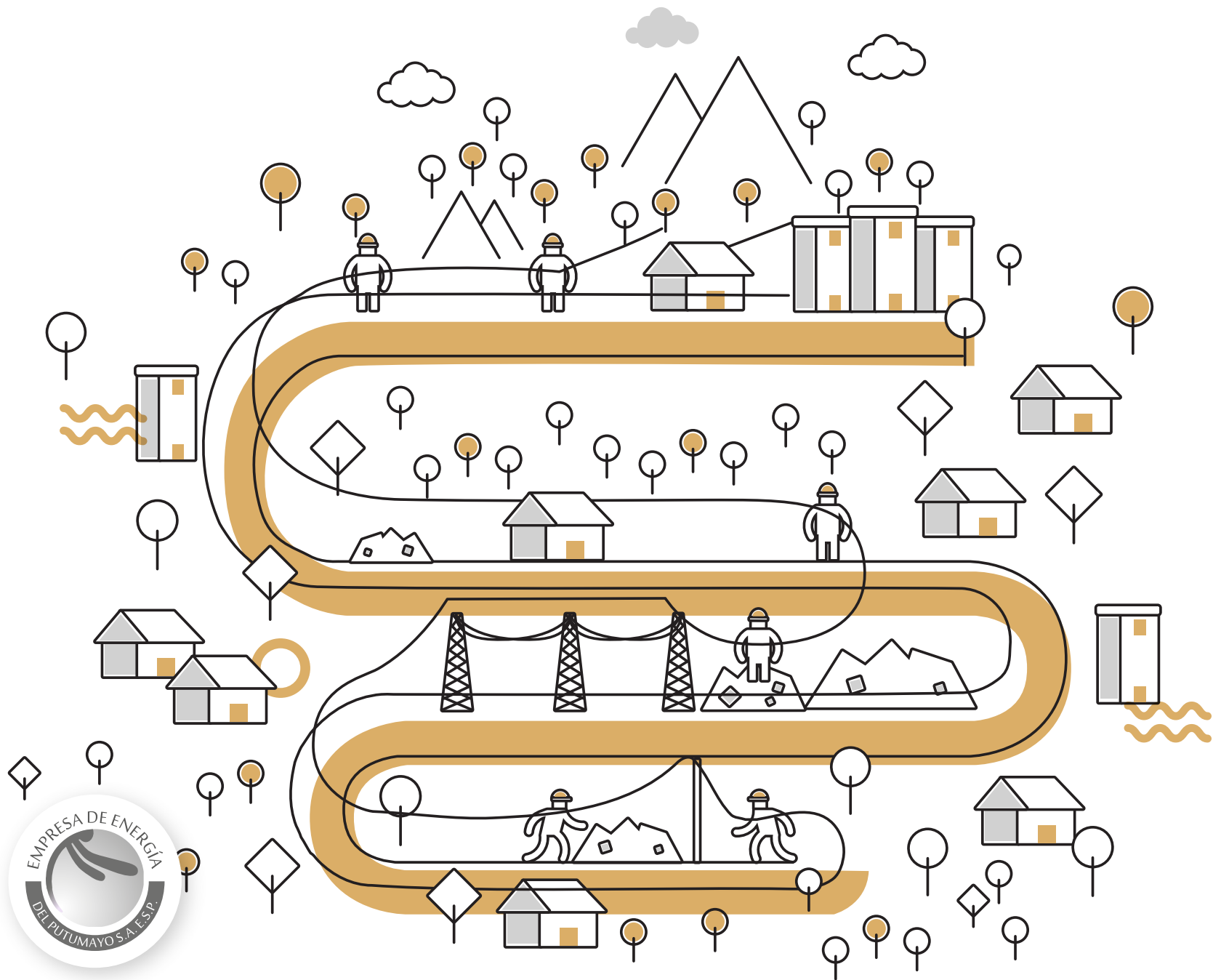


2017

INFORME DE GESTIÓN

Energía que avanza





**SABEMOS QUE ESTE AÑO FUE UN AÑO DIFÍCIL.
DONDE LAS ADVERSIDADES, LOS RETOS Y LOS
GRANDES DESAFÍOS MARCARON NUESTRA
AGENDA.**

**POR ESO ESTE INFORME SE TIÑÓ DE NEGRO
Y DORADO, REPRESENTANDO QUE SIEMPRE HAY
UNA LUZ AL FINAL DEL CAMINO.**

**TODO FUE GRACIAS A NUESTROS EMPLEADOS. ELLOS
SIEMPRE SERÁN EL DORADO QUE NOS HARÁ BRILLAR.**

**ESTE INFORME Y ESTA HISTORIA ES UN
HOMENAJE A TODOS ELLOS.**



1 **CÁPITULO**

CARTA DEL GERENTE
/JHON GABRIEL MOLINA/
PAG.7

2 **CÁPITULO**

PLAN ESTRATÉGICO
PAG.9

- Gobierno corporativo
- Miembros de la junta directiva
- Equipo directivo
- Organigrama

3 **CÁPITULO**

ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN ESTRATÉGICO CORPORATIVO
2015-2019: GE-PL-01
AÑO 2016
PAG.16

- Objetivo Corporativo 1
- Objetivo Corporativo 2
- Objetivo Corporativo 3
- Objetivo Corporativo 4

