------|------------|---------------|----------|
|        | Usuarios      | Demanda (KWH) |          | Usuarios | Demanda (KWH) |          | Usuarios   | Demanda (KWH) |          |
|        |               | Mensual       | Promedio |          | Mensual       | Promedio |            | Mensual       | Promedio |
| ENE 17 | 2.271         | 192.674       | 85       | 1.206    | 107.821       | 89       | 23         | 1.061         | 46       |
| FEB 17 | 2.276         | 202.962       | 89       | 1.206    | 107.526       | 89       | 23         | 1.100         | 48       |
| MAR 17 | 2.289         | 195.708       | 85       | 1.216    | 105.927       | 87       | 23         | 971           | 42       |
| ABR 17 | 2.297         | 127.499       | 56       | 1.216    | 69.850        | 57       | 23         | 635           | 28       |
| MAY 17 | 2.304         | 194.306       | 84       | 1.214    | 101.638       | 84       | 23         | 1.219         | 53       |
| JUN 17 | 2.313         | 186.492       | 81       | 1.223    | 105.387       | 86       | 23         | 1.159         | 50       |
| JUL 17 | 2.326         | 192.318       | 83       | 1.228    | 100.526       | 82       | 23         | 940           | 41       |
| AGO 17 | 2.335         | 211.059       | 90       | 1.237    | 111.824       | 90       | 23         | 1.080         | 47       |
| SEP 17 | 2.348         | 216.327       | 92       | 1.251    | 113.459       | 91       | 23         | 1.201         | 52       |
| OCT 17 | 2.360         | 211.887       | 90       | 1.273    | 104.735       | 82       | 23         | 999           | 43       |
| NOV 17 | 2.366         | 212.763       | 90       | 1.284    | 108.938       | 85       | 23         | 1.419         | 62       |
| DIC 17 | 2.380         | 215.935       | 91       | 1.299    | 108.069       | 83       | 23         | 1.131         | 49       |
| ENE 18 | 2.377         | 191.789       | 81       | 1.298    | 108.609       | 84       | 23         | 1.206         | 52       |
| FEB 18 | 2.393         | 225.437       | 94       | 1.307    | 113.949       | 87       | 24         | 1.122         | 47       |
| MAR 18 | 2.394         | 316.748       | 132      | 1.308    | 115.894       | 89       | 24         | 1.335         | 56       |
| ABR 18 | 2.471         | 209.049       | 85       | 1.316    | 117.948       | 90       | 24         | 1.315         | 55       |
| MAY 18 | 2.523         | 219.270       | 87       | 1.325    | 115.442       | 87       | 24         | 1.160         | 48       |
| JUN 18 | 2.547         | 208.997       | 82       | 1.355    | 109.649       | 81       | 24         | 1.173         | 49       |
| JUL 18 | 2.555         | 205.683       | 81       | 1.410    | 116.584       | 83       | 24         | 1.176         | 49       |
| AGO 18 | 2.560         | 222.422       | 87       | 1.438    | 118.010       | 82       | 24         | 1.324         | 55       |
| SEP 18 | 2.591         | 219.050       | 85       | 1.452    | 122.628       | 84       | 24         | 1.256         | 52       |
| OCT 18 | 2.596         | 225.780       | 87       | 1.459    | 138.213       | 95       | 24         | 1.287         | 54       |
| NOV 18 | 2.604         | 221.956       | 85       | 1.468    | 125.051       | 85       | 24         | 1.237         | 52       |
| DIC 18 | 2.612         | 211.552       | 81       | 1.474    | 118.565       | 80       | 24         | 1.189         | 50       |

Tabla .

## Demanda por Servicio

| USUARIOS ATENDIDOS MERCADO REGULADO EEP S.A. ESP - Servicios Año 2018 |           |                       |                        |            |                       |                        |          |                       |                        |
|---|-----------|-----------------------|------------------------|------------|-----------------------|------------------------|----------|-----------------------|------------------------|
| MES   | COMERCIAL |                       |                        | INDUSTRIAL |                       |                        | OFICIAL  |                       |                        |
|   | Usuarios  | Demanda Mensual (Kwh) | Demanda Promedio (Kwh) | Usuarios   | Demanda Mensual (Kwh) | Demanda Promedio (Kwh) | Usuarios | Demanda Mensual (Kwh) | Demanda Promedio (Kwh) |
| DIC 17  | 2.865     | 978.524               | 342                    | 146        | 77.039                | 528                    | 369      | 566.363               | 1.535                  |
| ENE 18  | 2.752     | 945.387               | 344                    | 146        | 65.473                | 448                    | 367      | 530.303               | 1.445                  |
| FEB 18  | 2.876     | 1.030.054             | 358                    | 147        | 70.212                | 478                    | 364      | 547.480               | 1.504                  |
| MAR 18  | 2.764     | 1.042.092             | 377                    | 147        | 174.191               | 1.185                  | 344      | 558.715               | 1.624                  |
| ABR 18  | 2.770     | 978.118               | 353                    | 147        | 65.279                | 444                    | 344      | 544.295               | 1.582                  |
| MAY 18  | 2.776     | 1.020.818             | 368                    | 149        | 68.375                | 459                    | 346      | 538.462               | 1.556                  |
| JUN 18  | 2.777     | 981.296               | 353                    | 149        | 62.406                | 419                    | 346      | 502.984               | 1.454                  |
| JUL 18  | 2.779     | 1.027.753             | 370                    | 148        | 64.773                | 438                    | 346      | 583.843               | 1.687                  |
| AGO 18  | 2.772     | 991.148               | 358                    | 148        | 69.029                | 466                    | 346      | 380.555               | 1.100                  |
| SEP 18  | 2.756     | 1.007.995             | 366                    | 146        | 67.196                | 460                    | 369      | 604.544               | 1.638                  |
| OCT 18  | 2.760     | 1.079.787             | 391                    | 146        | 66.114                | 453                    | 368      | 602.947               | 1.638                  |
| NOV 18  | 2.764     | 1.035.892             | 375                    | 146        | 62.016                | 425                    | 369      | 611.832               | 1.658                  |
| DIC 18  | 2.772     | 1.022.004             | 369                    | 146        | 65.027                | 445                    | 369      | 520.774               | 1.411                  |

| MES    | ESTRATO 1 |                       |                        | ESTRATO 2 |                       |                        | ESTRATO 3 |                       |                        |
|--------|-----------|-----------------------|------------------------|-----------|-----------------------|------------------------|-----------|-----------------------|------------------------|
|        | Usuarios  | Demanda Mensual (Kwh) | Demanda Promedio (Kwh) | Usuarios  | Demanda Mensual (Kwh) | Demanda Promedio (Kwh) | Usuarios  | Demanda Mensual (Kwh) | Demanda Promedio (Kwh) |
| DIC 17 | 24.441    | 1.938.045             | 79                     | 5.645     | 650.841               | 115                    | 1.024     | 117.459               | 115                    |
| ENE 18 | 24.530    | 1.919.104             | 78                     | 5.654     | 643.021               | 114                    | 1.026     | 112.309               | 109                    |
| FEB 18 | 24.351    | 2.014.321             | 83                     | 5.605     | 671.976               | 120                    | 1.026     | 116.062               | 113                    |
| MAR 18 | 24.553    | 2.018.098             | 82                     | 5.612     | 683.584               | 122                    | 1.025     | 115.568               | 113                    |
| ABR 18 | 24.769    | 1.949.527             | 79                     | 5.632     | 626.257               | 111                    | 1.028     | 110.628               | 108                    |
| MAY 18 | 24.918    | 2.082.559             | 84                     | 5.627     | 669.772               | 119                    | 1.028     | 115.561               | 112                    |
| JUN 18 | 25.082    | 1.963.857             | 78                     | 5.645     | 635.544               | 113                    | 1.030     | 112.330               | 109                    |
| JUL 18 | 25.354    | 1.933.279             | 76                     | 5.661     | 620.977               | 110                    | 1.033     | 109.394               | 106                    |
| AGO 18 | 25.492    | 2.086.172             | 82                     | 5.676     | 660.389               | 116                    | 1.039     | 108.922               | 105                    |
| SEP 18 | 25.700    | 1.990.320             | 77                     | 5.705     | 652.405               | 114                    | 1.040     | 115.736               | 111                    |
| OCT 18 | 26.066    | 2.138.061             | 82                     | 5.714     | 698.429               | 122                    | 1.042     | 123.172               | 118                    |
| NOV 18 | 26.208    | 2.084.149             | 80                     | 5.721     | 678.596               | 119                    | 1.042     | 116.167               | 111                    |
| DIC 18 | 26.333    | 1.988.202             | 76                     | 5.733     | 651.718               | 114                    | 1.046     | 116.798               | 112                    |

Tabla 9.

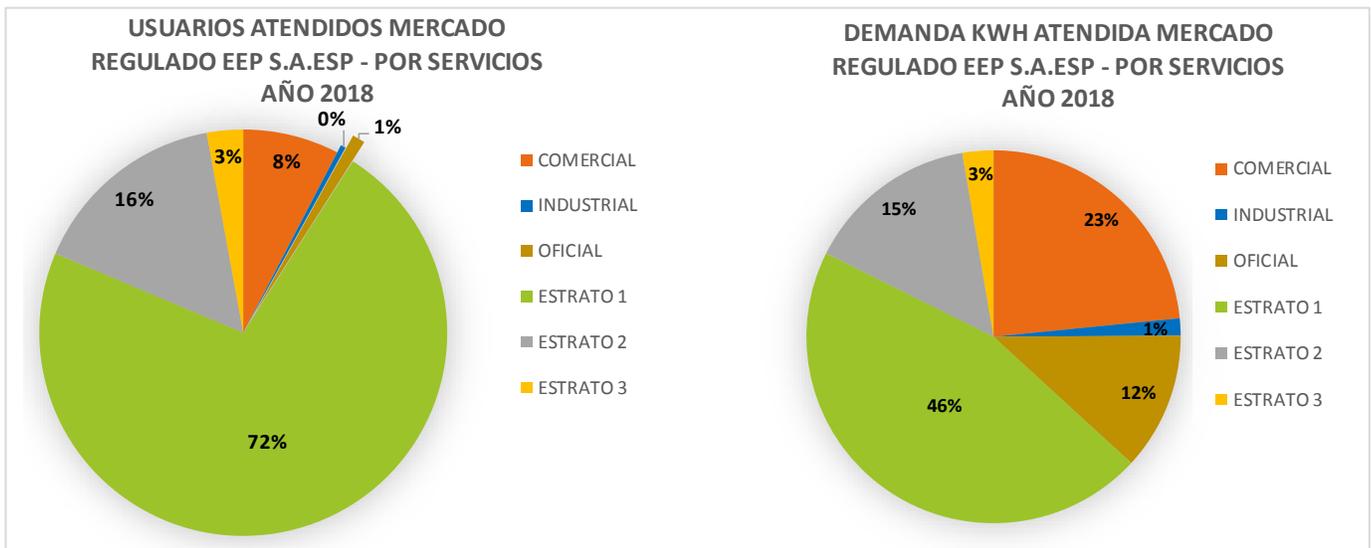
Consolidado Demanda por Municipio

| CONSOLIDADO |               |                  |
|-------------|---------------|------------------|
| SECTOR      | USUARIOS      | DEMANDA KWH      |
| COMERCIAL   | 2.772         | 1.022.004        |
| INDUSTRIAL  | 146           | 65.027           |
| OFICIAL     | 369           | 520.774          |
| ESTRATO 1   | 26.333        | 1.988.202        |
| ESTRATO 2   | 5.733         | 651.718          |
| ESTRATO 3   | 1.046         | 116.798          |
|             | <b>36.399</b> | <b>4.364.523</b> |

|                      |               |
|----------------------|---------------|
| <b>ALUMB PÚBLICO</b> | <b>5</b>      |
|                      | <b>36.404</b> |

Tabla 10.



Grafica 47.

**Porcentaje de Usuarios.**

La gestión comercial de la empresa esta direccionada a la atención de cinco municipios, cuatro en el departamento del Putumayo y uno en el cauca. El crecimiento ha sido progresivo, siendo el sector residencial el más representativo con el 90%, el sector comercial el 8%, Oficial 1% y el industrial el 1%. Como se puede observar en la gráfica (Usuarios Atendidos por Mercado).

**Porcentaje de la Demanda.**

En cuanto a los consumos o la demanda, el sector comercial representa el 23%, el residencial el 64%, el oficial el 12% y el industrial el 1%. Como se puede observar en la gráfica (Demanda Atendida por Servicio).

Es así como podemos determinar que siendo los usuarios del sector público y comercial los que porcentualmente son minoritarios con relación a la

distribución de usuarios, en cuanto a la demanda son los principales clientes para la E.E.P S.A. ESP.

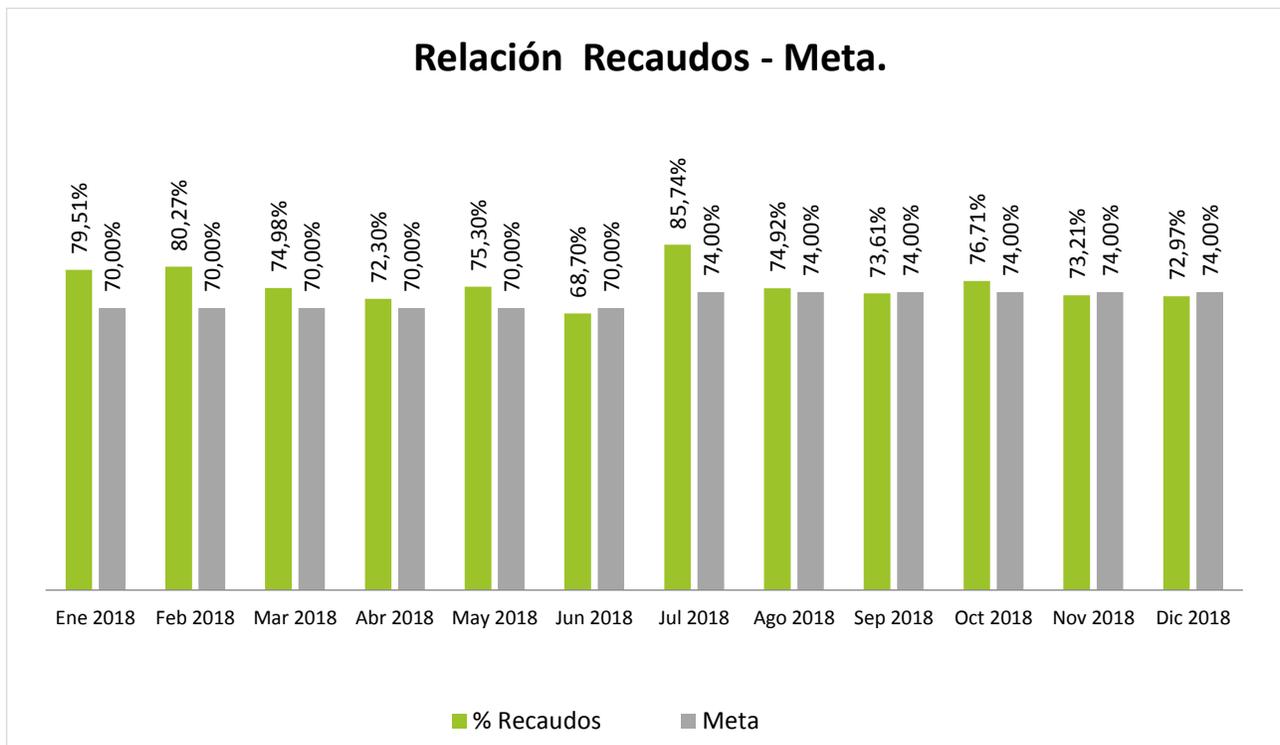
### 3.6 Facturación Recaudo y Cartera.

| Concepto         | Ene 2018             | Feb 2018             | Mar 2018             | Abr 2018             | May 2018             | Jun 2018             | Jul 2018             | Ago 2018             | Sep 2018             | Oct 2018             | Nov 2018             | Dic 2018             |
|------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Facturación Mes  | 1.903.324.123        | 2.075.532.789        | 2.226.815.943        | 2.046.916.604        | 2.014.249.772        | 2.020.545.571        | 2.022.773.178        | 2.087.643.623        | 2.240.388.095        | 2.386.731.243        | 2.321.120.613        | 2.213.062.776        |
| Cartera Vencida  | 479.918.777          | 433.294.161          | 565.333.907          | 455.442.196          | 711.940.378          | 665.233.829          | 534.766.522          | 642.738.083          | 628.758.375          | 615.097.466          | 737.006.404          | 854.422.274          |
| Cuentas x Cobrar | 75.774.660           | 109.252.167          | 129.465.964          | 127.167.035          | 120.265.551          | 111.904.447          | 115.884.169          | 114.503.711          | 103.241.615          | 94.296.241           | 86.511.570           | 92.505.568           |
| <b>Total</b>     | <b>2.459.017.560</b> | <b>2.618.079.117</b> | <b>2.921.615.814</b> | <b>2.629.525.835</b> | <b>2.846.455.701</b> | <b>2.797.683.847</b> | <b>2.673.423.869</b> | <b>2.844.885.417</b> | <b>2.972.388.085</b> | <b>3.096.124.950</b> | <b>3.144.638.587</b> | <b>3.159.990.618</b> |

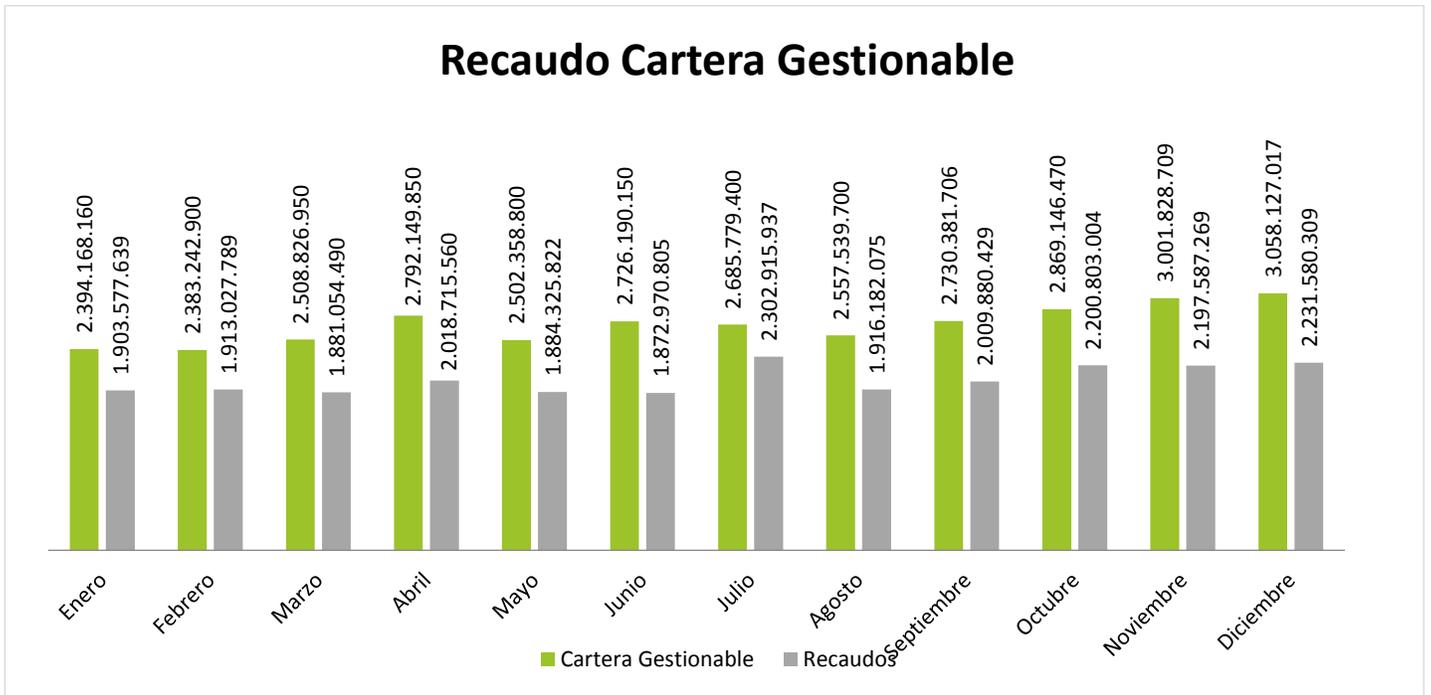
  

|                     |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |               |
|---------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Cartera Gestionable | 2.394.168.160 | 2.383.242.900 | 2.508.826.950 | 2.792.149.850 | 2.502.358.800 | 2.726.190.150 | 2.685.779.400 | 2.557.539.700 | 2.730.381.706 | 2.869.146.470 | 3.001.828.709 | 3.058.127.017 |
| Recaudos            | 1.903.577.639 | 1.913.027.789 | 1.881.054.490 | 2.018.715.560 | 1.884.325.822 | 1.872.970.805 | 2.302.915.937 | 1.916.182.075 | 2.009.880.429 | 2.200.803.004 | 2.197.587.269 | 2.231.580.309 |
| % Recaudos          | 79,51%        | 80,27%        | 74,98%        | 72,30%        | 75,30%        | 68,70%        | 85,74%        | 74,92%        | 73,61%        | 76,71%        | 73,21%        | 72,97%        |
| Meta                | 70,00%        | 70,00%        | 70,00%        | 70,00%        | 70,00%        | 70,00%        | 74,00%        | 74,00%        | 74,00%        | 74,00%        | 74,00%        | 74,00%        |

Tabla 11.



Grafica 48. Relación Recaudos - Meta



Grafica 49.

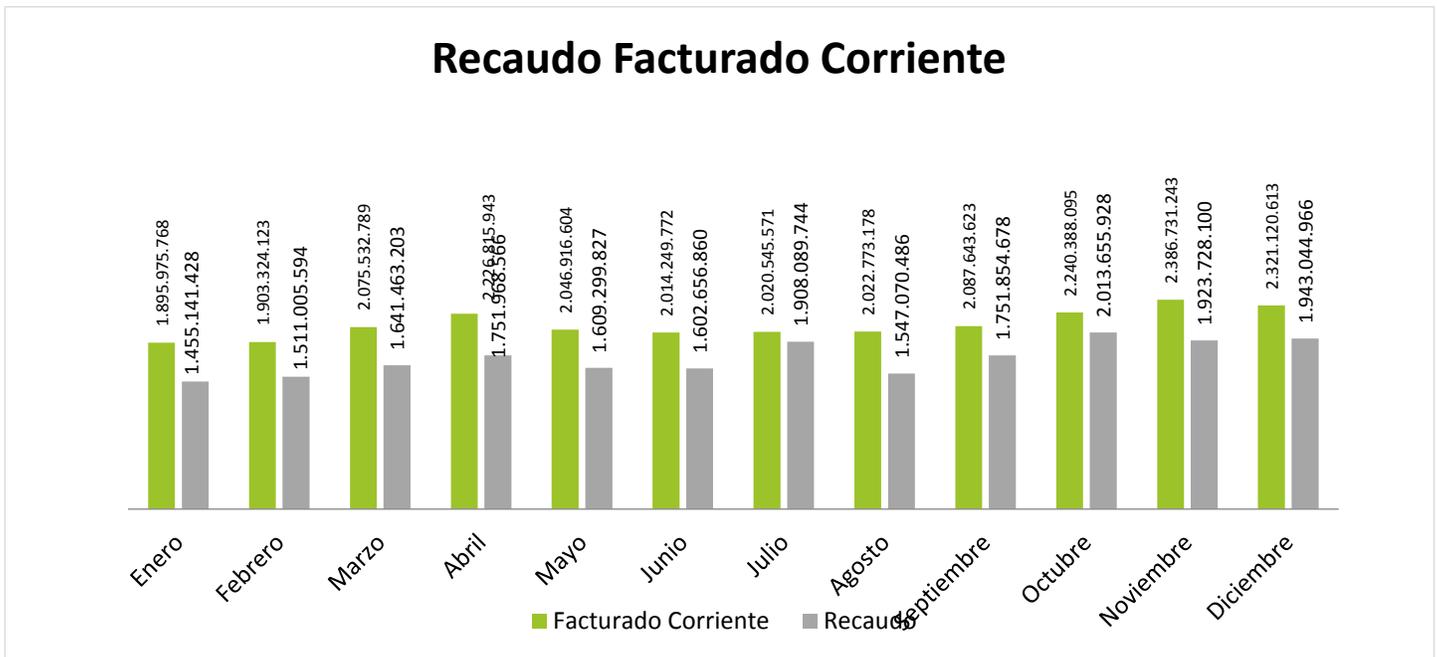


Gráfico 50.

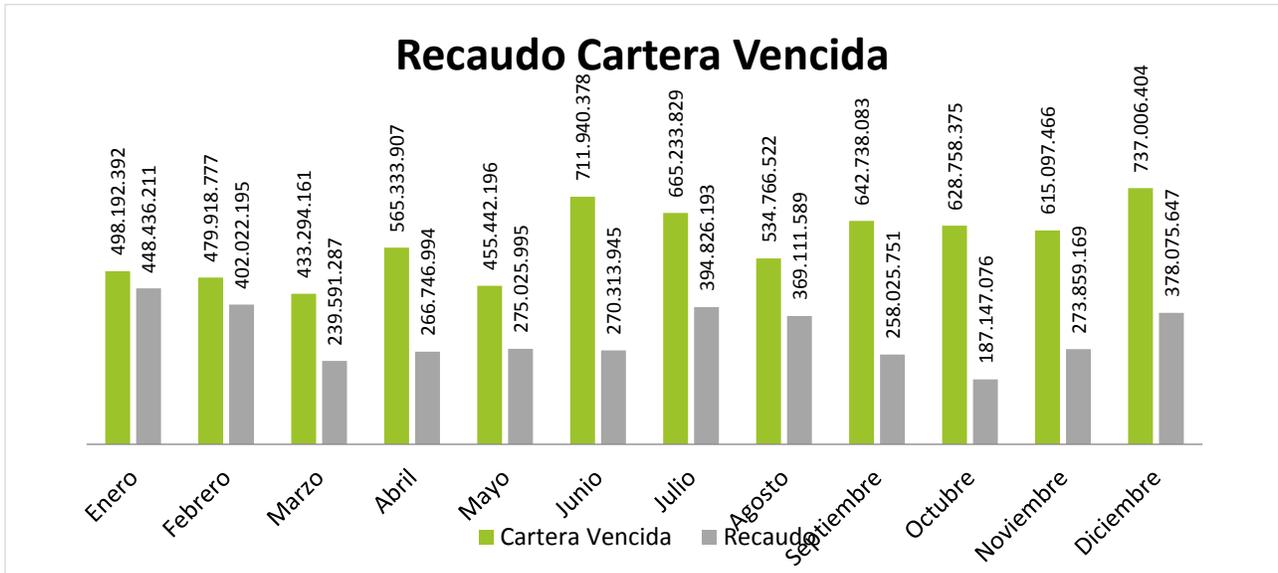


Gráfico 51. Recaudo Cartera Vencida

La implementación de una política de recaudo con acciones concretas estableciendo Periodos de cortes para los usuarios que no cancelan en los periodos establecidos por la empresa.

La empresa proyectó a inicio del año un índice del 70% de recaudo y posteriormente la Junta directiva a partir de julio del 2018 replanteo y exigió un 74% del total mensual facturado.

La subgerencia comercial diseño e implemento nuevas estrategias que permitieron alcanzar y superar en algunos meses los índices propuestos, especialmente en los meses de julio, agosto y octubre del 2018. Alcanzando un recaudo de 85.74%, 74.92% y 76.91% respectivamente.

## Compra de Energía en Contrato Bilaterales y Bolsa.

Las estrategias diseñadas en la contratación de la energía eléctrica, logra mitigar el impacto en el costo promedio anual del KWh comprado para cubrir la demanda del mercado regulado 2018.

| Mes                | COMPRA DE ENERGÍA MEDIANTE CONTRATOS - AÑO 2018 |            |        |               |            |        |                 |            |        |                |            |        |        |                              |
|--------------------|---|------------|--------|---------------|------------|--------|-----------------|------------|--------|----------------|------------|--------|--------|------------------------------|
|                    | RUITOQUE  |            |        | AESP          |            |        | COMPRA EN BOLSA |            |        | TOTAL COMPRA   |            |        |        | Vr. Traslado al Usuario Gm+1 |
|                    | Pesos   | Kwh        | \$/Kwh | Pesos         | Kwh        | \$/Kwh | Pesos           | Kwh        | \$/Kwh | Pesos          | Kwh        | \$/Kwh | \$/Kwh |                              |
| Enero              | 749.501.631                                     | 2.976.000  | 251,85 | 525.114.165   | 1.999.985  | 262,56 | 112.566.081     | 853.990    | 131,81 | 1.387.181.877  | 5.829.975  | 237,94 | 228,93 |                              |
| Febrero            | 678.522.582                                     | 2.688.000  | 252,43 | 503.698.945   | 2.000.006  | 251,85 | 144.411.894     | 976.522    | 147,88 | 1.326.633.421  | 5.664.528  | 234,20 | 226,68 |                              |
| Marzo              | 751.949.037                                     | 2.976.000  | 252,67 | 504.854.606   | 2.000.005  | 252,43 | 211.027.187     | 1.171.895  | 180,07 | 1.467.830.830  | 6.147.900  | 238,75 | 230,12 |                              |
| Abril              | 726.092.308                                     | 2.880.000  | 252,12 | 505.342.499   | 2.000.002  | 252,67 | 131.585.183     | 991.967    | 132,65 | 1.363.019.990  | 5.871.969  | 232,12 | 225,79 |                              |
| Mayo               | 757.108.434                                     | 2.976.000  | 254,40 | 504.232.262   | 2.000.006  | 252,12 | 81.125.191      | 1.018.208  | 79,67  | 1.342.465.887  | 5.994.214  | 223,96 | 218,73 |                              |
| Junio              | 734.029.842                                     | 2.880.000  | 254,87 | 508.809.839   | 2.000.002  | 254,40 | 65.000.260      | 849.287    | 76,54  | 1.307.839.941  | 5.729.289  | 228,27 | 223,95 |                              |
| Julio              | 757.703.750                                     | 2.976.000  | 254,60 | 510.677.969   | 2.000.006  | 255,34 | 60.902.788      | 694.210    | 87,73  | 1.329.284.507  | 5.670.216  | 234,43 | 236,41 |                              |
| Agosto             | 758.960.526                                     | 2.976.000  | 255,03 | 508.677.578   | 2.000.006  | 254,34 | 102.183.246     | 879.782    | 116,15 | 1.369.821.350  | 5.855.788  | 233,93 | 230,47 |                              |
| Septiembre         | 743.183.610                                     | 2.880.000  | 258,05 | 510.899.135   | 2.000.002  | 255,45 | 111.463.222     | 911.863    | 122,24 | 1.365.545.967  | 5.791.865  | 235,77 | 233,94 |                              |
| Octubre            | 773.446.525                                     | 2.976.000  | 259,89 | 516.101.257   | 2.000.006  | 258,05 | 162.993.384     | 1.068.973  | 152,48 | 1.452.541.166  | 6.044.979  | 240,29 | 239,05 |                              |
| Noviembre          | 749.072.748                                     | 2.880.000  | 260,09 | 519.789.747   | 2.000.002  | 259,89 | 106.350.649     | 912.070    | 116,60 | 1.375.213.144  | 5.792.072  | 237,43 | 234,97 |                              |
| Diciembre          | 773.314.233                                     | 2.976.000  | 259,85 | 520.190.948   | 2.000.006  | 260,09 | 165.718.927     | 826.828    | 200,43 | 1.459.224.108  | 5.802.834  | 251,47 | 245,20 |                              |
| Acumulado Año 2018 | 8.952.885.226                                   | 35.040.000 | 255,50 | 6.138.388.950 | 24.000.032 | 255,77 | 1.455.328.012   | 11.155.595 | 130,46 | 16.546.602.188 | 70.195.627 | 235,72 | 231,19 |                              |

Tabla .

# Capítulo 4.

## 4. Informe Área Técnica.



Actividades Sub estación Junín.

## 4.1 Resolución CREG 015 de 2018.

### 4.1.1 Metodología para la remuneración de distribución.

Por medio de esta resolución se presenta la metodología, fórmulas tarifarias y otras disposiciones para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica a todos los agentes que prestan el servicio de distribución de energía eléctrica y a los usuarios que utilizan el servicio. La Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P., al ser un agente prestador del servicio de distribución de energía eléctrica, realizó estudios del sistema y presentó un informe, para ser evaluado y aprobado por la CREG para la respectiva aprobación.

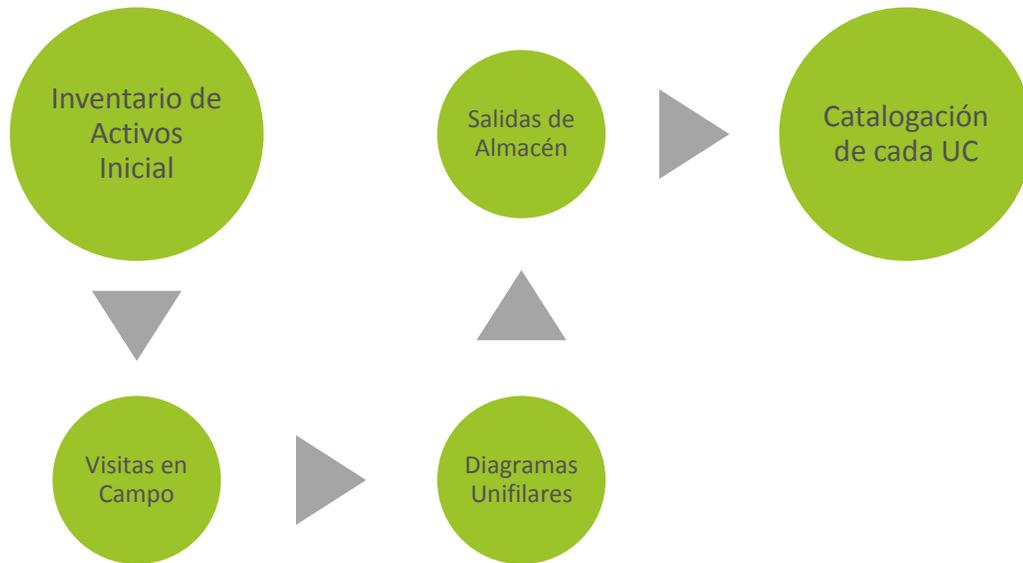
- Se presenta un diagnóstico del estado actual de nuestro sistema a la fecha de corte de la presentación de la circular 051 de 2018, donde se puede observar la cantidad de usuarios que atendemos, clasificados en residenciales, no residenciales, y zona de ubicación, el histórico de la demanda de energía y potencia, también se enumeran las subestaciones que operamos por niveles de tensión, los transformadores de distribución.
- Se presenta un resumen de las pérdidas de energía totales que presenta nuestro sistema y las pérdidas de energía en el nivel de tensión 1 que presentamos en los años 2016 y 2017.
- Se proyectó la demanda de energía y potencia que tendrá la empresa en un horizonte de 10

años, las cuales se presentan por subestaciones, transformadores y circuitos que opera la empresa.

- Con el comportamiento de la demanda y la proyección, se pasó a evaluar la cargabilidad que presentan los transformadores con conexión al STN, los de nivel de tensión, 4 y 3, transformadores de distribución, y las líneas que alimentan a nuestro sistema.
- Con el estudio de antigüedad de los activos presentes, las proyecciones de demanda de energía y potencia, la cargabilidad, y demás estudios técnicos, se pudo identificar los proyectos en los cuales la empresa debe invertir o buscar recurso, para atender la demanda, hacer reposición de los activos que ya cumplieron su vida útil y prestar un servicio con calidad.

#### **Modelación de la Metodología de Remuneración de la Actividad de Distribución**

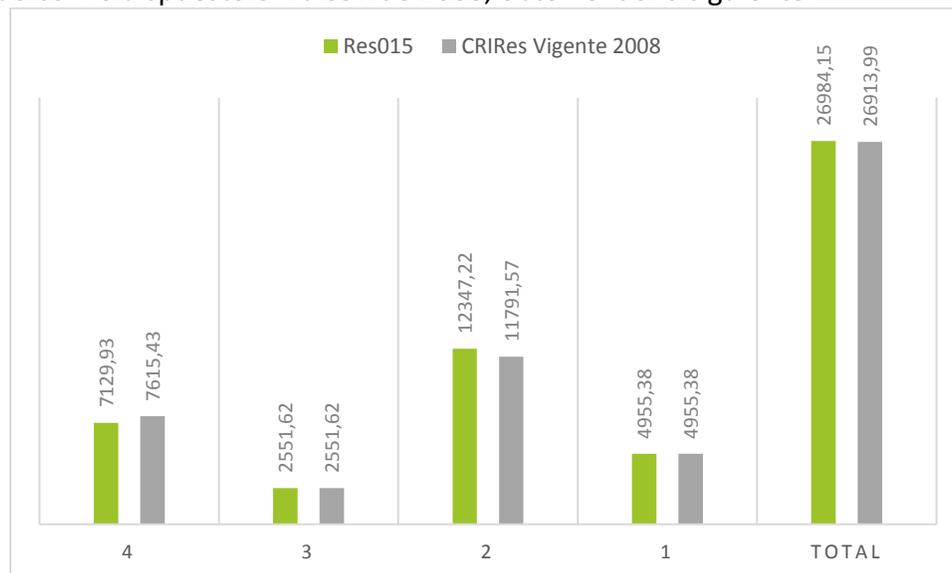
La modelación de la metodología de remuneración inicia desde identificar cada unidad constructiva del sistema y a su vez establecer su fecha de puesta en operación.



Gráfica 52. Procedimiento para identificar activos.

Al respecto, es pertinente señalar, que para la modelación se utilizó la información resultante del ejercicio efectuado por la empresa. En este sentido, la comisión devolvió el inventario de activos entregado por la empresa en el año 2008, el cual fue valorizado siguiendo las magnitudes definidas en el capítulo 15 de la Resolución, luego se consolidaron las cifras por nivel de tensión y por categoría de activo.

Posteriormente se compararon los valores por nivel de tensión, con los actuales aprobados en la Resolución particular de acuerdo con lo dispuesto en la 097 de 2008, obteniendo lo siguiente:



Gráfica 53. Segregación de la base inicial de activos por nivel de tensión y categoría

De lo anterior se observan diferencias marginales entre la valorización efectuada en este ejercicio y lo aprobado en la resolución vigente. Luego se procedió a identificar los ingresos anuales por inversión entre los años 2008 y 2017.

**UC:** Unidades Constructivas

**CRIFO:** (UC que salieron de operación entre los años 2008 y 2017), 6551 Millones

**CRINR:** (Valor de los activos no incluidos en el inventario de activos utilizado para la aplicación de la Resolución CREG 097 de 2008), La empresa reporto todos sus activos a corte de 2007.

**CRII:** (valor de los activos instalados antes de 2008 que aún están en operación), 22.012 Millones, para esto, la metodología contempla calcular el valor de los activos remunerados actualmente, a partir de los costos anuales de inversión, los cuales están implícitos en los cargos de distribución vigentes, luego de extraer de éstos los valores de AOM, costo de terrenos, entre otros diferentes a inversión. Posteriormente, al valor calculado CAI, afectado por

la tasa de retorno de la Res CREG 097 de 2008 y la vida útil de cada categoría de activos, se le suman los activos que existiendo no fueron reportados, cuyo valor es cero para el caso que nos ocupa, y se le sustrae el valor de los activos que salieron de operación.

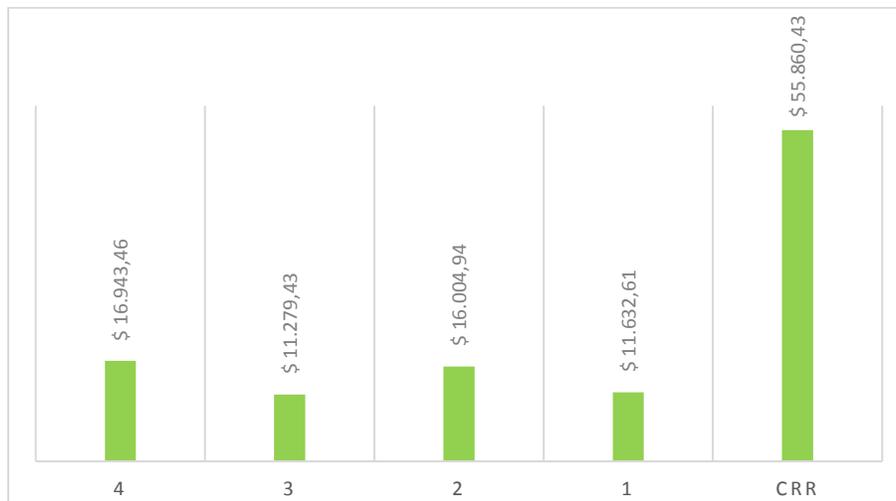
**CRIN:** (activos que entraron en operación entre los años 2008 y 2017), 17.760 Millones.

Luego, se tiene que la base regulatoria de activos eléctricos inicial, con corte 2017, corresponderá a lo calculado previamente para los activos que entraron en operación antes de 2008, afectados por un factor de ajuste, y aquellos que entraron entre 2008 y 2017:

$$BRAE_{j,n,0} = 39.041 \text{ MCOP } 2007$$

$$BRAE_{j,n,0} = 53.378 \text{ MCOP } 2017$$

Ahora bien, el costo de reposición de referencia para la empresa es estimado y nos da los siguientes resultados:



Gráfica 54. Costo de Reposición de Referencia.

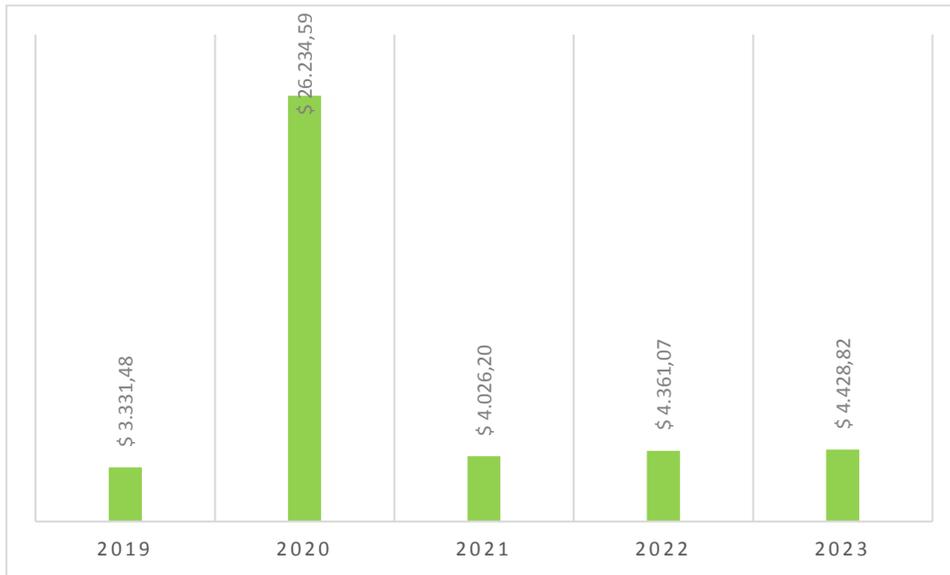
Ahora bien, para la remuneración del plan de inversión, la regulación contempla dos posibilidades.

- la primera de estas presentar éste junto con la solicitud de ingresos, en cuyo caso el plan es diseñado para 5 años y está realizado con base en los estudios de calidad del servicio,

crecimiento de la demanda, perfil de antigüedad de activos entre otros.

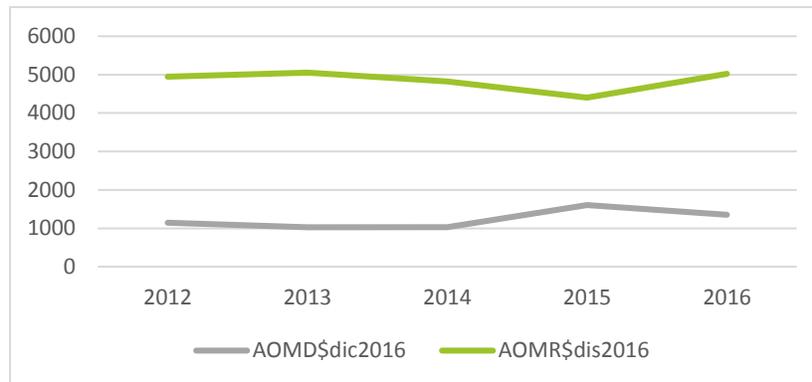
- La segunda opción corresponde con presentar el plan antes de abril de 2018, con una proyección de éste a 4 años.

De acuerdo con lo anterior la empresa decidió acogerse a la primera opción diseñando un plan de inversión que contiene los siguientes valores anuales:



Gráfica 55. Inversión 2019-2023

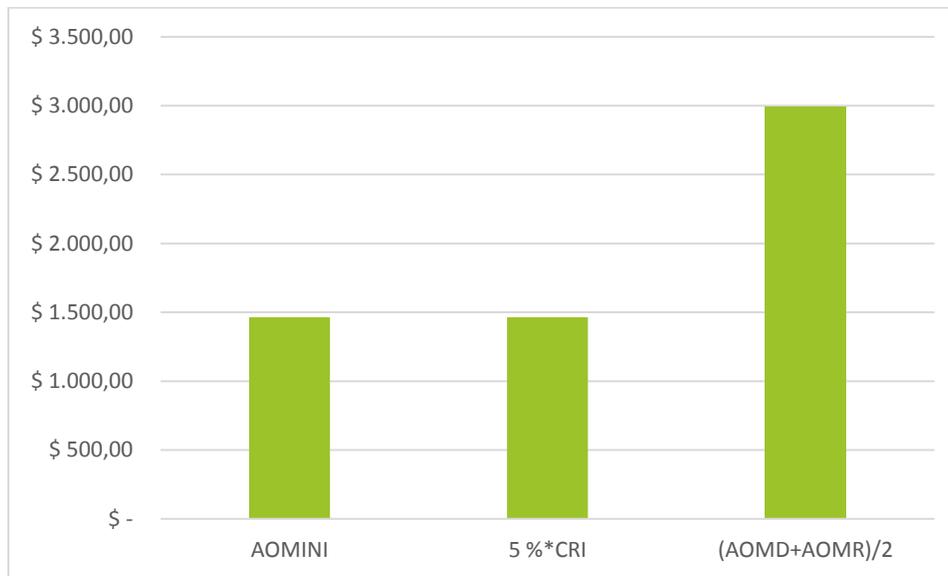
Respecto a la remuneración de los gastos de administración, operación y mantenimiento, se tiene que la metodología parte desde los valores históricos de remuneración y de gastos, los cuales para la empresa corresponden con lo siguiente:



Gráfica 56. AOM remunerado y demostrado para las vigencias 2012 a 2016

De esta manera, la variable AOMINI, estimada mediante la siguiente ecuación, alcanza la siguiente magnitud.

$$AOMINI_j = \min \left\{ (5,0 \% * CRI_{j,16} ), \left( \frac{AOMD_{j,12-16} + AOMR_{j,12-16}}{2} \right) \right\}$$



Gráfica 57. AOM Inicial.

Ahora bien, el AOM Objetivo (AOMOB) es calculado a partir de la estimación de un factor de eficiencia (Fe), el cual es el resultado de desarrollar un modelo de frontera estocástica con los valores.

- Históricos de interrupciones percibidas por los usuarios.
- Ventas por nivel de tensión.
- Ruralidad.
- Costos.
- Gastos, entre otros.

$$AOMOB_i = fe_i * AOMD_{i,12-16}$$

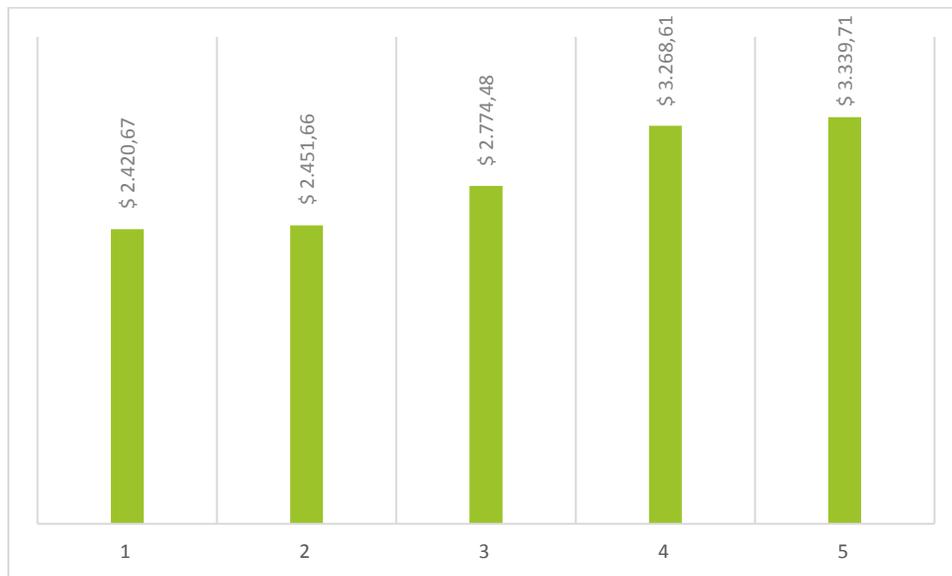
$$Fe = 50.3\%$$

$$AOMOB = \$ 2.483 \text{ MCOP}$$

Finalmente, el AOM a remunerar en este periodo tarifario corresponderá con lo siguiente, teniendo en cuenta que NO existen UC a 30km de la costa por lo cual AMB es cero y que la empresa reporto en cero los gastos en pérdidas entre años 2012 y 2016.

**AOM base=\$ 2420 MCOP**

Luego, en la siguiente gráfica se presenta el comportamiento del ingreso por AOM durante el entrante periodo tarifario, teniendo en cuenta el plan de inversión planteado:



Gráfica 58. AOM base.

Respecto a las pérdidas de energía reconocidas, se tiene que en el estudio CREG realizado en años previos, posee los siguientes resultados para la empresa.

|                       |                             |                        |                        |
|-----------------------|-----------------------------|------------------------|------------------------|
| Calculado             | Media                       | 1,51%                  | 1,79%                  |
|                       | Desviación Estándar         | 0,58%                  | 0,95%                  |
|                       | Media + Desviación Estándar | 2,09%                  | 2,74%                  |
| CREG                  | Media                       | 1,51%                  | 1,78%                  |
|                       | Desviación Estándar         | 0,57%                  | 0,94%                  |
|                       | Media + Desviación Estándar | 2,08%                  | 2,72%                  |
| <b>Índice empresa</b> |                             |                        |                        |
|                       | <b>Nivel 1 - PTj,1</b>      | <b>Nivel 2 - PTj,2</b> | <b>Nivel 3 - PTj,3</b> |
|                       | 5,94%                       | 2,745                  | 0,98%                  |

TABLA 3. Estudio de pérdidas de energía.

De acuerdo con lo anterior y dado que el nivel de tensión dos presenta un índice superior a la media más desviación estándar, la empresa realizó un estudio de pérdidas técnicas obteniendo como resultado 2.795%

Finalmente, las pérdidas en cada nivel de tensión (NT) corresponden con lo siguiente:

| Pe                  | NT4   | NT3   | NT2   | NT1 |
|---------------------|-------|-------|-------|-----|
| Calcula XM cada mes | 0,98% | 2,80% | 8,97% |     |

TABLA 5. Pérdidas de energía reconocidas.

Posteriormente, se realiza la estimación de los cargos de distribución de cada nivel de tensión (NT), obteniendo lo siguiente:

|   | NT4              | NT3              | NT2              | NT1              |
|---|------------------|------------------|------------------|------------------|
| CD (Cargos de Distribución)               | \$20,29          | \$39,36          | \$84,38          | \$44,31          |
| IA (Ingreso OR)                           | \$176.351.507,66 | \$176.351.507,66 | \$261.201.299,23 | \$155.887.065,92 |
| Pérdidas de Energía                       | 0,91%            | 4,53%            | 2,80%            | 10,95%           |
| Ee (Energía de Entrada al Sistema del OR) |                  | \$59.188.989,00  | \$64.230.057,00  | \$47.411.556,00  |

TABLA 6.

Luego, se calcularon los índices de pérdidas en cada nivel de tensión (NT) referidos al STN:

|                         | NT4   | NT3   | NT2   | NT1    |
|-------------------------|-------|-------|-------|--------|
| PR (Pérdidas Referidas) | 0,91% | 1,88% | 5,66% | 14,06% |
| P (Pérdidas de Energía) | 0,91% | 0,98% | 2,97% | 8,91   |

TABLA 7. Pérdidas de energía referidos al STN.

Finalmente, se calcula el cargo por uso (Dt), que dentro de sus componentes para cada nivel de tensión se tienen en cuenta, los cargos de nivel de tensión CD y Factor para referir las medidas de energía PR, obteniendo los siguientes datos:

|    | NT4   | NT3   | NT2    | NT1   |
|----|-------|-------|--------|-------|
| Dt | 20,48 | 60,23 | 106,08 | 203,2 |

TABLA 8. Cargos por uso.

Para finalizar, en la siguiente tabla se comparan los cargos actuales calculados para cada nivel de tensión respecto a los calculados en la anterior resolución, y se estima el impacto en los ingresos asociados a las ventas de energía en cada nivel de tensión (NT) en ambos esquemas de remuneración, obteniendo lo siguiente:

|        | NT4   | NT3   | NT2    | NT1    |
|--------|-------|-------|--------|--------|
| Dt-015 | 20,48 | 60,23 | 106,08 | 203,2  |
| Dt-097 | 20,48 | 67,13 | 173,41 | 235,54 |

TABLA 9. Cargos calculados en las resoluciones 015 de 2018 y 097 de 2008.

|                            | DT3                 | DT2       | DT1         |
|----------------------------|---------------------|-----------|-------------|
| Ventas                     |                     | \$765.791 | \$4.527.289 |
| Ingresos Actuales          | \$10.796.514.352,46 |           |             |
| Ingresos Nueva Metodología | \$9.280.886.393,23  |           |             |

TABLA 10. Ingresos de acuerdo a las metodologías.

## 4.1.2 Conclusiones.

- Los cargos de distribución estimados y el efecto expuesto en los ingresos, dependerá de la correcta estimación de las energías de entrada a cada nivel de tensión y los flujos respectivos entre éstos, tanto en el año 2008 como en la vigencia 2017.
- La existencia de índices de pérdidas superiores a los reconocidos ocasiona que no se pueda facturar los valores totales estimados de ingreso por inversión y por AOM.
- De acuerdo con los resultados del estudio se presenta una disminución de ingresos asociado al cambio de metodología de remuneración, en la cual se pasa de precio máximo, sujeta al riesgo de la demanda, a ingreso máximo, lo anterior originado por el crecimiento de las energías de entrada respecto a la vigencia 2008.

**Proyectos de inversión.**

Como se mencionó, después de realizar el diagnóstico del sistema se identificó y se presentaron 68 proyectos, con el fin de que sean aprobados para su respectiva remuneración.

Los proyectos se clasificaron en cuatro tipos:

- Tipo I:** proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan el remplazo de activos existentes para obtener una mayor capacidad del sistema.
- Tipo II:** proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos sin reemplazo de activos de existentes.
- Tipo III:** proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que reemplazan activos existentes sin obtener una mayor capacidad del sistema.
- Tipo IV:** proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos.

| Proyecto  | TI  | Costo Inversión | Año de Inversión |
|---|-----|-----------------|------------------|
| Aumento Capacidad de Transformadores de Distribución ETAPA I                          | I   | \$ 96.369.000   | 2019             |
| Aumento Capacidad de Transformadores de Distribución ETAPA II                         | I   | \$ 92.457.000   | 2020             |
| Aumento Capacidad de Transformadores de Distribución ETAPA III                        | I   | \$ 32.157.000   | 2021             |
| Repotenciación de conductores en circuitos de media tensión. ETAPA I                  | III | \$ 127.941.000  | 2019             |
| Repotenciación de conductores en circuitos de media tensión. ETAPA II                 | III | \$ 187.969.000  | 2020             |
| Repotenciación de conductores en circuitos de media tensión. ETAPA III                | III | \$ 175.850.300  | 2021             |
| Repotenciación de conductores en circuitos de media tensión. ETAPA IV                 | III | \$ 187.472.000  | 2022             |
| Repotenciación de conductores en circuitos de media tensión. ETAPA V                  | III | \$ 110.477.350  | 2023             |
| Reemplazo de conductores desnudos a conductores semiaislado en zonas boscosas ETAPA I | III | \$ 338.797.659  | 2019             |

|   |     |                |      |
|---|-----|----------------|------|
| Reemplazo de conductores desnudos a conductores semiaislado en zonas boscosas ETAPA II                        | III | \$ 378.825.137 | 2020 |
| Reemplazo de conductores desnudos a conductores semiaislado en zonas boscosas ETAPA III                       | III | \$ 368.797.220 | 2021 |
| Reemplazo de conductores desnudos a conductores semiaislado en zonas boscosas ETAPA IV                        | III | \$ 294.663.600 | 2022 |
| Reemplazo de conductores desnudos a conductores semiaislado en zonas boscosas ETAPA V                         | III | \$ 294.195.880 | 2023 |
| Reemplazo posteadura obsoleta en circuitos de media tensión MT  | III | \$ 258.878.000 | 2019 |
| Reemplazo de DPS, Cortacircuitos y Puesta a Tierra en estructuras de Transformadores de distribución ETAPA I  | III | \$ 347.670.000 | 2019 |
| Reemplazo de DPS, Cortacircuitos y Puesta a Tierra en estructuras de Transformadores de distribución ETAPA II | III | \$ 329.716.000 | 2020 |
| Reemplazo de elementos de protección y maniobra en los seccionamientos de los circuitos 13.2kVs ETAPA I       | III | \$ 99.600.000  | 2019 |
| Reemplazo de elementos de protección y maniobra en los seccionamientos de los circuitos 13.2kVs ETAPA II      | III | \$ 62.400.000  | 2020 |
| Reemplazo de elementos de protección y maniobra en los seccionamientos de los circuitos 13.2kVs ETAPA III     | III | \$ 34.800.000  | 2021 |
| Independizar circuito de zona rural y urbana del municipio de Orito   | IV  | \$ 118.784.380 | 2019 |
| Remodelar en red trezada diferentes circuitos de baja tensión de mayor riesgo ETAPA I                         | III | \$ 713.216.151 | 2019 |
| Remodelar en red trezada diferentes circuitos de baja tensión de mayor riesgo ETAPA II                        | III | \$ 713.216.151 | 2020 |
| Remodelar en red trezada diferentes circuitos de baja tensión de mayor riesgo ETAPA III                       | III | \$ 713.216.151 | 2021 |
| Remodelar en red trezada diferentes circuitos de baja tensión de mayor riesgo ETAPA IV                        | III | \$ 713.216.151 | 2022 |
| Remodelar en red trezada diferentes circuitos de baja tensión de mayor riesgo ETAPA V                         | III | \$ 713.216.151 | 2023 |
| Construcción Subestación Eléctrica 34.5/13.2kV 5MVA en el municipio de Villagarzón ETAPA I                    | II  | \$ 73.167.000  | 2021 |
| Construcción Subestación Eléctrica 34.5/13.2kV 5MVA en el municipio de Villagarzón ETAPA II                   | II  | \$ 580.020.000 | 2022 |
| Construcción Subestación Eléctrica 34.5/13.2kV 5MVA en el municipio de Villagarzón ETAPA III                  | II  | \$ 382.902.000 | 2023 |
| Construcción Línea 34.5kV S/E Villagarzón - Pto Umbría ETAPA I  | II  | \$ 120.758.933 | 2021 |
| Construcción Línea 34.5kV S/E Villagarzón - Pto Umbría ETAPA II   | II  | \$ 690.403.733 | 2022 |
| Construcción Línea 34.5kV S/E Villagarzón - Pto Umbría ETAPA III  | II  | \$ 690.403.733 | 2023 |
| Reemplazo de bajantes de transformadores a redes de distribución ETAPA I                                      | III | \$ 101.021.166 | 2019 |
| Reemplazo de bajantes de transformadores a redes de distribución ETAPA II                                     | III | \$ 134.694.884 | 2020 |

|   |     |                  |      |
|---|-----|------------------|------|
| Remplazo de bajantes de transformadores a redes de distribución ETAPA III   | III | \$ 101.021.166   | 2021 |
| Remplazo posteadura obsoleta en circuitos de baja tensión ETAPA I   | III | \$ 473.476.000   | 2019 |
| Remplazo posteadura obsoleta en circuitos de baja tensión ETAPA II  | III | \$ 312.688.000   | 2020 |
| Construcción de subestaciones tipo poste, redes de media y baja tensión en la ciudadela La Paz  | II  | \$ 166.904.501   | 2019 |
| Construcción de subestaciones tipo poste, redes de media y baja tensión en la ciudadela nueva Betania etapa i   | II  | \$ 168.553.549   | 2019 |
| Construcción de subestaciones tipo poste, redes de media y baja tensión en la ciudadela nueva Betania etapa ii  | II  | \$ 168.553.549   | 2020 |
| Construcción de subestaciones tipo poste, redes de media y baja tensión en el barrio Santacruz etapa i  | II  | \$ 114.088.058   | 2019 |
| Construcción de subestaciones tipo poste, redes de media y baja tensión en el barrio Santacruz etapa ii   | II  | \$ 114.088.058   | 2020 |
| Construcción de subestaciones tipo poste, redes de media y baja tensión en el barrio el poblado   | II  | \$ 203.402.552   | 2021 |
| Construcción de subestaciones tipo poste, redes de media y baja tensión en el barrio nueva alianza  | II  | \$ 50.380.024    | 2020 |
| Construcción de subestación tipo poste, redes de media y baja tensión en el barrio la independencia   | II  | \$ 50.608.598    | 2020 |
| Construcción de redes de baja tensión en el barrio divino niño  | II  | \$ 14.753.250    | 2020 |
| Construcción de redes de baja tensión en el barrio las Américas 2 etapa   | II  | \$ 17.106.500    | 2021 |
| Construcción de redes de baja tensión en el barrio las heliconias 2 etapa   | II  | \$ 19.246.000    | 2021 |
| Construcción de subestación tipo poste, redes de media y baja tensión en la vereda la cristalina  | II  | \$ 86.904.917    | 2020 |
| Construcción de subestaciones tipo poste, redes de media y baja tensión en la vereda san José del Guamuez   | II  | \$ 271.809.075   | 2020 |
| Construcción de subestaciones tipo poste, redes de media y baja tensión en la ciudadela   | II  | \$ 352.425.629   | 2021 |
| Construcción de subestaciones tipo poste, redes de media y baja tensión en la vereda bellavista   | II  | \$ 625.402.634   | 2020 |
| Construcción de subestaciones tipo poste, redes de media y baja tensión en la vereda playa rica   | II  | \$ 238.799.912   | 2020 |
| Construcción de subestaciones tipo poste, redes de media y baja tensión en la vereda las toldas   | II  | \$ 187.689.871   | 2020 |
| Construcción de subestaciones tipo poste, redes de media y baja tensión en la vereda bajo mesón   | II  | \$ 190.033.803   | 2021 |
| CONSTRUCCIÓN DE REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN Y MONTAJE DE TRANSFORMADORES EN POSTE PARA LAS VEREDAS LA LIBERTAD, BRASILIA, VILLA LOZADA, LA TIGRA, LOS PINOS Y SANTA RITA EN EL MUNICIPIO DE PIAMONTE EN EL DEPARTAMENTO DEL CAUCA | II  | \$ 652.295.432   | 2021 |
| CONSTRUCCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN Y MONTAJE DE SUBESTACIONES DE   | II  | \$ 6.160.814.401 | 2021 |

|   |     |                   |      |
|---|-----|-------------------|------|
| DISTRIBUCIÓN EN LAS VEREDAS<br>ANGOSTURAS, BAJO CONGOR, BOMBONAR, BRASILIA,<br>DELICIAS, EL CEDRO, DIAMANTE, FRAGUA VIEJO,<br>GUASIPANGA, LA CABAÑA, LA CONSOLATA,<br>LA ISLA, LA LEONA, LA TIGRA, LAS PERLAS, LA LIBERTAD,<br>MORROS, NUEVO PROGRESO, PALMITO, PLAYA RICA,<br>PORVENIR, PUERTO MIRANDA,<br>REMANSO, SAN GABRIEL, SINAÍ, TRIUNFO CONGOR, VILLA<br>LOZADA, VILLA NUEVA Y YAPURA EN EL MUNICIPIO DE<br>PIAMONTE DEL DEPARTAMENTO<br>DEL CAUCA |     |                   |      |
| CONSTRUCCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA Y<br>BAJA TENSIÓN Y MONTAJES DE SUBESTACIÓN<br>DE DISTRIBUCIÓN EN LAS VEREDAS BUENOS AIRES, CAMPO<br>ALEGRE, EL EDÉN, EL JARDÍN, EL ROSAL, LA<br>FLORIDA, LA SEVILLA, NABUENO, NÁPOLES, LA PALMERA,<br>PRIMAVERA BAJA, SAN ISIDRO Y CONSTRUCCIÓN<br>DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA “PIAMONTE” DE 2.5 MVA PARA<br>EL MUNICIPIO DE PIAMONTE DEL<br>DEPARTAMENTO DEL CAUCA  | II  | \$ 6.287.381.066  | 2022 |
| Automatización de la red ETAPA I  | IV  | \$ 245.176.000    | 2019 |
| Automatización de la red ETAPA II   | IV  | \$ 490.352.000    | 2020 |
| Cumplimiento del Sistema de Gestión de Activos de la<br>Empresa de Energía del Putumayo ETAPA I   | IV  | \$ 300.000.000    | 2019 |
| Cumplimiento del Sistema de Gestión de Activos de la<br>Empresa de Energía del Putumayo ETAPA II  | IV  | \$ 175.000.000    | 2020 |
| Cumplimiento del Sistema de Gestión de Activos de la<br>Empresa de Energía del Putumayo ETAPA III   | IV  | \$ 175.000.000    | 2021 |
| Cumplimiento del Sistema de Gestión de Activos de la<br>Empresa de Energía del Putumayo ETAPA IV  | IV  | \$ 175.000.000    | 2022 |
| Cumplimiento del Sistema de Gestión de Activos de la<br>Empresa de Energía del Putumayo ETAPA V   | IV  | \$ 175.000.000    | 2023 |
| Modernización SE Villagarzón ETAPA I  | III | \$ 1.379.205.056  | 2021 |
| Modernización SE Villagarzón ETAPA II   | III | \$ 846.709.887    | 2022 |
| Modernización SE Villagarzón ETAPA III  | III | \$ 1.238.595.232  | 2023 |
| Nueva subestación Mocoa   | II  | \$ 23.483.256.908 | 2021 |

TABLA 11. Proyectos de inversión presentados a la CREG.

## 4.2 Operación del Sistema de Distribución.



Subestación Junín.



Maniobras Subestación Junín.

Los temas tratados en este capítulo resaltan las metas alcanzadas a lo largo del año 2018 de acuerdo al plan estratégico de la compañía. Inicialmente se muestra las acciones encaminadas a mejorar la calidad del servicio tales como la reconstrucción de Subestación Junín, Circuitos de Mocoa y Nueva Subestación; seguido de la evolución de los índices de calidad durante el año 2018 y las compensaciones realizadas durante los cuatro trimestres respectivos.

#### **4.2.1 Evolución y Acciones para Mejorar la Calidad del Servicio.**

Uno de los principales objetivos planteados por el área técnica Operativa en cuanto al sistema eléctrico de la Empresa de Energía del Putumayos. S.A. E.S.P, es alcanzar no solo la mayor eficiencia practicable, si no también que tenga un adecuado grado de seguridad y confiabilidad. Para ello, el equipo técnico planteó estrategias tendientes a garantizar una

#### **4.2.2 Restablecimiento Subestación Junín.**

El 31 de marzo de 2017, se presentó una avenida fluvio torrencial provocada por la quebrada Taruca, que afectó gravemente las instalaciones de la subestación Junín de Mocoa, desde dicho momento la Empresa de Energía del Putumayo S.A. ESP comprometida con el restablecimiento del servicio de energía eléctrica en el departamento del Putumayo, lideró al grupo de trabajo organizado por el Ministerio de Minas y Energía, y presentó un plan de acción con ese objetivo.

Posteriormente se exponen los gastos en mantenimiento de redes en nivel detención I y II junto con la inversión realizada en construcción y ampliación de redes en cada uno de los municipios de cobertura. Finalmente, se da a conocer los proyectos de expansión realizados por la Empresa de Energía del Putumayo, los convenios de alumbrado público con las alcaldías municipales y el plan de reducción de pérdidas técnicas.

mayor disponibilidad de los activos, enfocándose en la reconstrucción de Subestación Junín y circuitos MT del municipio de Mocoa. Así mismo, en el avance del proyecto de la nueva subestación como solución definitiva a la afectación de Subestación Junín en la avenida fluvio torrencial del 31 de marzo de 2017.

Para inicios de 2018, la subestación Junín estaba operativa en un 27%, correspondientes al transformador T2 34,5/13,2 kV, y sus bahías de conexión asociadas, las demás bahías estaban indisponibles y su función estaba siendo desempeñada por la subestación móvil. A continuación, se muestra un diagrama unifilar, con la situación antes explicada.

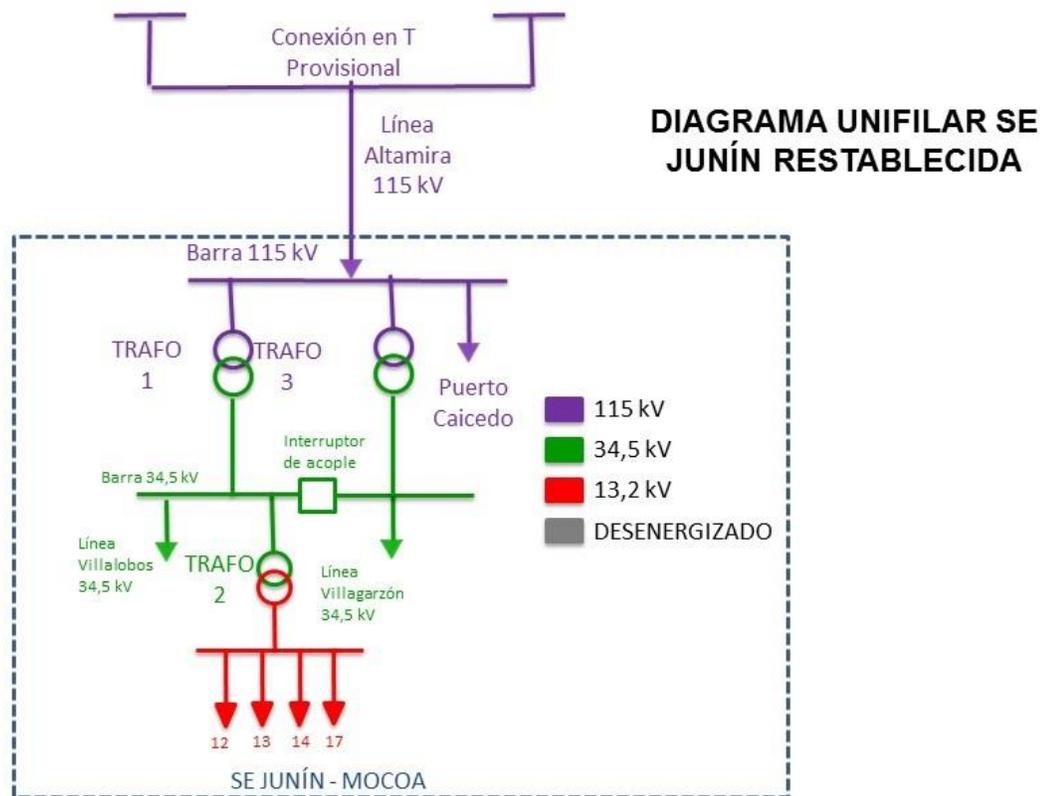


Imagen 1. Diagrama Unifilar 11 de abril de 2017

La subestación móvil, del diagrama unifilar anterior, estaba compuesta por los siguientes módulos móviles:

1. Bahía de maniobra móvil 115 kV de propiedad de EEBP
2. Shelter 34,5 kV de propiedad de EEBP
3. Transformador móvil 110/34,5 kV de propiedad de CELSIA
4. Bahía de maniobra móvil 230 kV de propiedad de ISA Intercolombia

El día 23 de julio de 2017, se reemplazó el SHELTER, por un pórtico construido por la Empresa de Energía del Putumayo S.A. ESP y el día 02 de febrero de 2018, se realizó una consignación nacional para la puesta en servicio de la bahía de línea 115 kV de la subestación Junín, con el fin de devolver la bahía de maniobra 115 kV, de esta manera se liberaron todos los equipos de la Empresa de Energía del Bajo Putumayo, usados en la subestación móvil. Después de estas actividades el diagrama unifilar de la subestación quedó de la siguiente manera.

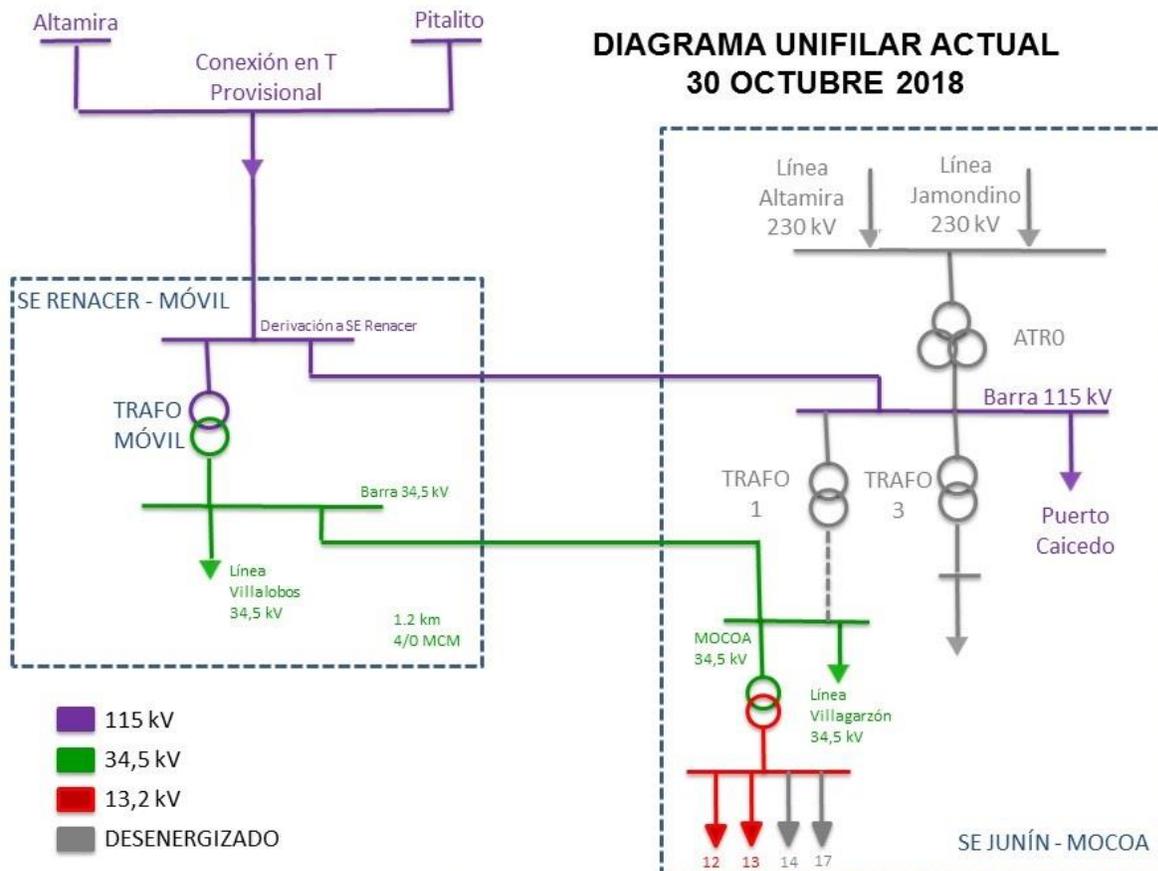


Imagen 2. Diagrama Unifilar 02 de febrero de 2018

Durante el 2018, se trabajó en el restablecimiento de las demás bahías de 115 kV y 34,5 kV de la subestación Junín. A continuación, se muestran las inversiones realizadas para dicho restablecimiento.

| PROYECTO  | INVERSIÓN     |
|---|---------------|
| Suministrar, instalar y poner en servicio el tablero de protección y control para la bahía de línea Mocoa - Puerto Caicedo, el tablero de protección y control para la bahía de transformador T2 34,5/13,2 kV de 10 MVA, el tablero de protección y control para la bahía de transformador T1 115/34,5 kV de 12,5 MVA; Puesta en servicio de transformador T3 115/34,5 kV de 12,5 MVA y bahía de entrada a la barra 115 kV, así como frontera comercial y SSAA. | \$931.512.000 |

Tabla 1. Inversión en restablecimiento de SE Junín a 115 kV.

Para los trabajos de restablecimiento del transformador T1 y T2, se pudieron reutilizar los relés de protección que funcionaban antes de la avenida torrencial, lo que redujo sustancialmente los costos de restablecimiento, sin embargo para el restablecimiento de las bahías de conexión del

transformador T3 y bahía de entrada a la barra 115 kV, se requirió la compra de nuevos relés de protección, así mismo se requirió la adquisición de nuevos medidores, principal y respaldo, para el restablecimiento de la principal frontera comercial de la empresa; la frontera de importación en 115 kV.

Después de haber ejecutado las actividades de restablecimiento de la subestación Junín, ésta se puso en servicio el día 02 de diciembre de 2018, mediante una consignación nacional que se programó desde las

05:00 horas hasta las 17:30 horas. El diagrama unifilar, actual de la subestación quedó de la siguiente manera.

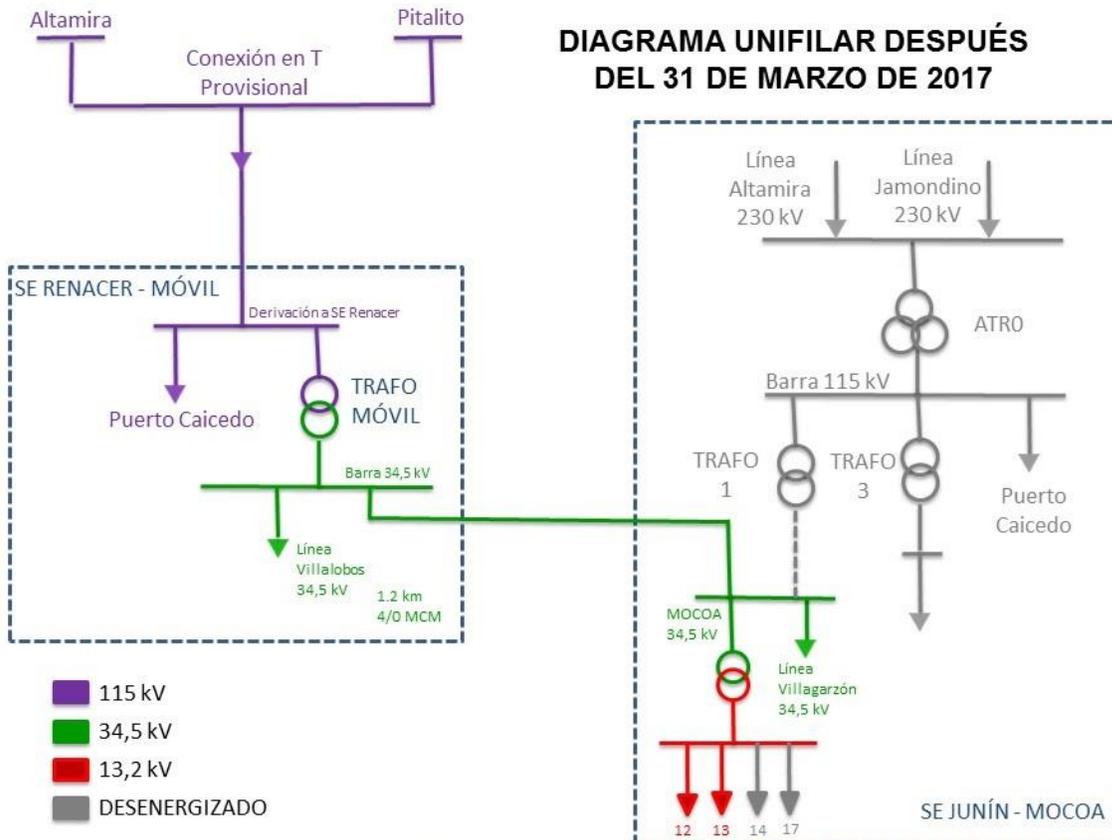


Imagen 2: Diagrama Unifilar Subestación Junín 115 kV. 2 de diciembre de 2018

Con las actividades anteriormente descritas, la subestación Junín quedó restablecida en un 88%, quedando como faltante el 12% correspondiente al autotransformador ATR0 230/115/13,2 kV y su bahía de conexión en 230 kV.

que se mejorará la confiabilidad del sistema eléctrico del Putumayo, así como la calidad de la potencia prestada a los usuarios. Este proyecto tiene un costo de **2.045 millones**, enfocados en lo siguiente. Este proyecto se plantea poner en servicio en abril de 2019.

Actualmente se está trabajando en el restablecimiento de la subestación a 230 kV, con lo

| PROYECTO  | INVERSIÓN       |
|---|-----------------|
| Restablecimiento de la Subestación Junín a nivel de 230 kV, compuesta por la adquisición equipos de control, medida, protección, servicios auxiliares y cables de potencia y control; pruebas y puesta en servicio, montaje equipos de potencia 230 kV, actualización estudios e ingeniería y restablecimiento SCADA del centro de control. | \$2.045.997.808 |

Tabla 12.

### 4.2.3 Reconstrucción Circuitos.



Imagen 3.

Después de la avenida fluviotorrencial del 31 de marzo de 2017, la infraestructura eléctrica de Mocoa se vio afectada principalmente en el arranque de los circuitos, obligando la reconfiguración del Sistema Local, pasando de cuatro a dos circuitos de distribución (CP12-14 y CP13-17). A partir de esto, la compañía realizó la inversión necesaria para construir las redes faltantes e independizar nuevamente los cuatro circuitos y así mejorar la confiabilidad y calidad del servicio en el municipio de Mocoa. La inversión realizada se muestra en la siguiente tabla.

| CIRCUITO                 | CANTIDAD | VALOR                 |
|--------------------------|----------|-----------------------|
| CP14                     | 3.6 km   | \$66.056.334          |
| CP17                     | 2.8 km   | \$51.377.149          |
| PÓRTICO 13.2 kV SE Junín | N/A      | \$ 73.735.000         |
| <b>SUBTOTAL</b>          |          | <b>\$ 191.168.483</b> |

Tabla.



Imagen 4. Pórtico 13.2 kV Subestación Junín.

#### 4.2.4 Nueva Subestación Mocoa.

La construcción de la nueva subestación Mocoa, desde sus inicios presentó retos para la Empresa de Energía del Putumayo, debido a que se tenía que encontrar el balance perfecto entre inversión,

condiciones técnicas y el tiempo de ejecución del proyecto. Se analizaron 5 alternativas para la ubicación de la nueva subestación:

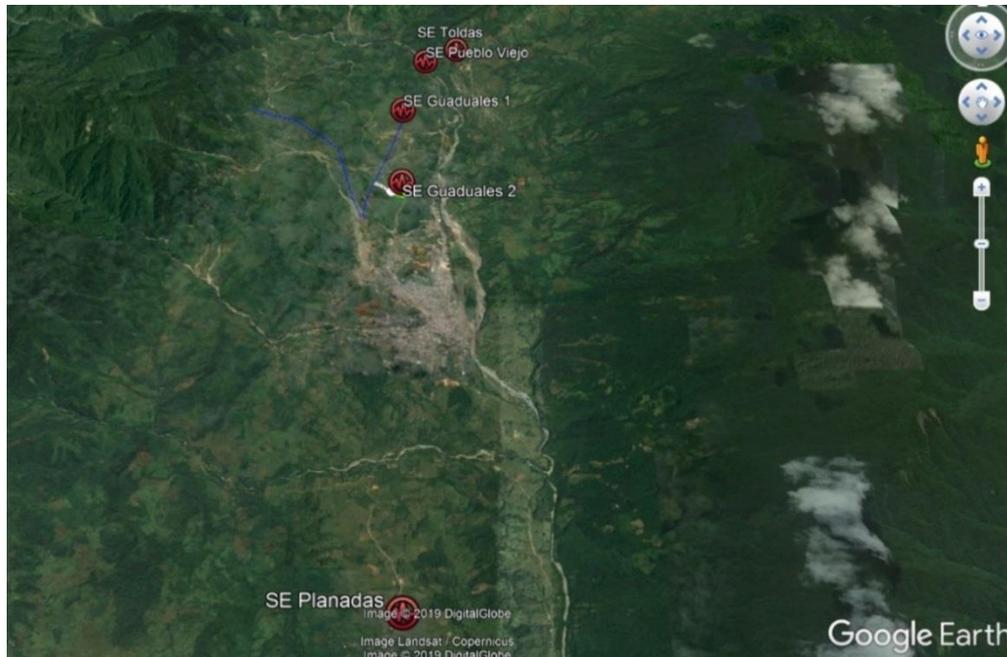


Imagen 5. Alternativas para construcción de nueva subestación Mocoa.

Para cada una de las alternativas se evaluó desde el punto de vista técnico que las redes actuales garantizaran cercanía al afloramiento de circuitos desde la nueva subestación, así como que el punto más lejano del circuito cumpliera con los estándares de calidad de la potencia exigidos regulatoriamente, así mismo se evaluó que las redes de distribución no quedaran subdimensionadas con la nueva distribución de cargas. Además, se hicieron evaluaciones sobre el impacto social y ambiental, que pueden impactar el proyecto de una manera representativa en su tiempo de ejecución y presupuestalmente.

Otros dos aspectos importantes que se consideraron, fueron que, en diseño, licenciamiento y construcción, el proyecto debía cumplir con los tiempos regulatorios establecidos por la CREG para la recuperación de la infraestructura eléctrica afectada por la avenida torrencial y, por último, pero no menos importante, que el predio donde se fuese a ubicar la nueva subestación tuviera un riesgo bajo mitigable en caso de que se presente un nuevo evento como el acaecido el día 31 de marzo de 2017.

Dentro de la zona de riesgo se utilizaron 2 fuentes, la primera, el mapa de afectación de la avenida torrencial del año 2017, elaborado por Corpoamazonía.

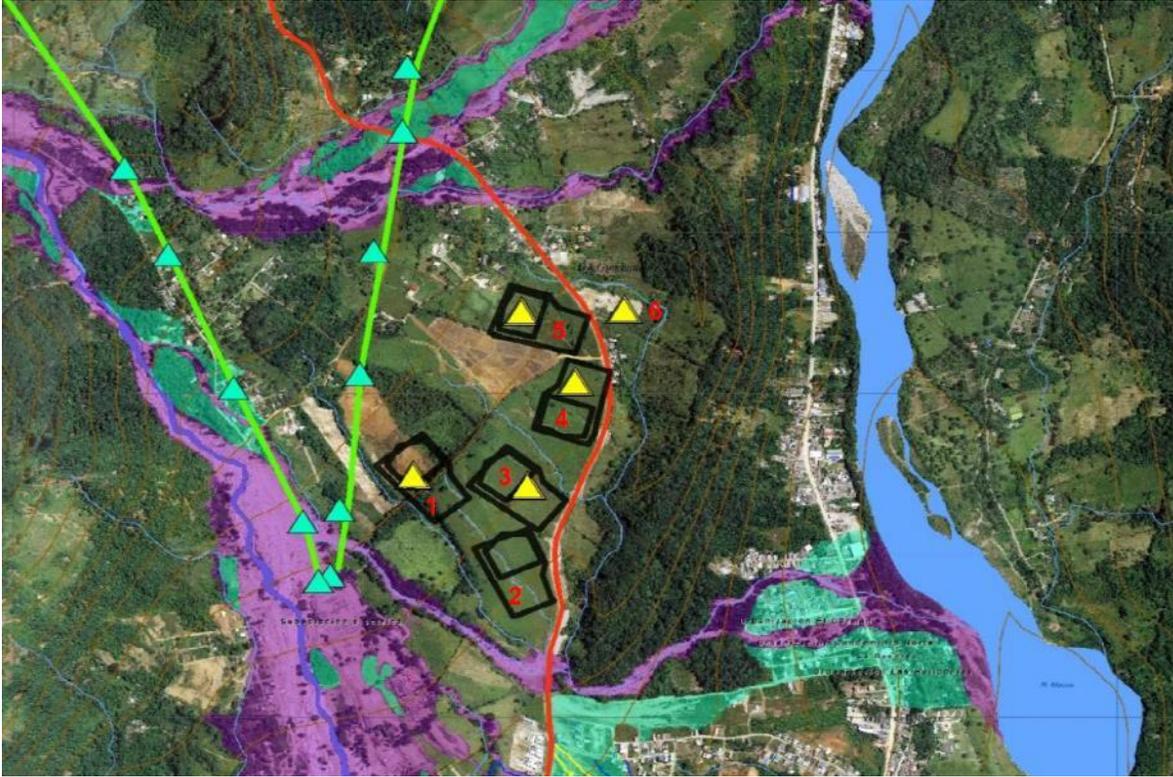


Imagen 6. Zona de afectación avenida torrencial 2017 vs predios nueva subestación.

La segunda fuente utilizada fue el estudio realizado por el Servicio Geológico Colombiano:

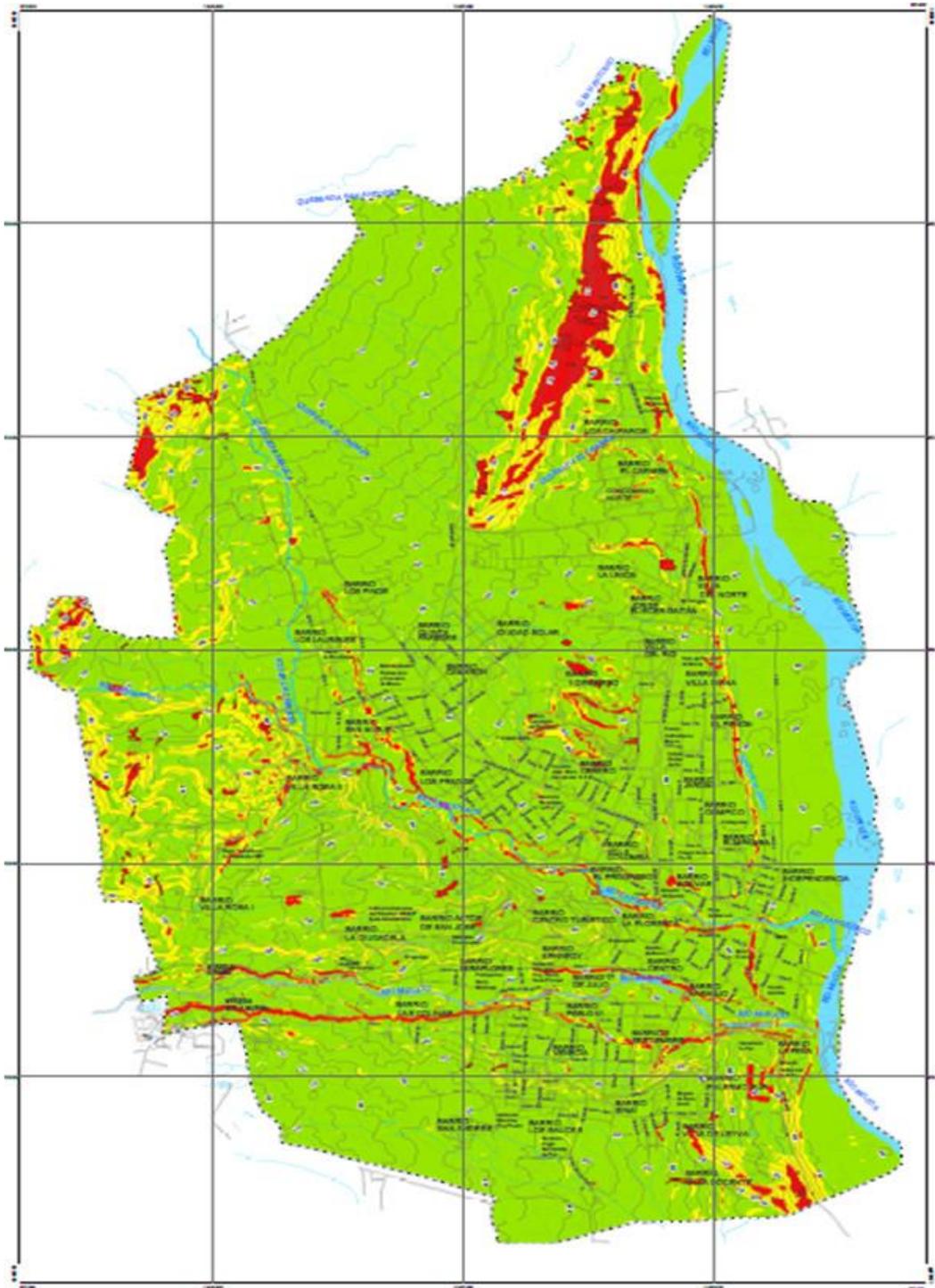


Imagen 7: Amenazas por movimientos en masa. Fuente: SGC.

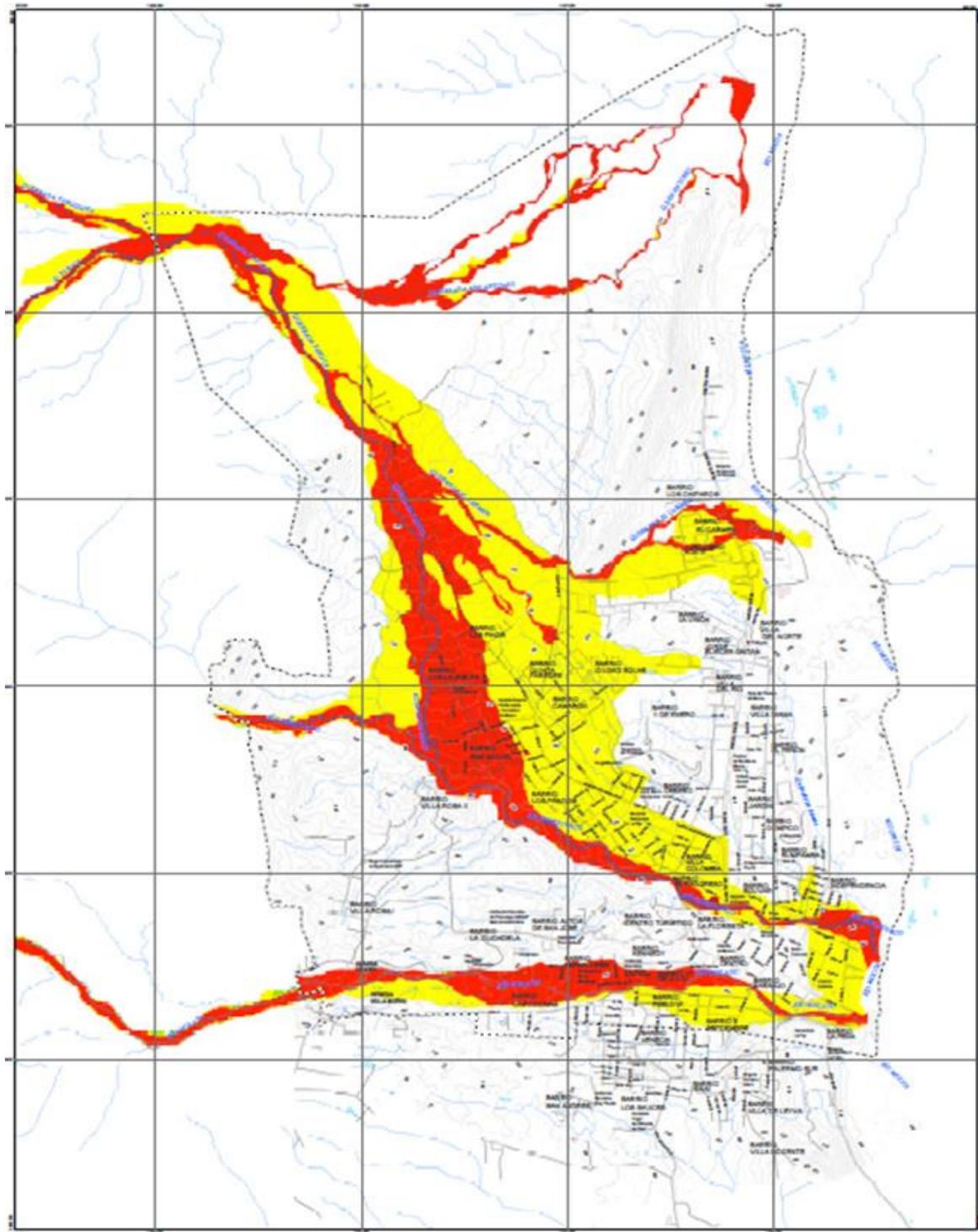


Imagen 8. Amenazas por movimientos en masa. Fuente: SGC.

Como se evidencia en las imágenes anteriores, el riesgo fue uno de los elementos fundamentales para la toma de la decisión de la ubicación de la nueva

subestación Mocoa. En base a toda la información evaluada se escoge el predio ubicado en la vereda Guaduales, y que se puede ver en la siguiente imagen.



Imagen 9. Predio subestación Junín y predio subestación nueva.

Uno de los aspectos más importantes para resaltar del proyecto, es quizá la limitante en tiempo que tiene la empresa para lograr construir la nueva subestación, debido a que mediante resolución CREG 141 de 2017, se estableció como plazo límite marzo del 2020.

Respecto a lo anterior, revisando cronograma de tiempos se evidencia que el limitado tiempo

otorgado, no garantiza que la empresa pueda culminar el proyecto, por lo cual, se envió comunicación escrita a la CREG solicitando una ampliación del plazo por 1 año más, es decir que la nueva fecha límite sea marzo de 2021.

Sin embargo, lo anterior, teniendo en cuenta el corto plazo existente, se está afrontando el proyecto desde varios ámbitos simultáneamente:

### Compra del Predio

Se realizó un avalúo por persona privada inscrita a la lonja Nariño, además se comenzó proceso de negociación con los propietarios. En caso de no llegar a algún acuerdo entre las partes, se han buscado acercamientos con la UNGRD, con el fin de que esta

entidad se encargue de expedir la resolución de expropiación, lo anterior debido a que fue la UNGRD quién emitió la resolución de declaración de Utilidad Pública al predio de interés.

### Licencia Ambiental y de Construcción.

Se inició el proceso de licencia de construcción obteniendo los certificados de urbanismo y certificado de línea de paramento. Respecto a la

licencia ambiental, se tienen 3 propuestas para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental, así como la gestión de la licencia ante Corpoamazonía.

### Desarrollo de Ingeniería.

Está en proceso de desarrollo la ingeniería conceptual del proyecto, actualmente se tiene un diagrama unifilar, un presupuesto estimado en tecnología AIS

de aproximadamente treinta y cinco mil millones de pesos.

A continuación, se muestra el diagrama unifilar y distribución de espacios en el predio.

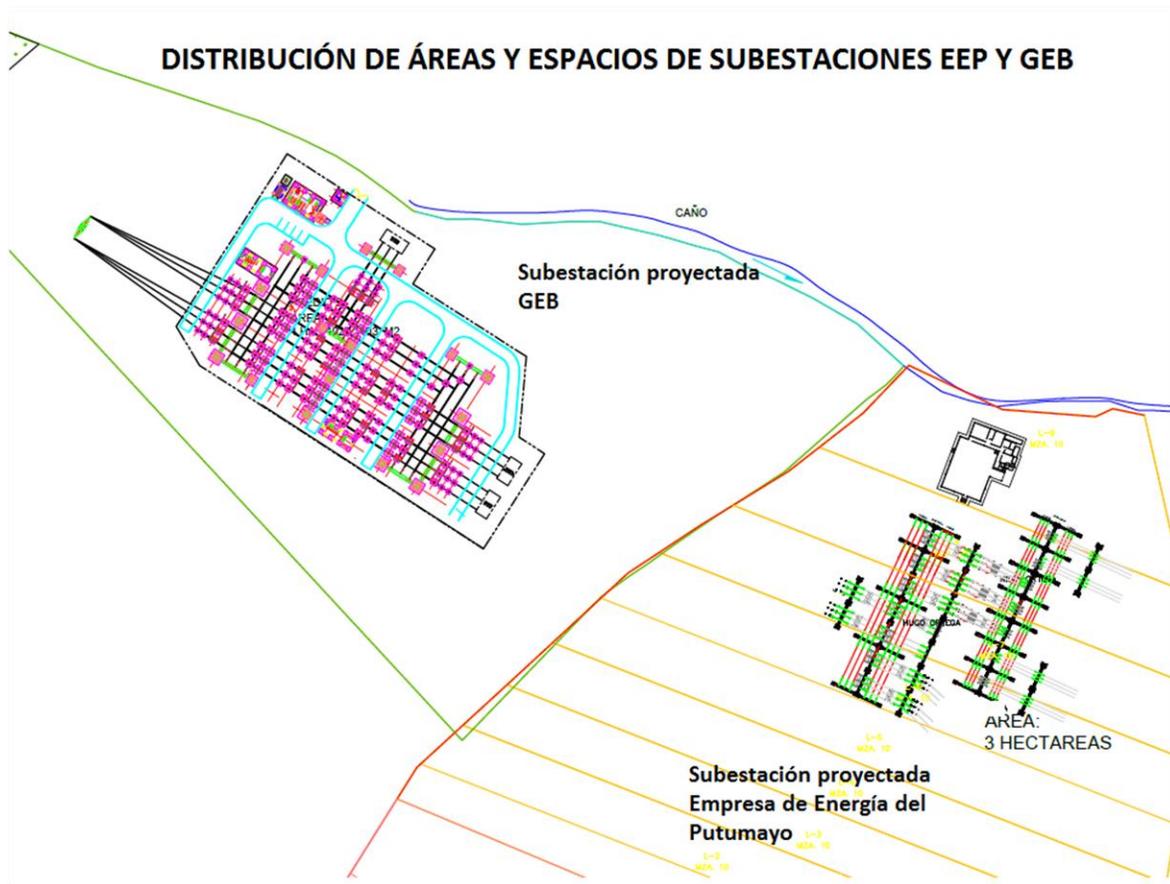


Imagen 10. Distribución de áreas subestaciones EEP y GEB

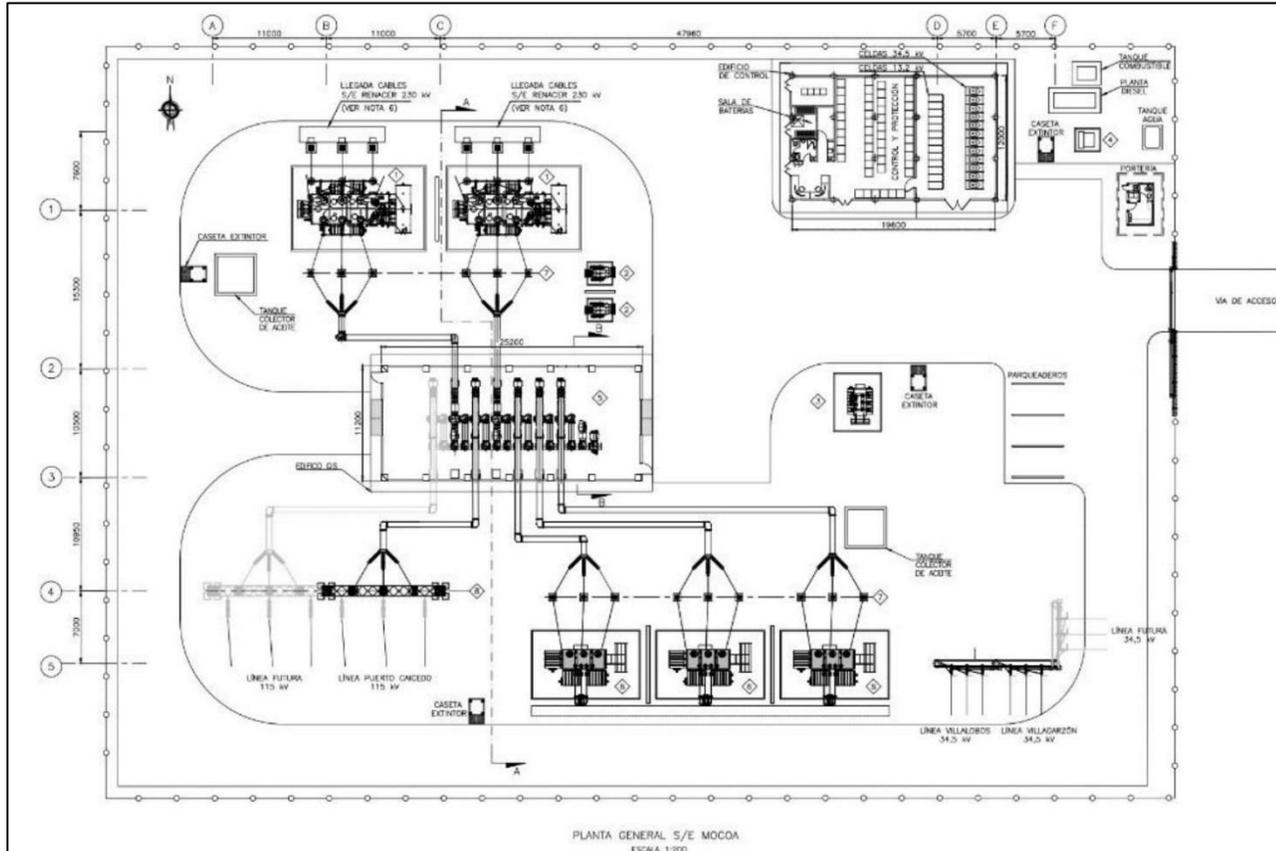


Imagen 11. Diagrama Unifilar Nueva Subestación.

Cabe resaltar que es una etapa de preingeniería, inclusive antes de definir la tecnología que se va a implementar en la subestación, el esquema es solamente indicativo para saber que área efectiva se requiere.

Gestiones regulatorias ante entes gubernamentales.

Además, se están adelantando gestiones ante la CREG, como se mencionó anteriormente con el objetivo de tener más plazo para la ejecución del proyecto, sin incurrir en penalidades. En la UPME se está tramitando la aprobación de la tecnología, la evaluación económica y financiera, así como el estudio técnico que soporta la necesidad de la construcción de la nueva subestación.

4.2.5 Indicadores de Calidad Plan de Mantenimiento y Manejo Ambiental del Arbolado en Redes del SDL.

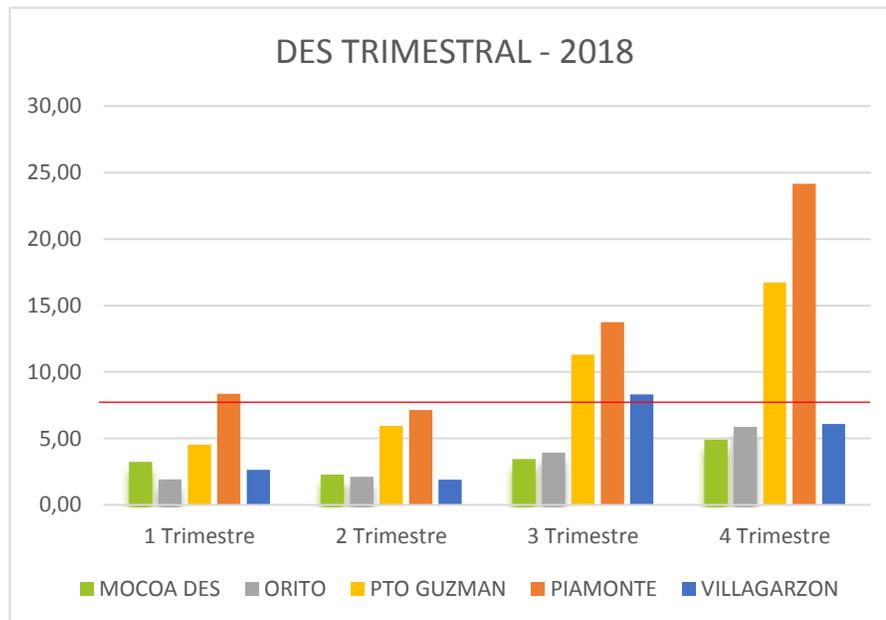
Imagen 12.



La calidad del servicio prestado es constantemente monitoreada por la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P, con el objetivo de minimizar los tiempos de interrupción y aumentar la satisfacción de nuestros usuarios. Para ello se utiliza un indicador que mide la duración de todas las interrupciones del servicio llamado DES y un indicador que mide la frecuencia de dichas interrupciones denominado FES. A continuación, se relaciona el comportamiento de estos indicadores durante el año 2018 promedio por circuito.

La siguiente grafica hace referencia a la Duración promedio en horas de las interrupciones (DES) trimestrales del año

2017, teniendo como límite máximo permitido 7,25 horas para Grupo 3 (Urbano) y 9,75 horas para el Grupo 4 (Rural).



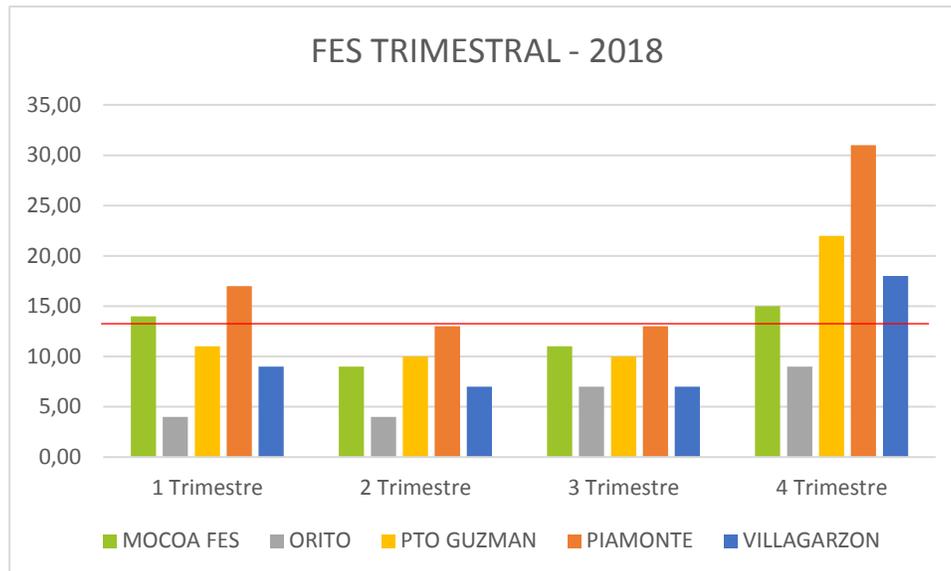
Grafica 59. DES TRIMESTRAL – 2018.

Los circuitos CP12, CP13, CP14 y CP17 pertenecen al Municipio de Mocoa, los circuitos CP21, CP22, CP23, CP24 y CP25 pertenecen al Municipio de Villagarzón, los circuitos CP31, CP32 y CP33, pertenecen al Municipio de Puerto Guzmán y los circuitos CP45 y CP46, pertenecen al Municipio de Orito. Se observa

que en el tercer y cuarto trimestre se tuvo los índices DES más altos en los municipios de Puerto Guzmán y Piamonte, debido a las diferentes salidas de los circuitos locales ocasionadas por las condiciones atmosféricas y lluvias de la zona.

La confiabilidad en los municipios de Mocoa, Villagarzón y Orito no superaron los máximos permitidos para los grupos 3 y 4. La grafica a continuación hace referencia a la Frecuencia

promedio trimestral de las interrupciones (FES) durante el año 2017, teniendo como límite máximo de 12 salidas trimestral para Grupo 3 y 14 Salidas para Grupo4.



Gráfica 60. FES TRIMESTRAL – 2018.

Se proyectó que los índices de confiabilidad para el año 2019 serían del 98%, teniendo en cuenta que se tomó como base el año 2014 en el cual el índice de disponibilidad fue del 93%, se propuso incrementar este índice en un 1% anual, por lo tanto, para el año 2018, se proyectó tener una confiabilidad del 97%.

Al finalizar el 2018 se cerró con un índice de confiabilidad del 98.41%, por lo que hay que destacar que a pesar de que la S/E Móvil estuvo operativa gran parte del año, y las olas invernales que atacaron la región y afectaron directamente al sistema de distribución, se logró superar la meta establecida y con miras a cumplir el plan estratégico a 2019. Una vez calculados los índices de Calidad del Servicio, se evidencia en las gráficas anteriores que, al superar los

límites permitidos por la regulación, se debieron realizar compensaciones de acuerdo a la resolución CREG 070 de 1998.

Ampliar la cobertura del servicio de energía eléctrica en los territorios donde tenemos presencia, es uno de los objetivos pilares de la empresa, por eso, en el 2018 ejecuto trece (13) proyectos de expansión en los municipios de Orito, Villagarzón y Puerto Guzmán.

En el 2017 se formuló el proyecto de electrificación rural que beneficiaría a la vereda Delicias de Mangalpa, en convenio con la alcaldía de Puerto Guzmán y la comunidad de la vereda, logramos energizar a 17 familias en el mes de septiembre de 2018.

## Plan de Mantenimiento y Manejo Ambiental del Arbolado en Redes del SDLI.

### 4.2.6 Actividades Forestales de Mantenimiento Preventivo Mediante Despeje de las Redes Eléctricas.

Se ejecutaron actividades forestales de mantenimiento preventivo mediante despeje de las redes eléctricas de alta, media y baja tensión, propiedad de la EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P, lo anterior con el 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 siguiente tabla se relacionan los contratos ejecutados para las actividades de despeje de las redes eléctricas discriminado por cada municipio.

| PROYECTO  | INTERVENCIÓN POR NIVELES DE DESPEJE EN km |                           |                          | INVERSIÓN             |
|---|---|---------------------------|--------------------------|-----------------------|
|   | NIVEL 1:<br>Baja Tensión                  | NIVEL 2:<br>Media Tensión | NIVEL 3:<br>Alta Tensión |                       |
| <b>DESPEJE REDES DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO.</b> | <b>195,7</b>                              | <b>219,7</b>              | <b>24</b>                | <b>\$ 580.855.200</b> |

Tabla.

### 4.2.7 Actividades Forestales de Mantenimiento Preventivo Mediante Despeje Para la Servidumbre de la Línea Eléctrica 34,5 kv.

Teniendo en cuenta la disposición del art. 57 de la Ley 142 de 1994 en concordancia con el artículo 58 de la Constitución Política de Colombia y el ANEXO GENERAL DEL RETIE RESOLUCIÓN 90708 DE AGOSTO 30 DE 2013, que permitió a la EEP S.A. ESP en el año 2017 realizar la revisión de los derechos de paso a

través de los predios por donde atraviesan las líneas de transmisión eléctrica 34,5 kV; se desarrollaron las actividades forestales de mantenimiento preventivo mediante el despeje de ésta red eléctrica, garantizando así una mejor calidad y continuidad del servicio para las comunidades de éste sector.

### 4.2.8 Actividades Forestales de Mantenimiento y Despeje Preventivo para el Tramo de la Red de Distribución Eléctrica de Gran Tierra Energy inc.

De igual manera la Empresa de energía del Putumayo realizó la contratación para la ejecución del despeje de los arbolados ubicados en el tramo de la red de distribución eléctrica 34,5 kV y 13.2 kV, que pasa por el pozo Costayaco siete (7), pozo Costayaco once (11) – doce (12) y el centro agroforestal, ubicados en los

predios de la Empresa Gran Tierra Energy Inc, en el municipio de Villagarzón Putumayo; lo anterior con el fin de evitar cortos circuitos, posibles daños en la infraestructura eléctrica y garantizar la continuidad del servicio de energía.

| DESPEJE LINEA 34.5 (SERVIDUMBRE) |                        |   |                |   |                  |
|----------------------------------|------------------------|---|----------------|---|------------------|
| N°                               | AREA                   | DESCRIPCIÓN   | N° CONTRATO    | CONTRATISTA                                 | VALOR TOTAL      |
| 1                                | GRAN TIERRA ENERGY INC | TRAMO DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA-VILLAGARZÓN | 068/07/02/2018 | CORPORACIÓN PARA EL DESARROLLO PUTUMAYENSE. | \$ 49.000.000,00 |

Tabla.

#### 4.2.9 Mantenimiento y Construcción de Redes.

Para la empresa es importante realizar inversiones en mantenimiento y ampliación de redes para atender nuevos usuarios y mejorar la calidad del servicio de los usuarios existentes, con el fin de prevenir,

corregir, mejorar la confiabilidad y continuidad del sistema. A continuación, se presentan las inversiones realizadas por la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. en los municipios donde presta el servicio.

| MUNICIPIO     | MANTENIMIENTO         |                 | CONSTRUCCIÓN            |              |              |
|---------------|-----------------------|-----------------|-------------------------|--------------|--------------|
|               | VALOR EJECUTADA       | KM INTERVENIDOS | VALOR EJECUTADO         | KM BT        | KM MT        |
| MOCOA         | \$ 71.275.091         | 3,23            | \$ 654.696.725          | 4,16         | 13,5         |
| ORITO         | \$ 26.727.818         | 1,23            | \$ 231.851.340          | 2,32         | 3,09         |
| PUERTO GUZMAN | \$ 32.844.604         | 1,47            | \$ 119.298.191          | 1,19         | 1,59         |
| PIAMONTE      | \$ 19.255.355         | 0,85            | \$ 82.831.216           | 0,83         | 1,1          |
| VILLAGARZON   | \$ 46.405.937         | 11,19           | \$ 467.966.856          | 4,68         | 6,24         |
| <b>TOTAL</b>  | <b>\$ 196.508.806</b> | <b>17,97</b>    | <b>\$ 1.556.644.328</b> | <b>13,18</b> | <b>25,52</b> |

TABLA 6. Inversiones en mantenimiento y construcción de redes.

#### 4.2.10 Proyectos de Expansión.

Ampliar la cobertura del servicio de energía eléctrica en los territorios donde tenemos presencia, es uno de los objetivos pilares de la empresa, por eso, en el 2018 ejecuto trece (13) proyectos de expansión en los municipios de Orito, Villagarzón y Puerto Guzmán. En el 2017 se formuló el proyecto de electrificación rural que beneficiaría a la vereda Delicias de Mangalpa, en convenio con la alcaldía de Puerto Guzmán y la comunidad de la vereda, logramos energizar a 17 familias en el mes de septiembre de 2018.

También logramos llegar a varias comunidades urbanas y rurales del municipio de Villagarzón, como son: El barrio Los Pastos, Barrio Cacique, a las veredas el Carmen, Betulia, Oroyaco, San Miguel de la Castellana, Porvenir, Canangucho entre otras. En Orito, logramos energizar el barrio Portales de Orito, un asentamiento donde vinculamos a 62 nuevos usuarios de bajos recursos, la urbanización COVY, es otra muestra del trabajo que se realizó.

| Municipio       | Localidad Beneficiada | Usuarios          | Costo         |
|-----------------|-----------------------|-------------------|---------------|
| Orito           | PortalesdeOrito       | 62                | \$85.119.782  |
|                 | Oronegro              | 20                | \$29.878.762  |
| Villagarzón     | Canangucho            | 17                | \$27.317.615  |
|                 | SanJose delGuineo     | 19                | \$28.942.475  |
|                 | Porvenir              | 22                | \$33.001.252  |
|                 | Castellana            | 25                | \$33.724.077  |
|                 | Betulia               | 35                | \$61.401.068  |
|                 | BCacique              | 10                | \$16.554.314  |
|                 | BlosPastos            | 5                 | \$1.717.480   |
|                 | Oroyaco               | 12                | \$19.542.933  |
|                 | El Carmen             | 13                | \$20.133.368  |
|                 | PuertoGuzmán          | DeliciasdeMángala | 17            |
| Mocoa           | Porvenir              | 4                 | \$2.845.860   |
| Total Inversión |                       | 261               | \$391.134.273 |

Tabla 7. Inversión en proyectos de expansión.

#### 4.2.11 Alumbrado Público.

Identificar cual es el consumo de energía y estados del alumbrado público donde hacemos presencia, fue una de las tareas que desarrollamos en el transcurso del 2018, en los municipios de Piamonte, Puerto Guzmán, Orito y Villagarzón, se realizó un censo georreferenciado de las luminarias instaladas. Con esta información se adelanta los proyectos para

poder definir con las Alcaldías los contratos de administración, mantenimiento, operación y suministro de energía para el sistema de alumbrado público.

Adicional se realizó inversión para ampliar y mantener un buen servicio de alumbrado público en los municipios donde llegamos:

| Municipio / Inversión  | Expansión    | Mantenimiento |
|------------------------|--------------|---------------|
| <b>Orito</b>           | \$22.856.331 | \$10.984.276  |
| <b>Puerto Guzmán</b>   | \$20.208.585 | \$25.579.899  |
| <b>Villagarzón</b>     | \$32.209.507 | \$39.557.429  |
| <b>Total Inversión</b> | \$75.274.423 | \$76.121.603  |

Tabla 8. Inversión en mantenimiento y construcción de alumbrado público.

#### 4.2.12 Pérdidas Técnicas.

Dentro de los planes de mantenimiento ejecutados por la empresa, se consideran trabajos y maniobras encaminadas a la disminución de pérdidas técnicas, al igual que en los proyectos de inversión presentados a

la resolución CREG No. 15 de 2018, se incluyeron tres proyectos importantes que tienen como objetivo atacar las pérdidas técnicas.

| COD.  | Nombre de Proyecto  |                        |                  |
|---|---|------------------------|------------------|
| P_4_8   | Repotenciación de conductores en circuitos de media tensión. ETAPA I,II,III,IV y V.   |                        |                  |
| Municipio   | Costo   | Fuente de Financiación | Año de Operación |
| Todos los municipios EEP  | \$789.709.650   | Recursos Propios       | 2019 al 2023     |
| Descripción del Proyecto  |   |                        |                  |
| Repotenciación de tramos de red en media tensión donde se cuenta con conductores iguales a calibres ACSR # 4 AWG. |   |                        |                  |
| Prioridad   | Descripción de Prioridad  |                        |                  |
| Media   | Con el fin de mejorar la regulación de voltaje en colas de los circuitos 13.2kV y disminuir las pérdidas técnicas en nivel de tensión 2, es importante repotenciar los tramos de red de cada uno de los circuitos donde se cuenta con conductores ACSR # 4 AWG. |                        |                  |

| COD.   | Nombre de Proyecto  |                        |                  |
|--|---|------------------------|------------------|
| P_21_25  | Remodelar en red trenzada diferentes circuitos de baja tensión de mayor riesgo.   |                        |                  |
| Municipio  | Costo   | Fuente de Financiación | Año de Operación |
| Todos los municipios EEP   | \$3.566.080.757   | Recursos Propios       | 2019 al 2023     |
| Descripción del Proyecto   |   |                        |                  |
| Remodelación de red abierta a red trenzada en los circuitos de baja tensión de los municipios de cobertura por la Empresa de Energía del Putumayo. |   |                        |                  |
| Prioridad  | Descripción de Prioridad  |                        |                  |
| Media  | Actualmente las zonas urbanas de los municipios de cobertura de la Empresa de Energía del Putumayo, presentan en su mayoría redes abiertas en los circuitos de baja tensión. Los cuales deben ser remplazados por red trenzada con el fin de mejorar la operación del sistema y reducir fallas por el acercamiento de objetos a la red. |                        |                  |

| COD.  | Nombre de Proyecto   |                        |                  |
|---|--|------------------------|------------------|
| P_32_34   | Reemplazo de bajantes de transformadores a redes de distribución.  |                        |                  |
| Municipio   | Costo  | Fuente de Financiación | Año de Operación |
| Todos los municipios EEP  | \$336.737.207  | Recursos Propios       | 2019-2020-2021   |
| Descripción del Proyecto  |  |                        |                  |
| Reposición de bajantes de transformadores de distribución a las redes de distribución en conductor aislado cobre. |  |                        |                  |
| Prioridad   | Descripción de Prioridad   |                        |                  |
| Media   | De acuerdo a la base de datos de la Empresa de Energía del Putumayo en nivel de tensión 1 e índice de fallas en transformadores, es necesario realizar la reposición a nuevo de los bajantes en los transformadores de distribución. |                        |                  |

Tabla 9. Proyectos.

# Capítulo 5.

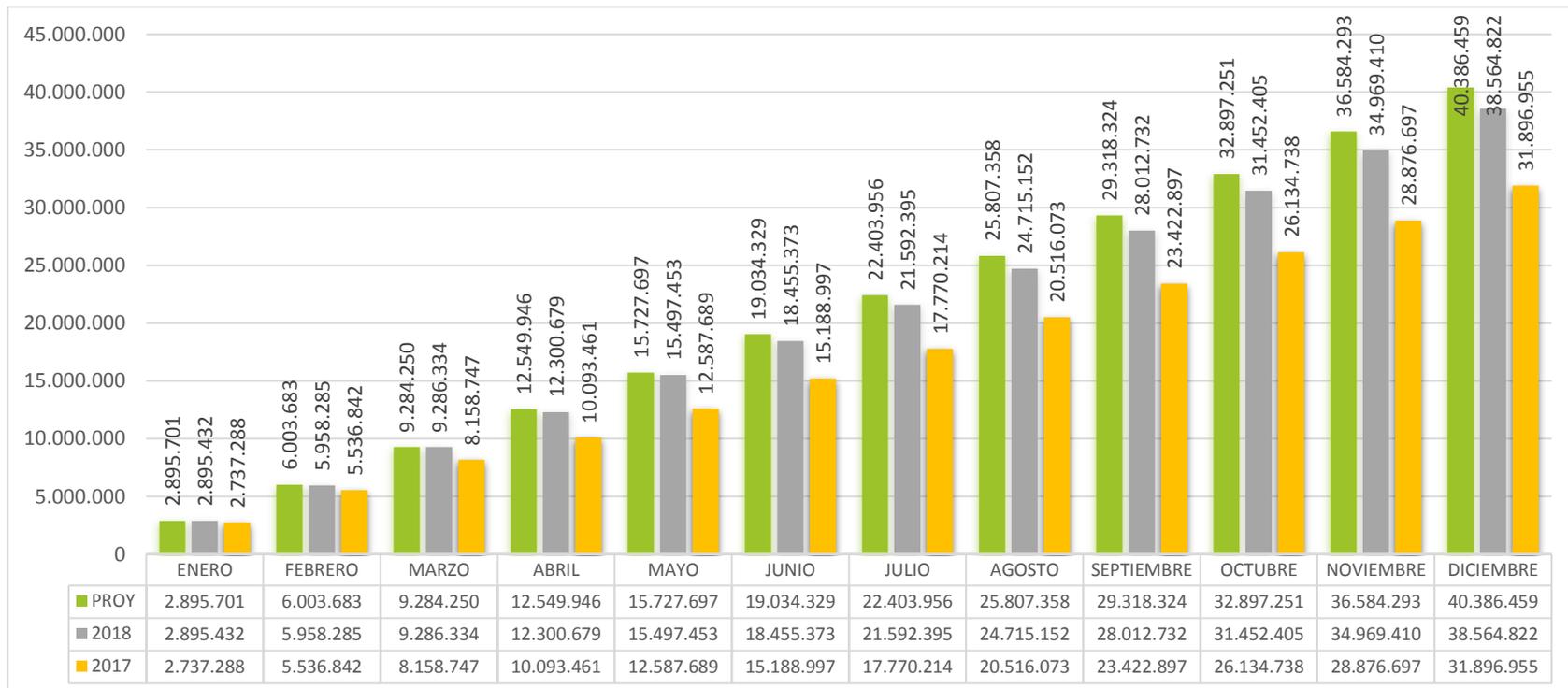
## 5. Informe Área financiera.



Funcionarios Área Administrativa y Financiera

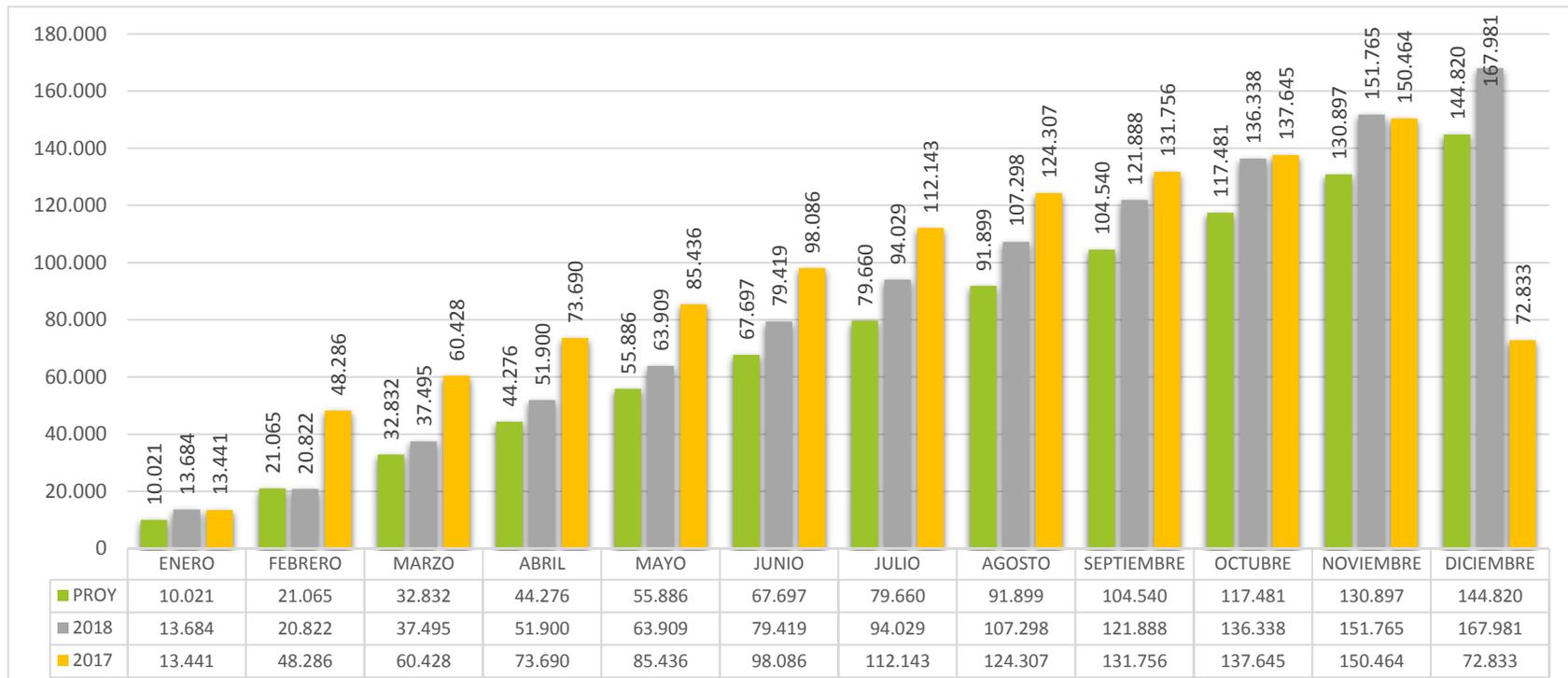
## 5.1 Indicadores y Proyecciones Financieras.

### 5.1.1 Ingresos Operacionales.



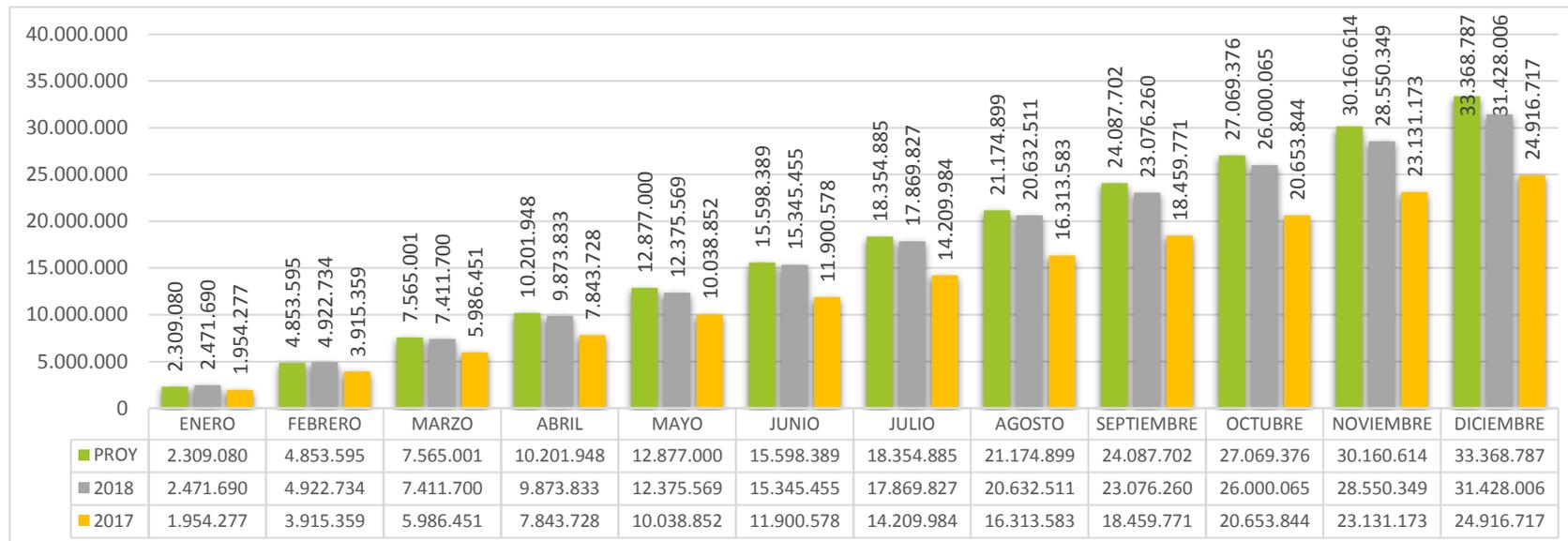
Grafica 59. ingresos operacionales

5.1.2 Ingresos no Operacionales



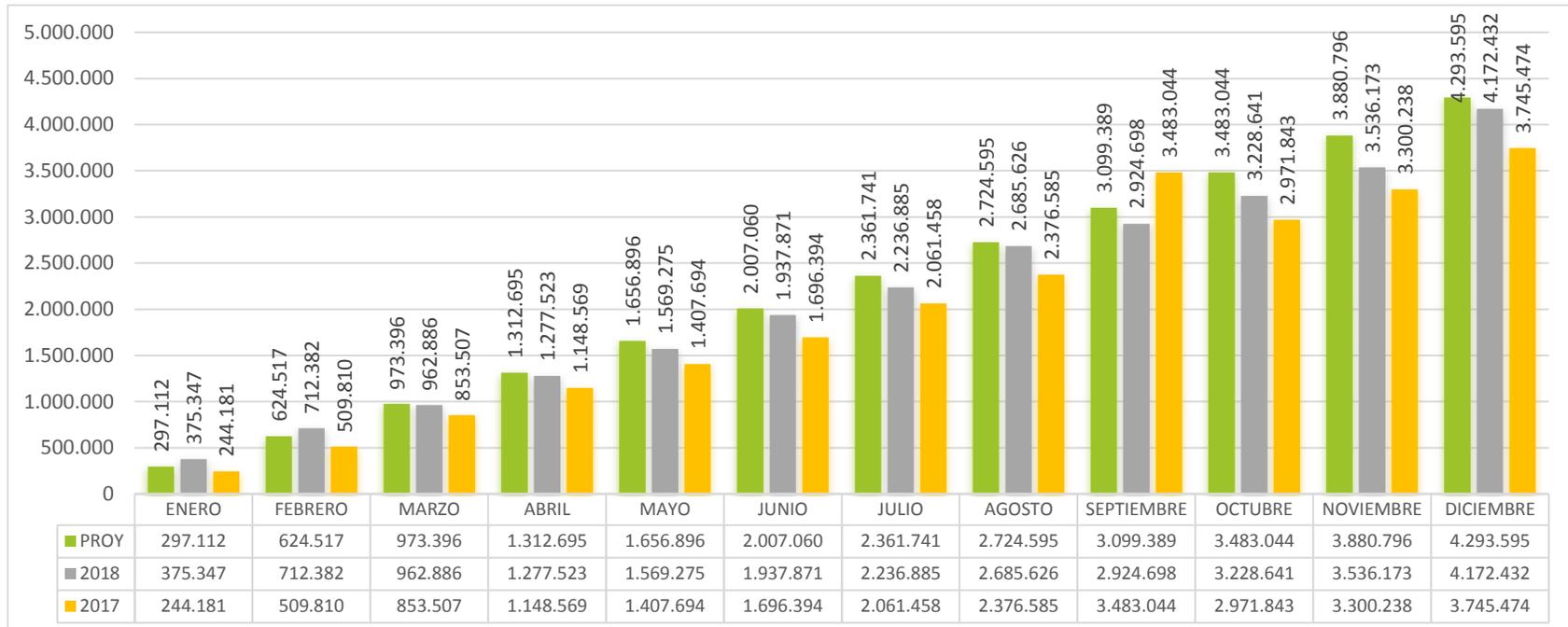
Grafica 60. ingresos no operacionales

5.1.3 Costos.



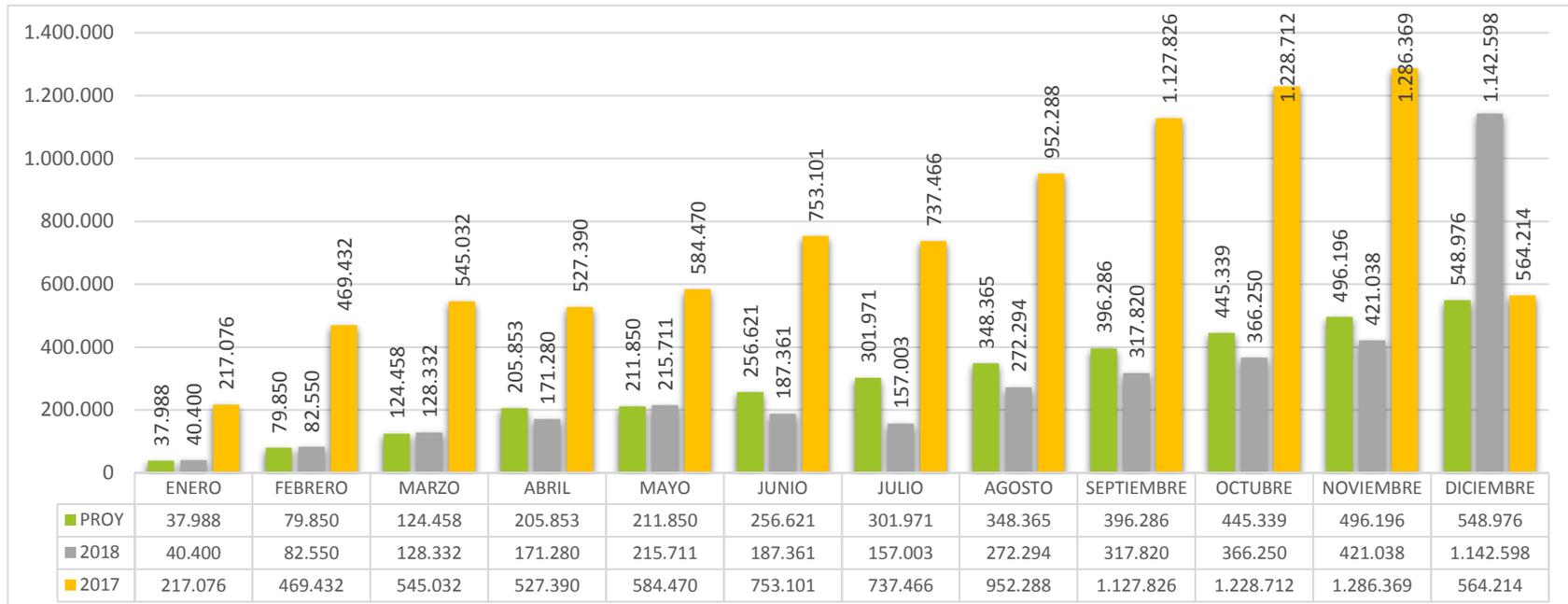
Grafica 61. Costos

5.1.4 Gastos de Administración.



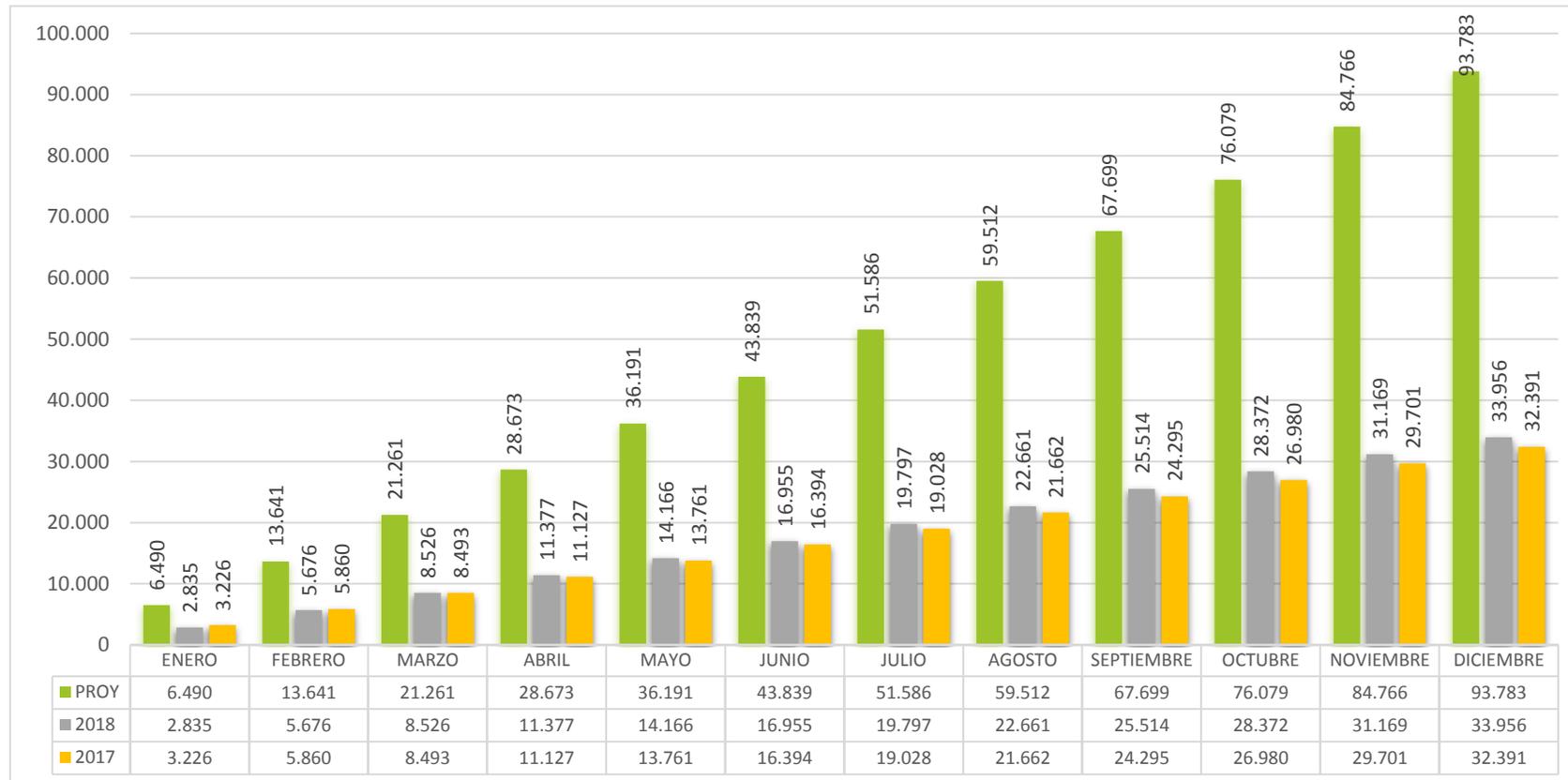
Grafica 62. Gastos de Administración.

5.1.5 Deterioro, Depreciación y Provisión.



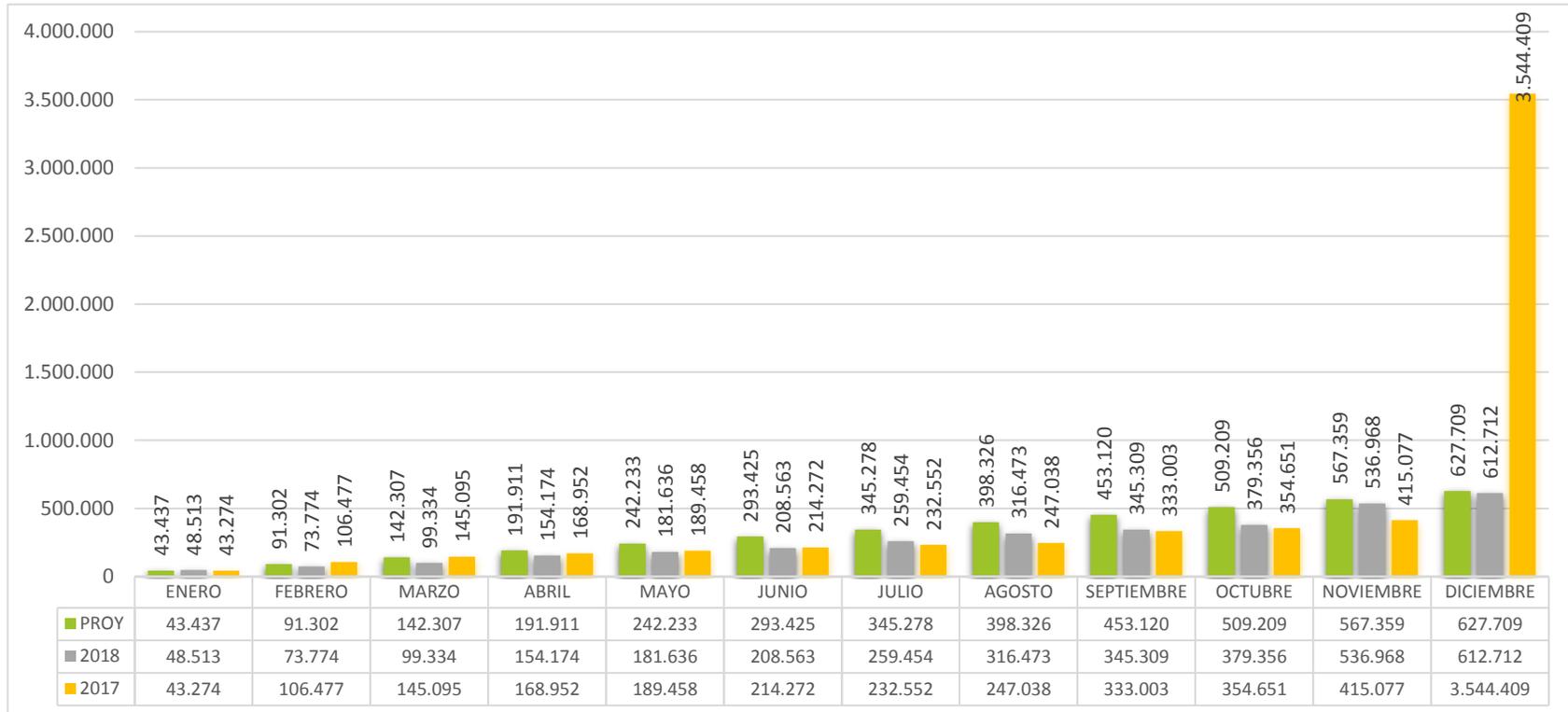
Gráfica 63. Deterioro, depreciación y provisión

5.1.6 Gastos Financieros.



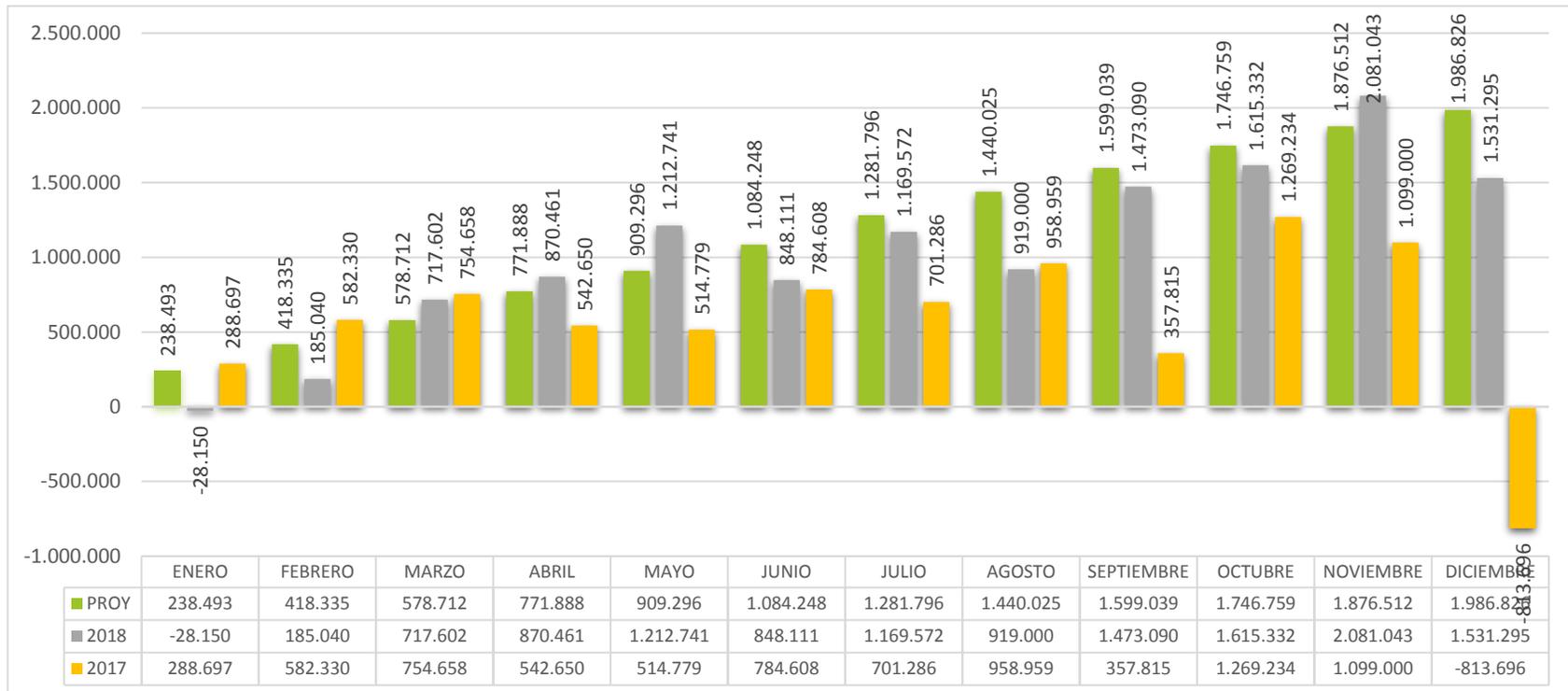
Grafica 64. Gastos financieros

5.1.7 Otros Gastos.



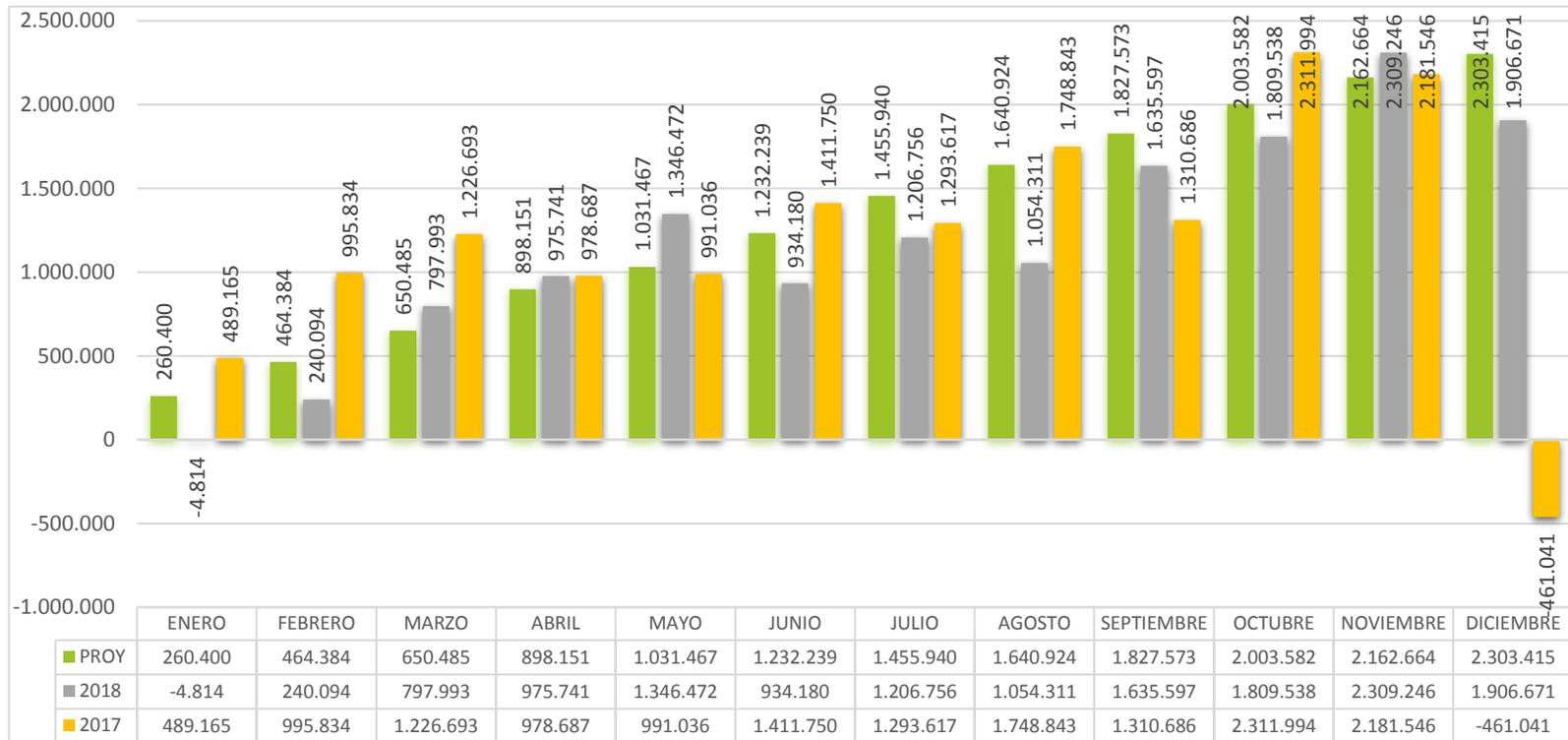
Grafica 65. otros gastos

5.1.8 Utilidad Bruta en Ventas.



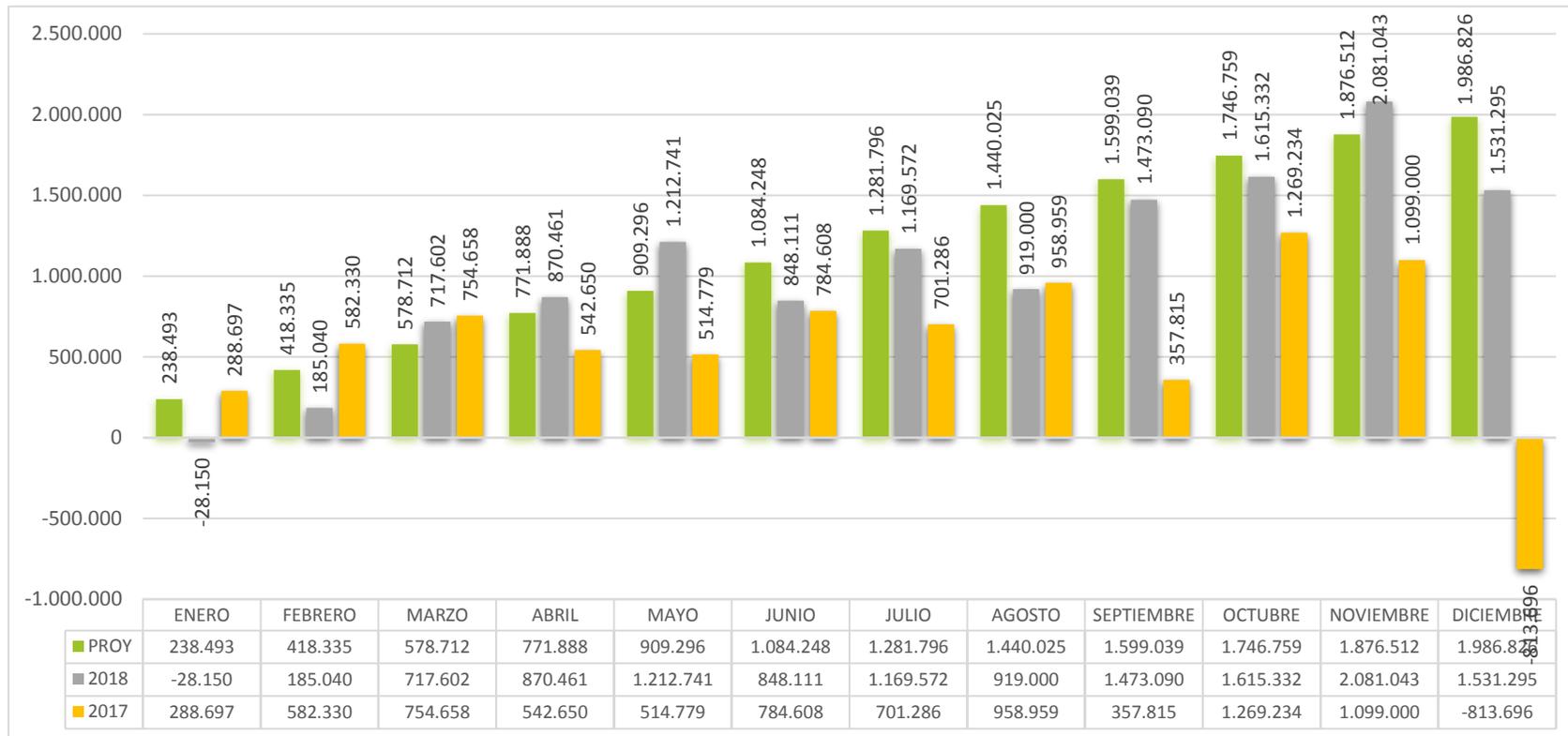
Grafica 66. Utilidades mensuales

5.1.9 Utilidad Operacional.



Grafica 67. Utilidades mensuales

5.1.10 Utilidad o Pérdidas en el Ejercicio.



Grafica 68.

## 5.1.11 Indicadores de liquidez.

CONCEPTO: La liquidez de una organización es juzgada por la capacidad para saldar las obligaciones a corto plazo que se han adquirido a medida que estas se vencen. Se refiere no solamente a las finanzas totales de la empresa, sino a su habilidad para convertir en efectivo determinados activos y pasivos.

| RAZÓN CORRIENTE  | INDICADORES NIIF |   |      |      | INDICADORES COLGA |      |      |      |      |      |      |      |  |
|------------------|------------------|---|------|------|-------------------|------|------|------|------|------|------|------|--|
|                  | 2018             |   | 2017 | 2016 | 2015              | 2014 | 2013 | 2012 | 2011 | 2010 | 2009 | 2008 |  |
| Activo Corriente | 11.941.638       | = |      |      |                   |      |      |      |      |      |      |      |  |
| Pasivo Corriente | 10.342.855       |   |      |      |                   |      |      |      |      |      |      |      |  |
|                  |                  |   | 1,02 | 1,06 | 1,07              | 1,07 | 0,82 | 0,91 | 1,2  | 1,4  | 0,81 | 1,12 |  |

Indica la capacidad que tiene la empresa para cubrir sus operaciones financieras, deudas o pasivos a corto plazo. Al dividir el activo corriente sobre el pasivo corriente sabremos cuantos activos corrientes tenemos para respaldar esos pasivos exigibles a corto plazo.

La empresa tiene una razón corriente de 1,15 lo que quiere decir que por cada peso que la empresa debe en el corto plazo cuenta con 1,15 pesos para responder, con respecto a el año 2018.

| SOLIDEZ      | INDICADORES NIIF |   |      |      | INDICADORES COLGA |      |      |      |      |      |      |      |  |
|--------------|------------------|---|------|------|-------------------|------|------|------|------|------|------|------|--|
|              | 2018             |   | 2017 | 2016 | 2015              | 2014 | 2013 | 2012 | 2011 | 2010 | 2009 | 2008 |  |
| Activo Total | 36.832.517       | = |      |      |                   |      |      |      |      |      |      |      |  |
| Pasivo Total | 15.444.301       |   |      |      |                   |      |      |      |      |      |      |      |  |
|              |                  |   | 2,24 | 2,57 | 2,86              | 1,81 | 1,75 | 1,84 | 1,61 | 1,60 | 2,00 | 2,21 |  |

Muestra la disponibilidad del activo para cubrir cada peso de las obligaciones adquiridas.

La empresa en este momento tiene a su disposición 2,38 pesos para respaldar cada (1) peso de sus obligaciones con el total del activo.

## CAPITAL DE TRABAJO

| CAPITAL DE TRABAJO                      | INDICADORES NIIF            |   |         |         | INDICADORES COLGA |         |           |
|---|-----------------------------|---|---------|---------|-------------------|---------|-----------|
|   | 2018                        |   | 2017    | 2016    | 2015              | 2014    | 2013      |
| Activo Corriente ( - ) Pasivo Corriente | 11,941,638 ( - ) 10,342,855 | = |         |         |                   |         |           |
|   |                             |   | 144.384 | 486.872 | 362.099           | 541.009 | 1.789.904 |

No es propiamente un indicador sino una forma de cuantificar en pesos los resultados de la razón corriente en forma de valor.

La empresa atendiendo sus obligaciones a corto plazo queda con \$1,598,783 recursos que atenderán obligaciones que surjan en el normal desarrollo de su actividad económica. Lo importante es que el capital neto de trabajo sea positivo concordante con una razón corriente diciembre mayor que 1.

### 5.1.12 Indicadores de Endeudamiento.

CONCEPTO: Mide el grado y la forma que participan los acreedores dentro del financiamiento de la Empresa.

| Endeudamiento Total   | INDICADORES NIIF |        |        |        | INDICADORES COLGA |        |        |        |        |        |      |
|---|------------------|--------|--------|--------|-------------------|--------|--------|--------|--------|--------|------|
|   | 2018             | 2017   | 2016   | 2015   | 2014              | 2013   | 2012   | 2011   | 2010   | 2009   | 2008 |
| $\frac{\text{Pasivo Total}}{\text{Activo Total}} \times 100 = \mathbf{41,93\%}$ | 44,64%           | 38,84% | 34,97% | 55,20% | 57,06%            | 54,49% | 62,18% | 62,52% | 50,01% | 45,16% |      |

Es un referente financiero cuyo objetivo es evaluar el grado y la modalidad de participación de los acreedores de una empresa en su provisión pecuniaria. Se trata de precisar los riesgos en los cuales incurren tales acreedores y los dueños de la empresa así como la conveniencia o la inconveniencia de cierto nivel deudor de la Empresa.

Significa que los acreedores de la empresa a diciembre del año 2018 tienen una participación del 41,93% sobre el total de los activos, el cual no es un nivel muy riesgoso, o que por cada peso que la empresa ha invertido 41,93 centavos han sido financiados por los acreedores.

| Indicador de Apalancamiento   | INDICADORES NIIF |        |        |         | INDICADORES COLGA |         |         |         |         |        |      |
|---|------------------|--------|--------|---------|-------------------|---------|---------|---------|---------|--------|------|
|   | 2018             | 2017   | 2016   | 2015    | 2014              | 2013    | 2012    | 2011    | 2010    | 2009   | 2008 |
| $\frac{\text{Pasivo Total}}{\text{Patrimonio}} \times 100 = \mathbf{72,21\%}$ | 80,64%           | 63,50% | 53,78% | 123,21% | 132,87%           | 119,74% | 164,44% | 166,78% | 100,04% | 82,37% |      |

Este indicador mide el grado de compromiso del patrimonio para con los acreedores de la empresa. No debe entenderse como que los pasivos se puedan pagar con el patrimonio, puesto que en el fondo, ambos constituyen un compromiso para la empresa.

Significa que el pasivo de la empresa se ha comprometido en un 72,21% en comparación con el patrimonio para contribuir con los compromisos de la empresa. También es importante ver quien financia más la empresa si los accionistas o los acreedores. En este caso son los accionistas.

## 5.1.13 Indicadores de Rentabilidad.

CONCEPTO: Rentabilidad o rendimiento sirven para medir la efectividad de la administración de la empresa, para controlar los gastos y costos y de esta manera convertir las ventas en utilidades, Permiten expresar las utilidades obtenidas en el periodo como un porcentaje de las ventas, de los activos o patrimonio.

| Ebitda                             | INDICADORES NIIF |           |           |           | INDICADORES COLGA |           |
|------------------------------------|------------------|-----------|-----------|-----------|-------------------|-----------|
|                                    | 2018             | 2017      | 2016      | 2015      | 2014              | 2013      |
| Utilidad NETA                      | 1.531.295        |           |           |           |                   |           |
| ( + ) Interes Financieros          | 281.511          |           |           |           |                   |           |
| ( + ) impuestos ica y cree y renta | 509.401          | 1.143.170 | 5.622.112 | 4.106.141 | 4.516.884         | 4.759.976 |
| ( + ) Gastos de depreciación       | 1.418.894        |           |           |           |                   |           |
| ( + ) Gastos por amortizaciones    | 194.980          |           |           |           |                   |           |
|                                    | = 3.936.081,00   |           |           |           |                   |           |

Es un indicador cuya función es determinar las ganancias o la utilidad obtenida por una empresa o proyecto, sin tener en cuenta los gastos financieros, los impuestos y demás gastos contables que no implican salida de dinero en efectivo, como las depreciaciones y las amortizaciones.

La utilidad neta reportada en el estado de resultados es de \$1,531,295 pero entre los gastos se presentan gastos como: \$281,411 de interes, \$458,329 de impuestos, \$1,418,894 de depreciación, \$194,980 de amortizaciones que no implican salida de efectivo, por lo cual se suman a la utilidad operacional en terminos de efectivo. Hasta aquí se puede determinar la rentabilidad de la empresa, y en adelante, dependerá de la gestión de la misma empresa.

| Margen Ebitda  | INDICADORES NIIF |       |      |       | INDICADORES COLGA |       |
|----------------|------------------|-------|------|-------|-------------------|-------|
|                | 2018             | 2017  | 2016 | 2015  | 2014              | 2013  |
| Ebitda         | 3.936.081        |       |      |       |                   |       |
| Ingresos Netos | 38.564.823       | 10,21 | 3,58 | 16,95 | 16,11             | 17,73 |
|                | =                |       |      |       |                   |       |
|                |                  |       |      |       |                   | 21,93 |

Es una medida de la rentabilidad de un negocio. De la misma manera que la tasa de rentabilidad se calcula dividiendo la utilidad entre los ingresos totales, el margen de EBITDA se obtiene al dividir el EBITDA entre los mismos ingresos.

Por cada \$100 de ingreso, la operación deja utilidades en efectivo por \$10,07 para el mes de Diciembre 2018, para pagar impuestos, realizar inversiones, atender la deudas y pagar dividendos.

## 5.2 Certificación De Los Estados Financieros.

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 2018, 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 2018 y 2017 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 (indicar fecha).

### REPRESENTANTE LEGAL

*Original firmado*  
ANDRES PABLO RODRIGUEZ SOSA  
Gerente

### CONTADOR

*Original firmado*  
JEANE ALEXANDRA GUERRERO  
Contadora TP116529-T

## 5.3 Estados Financieros.

## 5.3.1 Estado de Situación Financiera.

| <b>ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA</b>                     |                                 |                                      |                    |
|---|---------------------------------|--------------------------------------|--------------------|
| Al 31 de diciembre de 2018 y 2017                         |                                 |                                      |                    |
| (Cifras en miles de pesos colombianos - COP)              |                                 |                                      |                    |
|   |                                 | Diciembre 31, 2018                   | Diciembre 31, 2017 |
| <b>ACTIVOS</b>  |                                 |                                      |                    |
| <b>ACTIVOS CORRIENTES</b>                                 |                                 |                                      |                    |
|   | Notas                           |                                      |                    |
| Efectivo y equivalentes al efectivo                       | 5                               | 626.073                              | 154.172            |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar | 6                               | 9.218.508                            | 6.841.620          |
| Activos por impuestos                                     | 7                               | 185.618                              | 0                  |
| Inventarios   | 8                               | 1.451.039                            | 1.940.028          |
| Inversiones   | 10                              | 460.400                              | 460.400            |
| <b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>                           |                                 | <b>11.941.638</b>                    | <b>9.396.220</b>   |
| <b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>                              |                                 |                                      |                    |
| Efectivo Restringido                                      | 5                               | 0                                    | 570.769            |
| Propiedades, planta y equipo                              | 11                              | 22.936.859                           | 22.073.624         |
| Activos intangibles distintos de la plusvalía             | 12                              | 473.944                              | 668.924            |
| Activos por impuestos diferidos                           | 7                               | 1.154.843                            | 2.897.326          |
| Otros activos no financieros                              | 9                               | 325.233                              | 263.447            |
| <b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>                        |                                 | <b>24.890.879</b>                    | <b>26.474.090</b>  |
| <b>TOTAL ACTIVOS</b>                                      |                                 | <b>36.832.517</b>                    | <b>35.870.310</b>  |
| <b>PASIVOS</b>  |                                 |                                      |                    |
| <b>PASIVOS CORRIENTES</b>                                 |                                 |                                      |                    |
| Pasivos financieros                                       | 13                              | 647.518                              | 455.847            |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar   | 14                              | 8.686.783                            | 7.632.242          |
| Beneficios a empleados                                    | 15                              | 569.717                              | 385.022            |
| Pasivos por impuestos                                     | 7                               | 438.837                              | 778.725            |
| <b>TOTAL PASIVOS CORRIENTES</b>                           |                                 | <b>10.342.855</b>                    | <b>9.251.836</b>   |
| <b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>                              |                                 |                                      |                    |
| Pasivos financieros                                       | 13                              | 971.278                              | 883.930            |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar   | 14                              | 2.219.070                            | 2.275.115          |
| Pasivos por impuestos diferidos                           | 7                               | 1.911.098                            | 3.602.508          |
| <b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>                        |                                 | <b>5.101.446</b>                     | <b>6.761.553</b>   |
| <b>TOTAL PASIVOS</b>                                      |                                 | <b>15.444.301</b>                    | <b>16.013.389</b>  |
| <b>PATRIMONIO NETO</b>                                    |                                 |                                      |                    |
| Capital emitido   | 16                              | 9.546.030                            | 9.546.030          |
| Prima de emisión  | 16                              | 28.105                               | 28.105             |
| Otras reservas  | 16                              | 1.731.429                            | 2.545.126          |
| Ganancias acumuladas (EFECTO POR CONVERSION NIIF)         | 16                              | 10.082.652                           | 7.737.660          |
| <b>PATRIMONIO NETO TOTAL</b>                              |                                 | <b>21.388.216</b>                    | <b>19.856.921</b>  |
| <b>TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO NETO</b>                    |                                 | <b>36.832.517</b>                    | <b>35.870.310</b>  |
| <i>Original Firmado</i>                                   | <i>Original Firmado</i>         | <i>Original Firmado</i>              |                    |
| <b>ANDRES PABLO RODRIGUEZ SOSA</b>                        | <b>JEANE ALEXANDRA GUERRERO</b> | <b>DUCARDO JEMBER URQUIJO CHAVEZ</b> |                    |
| Gerente   | Contadora TP116529-T            | Revisor Fiscal TP 113563-T           |                    |

## 5.3.2 Estado de Resultados Integral.

**EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. ESP****ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL**

Años terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017

(Cifras en miles de pesos colombianos - COP)

|   |              | Diciembre 31, 2018 | Diciembre 31, 2017 |
|---|--------------|--------------------|--------------------|
|   | <b>Notas</b> |                    |                    |
| Ingresos de actividades ordinarias            | 17           | 38.564.823         | 31.896.954         |
| Costo de ventas y Operación                   | 18           | (31.428.006)       | (24.916.717)       |
| <b>Ganancia bruta</b>                         |              | <b>7.136.817</b>   | <b>6.980.237</b>   |
| Gastos de administración                      | 19           | (4.805.630)        | (3.916.591)        |
| Otros ingresos                                | 20           | 188.196            | 307.688            |
| Otros Gastos                                  | 20           | (612.712)          | (3.832.375)        |
| <b>Otras Ganancias (Pérdidas)</b>             |              | <b>1.906.671</b>   | <b>(461.041)</b>   |
| Ingresos financieros                          | 21           | 167.981            | 72.832             |
| Gastos financieros                            | 21           | (33.956)           | (32.391)           |
| <b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b> |              | <b>2.040.696</b>   | <b>(420.600)</b>   |
| Ingreso (gastos) por impuestos                | 22           | (509.401)          | (393.097)          |
| <b>Resultados neto del periodo</b>            |              | <b>1.531.295</b>   | <b>(813.697)</b>   |

*Original Firmado*

ANDRÉS PABLO RODRÍGUEZ SOSA

Gerente

*Original Firmado*

JEANE ALEXANDRA GUERRERO

Contadora TP116529-T

*Original Firmado*

DUCARDO JEMBER URQUIJO CHAVEZ

Revisor Fiscal TP113563-T

## 5.3.3 Estado de Cambios en el Patrimonio.

Al 31 de diciembre de 2018 y 2017  
(Cifras en miles de pesos colombianos - COP)

|  |                | Ganancias Acumuladas |                  |          |          |                  |                      |                          |                      |                        |                   |                   |
|--|----------------|----------------------|------------------|----------|----------|------------------|----------------------|--------------------------|----------------------|------------------------|-------------------|-------------------|
|  |                | Capital emitido      | Prima de Emisión | Reservas |          |                  | Ajuste adopción NCIF | Resultados del ejercicio | Ganancias Acumuladas | Efectos por conversión | Total             | Total patrimonio  |
| <b>SALDOS AL 01 DE ENERO DE 2017</b>                             | <b>Nota 16</b> | <b>8.158.900</b>     | <b>28.105</b>    | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>2.369.240</b> | <b>0</b>             | <b>1.758.863</b>         | <b>5.023</b>         | <b>8.546.332</b>       | <b>10.310.218</b> | <b>20.866.463</b> |
| Capital  |                | 1.387.130            |                  |          |          |                  |                      |                          |                      |                        | 0                 | 1.387.130         |
| Prima de Emisión   |                |                      | 0                |          |          |                  |                      |                          |                      |                        | 0                 | 0                 |
| Constitución de Reservas   |                |                      |                  | 0        | 0        | 175.886          |                      | ( 175.886)               |                      |                        | ( 175.886)        | 0                 |
| Distribución de Dividendos                                       |                |                      |                  |          |          |                  |                      | ( 1.582.977)             |                      |                        | ( 1.582.977)      | ( 1.582.977)      |
| Resultados Acumulados  |                | 0                    |                  | 0        | 0        | 0                | 0                    | ( 813.697)               | 2                    | 0                      | ( 813.695)        | ( 813.695)        |
| <b>SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017</b>                         |                | <b>9.546.030</b>     | <b>28.105</b>    | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>2.545.126</b> | <b>0</b>             | <b>( 813.697)</b>        | <b>5.025</b>         | <b>8.546.332</b>       | <b>7.737.660</b>  | <b>19.856.921</b> |
| Capital  |                | 0                    |                  |          |          |                  |                      |                          |                      |                        | 0                 | 0                 |
| Prima de Emisión   |                |                      | 0                |          |          |                  |                      |                          |                      |                        | 0                 | 0                 |
| Constitución de Reservas   |                |                      |                  | 0        | 0        | ( 813.697)       |                      | 813.697                  |                      |                        | 813.697           | 0                 |
| Distribución de Dividendos                                       |                |                      |                  |          |          |                  |                      | 0                        | 0                    |                        | 0                 | 0                 |
| Déficit de resultado generado en el periodo de transición a NCIF |                |                      |                  |          |          |                  |                      | 0                        |                      | 0                      | 0                 | 0                 |
| Resultados Acumulados  |                | 0                    |                  | 0        | 0        | 0                | 0                    | 1.531.295                | 0                    | 0                      | 1.531.295         | 1.531.295         |
| <b>SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018</b>                         |                | <b>9.546.030</b>     | <b>28.105</b>    | <b>0</b> | <b>0</b> | <b>1.731.429</b> | <b>0</b>             | <b>1.531.295</b>         | <b>5.025</b>         | <b>8.546.332</b>       | <b>10.082.652</b> | <b>21.388.216</b> |

Original Firmado

**ANDRÉS PABLO RODRÍGUEZ SOSA**  
Gerente

Original Firmado

**JEANE ALEXANDRA GUERRERO**  
Contadora TP116529-T

Original Firmado

**DUCARDO JEMBER URQUIJO CHAVEZ**  
Revisor Fiscal TP113563-T

## 5.3.4 Estado de Flujo de efectivo.

Años terminados el 31 de diciembre de 2018 y 2017

(Cifras en miles de pesos colombianos - COP)

|   | Diciembre 31, 2018 | Diciembre 31, 2017 |
|---|--------------------|--------------------|
| <b>Flujo de efectivo por actividades de operación</b>   |                    |                    |
| Resultados netos del periodo  | 1.531.295          | (813.697)          |
| <b>AJUSTES PARA CONCILIAR LOS RESULTADOS NETOS DEL PERIODO CON EL EFECTIVO (USADO EN) PROVISTOS POR LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN:</b> |                    |                    |
| Depreciación y amortización   | 1.613.873          | 1.633.177          |
| Impuesto de renta diferido, neto  | 498.270            | 393.097            |
| <b>CAMBIO EN ACTIVOS Y PASIVOS OPERACIONALES:</b>   |                    |                    |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar   | (2.376.888)        | 405.045            |
| Activos por impuestos corrientes  | (185.618)          | 37.582             |
| Otros Activos no financieros corrientes   | 61.786             | 118.564            |
| Aumento (disminución) Otros Activos   | 488.989            | (905.831)          |
| cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar   | 998.496            | (2.017.143)        |
| Pasivos por impuestos corrientes  | (339.888)          | 23.454             |
| Pasivo financiero de corto plazo  | 191.671            | 902.747            |
| Otros pasivos no financieros corrientes   | 184.695            | 197.639            |
| <b>Efectivo neto (usado en) provisto por actividades operacionales</b>  | <b>2.666.681</b>   | <b>-25.366</b>     |
| <b>FLUJO DE EFECTIVO POR LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>   |                    |                    |
| Adiciones a propiedad, planta y equipo  | (2.282.128)        | 370.648            |
| Adiciones (disminuciones) activos intangibles distintos de la plusvaía  | 0                  | 3.564              |
| <b>Efectivo neto (usado en) provisto por actividades de inversión</b>   | <b>(2.282.128)</b> | <b>374.212</b>     |
| <b>FLUJOS DE EFECTIVO POR LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN</b>   |                    |                    |
| Pasivo financiero Largo plazo   | 87.348             | (441.542)          |
| <b>Efectivo neto (usado en) provisto por actividades de financiación</b>  | <b>87.348</b>      | <b>(441.542)</b>   |
| <b>Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes</b>   | <b>471.901</b>     | <b>(92.696)</b>    |
| Efectivo al inicio del período  | 154.172            | 246.868            |
| Efectivo al Final del período   | 626.073            | 154.172            |

Original Firmado

ANDRÉS PABLO RODRÍGUEZ SOSA

Gerente

Original Firmado

JEANE ALEXANDRA GUERRERO

Contadora TP116529-T

Original Firmado

DUCARDO JEMBER URQUIJO CHAVEZ

Revisor Fiscal TP 113563-T

## 5.4 Notas a los Estados Financieros.

**A 31 de diciembre de 2018**  
**(Comparación de cifras al 31 de diciembre 2017)**  
**Valores expresados en miles de pesos**

## 5.4.1 Nota 1. Información General.

EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P, Es una sociedad de economía mixta, 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 2018, es el siguiente:

| AÑO  | % ENTIDADES PUBLICAS | % SECTOR PRIVADO |
|------|----------------------|------------------|
| 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.

## **5.4.2 Nota 2. Bases de Presentación de los Estados Financieros.**

### **5.4.2.1 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, prepara sus estados financieros de conformidad con las Normas de Contabilidad y de Información

Financiera Aceptadas en Colombia (en adelante NCIF), las cuales se basan en las Normas Internacionales de Información Financiera para Pequeñas y Medianas Empresas (NIIF para PYMES) emitida por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad en 2009 y las enmiendas de las NIIF para Pymes emitidas por IASB en mayo de 2015.

### **5.4.2.2 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.

### 5.4.3 Nota 3. Resumen de las Principales Políticas Contables

#### 5.4.3.1 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.

#### 5.4.3.2 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

#### 5.4.3.3 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.

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.

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.

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 contractuales 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.

#### 5.4.3.4 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.

#### 5.4.3.5 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.

#### 5.4.3.6 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.

#### **5.4.3.7 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

#### **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

### **3.5. Impuestos**

El gasto por impuesto a la renta representa la suma del impuesto a las ganancias por pagar actual y el

#### **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 imponibles 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

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.

entre el importe en libros del pasivo financiero dado de baja y la contraprestación pagada y por pagar se reconoce en ganancias o pérdidas.

impuesto diferido y se contabiliza de acuerdo con la Sección 29 “Impuesto a las Ganancias”.

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.

### **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

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 período 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.

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 incurrin.

### **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

### **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.P.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

de manera explícita en el acuerdo. Para los acuerdos celebrados antes del 1° de enero de 2015 (fecha de la transición a las NCIF para las PYMES), la fecha de celebración se consideró el 1° de enero de 2015, de acuerdo con la exención prevista en la Sección 35 – Transición a las NIIF para las PYMES.

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 Ordinario.

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.

inversiones, por rendimientos que obtiene de las financiaciones otorgadas.

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.

#### 3.10.1.4 . Arrendamiento de Bienes.

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

#### 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.

#### 3.10.2. Otros Ingresos.

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

#### 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

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 final es incierto o remoto. También se incluyen como pasivos contingentes aquellos cuyo desenlace final 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.

### **Nota 4. Juicios y Estimaciones Contables Relevantes**

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

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.

#### **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.

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:

#### **4.2. 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 DEPRECIACIÓN |
|--|----------------------|
| 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.

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.

#### 4.5. Cambios en Estimaciones Contables.

A pesar de que las estimaciones anteriormente descritas se realizaron en función de la mejor

#### 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.

### **5.5 Notas de Carácter Específico.**

#### **5.5.1 Nota 5. Efectivo y Equivalentes.**

El saldo de efectivo y equivalentes de efectivo al 31 de diciembre de 2018 se componía por:

##### **5.1. Efectivo y Equivalentes de Efectivo.**

|   | 31-dic-18         | 31-dic-17          |
|---|-------------------|--------------------|
| Caja  | 5.574.300         | 5.574.300          |
| Cuentas bancarias corrientes y de ahorro:         |                   |                    |
| Bco. BBVA cta cte No.59811787-7                   | 175.612           | 85.374             |
| Bco. BBVA cta cte No.88200013-6                   | 149.562           | 82.140             |
| Bco. Popular cta cte No.69011867-4                | -                 | 3.793.237          |
| Bco. Popular cta cte No.69072244-2 STR            | 76.798            | 76.792             |
| Bco. Bancolombia cta cte 92747661179              | -                 | -                  |
| Bco. Agrario de Colombia Orito cta cte No.11329-4 | 10.705.914        | 1.464.476          |
| Bco. Agrario de Colombia Mocoa cta cte No.1235-9  | 264.951           | 125.509            |
| Bco. Agrario de Colombia Villa cta cte No.547-9   | 13.344.296        | 85.097             |
| Bco. Agrario de Colombia Pto. Guzmán No.256-7     | 1.797.386         | 86.308             |
| Bco. Popular cta ahorros No. 69072114-7           | 1.844.020         | 3.349.192          |
| Bco. Popular cta ahorros No.69072097-4            | 3.040.812         | 140.699            |
| Bco. Popular cta ahorros 69072240-0               | 2.523             | 2.523              |
| Bco. BBVA cta ahorros No. 598208320               | 12.557            | 24.568.983         |
| Bco. BBVA cta ahorros No. 598313948               | 147.723           | 941.516            |
| Bco. BBVA cta ahorros No. 598313936               | 163.735           | 109.444.547        |
| Bco. BBVA Subsidios 598313922                     | 100.024           | 100.024            |
| Bco. BBVA Fdo Inversion 45287                     | 4.251.206         | 4.251.206          |
| Bco. BBVA cta ahorros No. 598351781 Convenio      | 3.043             | -                  |
| Bco. BBVA cta ahorros No. 598364321               | 204.175           | -                  |
| <b>TOTAL</b>                                      | <b>36.284.337</b> | <b>148.597.623</b> |

|                            |                    |                    |
|----------------------------|--------------------|--------------------|
| Fondos especiales          |                    |                    |
| Fiduciaria Corficolombiana | 584.214.275        | 0                  |
| <b>TOTAL</b>               | <b>626.072.912</b> | <b>154.171.923</b> |

## 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. Dineros abonados en calidad amparo para la ejecución del proyecto que iniciara a mediados del año 2018.

|                            |                    |                    |
|----------------------------|--------------------|--------------------|
| Fondos especiales          |                    |                    |
| Fiduciaria Corficolombiana | -                  | 570.769.093        |
| <b>TOTAL</b>               | <b>626.072.912</b> | <b>724.941.016</b> |

### 5.5.2 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 2018 se componía por:

En el rubro de Servicios Públicos encontramos, que está compuesto principalmente por la

comercialización de energía eléctrica a los usuarios, en la prestación de este servicio público, en desarrollo del objeto social de la EEP SA ESP, y 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.

|                                       | 31-dic-18     | 31-dic-17     |
|---------------------------------------|---------------|---------------|
| Servicios Públicos                    | 6.970.137.349 | 5.417.153.599 |
| comercialización                      | 3.225.034.069 | 2.922.797.869 |
| Sistema de Transmisión Regional       | 33.823.270    | 236.610.155   |
| Otros Servicios de Energía            | 332.488.169   | 355.650.810   |
| Prestación de Servicios No Facturados | 765.570.510   | 322.270.686   |
| subsidio Servicio de Energía          | 2.651.188.614 | 1.617.791.362 |
| Deterioro                             | (37.967.283)  | (37.967.283)  |
| Otros Deudores                        | 2.248.371.026 | 1.424.466.636 |
| TOTAL                                 | 9.218.508.375 | 6.841.620.235 |

### 5.5.3 Nota 7. Activos y Pasivos por Impuestos.

El saldo de activos y pasivos por impuestos al 31 de diciembre de 2018 se componía por,

#### Impuestos Corrientes

#### 7.1. Activos por Impuestos

(1) A continuación, se detalla el análisis del impuesto corrientes compensados con las cuentas del pasivo por impuesto y contribuciones, presentados en el estado de situación financiera a 31 de diciembre de 2018:

(2)

| Impuestos corrientes                         | 31-dic-18   | 31-dic-17 |
|--|-------------|-----------|
| Anticipo Impuesto sobre la Renta             | 3.909.000   | -         |
| saldo a favor Liquidaciones Privadas         | 181.709.000 | -         |
| Anticipo de Impuesto de Industria y Comercio | 0           | -         |
| Total Neto                                   | 185.618.000 | 0         |

#### 7.2. Pasivo por impuestos:

- (3) 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 2018:

| Pasivos del impuesto corriente               | 31-dic-18          | 31-dic-17          |
|--|--------------------|--------------------|
| Anticipo de Impuesto sobre la Renta          | 0                  | 0                  |
| Retencion en la Fuente                       | 61.530.001         | 189.746.926        |
| Anticipo de impuesto de Industria y comercio | 7.018.944          | 243.646.101        |
| Impuesto CREE                                | -                  | 186.232.000        |
| Impuesto de Renta y Complementarios          | -                  | 121.236.709        |
| Impuesto de Industria y Comercio             | 357.398.333        | 17.208.366         |
| Contribuciones                               | -                  | 10.847.431         |
| impuesto al valor agregado                   | 12.889.530         | -                  |
| otras obligaciones                           | -                  | 9.807.778          |
| <b>TOTAL</b>                                 | <b>438.836.808</b> | <b>778.725.311</b> |

### 7.3. Activos y pasivos por impuesto Diferido:

| Impuestos diferidos                               |                 |                 |
|---|-----------------|-----------------|
|   |                 |                 |
| Impuesto diferido activo- pasivo relacionado con: | 31-dic-18       | 31-dic-17       |
| Cuentas por cobrar                                | -179.538        | 287.753         |
| inventarios                                       | -26.553         | -579.585        |
| propiedad planta y equipo                         | -532.864        | -211.225        |
| otros activos                                     | -28.612         | 3.520           |
| pasivos financieros                               | 0               | 19.997          |
| cuentas por pagar                                 | 11.312          | 427.328         |
| otros pasivos                                     | 0               | -652.970        |
| <b>TOTAL</b>                                      | <b>-756.255</b> | <b>-705.182</b> |

#### 5.5.4 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 2018 se componía por,

| INVENTARIOS                                |                      |                      |
|--|----------------------|----------------------|
|  |                      |                      |
|  | 31-dic-18            | 31-dic-17            |
| Mercancias en Exisitencia                  | 105.077.270          | 244.430.277          |
| Materiales para la Prestacion de Servicios | 1.345.961.765        | 1.695.598.535        |
| <b>TOTAL</b>                               | <b>1.451.039.035</b> | <b>1.940.028.812</b> |

**5.5.5 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 2018 se componía por,

|                               | 31-dic-18   | 31-dic-17   |
|-------------------------------|-------------|-------------|
| Gastos Pagados por anticipado | 325.232.652 | 263.446.771 |

**5.5.6 Nota 10. Inversiones.**

El saldo a Inversiones del 31 de diciembre 2018 se componía por,

|   | 31-dic-18   | 31-dic-17   |
|---|-------------|-------------|
| Acciones Ordinarias (Frigoririfico del Putumayo SA)     | 70.300.000  | 70.300.000  |
| Acciones Preferenciales (Frigoririfico del Putumayo SA) | 390.100.000 | 390.100.000 |
|   | 460.400.000 | 460.400.000 |

|   | acciones | valor       | participacion |
|---|----------|-------------|---------------|
| Acciones Ordinarias (Frigoririfico del Putumayo SA)     | 703      | 70.300.000  | 9,45%         |
| Acciones Preferenciales (Frigoririfico del Putumayo SA) | 3.901    | 390.100.000 | 52,44%        |

**5.5.7 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 2018 se componía por,

En la cuenta de Plantas, ductos y túneles se incluyen los valores correspondientes a los activos en comodato, por solicitud directa del Ministerio de Minas y Energía, a través de comunicación escrita, radicado 201607563108-11-2016, donde informa que el ministerio retira de sus estados financieros el valor de los contratos de comodato de bienes muebles entregados a terceros y entregados en administración, amparada en el instructivo 002 del

8 de octubre de 2015, emitido por la contaduría general de la nación en su punto 1.1 el cual informa que bajo norma internacional, “los activos representan recursos controlados por la entidad, y pese a que el ministerio sea el dueño legal, no se puede reconocer dicho activo si los riesgos y beneficios asociados al mismo han sido transferidos sustancialmente. Por lo tanto, la EEP SA ESP, procedió al reconocimiento de este activo en esta cuenta por el valor de \$6.158.472.030.

Las variaciones presentadas en la propiedad en especial las disminuciones obedecen a la baja en los activos producto de los daños ocasionados por la avenida torrencial del pasado 31 de marzo de 2017.

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

|   | 31-dic-17             | 31-dic-17             |
|---|-----------------------|-----------------------|
| Terrenos                                  | 1.064.551.563         | 1.064.551.563         |
| Construcciones en Curso (1)               | 0                     | 57.448.464            |
| Edificaciones                             | 2.200.322.993         | 1.901.275.591         |
| Plantas, ductos y túneles (2)             | 12.543.968.906        | 12.488.533.315        |
| Redes, líneas y cables (2)                | 12.763.417.177        | 10.961.881.592        |
| Maquinaria y equipo                       | 1.555.755.777         | 1.421.590.589         |
| Muebles Enseres y Equipo de Oficina       | 327.103.784           | 327.103.784           |
| Equipos de comunicación y Computacion     | 1.193.862.396         | 1.144.470.005         |
| Equipo de Transporte Traccion y Elevacion | 193.873.179           | 193.873.179           |
| Depreciación Acumulada                    | (8.905.996.908)       | (7.487.103.604)       |
|   | <b>22.936.858.867</b> | <b>22.073.624.478</b> |

|   | 31-dic-2018           | 31-dic-2017              |
|---|-----------------------|--------------------------|
| propiedad planta y equipo                   | 31.842.855.775        | 29.560.728.082,00        |
| Terrenos                                    | 1.064.551.563         | 1.064.551.563            |
| Construcciones en Curso                     | 0                     | 57.448.464               |
| Edificaciones                               | 2.200.322.993         | 1.901.275.591            |
| Plantas, ductos y túneles                   | 12.543.968.906        | 12.488.533.315           |
| Redes, líneas y cables                      | 12.763.417.177        | 10.961.881.592           |
| Maquinaria y equipo                         | 1.555.755.777         | 1.421.590.589            |
| Muebles, enseres y equipo de oficina        | 327.103.784           | 327.103.784              |
| Equipos de computación y comunicación       | 1.193.862.396         | 1.144.470.005            |
| Flota y equipo de transporte                | 193.873.179           | 193.873.179              |
| depreciacion acumulada                      | -8.905.996.906        | -7.487.103.602           |
| Edificaciones                               | -269.669.012          | -227.252.008,00          |
| Plantas, ductos y túneles                   | -3.345.758.196        | -2.871.239.943,00        |
| Redes, líneas y cables                      | -3.130.849.021        | -2.736.268.331,00        |
| Maquinaria y equipo                         | -917.942.587          | -633.661.432,00          |
| Muebles, enseres y equipo de oficina        | -181.808.392          | -151.397.267,00          |
| Equipos de computación y comunicación       | -926.797.714          | -746.198.198,00          |
| Flota y equipo de transporte                | -133.171.984          | -121.086.423,00          |
| <b>TOTAL PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO NETO</b> | <b>22.936.858.869</b> | <b>22.073.624.480,00</b> |

**5.5.8 Nota 12. Activos Intangibles.**

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 2018 se componía por,

|                        | 31-dic-18     | 31-dic-17     |
|------------------------|---------------|---------------|
| Intangibles            | 945.624.559   | 945.624.559   |
| Amortización Acumulada | (471.679.960) | (276.699.865) |
|                        | 473.944.599   | 668.924.694   |

**5.5.9 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 2018 se componían por,

|  | 31-dic-18     | 31-dic-17     |
|--|---------------|---------------|
| Obligaciones Financieras Corrientes      |               |               |
| sobregiros Obtenidos (1)                 | 123.813.980   | 16.057.383    |
| Banca Comercial (2)                      | 523.704.020   | 209.162.785   |
| Otras Entidades (3)                      | 0             | 230.626.832   |
|  | 647.518.000   | 455.847.000   |
| Obligaciones Financieras No Corrientes   |               |               |
| Banca Comercial (2)                      | 971.278.000   | 883.930.255   |
| Otras Entidades                          | 0             | 0             |
|  | 1.618.796.000 | 1.339.777.255 |
| sobregiros Obtenidos (1)                 | 123.813.980   | 16.057.383    |
| Bancolombia Cta Cte 0927477611-79        | 45.317.995    | 16.057.383    |
| Bancolombia Popular Cta Cte 110690118674 | 78.495.985    |               |
|  |               |               |
| Banca Comercial (2)                      | 1.494.982.020 | 1.093.093.040 |
| Banco BBVA 9600250645                    | 405.506.909   | 583.929.945   |
| Banco BBVA Bancoldex                     | 250.000.000   | 300.000.000   |
| Banco BBVA                               | 0             | 17.666.666    |
| Banco BBVA 96000266401                   | 93.333.633    | 0             |
| Banco BBVA 9600245477                    | 170.000.000   | 0             |
| Banco BBVA 9600266203                    | 120.571.829   | 0             |
| Banco BBVA Cesantias                     | 36.666.718    | 0             |
| Banco Popular                            | 178.499.997   | 166.496.429   |
| Bancolombia                              | 240.402.934   | 25.000.000    |
|  |               |               |
| Otras Entidades (3)                      |               |               |
| Grant Tierra Compra de Activo)           | 0             | 230.626.832   |

**5.5.10 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 2018 se componían por:

Las cuentas; Adquisición de bienes y servicios (1) y Acreedores (2) son discriminadas por sus

componentes debido al tamaño e importancia de la mismas donde se registran las obligaciones contraídas por la EEP SA ESP, en los mencionados rubros, en el desarrollo del objeto social.

| Corriente                             | 31-dic-18             | 31-dic-17            |
|---------------------------------------|-----------------------|----------------------|
| Adquisición de bienes y servicios (1) | 2.320.648.698         | 3.640.717.477        |
| acreedores (2)                        | 6.107.054.866         | 3.991.524.344        |
| subsídios Asignados                   | 259.079.450           | 0                    |
| <b>TOTAL</b>                          | <b>8.686.783.014</b>  | <b>7.632.241.821</b> |
| <b>No Corriente</b>                   |                       |                      |
| Adquisición de bienes y servicios (1) | 0                     | 135.591.000          |
| acreedores (2)                        | 0                     | 377.212.000          |
| subsídios Asignados                   | 0                     | 113.190.230          |
| Avances y Anticipos                   | 2.219.070.148         | 1.649.122.362        |
|                                       | 2.219.070.148         | 2.275.115.592        |
| <b>TOTAL</b>                          | <b>10.905.853.162</b> | <b>9.907.357.413</b> |
| Adquisición de bienes y servicios (1) | 2.320.648.698         | 3.776.308.477        |
| energía                               | 2.099.828.551         | 3.198.631.892        |
| str                                   | 213.015               | 4.650.721            |
| otros bienes                          | 220.607.132           | 150.848.424          |
| cuentas por cobrar sin factura        | 0                     | 422.177.440          |
| Acreedores (2)                        | 6.107.054.866         | 4.368.736.344        |
| Comisiones Honorarios y servicios     | 1.318.641.347         | 919.310.958          |
| Dividendos y participaciones          | 846.992.372           | 869.992.372          |
| Servicios públicos                    | 6.936.196             | 11.527.866           |
| Arrendamientos                        | 15.776.828            | 47.927.056           |
| Viáticos y gastos de viaje            | 15.954.166            | 9.791.546            |
| Seguros.                              | 261.370.832           | 62.673.263           |
| Aportes a fondos pensionales          | 43.430.655            | 27.599.298           |
| Aportes a seguridad social            | 11.448.300            | 0                    |
| Aportes ICBF SENA y cajas de          | 10.646.200            | 0                    |
| Sindicatos                            | 4.064.721             | 168.092              |
| Embargos Judiciales                   | 384.133               | 821.361              |
| Riesgos profesionales                 | 11.610.300            | 11.220.565           |
| Libranzas                             | 44.104.148            | 38.992.219           |
| Otros acreedores (3)                  | 3.515.694.668         | 2.368.711.748        |
| Efecto por valoración a Costo         | 0                     | 0                    |

**5.5.11 Nota 15. Beneficios a Empleados.**

E.P.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 2018 se componían por,

|                                  | 31-dic-18          | 31-dic-17          |
|----------------------------------|--------------------|--------------------|
| Salarios y prestaciones sociales |                    |                    |
| Nomina por Pagar                 | 482.874            | 0                  |
| Cesantias                        | 247.751.498        | 239.637.832        |
| Intereses Sobre Cesantias        | 28.789.957         | 28.172.158         |
| Vacaciones                       | 122.569.476        | 101.980.668        |
| Prima de Servicios               | 0                  | 0                  |
| Bonificaciones                   | 170.123.630        | 15.231.261         |
| <b>Total</b>                     | <b>569.717.435</b> | <b>385.021.919</b> |

**5.5.12 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 2018 se encuentran suscritas y pagadas 954.603 acciones de valor nominal \$10.000, para un total del capital

autorizado y pagado de \$ **9.546.030.000** de propiedad de 705 accionistas,

La composición del patrimonio, al 31 de diciembre de 2018 cerro de la siguiente manera,

|                                    | 31-dic-18             | 31-dic-17             |
|------------------------------------|-----------------------|-----------------------|
| Capital suscrito y pagado (1)      | 9.546.030.000         | 9.546.030.000         |
| prima en colocacion de acciones    | 28.105.000            | 28.105.000            |
| reservas                           | 1.731.429.220         | 2.545.126.590         |
| Utilidades o excedentes acumulados | 5.024.738             | 5.024.738             |
| Ganancias Retenidas (2)            | 8.546.332.349         | 8.546.332.349         |
| resultados del ejercicio           | 1.531.295.360         | -813.697.370          |
| <b>TOTAL</b>                       | <b>21.388.216.667</b> | <b>19.856.921.307</b> |
| Capital suscrito y pagado (1)      |                       |                       |
| capital autorizado                 | 9.700.000.000         | 9.700.000.000         |
| capital por suscribir              | -153.970.000          | -153.970.000          |
| <b>Total</b>                       | <b>9.546.030.000</b>  | <b>9.546.030.000</b>  |
| Ganancias Retenidas (2)            |                       |                       |
| Por conversion a NIIF Activo       | 6.301.238.595         | 6.301.238.595         |
| Por conversion a NIIF Pasivo       | 2.471.775.967         | 2.471.775.967         |
| Por conversion a NIIF              | 544.234.997           | 544.234.997           |
| Ajuste por diferencia              | -770.917.210          | -770.917.210          |
| <b>Total</b>                       | <b>8.546.332.349</b>  | <b>8.546.332.349</b>  |

**5.5.13 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 2018 equivalen a:

|                                   | 31-dic-18      | 31-dic-17      |
|-----------------------------------|----------------|----------------|
| Venta de Bienes Comercializados   | 45.184.471     | 55.880.938     |
| servicio de Energía (1)           | 38.409.907.240 | 31.482.850.803 |
| Otros Servicios                   | 551.557.095    | 633.736.739    |
| Devoluciones Revajas y Descuentos | -441.826.128   | -275.513.983   |
|                                   | 38.564.822.678 | 31.896.954.497 |
|                                   |                |                |
| Servicio de Energía (1)           |                |                |
| Mocoa                             | 16.085.408.665 | 12.476.692.432 |
| Villagarzón                       | 5.330.358.070  | 4.279.578.267  |
| Pto Guzmán                        | 1.480.434.821  | 1.151.845.121  |
| Orito                             | 7.169.224.792  | 5.865.014.632  |
| Piamonte                          | 865.971.887    | 636.093.007    |
| Santa Rosa                        | 8.979.892      | 6.865.367      |
| Total Consumo de Energía          | 30.940.378.127 | 24.416.088.826 |
| Alumbrado Publico                 |                |                |
| Mocoa                             | 0              | 267.972.140    |
| Villagarzón                       | 438.980.775    | 349.301.856    |
| Puerto Guzmán                     | 141.248.522    | 95.549.595     |
| Orito                             | 246.958.608    | 239.349.500    |
| Piamonte                          | 22.135.000     | 20.937.500     |
| Total Alumbrado Publico           | 849.322.905    | 973.110.591    |
| Instalaciones                     | 378.757.793    | 266.680.632    |
| Cortes y Reconexiones             | 40.854.000     | 37.620.000     |
| Consumo sin Medicion              | 58.631.598     | 17.505.850     |
| Sistema de Transmision Regional   | 1.779.797.994  | 1.731.810.823  |
| Sistema de Distribucion Local     | 1.073.404.615  | 427.065.518    |
| ADD                               | 3.288.760.208  | 3.612.968.563  |
| Total Servicio de Energía         | 38.409.907.240 | 31.482.850.803 |

**5.5.14 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 2018 se componían por,

|                                      | 31-dic-18      | 31-dic-17      |
|--------------------------------------|----------------|----------------|
| costos de Venta de bienes            | 64.435.402     | 75.935.624     |
| Servicios personales                 | 4.517.402.000  | 3.742.783.842  |
| Generales                            | 1.379.662.037  | 1.325.912.090  |
| Depreciaciones                       | 1.359.373.504  | 1.132.773.766  |
| Arrendamiento                        | 69.625.543     | 56.967.186     |
| Amortizaciones                       | 175.482.084    | 169.878.121    |
| Costo de Bienes y Servicios          | 21.666.864.673 | 16.195.303.612 |
| Órdenes y contratos de Mantenimiento | 824.697.133    | 500.120.640    |
| Honorarios                           | 703.953.391    | 1.135.087.819  |
| Servicios publicos                   | 130.536.983    | 71.654.449     |
| Materiales y otros costos            | 423.162.700    | 435.627.477    |
| Seguros                              | 112.809.930    | 74.672.350     |
|                                      | 31.428.005.380 | 24.916.716.976 |

#### 5.5.15 Nota 19. Gastos de Administración.

Los gastos de administración al 31 de diciembre de 2018 se componían por,

|  | 31-dic-18     | 31-dic-17     |
|--|---------------|---------------|
| Sueldos y salarios                               | 2.103.052.944 | 1.762.626.755 |
| Contribuciones Imputadas                         | 258.181       | 1.403.920     |
| Contribuciones efectivas                         | 176.510.248   | 170.227.920   |
| Generales  | 1.203.138.737 | 1.212.623.304 |
| Impuestos contribuciones y Tasas                 | 689.472.276   | 598.592.647   |
| Deterioro de Valor para Para Cuentas Comerciales | 473.717.359   | 81.335.443    |
| Provision Para Deterioro de Inventarios          | 80.462.302    | 0             |
| Depreciacion de Propiedades Planta y Equipo      | 59.519.800    | 70.907.041    |
| Amortizacion de Intangibles                      | 19.498.011    | 18.875.349    |
|  | 4.805.629.858 | 3.916.592.379 |

#### 5.5.16 Nota 20. Otros Ingresos y Gastos

Los otros ingresos y gastos al 31 de diciembre de 2018 se componían por,

##### 20.1. Otros Ingresos

|                 | 31-dic-18   | 31-dic-17   |
|-----------------|-------------|-------------|
| OTROS INGRESOS  |             |             |
| Extraordinarios | 188.196.256 | 307.688.300 |

**20.2. Otros Gastos**

|                 |             |               |
|-----------------|-------------|---------------|
| Intereses       | 247.555.354 | 138.942.997   |
| Comisiones      | 150.922.548 | 149.023.229   |
| Extraordinarios | 214.234.440 | 3.544.409.434 |
|                 | 612.712.342 | 3.832.375.660 |

**5.5.17 Nota 21. Otros Ingresos y Gastos Financieros**

Los otros ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2018 se componían por:

**21.1. Ingresos Financieros**

|  | 31-dic-18   | 31-dic-17   |
|--|-------------|-------------|
| intereses Financiacion Usuarios            | 18.054.998  | 11.891.755  |
| Recargo por Mora                           | 128.204.901 | 105.234.408 |
| Otros ingresos Financieros                 | 21.720.928  | 27.933.487  |
| Otros ingresos Valoracion Costo Amortizado | 0           | -72.227.125 |
|  | 167.980.827 | 72.832.525  |

**21.2. Gastos Financieros**

|                           | 31-dic-18  | 31-dic-17  |
|---------------------------|------------|------------|
| Administracion de Fiducia | 33.468.408 | 32.196.283 |
| Otros gastos Financieros  | 487.459    | 194.898    |
|                           | 33.955.867 | 32.391.181 |

**5.5.18 Nota 22. Impuesto a las Ganancias.**

Las disposiciones fiscales vigentes estipulan que la tarifa aplicable a E.P.P. por impuesto sobre la renta para el año 2018 es del 0%

|  | 31-dic-18   | 31-dic-17    |
|--|-------------|--------------|
| Impuesto Renta y Complementarios             | 0           | 181.402.351  |
| Impuesto Diferido                            | 51.072.137  | -167.040.854 |
| Otras Provisiones Para Obligaciones Fiscales | 458.328.815 | 378.735.559  |
|  | 509.400.952 | 393.097.056  |

**5.5.19 Notas 23. Otras Revelaciones.****Garantías.**

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 1.000 Millones para cubrir los pagos de XM COMPAÑÍA EXPERTOS EN MERCADOS Nit 900.042.857
- Aval Bancario con el Banco BBVA por valor de 1.000 Millones para cubrir los contratos

de suministro con NITRO ENERGY SAS.  
ESP. Nit 900.691.280

**Pólizas**

De acuerdo a la devolución realizada por la empresa de seguros la PREVISORA SA, identificada con Nit 860.002.400 por valor de \$276.675.941 el día 26 de junio de 2017, se realizó compensación con el valor cancelado por las pólizas respectivas frente a la relación de la devolución, generando una recuperación en el valor cancelado frente a esta obligación de La cuenta de seguros hasta tanto se reciba pronunciamiento frente a demanda instaurada a la aseguradora mencionada para cubrimiento siniestro ocurrido en 2017.

De este proceso se adelanta, acción de protección al consumidor para el reconocimiento de la póliza, de lo cual, hasta la fecha, Se agotó la primera audiencia de conciliación, la cual quedó suspendida porque sociedad convocada - la Previsora compañía de seguros- no había adelantado el comité de conciliación, Se espera que el próximo 26 de febrero de 2019 se pueda llegar a la conciliación de este proceso.

**5.5.20 Nota 24 - Hechos Posteriores.**

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

**NOTA 25 - APROBACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS**

# Capítulo 6.

## 6. Informe Área Jurídica.



Área Jurídica



## 6.1 Procesos laborales.

| PROCESOS LABORALES |                    |                  |                   |   |              |                 |
|--------------------|--------------------|------------------|-------------------|---|--------------|-----------------|
| N°                 | ESTADO             | MEDIO DE CONTROL | INSTANCIA         | DEMANDANTE  | DEMANDADO    | PRETENSIONES    |
| 2013- 0429         | ACTIVO             | DEMANDA LABORAL  | SEGUNDA INSTANCIA | HELMY ALAIN VALLEJO LOPEZ                         | EEP S.A. ESP | \$2.500.000.000 |
| 2016 - 0195        | FALLO DESFAVORABLE | DEMANDA LABORAL  |                   | REINA CLAUDIA FAJARDO ACOSTA                      | EEP S.A. ESP | \$40.000.000    |
| 2012 – 0148        | FALLO FAVORABLE    | DEMANDA LABORAL  |                   | JEREMÍAS ROMERO                                   | EEP S.A. ESP | \$200.000.000   |
| 2012-0299          | FALLO FAVORABLE    | DEMANDA LABORAL  |                   | YENY MARCELA MESIAS PORTILLA - JULIA DAGUA NOSCUE | EEP S.A. ESP | \$400.000.000   |
| 2014-0243          | FALLO FAVORABLE    | DEMANDA LABORAL  |                   | LUIS EDUARDO GARCIA FRANCO                        | EEP S.A. ESP | \$257.740.000   |
| 2015-0755          | FALLO FAVORABLE    | DEMANDA LABORAL  |                   | JULIO BAYRON VIVEROS CHAVEZ                       | EEP S.A. ESP | \$1.493.966.716 |
| 2013 – 0302        | FALLO FAVORABLE    | DEMANDA LABORAL  |                   | JOSE SEBASTIAN TOBAR ZAMBRANO                     | EEP S.A. ESP | \$60.000.000    |

## 6.2 Procesos Administrativos.

| PROCESOS ADMINISTRATIVOS |  |   |  |   |   |                       |
|--------------------------|--|---|--|---|---|-----------------------|
| N°                       | ESTADO                                   | MEDIO DE CONTROL                            | INSTANCIA                                  | DEMANDANTE                                  | DEMANDADO   | PRETENSIONES          |
| PS-06-86-320-053-017     | ACTIVO                                   | NULIDAD Y RESTABLECIMIENTO DEL DERECHO      | CONCILIACIÓN PREJUDICIAL                   | CORPOAMAZONIA                               | EEP S.A. ESP  | \$595.251.618         |
| 07086001-0224            | ACTIVO                                   | PROCESO SANCIONATORIO MINISTERIO DE TRABAJO | SEGUNDA INSTANCIA                          | MINISTERIO DEL TRABAJO TERRITORIAL PUTUMAYO | EEP S.A. ESP  | 100 A 5.000 S.M.L.M.V |
| 2016-0033                | ACTIVO                                   | REPARACIÓN DIRECTA                          | PRIMERA INSTANCIA                          | MARÍA BLANCA CÓRDOBA PANTOJA                | EEP S.A. ESP  | \$149.411.446         |
|                          | ACTIVO TRIBUNAL ADMINISTRATIVO DE NARIÑO | REPARACIÓN DIRECTA                          | PRIMERA INSTANCIA                          | EEP S.A. ESP                                | DEPARTAMENTO DEL PUTUMAYO, MUNICIPIO DE MOCOA, Y LA UNIDAD NACIONAL PARA LA GESTION DEL RIESGO DE DESASTRES   | \$27.252.959.258      |
|                          | ACTIVO                                   | CONTROVERSIAS CONTRACTUALES                 | REPARTO, TRIBUNAL ADMINISTRATIVO DE NARIÑO | EEP S.A. ESP                                | MUNICIPIO DE MOCOA.   | \$2.932.597.724       |
| 2018-0692                | ACTIVO                                   | ACCIÓN DE PROTECCIÓN AL CONSUMIDOR          | CONCILIACIÓN PREJUDICIAL                   | EEP S.A. ESP                                | PREVISORA S.A. COMPAÑÍA DE SEGUROS  | \$11.000.000.000      |
| 2015-0759                | FALLO DESFAVORABLE                       | ACCIÓN POPULAR                              |  | DEFENSORÍA DE PUEBLO REGIONAL PUTUMAYO      | MUNICIPIO DE MOCOA, LA EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P, EMAS PUTUMAYO  | 0                     |
| 2016-0213                | ACTIVO                                   | ACCIÓN POPULAR                              | SEGUNDA INSTANCIA                          | DEFENSORÍA DE PUEBLO REGIONAL PUTUMAYO      | MUNICIPIO DE MOCOA, LA EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P   | 0                     |
| 2017-0045                | FALLO DESFAVORABLE                       | ACCIÓN POPULAR                              |  | OLGA VIVIANA MERCHAN GARCÍA                 | DEPARTAMENTO DEL PUTUMAYO, MUNICIPIO DE MOCOA, EMPRESA DE AGUAS MOCOA E.S.P. LA EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P, CORPOAMAZONIA, EMPRESA METROPOLITANA DE ASEO DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. | 0                     |
| 2018-0048                | ACTIVO                                   | ACCIÓN POPULAR                              | SEGUNDA INSTANCIA                          | ARTURO GONZALES                             | MUNICIPIO DE MOCOA Y LA EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P  | 0                     |

## 6.3 Acción de Grupo.

| ACCIÓN DE GRUPO |        |                  |                    |                          |                             |              |
|-----------------|--------|------------------|--------------------|--------------------------|-----------------------------|--------------|
| N°              | ESTADO | MEDIO DE CONTROL | INSTANCIA          | DEMANDANTE               | DEMANDADO                   | PRETENSIONES |
| 2018-0038       | ACTIVO | ACCIÓN DE GRUPO  | PRIMERA INSTANCIA. | POLIENTO RAMÍREZ Y OTROS | MUNICIPIO DE MOCOA Y OTROS. | \$10.000.000 |

## 6.4 Acción de Tutela.

| ACCIÓN DE TUTELA |            |                  |           |                                 |  |              |
|------------------|------------|------------------|-----------|---------------------------------|--|--------------|
| N°               | ESTADO     | MEDIO DE CONTROL | INSTANCIA | DEMANDANTE                      | DEMANDADO  | PRETENSIONES |
| 2018-0048        | FINALIZADO | ACCIÓN DE TUTELA |           | SEGUNDO ALEJANDRO VÁSQUEZ ORTIZ | ALCALDÍA MUNICIPAL DE ORITO, EMPORITO E.S.P Y EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO. | 0            |
| 2018-0059        | FINALIZADO | ACCIÓN DE TUTELA |           | OMAR HERRY MACÍAS               | EEP S.A. ESP   | 0            |
| 2016-0462        | FINALIZADO | ACCIÓN DE TUTELA |           | MÓNICA ELVIRA CANTILLO          | EEP S.A. ESP   | 0            |
| 2017-0510        | FINALIZADO | ACCIÓN DE TUTELA |           | EDGAR JAVIER ESPINOSA MAYUNGA   | EEP S.A. ESP   | 0            |

## 6.5 Procesos Penales.

| PROCESOS PENALES |        |                  |           |            |              |              |
|------------------|--------|------------------|-----------|------------|--------------|--------------|
| N°               | ESTADO | MEDIO DE CONTROL | INSTANCIA | DEMANDANTE | DEMANDADO    | PRETENSIONES |
| 1                | ACTIVO |                  |           |            | EEP S.A. ESP | 0            |
| 2                | ACTIVO |                  |           |            | EEP S.A. ESP | 0            |

# Capítulo 7.

## 7. Sistema Integrado de Gestión.



Proceso de Auditorías Internas.

## 7.1. Sistema de Gestión de la Calidad ISO 9001-2015.

La **Empresa de Energía del Putumayo S.A.**, ha realizado la implementación del Sistema de Gestión de la Calidad ISO 9001-2015, proceso liderado por la alta Gerencia, en pro del fortalecimiento y mejora continua de la organización a través del monitoreo de sus **dieciséis (16)** procesos Estratégicos, Misionales y de Apoyo del Sistema Integrado de Gestión SIG, orientados hacia la satisfacción de las necesidades, expectativas de los clientes, cumplimiento regulatorio ante entidades de control y vigilancia, bienestar del talento humano y comunidad en general. Los

procesos son monitoreados en su desempeño mediante la **Matriz de Indicadores de Gestión por procesos: CI-FO-03**, así:

Además, se han documentado **sesenta y ocho (68) procedimientos**, para dar cumplimiento a los requisitos establecidos en el Sistema de Gestión de la Calidad ISO 9001-2015 y demás normas regulatorias aplicables, los cuales han sido revisados por el Comité de Calidad y aprobados por Gerencia, posteriormente implementados por los líderes de procesos, así:

| TIPO DE PROCESO           | PROCESO                                   | CÓDIGO | LÍDER DEL PROCESO                                  |
|---------------------------|---|--------|--|
| ESTRATEGICOS              | 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               |
|                           | GESTIÓN DE CONTROL COMERCIAL              | CC     | Subgerente Comercial y de Planeación               |
|                           | GESTIÓN DE FACTURACIÓN Y CARTERA          | FC     | Subgerente Comercial y de Planeación               |
| MISIONAL DISTRIBUCIÓN     | GESTIÓN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA          | ES     | Subgerente Técnico Operativo                       |
|                           | GESTIÓN DE OPERACIÓN DEL SISTEMA          | OS     | Subgerente Técnico Operativo                       |
|                           | GESTIÓN MANTENIMIENTO DE INFRAESTRUCTURA  | MI     | Subgerente Técnico Operativo                       |
|                           | GESTIÓN CONTROL DE CALIDAD DEL SERVICIO   | CS     | Subgerente Técnico Operativo                       |
| APOYO                     | GESTIÓN DEL TALENTO HUMANO                | TH     | Subgerente Administrativo y Financiero             |
|                           | GESTIÓN DE SERVICIOS LOGÍSTICOS           | SL     | Subgerente Administrativo y Financiero             |
|                           | GESTIÓN FINANCIERA                        | GF     | Subgerente Administrativo y Financiero             |
|                           | GESTIÓN DE HIGIENE Y SEGURIDAD INDUSTRIAL | HSE    | Subgerente Administrativo y Financiero             |
|                           | GESTIÓN DE INFORMÁTICA                    | GI     | Subgerente Administrativo y Financiero             |
|                           | GESTIÓN JURÍDICA Y CONTRATOS              | JC     | Director de Contratación, Jefe de Oficina Jurídica |

| Código Proceso | Nombre Proceso                           | Código Procedimiento | Nombre del Procedimiento  |
|----------------|--|----------------------|---|
| GE             | Gestión Estratégica                      | GE-PR-01             | Planeación Estratégica Corporativa  |
|                |  | GE-PR-02             | Revisión Gerencial  |
|                |  | GE-PR-03             | Asamblea General de Accionistas   |
|                |  | GE-PR-04             | Junta Directiva   |
| CI             | Gestión de Control Interno               | CI-PR-01             | Administración del Riesgo   |
|                |  | CI-PR-02             | Gestión del cambio  |
|                |  | GI-PR-03             | Monitoreo de indicadores de Gestión   |
| GM             | Gestión de Mejora                        | GM-PR-01             | Control de Documentos   |
|                |  | GM-PR-02             | Control de Registros  |
|                |  | GM-PR-03             | Auditorías Internas del Sistema Integrado de Gestión                                    |
|                |  | GM-PR-04             | Acciones Correctivas, Preventivas y de Mejora   |
| AC             | Gestión de Atención al Cliente           | AC-PR-01             | Atención a PQRS   |
|                |  | AC-PR-02             | Solicitud de Matricula e instalación de Medidores                                       |
|                |  | AC-PR-03             | Encuesta de Satisfacción al Usuario   |
| CC             | Gestión de Control Comercial             | CC-PR-01             | Recuperación de Energía dejada de Facturar  |
|                |  | CC-PR-02             | Control Sellos de Seguridad de Equipos de Medida  |
|                |  | CC-PR-03             | Reposición de medidores   |
|                |  | CC-PR-04             | Generación de informes y soportes estadísticos SUI                                      |
| FC             | Gestión de Facturación y Cartera         | FC-PR-01             | Toma de Lectura   |
|                |  | FC-PR-02             | Calculo de la Estructura Tarifaria  |
|                |  | FC-PR-03             | Liquidación y Distribución de la factura de Servicio                                    |
|                |  | FC-PR-04             | Gestión de Recuperación de Cartera  |
|                |  | FC-PR-10             | Conciliación de subsidios y contribuciones  |
|                |  | FC-PR-11             | Aplicación de beneficio del Fondo de Energía Social FOES                                |
| OS             | Gestión de Operación del SDL             | OS-PR-01             | Operación de Subestación  |
| MI             | Gestión Mantenimiento de Infraestructura | MI-PR-01             | Ejecución de Mantenimiento Predictivo y Preventivo y Predictivos de Redes               |
|                |  | MI-PR-02             | Ejecución de Mantenimientos Predictivo y Preventivo de Subestaciones                    |
|                |  | MI-PR-03             | Ejecución de Mantenimiento de Despeje de Redes  |
|                |  | MI-PR-04             | Procedimiento de Mantenimiento Correctivo en SDL  |
| CS             | Gestión Control de Calidad del Servicio  | CS-PR-01             | Informe de Eventos al CND   |
|                |  | CS-IN-01             | Instructivo de vinculación usuario-transformador-circuito                               |
|                |  | CS-PR-02             | Mantenimiento de Información del Sistema SPARD  |
|                |  | CS-PR-03             | Procedimiento para la captura y manejo de la información proveniente de SCADA           |
|                |  | CS-PR-04             | Procedimiento de registro de llamadas relacionadas con las interrupciones del servicio. |
|                |  | CS-PR-05             | Procedimiento para el registro de causas y tiempos de las interrupciones en el SD       |

|     |                                  |                  |   |
|-----|----------------------------------|------------------|---|
|     |                                  | <b>CS-PR-06</b>  | Procedimiento de Generación, Cargue y Reporte de la Información al SUI y LAC. |
| ES  | Gestión de Expansión del Sistema | <b>ES-PR-01</b>  | Expansión del Sistema SDL, STR, AP ejecutado por la EEP                       |
|     |                                  | <b>ES-PR-02</b>  | Ejecución de proyectos del Plan de Expansión ejecutado por particulares       |
|     |                                  | <b>ES-PR-03</b>  | Procedimiento de Pronostico y Publicación de la Demanda                       |
| JC  | Gestión Jurídica y Contratos     | <b>JC-PR-01</b>  | Identificación y reporte de requisitos legales y otros aplicables             |
|     |                                  | <b>JC-PR-02</b>  | Reclamaciones por Reparación de Perjuicios                                    |
|     |                                  | <b>JC-PR-03</b>  | Contratación  |
|     |                                  | <b>JC-PR-04</b>  | Recuperación de cartera mayor a 6 meses                                       |
| GF  | Gestión Financiera               | <b>GF-PR-04</b>  | Proyección ,Aprobación y ejecución del Presupuesto                            |
|     |                                  | <b>GF-PR-07</b>  | Gestión de Recaudo  |
|     |                                  | <b>GF-PR-08</b>  | Pago a acreedores   |
|     |                                  | <b>GF-PR-09</b>  | Caja menor  |
| GI  | Gestión Informática              | <b>GI-PR-01</b>  | Mantenimiento Preventivo de los Sistemas TICs                                 |
|     |                                  | <b>GI-PR-02</b>  | Mantenimiento Correctivo de los Sistemas TICs                                 |
|     |                                  | <b>GI-PR-03</b>  | Copias de seguridad   |
| SL  | Gestión Servicios Logísticos     | <b>SL-PR-01</b>  | Compra de bienes Y servicios  |
|     |                                  | <b>SL-PR-02</b>  | Selección, Evaluación y Reevaluación de Proveedores                           |
|     |                                  | <b>SL-PR-03</b>  | Correspondencia externa   |
|     |                                  | <b>SL-PR-04</b>  | Inventario de Materiales en Almacén   |
|     |                                  | <b>SL-PR-05</b>  | Ingreso y salida de bienes muebles de Almacén                                 |
|     |                                  | <b>SL-PR-06</b>  | Control Producto No conforme  |
|     |                                  | <b>SL-PR-07</b>  | Baja de Activos   |
| TH  | Gestión del Talento Humano       | <b>TH-PR-01</b>  | Selección vinculación y desvinculación de personal                            |
|     |                                  | <b>TH-PR-02</b>  | Capacitación y formación del personal   |
|     |                                  | <b>TH-PR-03</b>  | Liquidación de nomina   |
|     |                                  | <b>TH-PR-04</b>  | Evaluación del desempeño por competencias                                     |
|     |                                  | <b>TH-PR-05</b>  | Pago de viáticos  |
| HSE | Higiene y Seguridad Industrial   | <b>HSE-PR-01</b> | Identificación de peligros, valoración de riesgos y controles                 |
|     |                                  | <b>HSE-PR-02</b> | Reporte e Investigación de incidentes de trabajo                              |
|     |                                  | <b>HSE-PR-03</b> | Reporte de actos y condiciones inseguras                                      |
|     |                                  | <b>HSE-PR-04</b> | Procedimiento para prueba de alcoholemia                                      |
|     |                                  | <b>HSE-PR-05</b> | Aspectos e impactos ambientales   |
|     |                                  | <b>HSE-PR-06</b> | Elección del COPASST  |

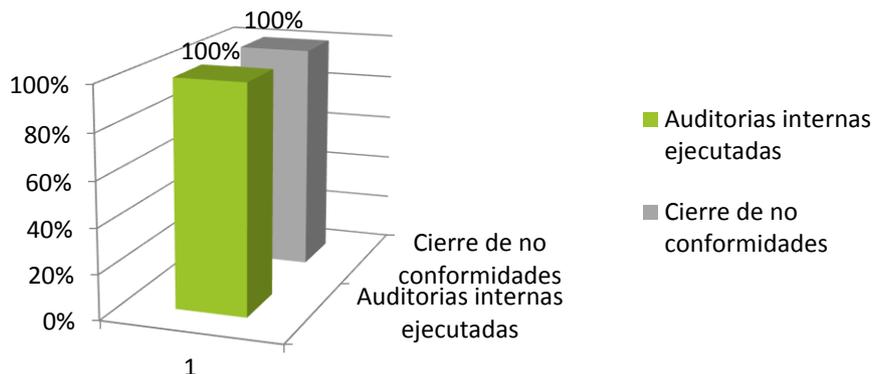
**Cierre de No Conformidades Reportadas en Pre Auditoria de Otorgamiento-Año 2017.**

Se formuló un plan de acción para el cierre de las diez (10) No Conformidades reportadas y las ocho (8) Recomendaciones de Mejora, durante la pre auditoria de Otorgamiento, realizada durante el mes de noviembre de 2017, mediante el formato: **Gestión de Mejora: GM-FO-03**. Realizándose reuniones periódicas lideradas por la alta Gerencia, para el monitoreo de la implementación del plan de acción.

Las evidencias del cierre se presentarán ante la auditoria de Otorgamiento al Sistema de Gestión de la Calidad ISO 9001-2015, programada durante los días 23,24 y 25 de enero de 2019.

**7.1.1 Desarrollo de Auditorías de Primera Parte o Interna-Año 2018.**

Se realiza el segundo ciclo de las auditorías internas durante el año 2018, para la verificación de los requisitos establecidos en el Sistema de Gestión de la Calidad ISO 9001-2015, mediante el desarrollo de las auditorías de primera parte o internas, a los dieciséis (16) procesos establecidos en la organización, en cumplimiento del **Programa de Auditorías, con código GM-FO-04**, aprobado por Gerencia y realizadas por los veinte y cuatro (24) colaboradores de la organización formados como auditores internos en Sistema de Gestión de la Calidad SGC NTC ISO 9001:2015.



Grafica 1. Cumplimiento de auditorías internas y planes de acción \*Fuente: Área de Calidad-EEP S.A. E.S.P. 2019

Las evidencias del desarrollo de las auditorías internas serán presentadas en la auditoria de otorgamiento programada para el mes de enero de 2019, en cumplimiento del Ni 9.2. Auditoría Interna –ISO 9001-2015.



Imagen 1. Auditoria interna al proceso de Control Interno-CI \*Fuente: Área de Calidad-EEP S.A. E.S.P. 2019



Imagen 2. Auditoria interna al proceso de Atención al Cliente-AC\*Fuente: Área de Calidad-EEP S.A. E.S.P. 2019

### 7.1.2 Alcance en la Implementación del Sistema Integrado de Gestión SIG.

Se ha ejecutado el segundo ciclo (año) de las auditorías internas a los procesos de Sistema Integrado de Gestión SIG, para la verificación de los requisitos establecidos en las normas aplicables.

Se proyecta para el año 2018 el cierre de los hallazgos reportados a través del diseño e

implementación de planes de acción por los líderes de procesos auditados y monitoreo del desempeño de los procesos mediante indicadores de gestión mediante el formato: CI-FO-03-Matriz de Indicadores Gestión-V001 y alcanzar la certificación por ICONTEC Internacional.

| N°           | ACTIVIDADES DE IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE LA CALIDAD  | PONDERACIÓN | CUMPLIMIENTO |     |
|--------------|---|-------------|--------------|-----|
|              |   |             | SI           | NO  |
| <b>1.</b>    | <b>PLATAFORMA ESTATÉGICA</b>  |             |              |     |
| 1.1.         | Políticas del SIG   | 2%          | 2%           |     |
| 1.2.         | Misión  | 2%          | 2%           |     |
| 1.3.         | Visión  | 2%          | 2%           |     |
| 1.4.         | Objetivos corporativos  | 2%          | 2%           |     |
| 1.5.         | Mapa de procesos  | 2%          | 2%           |     |
| 1.6.         | Caracterización de procesos   | 2%          | 2%           |     |
| <b>2.</b>    | <b>DOCUMENTACIÓN-PROCEDIMIENTOS</b>   |             |              |     |
| 2.1.         | Procesos estratégicos   | 20%         | 20%          |     |
| 2.2.         | Procesos misionales   | 20%         | 20%          |     |
| 2.3.         | Procesos de apoyo   | 20%         | 20%          |     |
| <b>3.</b>    | <b>REVISIÓN Y SEGUIMIENTO</b>   |             |              |     |
| 3.1.         | Pre auditoría ICONTEC INTERNACIONAL   | 3%          | 3%           |     |
| 3.2.         | Plan de acción cierre de hallazgos de auditoría ICONTEC INTERNACIONAL   | 5%          | 5%           |     |
| 3.3.         | Auditorías de primera parte (Internas) a <b>16</b> procesos   | 5%          | 5%           |     |
| 3.4.         | Fomulación e implementación de Planes de acción para cierre de hallazgos reportados en auditorías internas  | 5%          | 5%           |     |
| 3.5.         | Auditoría de tercera parte (Certificación proceso Misional Distribución) ICONTEC INTERNACIONAL  | 5%          |              | 5%  |
| 3.6.         | Fomulación e implementación de Planes de acción (implementados por los auditados) para cierre de hallazgos reportados en auditoría de tercera parte | 5%          |              | 5%  |
| <b>TOTAL</b> |   | 100%        | 0,9          | 10% |

\*Fuente: Área de Calidad E.E.P S.A.

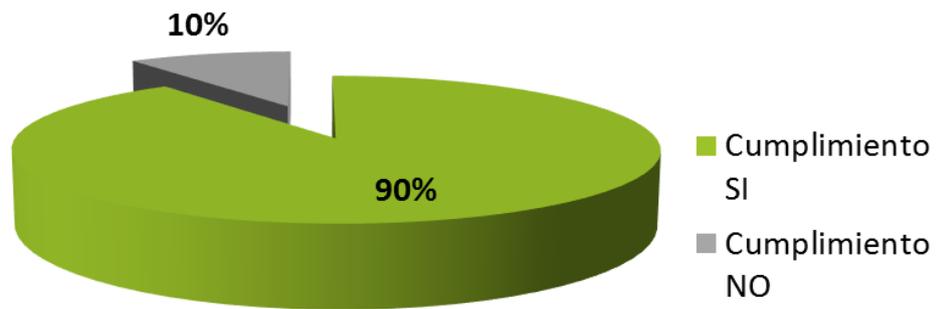
Se evidencia un alcance del 90% en implementación, proyectándose el 10% a desarrollarse durante el año 2019, así:

- Auditoría de otorgamiento en Sistema de Gestión de la Calidad ISO 9001-2015.

- Elaboración y ejecución del plan de acción para el cierre de No Conformidades reportadas.
- Continuar con el ciclo de auditorías internas a los dieciséis (16) procesos de la organización.
- Elaboración de los planes de acción e implementación por los líderes de procesos auditados.

Durante el segundo semestre de 2019, se proyecta iniciar con la implementación del Sistema de Gestión de activos ISO 55001-2014, proceso liderado por el área Técnica del proceso misional de Distribución, para mejorar la gestión del ciclo de

vida de los activos del SDL, reduciendo los costos innecesarios de mantenimiento, mejorando la calidad de la prestación del servicio y crecimiento de la empresa, conforme a Resolución CREG 019-2017.



Grafica 3. Implementación del Sistema Integrado de Gestión SIG \*Fuente: Área de Calidad-EEP S.A. E.S.P. 2019

## 7.2 Tecnologías de la Información y las Telecomunicaciones Tics.



Área de las TICs

La EEP SA ESP, dentro del plan estratégico 2015 – 2019, tiene como estrategia en el área de la TICs; “Desarrollar los Sistemas de Información y Telecomunicaciones para el mejoramiento de procesos operativos y administrativos de la Empresa”.

En la vigencia 2018 se realizaron las siguientes actividades:

#### **7.2.1 Hardware.**

Se realizó la renovación de equipos de escritorio en las diferentes sedes (Mocoa, Villa Garzón, Puerto

#### **7.2.2 Software.**

Se contrató el diseño y programación del Software de Recaudo Web (Redylab), este aplicativo permite el recaudo por parte de los agentes recaudadores, a través de un navegador Web, sin necesidad de

#### **7.2.3 Comunicaciones.**

La EEP SA ESP, restauró el sistema WAN (Red de Área Amplia) de respaldo, afectado en su totalidad en la avenida torrencial, entre la Subestación Junín, cerro filo de Hambre, sedes administrativas, Subestación Villagarzón y Subestación Puerto

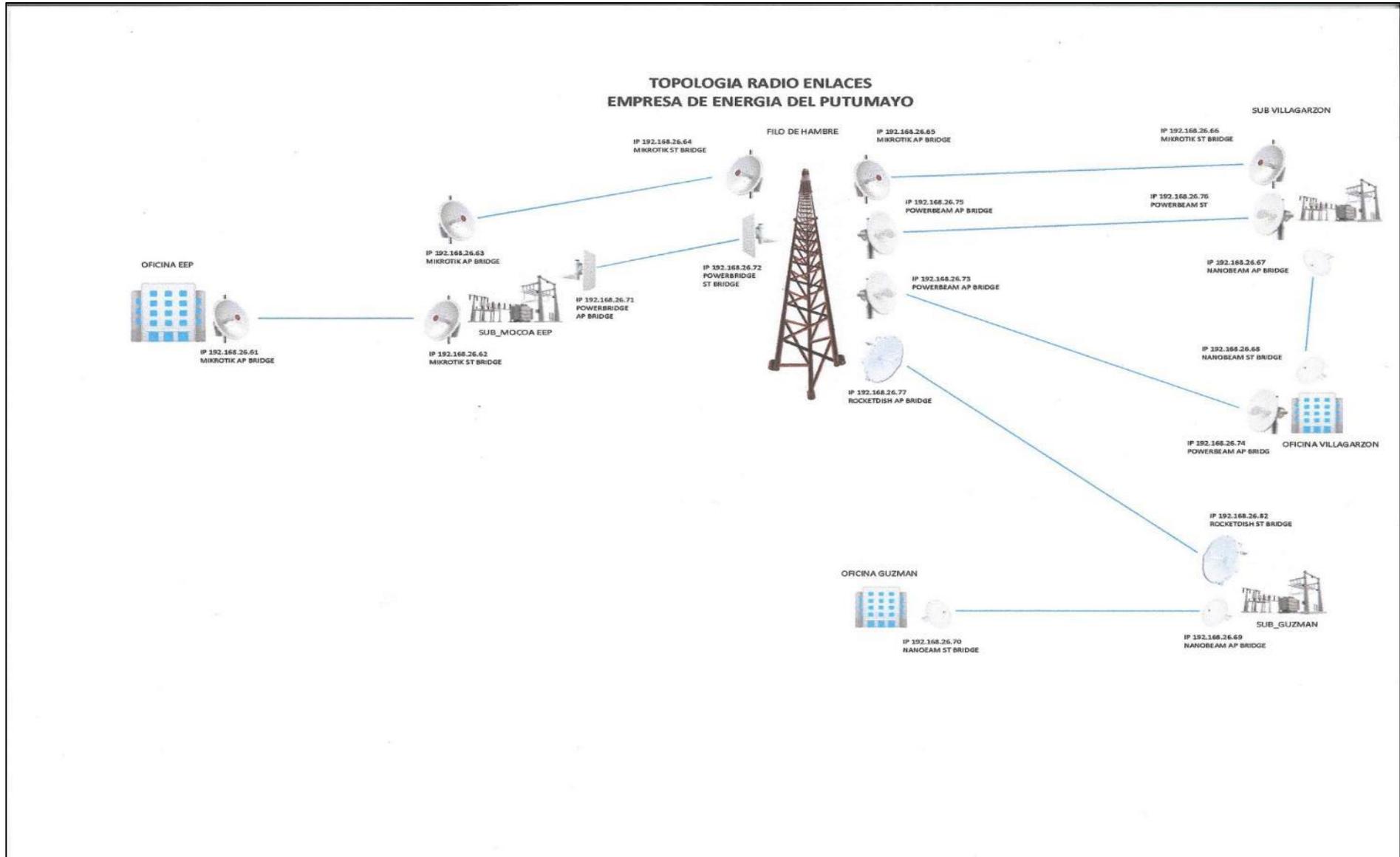
Guzmán, Orito y Piamonte), garantizando la continuidad en el servicio por medio de equipos de escritorio corporativos con características de hardware y software acordes a los requerimientos de los diferentes procesos misionales implementados en la EEP SA ESP.

En el sistema ORFEO, se adquirieron tres (3) impresoras de etiquetas y tres (3) pistolas de código de barras, para agilizar el radicado y respuesta a los requerimientos internos y externos del sistema ORFEO

instalaciones adicionales. Permitiendo el reporte y consulta de los pagos realizados por parte de los usuarios y una información oportuna en el área de facturación y financiera para la toma de decisiones.

Guzmán; a través de Micro ondas (Radio Enlaces de Comunicación), garantizando la disponibilidad del servicio en la operación y monitoreo del sistema de calidad del servicio y los procesos administrativos en las diferentes sedes.

| COMPONENTE           | CAN. | CONCEPTO  | ÁREA                                 | SEDE  |
|----------------------|------|---|--------------------------------------|---|
| HARDWARE             | 2    | PC CORPORATIVO HP PRODESK 400G3 SFA BUSSINESS                   | ADMINISTRATIVA - COMERCIAL - TÉCNICA | ORITO-MOCHOA                                      |
|                      | 2    | LENOVO S510 SFF BUSSINESS - 3 AÑOS GARANTÍA                     | ADMINISTRATIVA - COMERCIAL - TÉCNICA | PIAMONTE - MOCHOA                                 |
|                      | 2    | HP PRO ONE 400 G2 CORPORATIVO                                   | ADMINISTRATIVA - COMERCIAL - TÉCNICA | MOCHOA  |
|                      | 1    | PORTATIL PROBOOK 450 EMPRESARIAL - 3 AÑOS DE GARANTÍA           | TECNICA                              | MOCHOA  |
|                      | 1    | SERVIDOR HP PROLIANT ML110 - Torre Procesador: 1 x Intel Xeon-B | CENTRO DE DATOS                      | MOCHOA  |
|                      | 1    | VIDEO BEAM OPTOMA W316 ST                                       | ADMINISTRATIVA                       | MOCHOA  |
|                      | 3    | IMPRESORA DE ETIQUETAS SAT TT 448                               | COMERCIAL                            | MOCHOA - V/GARZÓN - PTO/GUZMÁN - PIAMONTE - ORITO |
|                      | 3    | LECTOR CÓDIGO DE BARRAS SAT LD 101                              | COMERCIAL                            | MOCHOA - V/GARZÓN - PTO/GUZMÁN - PIAMONTE - ORITO |
|                      | 2    | RADIO ENLACE NANO STATION LOCO M2                               | TECNICA                              | SUB.JUNÍN   |
|                      | 1    | ACONDICIONADOR FURMAN 9 SALIDAS 20 AMP                          | SISTEMAS                             | MOCHOA  |
| SOFTWARE             | 20   | LICENCIAS CAL SERVER 2008 R2 ENTERPRISE                         | ADMINISTRATIVA - COMERCIAL - TÉCNICA | MOCHOA - V/GARZÓN - PTO/GUZMÁN - PIAMONTE - ORITO |
|                      | 5    | LICENCIA OFFICCE HOGAR Y EMPRESA 2016 (VOLUMEN 10)              | ADMINISTRATIVA - COMERCIAL - TÉCNICA | MOCHOA - V/GARZÓN - PTO/GUZMÁN - PIAMONTE - ORITO |
|                      | 1    | Licencia VMware vSphere Standard                                | SISTEMAS                             | MOCHOA  |
| IMPRESORAS Y ESCANER | 1    | Impresora multifuncional HP Color LaserJet Pro M277dw           | TECNICA                              | MOCHOA  |
|                      | 1    | ESCANER KODAK ScanMate i1150                                    | COMERCIAL                            | V/GARZÓN  |
| CONSUMIBLES          | 8    | TONER CE255X TIPO GENERICOS OO                                  | ADMINISTRATIVA - COMERCIAL - TÉCNICA | MOCHOA - V/GARZÓN - PTO/GUZMÁN - PIAMONTE - ORITO |
|                      | 4    | TONER CE390A TIPO GENERICOS OO                                  | ADMINISTRATIVA - COMERCIAL - TÉCNICA | MOCHOA - V/GARZÓN - PTO/GUZMÁN - PIAMONTE - ORITO |
|                      | 3    | TONER C8543X TIPO GENERICOS OO                                  | ADMINISTRATIVA - COMERCIAL - TÉCNICA | MOCHOA - V/GARZÓN - PTO/GUZMÁN - PIAMONTE - ORITO |
|                      | 3    | TONER SCX-5835FN GENERICO                                       | ADMINISTRATIVA - COMERCIAL - TÉCNICA | MOCHOA - V/GARZÓN - PTO/GUZMÁN - PIAMONTE - ORITO |
|                      | 1    | TONER HP 05X DUAL PACK  | ADMINISTRATIVA - COMERCIAL - TÉCNICA | MOCHOA - V/GARZÓN - PTO/GUZMÁN - PIAMONTE - ORITO |



### 7.3 Gestión de seguridad y salud en el trabajo SG-SST.



Trabajo en Redes de Media Tensión

Se presenta a continuación, refleja los avances logrados durante la vigencia 2018 en el diseño y desarrollo del Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el trabajo SGSST para la empresa ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A ESP, elaborado con base en las características específicas de sus procesos y su actividad económica.

EMPRESA ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A ESP, en cumplimiento con lo establecido en la Ley 1562 del 2012, el Decreto 1072 del 2015 y la Resolución 1111 de 2017, los cuales dictan disposiciones para la estructura e implementación del Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el trabajo (SG-SST), adopta las diferentes políticas, reglamentos y procesos que impactan en beneficio de todos sus colaboradores y establecen los requisitos mínimos de obligatorio cumplimiento.

La alta dirección demuestra el interés de participar en el proceso, vinculando a sus colaboradores y partes interesadas, en la implementación del mismo, estableciendo las medidas de Seguridad y Salud en el Trabajo (SST) dentro de la empresa a través del mejoramiento continuo de las condiciones de trabajo, el medio ambiente laboral y el control eficaz de los peligros y riesgos en los diferentes procesos.

Las actividades definidas en el Sistema de Gestión de Salud y Seguridad en el Trabajo buscan mejorar el ambiente laboral, la seguridad y la salud de los trabajadores de la empresa a partir de la aplicación de una política que incluye los objetivos clave que deben guiar a los equipos de trabajo para alcanzar los

### **7.3.1 Descripción general y resultados de la gestión.**

La alta dirección demuestra el interés por el cumplimiento con lo establecido en la Ley 1562 del 2012, el Decreto 1072 del 2015 y la Resolución 1111 de 2017, los cuales dictan disposiciones para la estructura e implementación del Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el trabajo (SG-SST), adopta las diferentes políticas, reglamentos y procesos que impactan en beneficio de todos sus colaboradores y

resultados en materia de mejoramiento de las condiciones de trabajo, y el bienestar y la satisfacción del personal.

Acorde con la nueva normatividad emitida por el Ministerio de Trabajo con el ánimo de promover el cuidado de la salud individual y colectiva, mejorar las condiciones de trabajo y controlar los factores de riesgo que pueden afectar a sus servidores, visitantes y contratistas a través de accidentes o enfermedades laborales en las instalaciones de la entidad, EMPRESA ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A ESP ,adopta las diferentes políticas, reglamentos y procesos que impactan el SG SST y establecen los requisitos mínimos de obligatorio cumplimiento.

Este documento describe el compromiso asumido por la organización estableciendo una política de Seguridad y Salud en el Trabajo la cual está relacionada con los diferentes procesos productivos y administrativos de la entidad, además determina el alcance del sistema de Gestión, las responsabilidades de los diferentes participantes de la empresa en él y se presenta información general de las actividades adelantadas, procedimientos e instructivos generados durante la vigencia 2018, que permitirán el desarrollo del Sistema de gestión involucrando a todos los niveles de la organización en su implementación, basados en el ciclo PHVA (Planear, Hacer, Verificar, Actuar), permitiendo así mejorar los procesos con un alto desempeño en Seguridad y Salud en el Trabajo.

establecen los requisitos mínimos de obligatorio cumplimiento.

Así la Gerencia toma la decisión de participar en el proceso vinculando a sus colaboradores y partes interesadas, en la implementación del mismo, estableciendo las medidas de Seguridad y Salud en el Trabajo (SST) dentro de la empresa a través del

mejoramiento continuo de las condiciones de trabajo, el medio ambiente laboral y el control eficaz de los peligros y riesgos en los diferentes procesos.

### **7.3.2 Programas de gestión.**

Acogiendo las disposiciones legales, Empresa Energía Del Putumayo S.A E.S.P. Ha dispuesto la implementación de los programas de gestión para la

SST, así se pudo constatar en el establecimiento del plan de trabajo y la asignación presupuestal, estos programas corresponden con sus actividades así:

### **7.3.3 Indicadores de Gestión del Subprograma de Medicina Preventiva del Trabajo.**

- a. Exámenes pre ocupacionales valoración con medico ocupacional.
- b. Vacunación.
- c. Programa de Promoción y Prevención.
- d. Capacitaciones en Estilos de Vida Saludable, Estrés y Otros.

Capacitaciones.



Programa de Promoción y Prevención.



Exámenes Preocupacionales de Ingreso, Periodo y Egresos.



#### **7.3.4 Supervisión y Medición de Resultados.**

El plan de capacitaciones del SG-SST se consideró realizar 30 orientadas a las buenas prácticas para la conservación de la salud y seguridad en el trabajo el cumplimiento del 100%.

- Capacitaciones en los temas sistemas de gestión de seguridad y salud en trabajo decreto 1072 del 2015.
- Primeros Auxilios.
- Brigada de Emergencia.
- Capacitación en Alturas y rescate al personal técnico operativo, minimizando los riesgos.

#### **7.3.5 Gestión del Subprograma de Higiene y Seguridad Industrial.**



La alta gerencia comprometida por el bienestar de los trabajadores se realizó Acciones entorno de prevención de Riesgos laborales.

- Suministro de dotaciones al personal.
- Diseños de instalaciones de equipos, por la avenida torrencial de 31 de marzo.
- Demarcación y señalización.
- Simulacros y capacitaciones.
- Mediciones ambientales.

Dotación de Elementos de Seguridad Industrial (EPI)



Diseños de Instalación de Equipos y Maquinaria



Demarcación y Señalización



## Capítulo 8.

### 8. Responsabilidad Social Empresarial.



Carnaval Folclórico 2018.

La Empresa de Energía del Putumayo S.A E.S.P, en su constante empeño por contribuir al mejoramiento social, económico y ambiental como parte de su plan de responsabilidad social empresarial ha implementado diferentes proyectos en beneficio de la comunidad, tanto en el área urbana como en las zonas rurales; Esta Empresa ha valorado cada una de las necesidades de la población en los diferentes municipios donde se tiene cobertura, en busca del beneficio general, no sólo de sus usuarios sino de toda la sociedad.

La Responsabilidad Social ejercida por la EEP S.A E.S.P, va más allá de la prestación de un servicio de energía eléctrica integral, sino que comprende una serie de compromisos adquiridos con nuestro Departamento, entre ellos, la parte ambiental, que tiene un gran impacto respecto a la actividad principal que se desarrolla, el acatamiento estricto de la normatividad que compete al servicio de energía eléctrica y los deberes que se tiene frente a la comunidad.

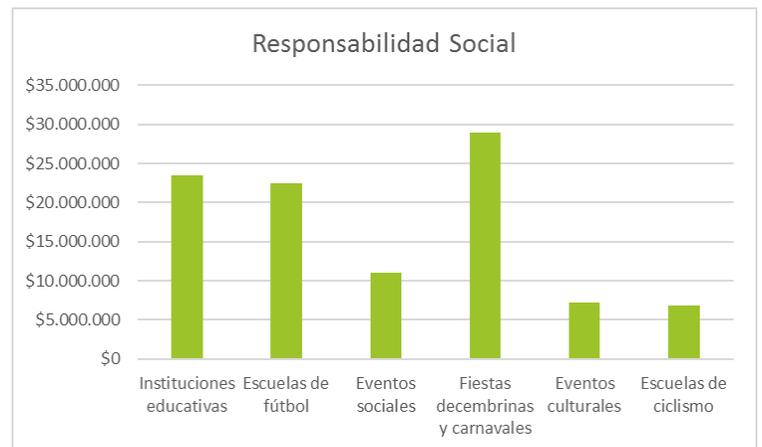
Dentro de las líneas de intervención desarrolladas en este aparte se encuentran principalmente la

Educación, el Emprendimiento, El Deporte, la Salud, la seguridad y el medio ambiente.

En la EEP S.A E.S.P, se considera que los jóvenes son la base de la sociedad, por esta razón se han implementado diferentes políticas de ayuda en distintos campos a aquellos jóvenes que se hayan destacado en sus áreas, esto como motivación y reconocimiento al esfuerzo y a la dedicación aplicada; Además de esto, también se prioriza a los diferentes sectores pertenecientes a la sociedad, en especial la población en condición de vulnerabilidad.

Estos compromisos asumidos y ejecutados bajo las directrices de la alta gerencia, encabezados por la Gerencia General de la Empresa, han permitido posicionarla dentro de los más altos estándares de calidad a nivel de competitividad y desarrollo empresarial, siendo un resultado positivo frente a la búsqueda constante de una mejor sociedad y un equilibrio armónico entre las dimensiones económica, social y ambiental en las diferentes zonas de influencia.

| Evento                           | Valor                |
|----------------------------------|----------------------|
| Instituciones educativas         | \$23.500.000         |
| Escuelas de fútbol               | \$22.500.000         |
| Eventos sociales                 | \$11.000.000         |
| Fiestas decembrinas y carnavales | \$29.000.000         |
| Eventos culturales               | \$7.200.000          |
| Escuelas de ciclismo             | \$6.800.000          |
| <b>Total</b>                     | <b>\$100.000.000</b> |



## Capítulo 9.

### 9. Informe de Auditoría Independiente del Revisor Fiscal.



Informe del Revisor Fiscal.

Señores

**EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO SA ESP**

Asamblea General de Accionistas

**Entidad y Periodo del dictamen.**

He examinado los estados financieros preparados conforme a la Sección 3 del anexo 2 del Decreto 2420 de 2015 y su decreto modificatorios año 2016 y año 2017, reglamentada por el país de Colombia; por el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2018 y comparados con el año 2017, de los siguientes estados financieros: (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).

Responsabilidad de la administración por 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. 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.

Mi responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre los estados financieros adjuntos, realizando una auditoría de conformidad con las Normas de Auditoría vigentes. 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. Los procedimientos analíticos de revisión dependen del juicio del auditor, incluida la valoración de los riesgos de importancia relativa 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.

**Resultados y Riesgos**

La Empresa de Energía del Putumayo SA ESP presenta al 31 de diciembre de 2018 una utilidad de \$1.531 millones de pesos, es importante determinar los ingresos que presentan un incremento de \$6.667 millones de pesos comparado con el año 2017, y la disminución en la cuenta de gastos por la pérdida reconocida en el año 2017 por los hechos ocurridos el día 31 de marzo de 2017 y que para este año 2018 no tiene reconocimiento de pérdidas de activos. Por otra parte, cabe resaltar, para el año 2018 la imposición de renta no se efectuó gasto de provisión alguna, este es un factor que incide en la utilidad para el año 2018.

La oficina de revisoría fiscal viene presentando 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, buscan la repotenciación de sus activos representativos en subestación teniendo en cuenta la vida útil de los activos. Por ende, la sugerencia radica en la capitalización de las utilidades o la reserva ocasional

de las utilidades por un periodo de 5 años aproximadamente. Es importante reiterar en cuanto a la identificación, clasificación y valoración de los activos afectados en la subestación Junín y redes de distribución, por la avenida torrencial del 31 de marzo de 2017, son de responsabilidad de la administración y del equipo técnico a juicio de reconocimiento de los activos dentro de un trabajo arduo para el área técnica y financiera, la información fue pausada en la entrega. En cuanto al riesgo externo por la naturaleza, es de conocimiento que persiste la incertidumbre de un Riesgo alto que pueden afectar los activos de la Empresa. Es importante efectuar la identificación, reconocimiento, valoración, de todos los activos eléctricos de la empresa a través de una auditoria con expertos y la organización en un sistema tecnológico que permita el control de los activos y la interacción con el área contable. 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. 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. La entidad presenta riesgos de cumplimiento en el pago de sus obligaciones en prestaciones sociales por el no pago oportuno, riesgos de custodia y respaldo de la información como riesgo tecnológico, presenta riesgos de custodio – funcionalidad - operación y control software de facturación integrado contabilidad, presenta riesgo alto de acuerdo a los reportes y exigencia de regulación del servicio de energía eléctrica en Colombia. La entidad presenta un endeudamiento del 72% comparado con el pasivo total, sobre el patrimonio total y el endeudamiento del 48% comparado con el pasivo corriente sobre el patrimonio total.

### **Cumplimiento en la Aplicación de las Normas Contables**

Es pertinente mencionar que las normas y principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia, expedidos por el Decreto 2649 de 1993, tuvieron vigencia hasta el 31 de diciembre del año 2015 para las empresas clasificadas en el Grupo 2 de acuerdo con la Ley 1314 de 2009, 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. Durante el periodo de transición, correspondiente al año 2015, se observó el marco normativo establecido en el Decreto 3022 de 2013, hoy Decreto Único Reglamentario 2420 de 2015 y decretos reglamentarios vigentes, teniendo efectos legales los estados financieros preparados bajo el Decreto 2649 de 1993. Por lo antes expuesto, los estados financieros del año 2018 para efectos de presentación comparativa con los estados financieros del año 2017 los cuales son preparados bajo normas colombianas de información financiera.

### **Opinión**

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 de registros de contabilidad 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 2018 y el 31 de diciembre del año 2018, de conformidad con las Normas Colombianas de Información Financiera. Excepto por: el no cumplimiento de la resolución CREG 097 de 2008 en lo referente al Esquema de Incentivos y Compensaciones a la Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica, teniendo en cuenta las inversiones pendientes por la afectación de la avenida torrencial del 31 de marzo de 2017, es

importante la auditoria de certificación obtenida en el año 2018, y plan de trabajo para el año 2019. En mi opinión, excepto por los posibles efectos de los argumentos descritos en el informe de auditoría independiente del revisor fiscal y los riesgos, los estados financieros mencionados, tomados fielmente del sistema contable y adjuntos a este dictamen, presentan la situación financiera de la Empresa de Energía del Putumayo SA ESP a 31 de diciembre de 2018, correspondientes al ejercicio terminado en dicha fecha, de conformidad con las Normas Colombianas de Información Financiera, ante ello se insta establecer las recomendaciones de la oficina de Revisoría Fiscal en el informe y las observaciones del cierre fiscal.

### **Cumplimiento de Normas sobre Documentación y Control Interno**

Declaro que, durante dicho periodo, los registros se llevaron de acuerdo con las normas legales 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 Accionistas. 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 excepto por el no pago oportuno de las mismas. Excepto por la decisión de la aseguradora la Previsora de declinar el pago indemnizatorio sobre la reclamación realizada por la Empresa de Energía del Putumayo SA ESP, dicho proceso está en gestión demanda instaurada para su reclamación en el año 2019 con probabilidad de éxito.

En relación con el sistema de control interno, con base en el alcance y resultados de las pruebas practicadas, informo que no hay medidas de control interno efectivas 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, integrando controles con miras a mitigar los riesgos determinados. Cabe destacar la documentación de los procesos misionales, de apoyo en el sistema de calidad y las auditorias efectuadas en el año 2018, tanto por el personal como de la entidad certificadora. Para ello la administración está fijando medidas en el área de control interno con un sistema integrado de calidad, por ende, se insta en el fortalecimiento de la Oficina de Control Interno.

### **Cumplimiento de Otras Normas Diferentes a las Contables**

De acuerdo con el resultado de pruebas selectivas realizadas sobre los documentos y registros de contabilidad, de conformidad con las normas de auditoría generalmente aceptadas, en mi opinión, la Empresa de Energía del Putumayo SA ESP cumple con el 25% el pago oportuno de las obligaciones de aportes al Sistema de Seguridad Social Integral.

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 y no se obtuvo información oportuna para determinar la funcionalidad de los movimientos en el software de facturación y 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. El mayor rubro significativo de Intangibles está representado en el software 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 2018 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.

*Ducardo Jember Urquijo Chavez*

Original Firmado

### **INFORME DE AUDITORÍA INDEPENDIENTE DEL REVISOR FISCAL**

Cabe resaltar que la entidad ha cumplido con las condiciones de informar a los accionistas la información bajo estándares de calidad, bajo Normas Colombianas de Información financiera, enmarcadas en el decreto único reglamentario 2420 de 2015 y decretos modificatorios, donde la administración

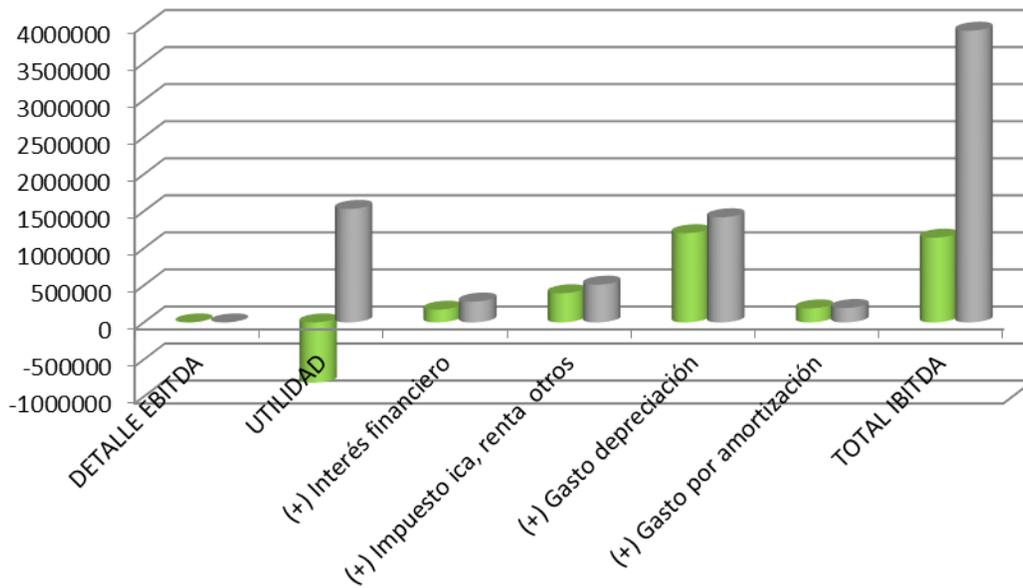
dispuso los recursos financieros, físicos, tecnológicos, y humano para culminar con el alcance de aplicación y con un gran esfuerzo, dedicación y perseverancia en el área contable. Los procesos de revelaciones de los diferentes componentes de los estados financieros están diseñados en las políticas de 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:

b.

a. En la determinación de un indicador de rentabilidad podemos precisar el EBITDA y el Margen Ebitda, para lo cual se muestra en la siguiente gráfica.

| EBITDA                        |           |           |
|-------------------------------|-----------|-----------|
| DETALLE EBITDA                | AÑO 2017  | AÑO 2018  |
| UTILIDAD                      | - 813.697 | 1.531.295 |
| (+) Interés financiero        | 171.334   | 281.511   |
| (+) Impuesto ica, renta otros | 393.097   | 509.401   |
| (+) Gasto depreciación        | 1.203.681 | 1.418.893 |
| (+) Gasto por amortización    | 188.753   | 194.980   |
| TOTAL IBITDA                  | 1.143.169 | 3.936.081 |



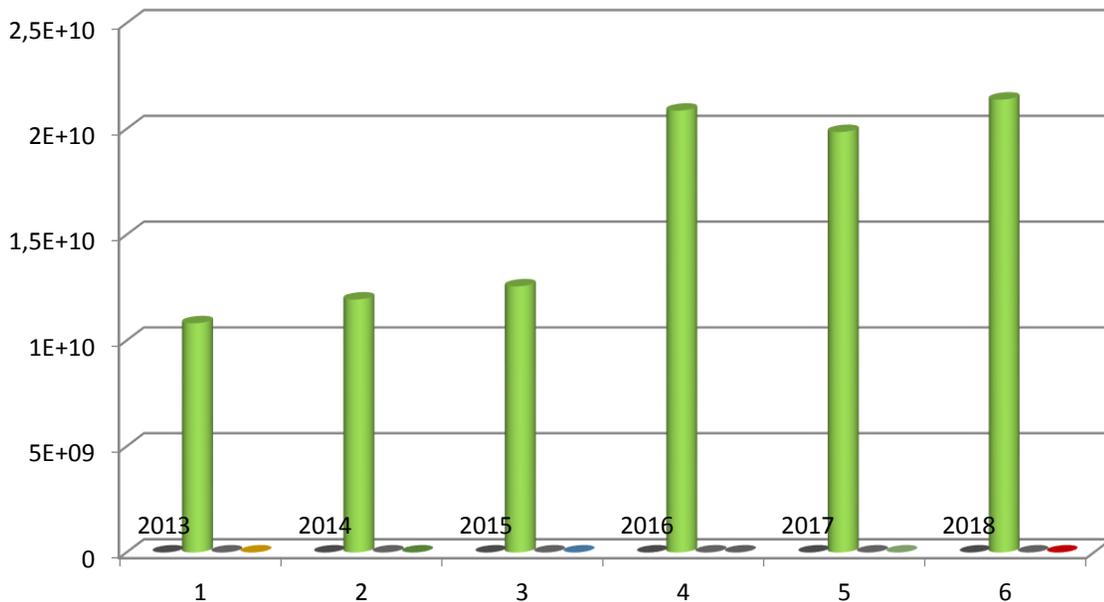
Se puede determinar que el indicador Ebitda es positivo en los años donde se puede demostrar que la entidad tiene la capacidad de generar excedentes para cubrir impuestos, gastos depreciación, y amortizaciones, cabe resaltar el MARGEN EBITDA donde podemos verificar de la totalidad de los ingresos se destina para determinar excedentes,

impuestos, gasto depreciación y amortizaciones para un valor porcentual del año 2017 del 3,5%, para el año 2018 es del 10%, esto quiere decir que de los ingresos de la empresa se destina el 10% para generar excedentes, impuestos, gasto depreciación y amortizaciones durante el año 2018.

| MARGEN EBITDA           |          |          |
|-------------------------|----------|----------|
| DETALLE                 | AÑO 2017 | AÑO 2018 |
| EBITDA / INGRESOS NETOS | 3,5%     | 10,1%    |

c. Es importante determinar el valor intrínseco de cada acción de los accionistas durante la vigencia de 6 años como se evidencia en el siguiente cuadro.

| VALOR INTRÍNSECO DE UNA ACCIÓN EEP SA ESP |                    |                         |                  |
|---|--------------------|-------------------------|------------------|
| Año                                       | Patrimonio líquido | Acciones en Circulación | Valor Intrínseco |
| 2013                                      | 10.816.880.000     | 607.759                 | <b>17.798</b>    |
| 2014                                      | 11.940.815.000     | 661.259                 | <b>18.058</b>    |
| 2015                                      | 12.562.542.000     | 699.981                 | <b>17.947</b>    |
| 2016                                      | 20.866.464.000     | 815.890                 | <b>25.575</b>    |
| 2017                                      | 19.856.922.000     | 954.603                 | <b>20.801</b>    |
| 2018                                      | 21.388.216.000     | 954.603                 | <b>22.405</b>    |



d.  
e. En la actualidad la empresa cuenta con procesos laborales, procedimiento administrativo sancionatorio, proceso administrativo de reparación directa, de controversias contractuales, de protección al consumidor, acción Popular, acción de tutela,

los cuales a criterio de la oficina jurídica presenta calificación de no probabilidad de ocurrencia que afecte la situación financiera de la entidad. Es importante destacar un proceso administrativo sancionatorio por parte de la Superintendencia de Servicios

- Públicos a los cuales se presentaron los descargos pertinentes por parte de la administración desde el año 2017. no se determinaron la cuantía de las pretensiones exitosas para tal fin, por otra parte, dichos procesos están en curso para verificar la posibilidad de generar una provisión para lo mismo, y que la incertidumbre se refleja a favor de la empresa de Energía del Putumayo SA ESP, teniendo en cuenta que todo proceso jurídico es incierto y tiene un grado de riesgo. para ello durante el año 2019 se espera realizar las estimaciones de Riesgo para realizar la valoración de las mismas dentro del Área Jurídica ya que no se generan probabilidad alta de causar riesgo financiero para la entidad. Es importante reiterar el seguimiento, diligencia de la reclamación a la Previsora por la afectación a los activos por los hechos de la avenida torrencial, ya que son representativos dentro de la vía procesal y judicial a la cual la administración tiene dispuesto un equipo profesional para determinar el éxito de la reclamación.
- f. Por otra parte, se reitera la generación de espacios para realizar Actividades de construcción de redes eléctricas y asesoría de proyectos con empresas de la Región y de la cobertura nacional, para ello se incita crear un departamento de Proyectos con un plan Estratégico y metas definidas, ya que estos servicios representan un margen económico importante si se realiza un PHVA Planear, hacer, verificar y Actuar como un sistema, ante todo la planeación. En cuanto a la reconstrucción de la subestación Junín, y 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.
- g. Se recomienda la revalorización de los bienes muebles, equipos, bienes eléctricos propios de la actividad generadora de renta, y los equipos del comodato con el ministerio de minas, con la identificación de cada uno de ellos, como unidades constructivas, realizando una auditoria preparada para el impacto de los estados financieros con la depreciación y de baja de activos improductivos, determinar la revaluación de los activos, la evaluación del deterioro, con la aplicación de las nuevas disposiciones del Decreto 2496 de 2015, para las entidades del grupo 2. Es importante integrar la identificación, reconocimiento, valuación de todos los activos eléctricos de la entidad con herramientas tecnológicas para el año 2019 que le permita analizar, controlar y el seguimiento de todos los activos eléctricos y se ajusten a los procesos del área contable.
- h. Se debe tener un sistema de contabilidad integral para la interpretación de la información 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.
- i. Teniendo en cuenta que el software Novasoft adquirido tienen su licencia y contratos de funcionamiento se evidencia que el Software de Facturación no tiene licencia alguna, aclarar que existen los controles y mantenimiento por parte del Jefe de Facturación. Por ende, solicito efectuar la adquisición o estudio del software de

Facturación del servicio de Energía. Se recomienda y se reitera, realizar una auditoría integral de sistemas de informáticos con auditores de sistemas base de datos o programadores de sistemas para la verificación de la operación del Software de Facturación, determinando accesos al sistema, restricciones, módulos para operación por otros empleados con responsabilidades específicas, y la verificación oportuna de los movimientos en el sistema de Facturación, entre otros aspectos. En cuanto al software contable se debe realizar las actualizaciones con base a los análisis de requerimientos por la oficina de contabilidad y revisoría fiscal.

- j. En el cumplimiento de la resolución 097 CREG, 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 la reposición de los activos afectados; 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 estar compensando al usuario. Se insta el cumplimiento de la resolución CREG 015 del año 2018 para el año 2019 de acuerdo al informe presentado ante la entidad competente.
- k. Otro aspecto que va ligado al anterior requerimiento es la certificación de Calidad en norma ISO 9001, el éxito del sistema se encuentra en la aplicación de PHVA, dirigido por la alta dirección en cabeza del señor Gerente, y la armonía del sistema con los funcionarios para realizar el auto control del mismo. En el medio se encuentra ejecutando el sistema integrado de calidad (ISO 9001 –

OHSAS 18000 – ISO 14001), para ello este sistema tiene un valor agregado el cual se ve reflejado en el fin de los asociados una mayor rentabilidad y crecimiento de mercado, ante ello la administración tiene instaurado procedimientos bajo el sistema de calidad y la capacitación del personal como auditores internos procurando minimización de riesgos administrativos y para el primer semestre del año 2019 presentara la auditoria de certificación de todos los procesos a certificar.

- l. Una de las herramientas para la evaluación del Sistema de Control Interno son los Mapas de Riesgos, que no son otra cosa que la identificación y análisis de riesgos relevantes para el logro de los objetivos y la base para determinar la forma en que tales riesgos deben ser manejados, así mismo se refieren a los mecanismos necesarios para identificar y manejar riesgos específicos asociados con los cambios, tanto que influyen en el entorno de la Empresa como en el interior de la misma. El área de Control interno se encuentra realizando planeación para la implementación de los componentes de control interno y los procesos de auditoría del sistema de calidad, el cual presenta diligencia en la evaluación para la certificación en el año 2019, con los planes de mejoramiento que presenten.
- m. 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 6 años.

- n. Se reitera, recomienda continuar con las buenas gestiones para dar cumplimiento a la regulación del servicio de alumbrado público que es obligación de las administraciones municipales (Alcaldía) y los reportes pertinentes a los entes de control, se
- o.

determina un riesgo alto ya que no se evidencia actualizaciones de los convenios y la protocolización de convenios bajo la regulación, lo cual conduce a una presunción de incumplimiento de norma y la incertidumbre de responsabilidades, en este tema la administración tiene definido planes de trabajo enfocados en tres actividades fundamentales: Suministro de energía eléctrica- administración, operación, mantenimiento – y Facturación recaudo.

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

**Firmado por:** DUCARDO JEMBER URQUIJO CHAVEZ

**TP:** 113563-T

**Fecha del Informe:** 25 de febrero de 2019

**Dirección revisor Fiscal:** Barrió Villa Daniela Mocoa Putumayo

**Original Firmado**