4 **CÁPITULO**

AVENIDA TORRENCIAL
PAG.29

- Emergencia económica y social tras la avenida torrencial de Mocoa

- Impacto sobre el negocio de comercialización de la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. Por la avenida torrencial en Mocoa
- Demanda atendida, subsidios no otorgados y contribuciones no aplicables a los usuarios afectados
- Cartera 31 de marzo de 2017 de los usuarios afectados
- Demanda no atendida hasta restablecimiento del servicio en la totalidad del mercado de la E.E.P. S.A. E.S.P.
- Impacto en el crecimiento natural de la cobertura por efecto del desastre
- Consolidación del impacto negativo sobre el negocio de comercialización de la E.E.P. S.A. E.S.P. Causado por la avenida torrencial de Mocoa
- Pérdida de equipos subestación Junín:
- Informe de repercusiones de la avenida torrencial
- Diagrama unifilar después del 31 de marzo del 2017

5 **CÁPITULO**

ÁREA COMERCIAL
PAG.68

- GESTIÓN DEL NEGOCIO DE COMERCIALIZACIÓN
- Evaluación integral Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.
- Resultados de la aplicación de los subsidios temporales para Mocoa
- Subsidios del fondo de energía social
- Recuperación de energía dejada de facturar
- Actividades desarrolladas
- Resultados del plan de recuperación de energía
- Resultados del plan de recuperación de energía municipio de Orito
- Tarifas aplicadas a los usuarios subsidiados

- *Subsidios otorgados a usuarios por municipios.*
- *Estructura del mercado regulado.*
- *Índice de crecimiento usuarios atendidos.*
- *Índice de crecimiento usuarios atendidos - municipio de Mocoa.*
- *Índice de crecimiento usuarios atendidos - municipio de Orito.*
- *Índice de crecimiento usuarios atendidos - municipio de Villagarzón.*
- *Índice de crecimientos usuarios atendidos - municipio de Puerto Guzmán.*
- *Índice de crecimiento usuarios atendidos - municipio de Piamonte.*
- *Relación de usuarios atendidos por municipio.*
- *Cobertura en el mercado regulado del departamento de Putumayo.*
- *Demanda de energía eléctrica atendida por la E.E.P. S.A. E.S.P.*
- *Demanda energética eléctrica atendida por la E.E.P. S.A. E.S.P. - Municipio de Mocoa.*
- *Demanda energética eléctrica atendida por*

- *la E.E.P. S.A. E.S.P. - Municipio de Orito.*
- *Demanda energética eléctrica atendida por la E.E.P. S.A. E.S.P. - Municipio de Villagarzón.*
- *Demanda energética eléctrica atendida por la E.E.P. S.A. E.S.P. - Municipio de Puerto Guzmán.*
- *Demanda energética eléctrica atendida por la E.E.P. S.A. E.S.P. - Municipio de Piamonte.*
- *Demanda energética eléctrica atendida por la E.E.P. S.A. E.S.P. - Municipio de Santa Rosa.*
- *Relación de demanda de energía eléctrica atendida por la E.E.P. S.A. E.S.P.*
- *Estructura del mercado por tipo de servicio.*
- *Facturación- recaudo y cartera año 2017.*
- *Cartera mensual año 2017.*
- *Recaudo por tipo de cartera año 2017.*
- *Costo unitario de prestaciones del servicio de energía eléctrica.*
- *CU según niveles de tensión y propiedad del activo.*
- *Componentes del CU nivel de tensión 1 y activo*

- *propiedad de la E.E.P. S.A. E.S.P.*
- *Compra de energía para atender mercado regulado del año 2017.*

6

CÁPITULO

ÁREA TÉCNICA PAG.104

- *Operación sistema de distribución.*
- *Evolución y acciones para la calidad del servicio.*
- *Estudios de coordinación de protecciones en el sistema de distribución.*
- *Implementación fronteras comerciales Orito.*
- *Indicadores de calidad del servicio.*
- *Índices de calidad del servicio.*
- *Compensaciones por calidad del servicio .*
- *Despeje en el sistema de distribución local de la E.E.P. S.A. E.S.P.*
- *Actividades forestales de mantenimiento preventivo mediante despeje las redes eléctricas.*
- *Servidumbre.*

- *Plan manejo y mantenimiento de arbolado.*
- *Estado de la reposición.*
- *Inversiones en construcción y gastos en mantenimiento de redes.*
- *Proyectos de expansión .*
- *Alumbrado público.*
- *Reducción de pérdidas técnicas.*

7

CÁPITULO

SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN

PAG.116

- *Desarrollo de auditoría interna.*
- *Desarrollo de pre auditoría de certificación.*
- *Implementación del sistema integrado de gestión SIG:*
- *Informe tecnologías de la información y las telecomunicaciones TICs.*
- *Programa de sistema de gestión de la seguridad y la salud en trabajo SG-SST.*

8 **CÁPITULO**

RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL

PAG.131

9 **CÁPITULO**

PROCESOS ADMINISTRATIVOS Y JUDICIALES OFICINA JURÍDICA

PAG.133

- Procesos administrativos sancionatorios.
- Procesos judiciales
- Tutelas E.E.P.S.A. E.S.P. Parte accionada.
- Decisión tutelas E.E.P. S.A. E.S.P. Accionada.
- Acciones populares.
- Procesos laborales.

10 **CÁPITULO**

INDICADORES Y PROYECCIONES FINANCIERAS

PAG.138

11 **CÁPITULO**

ESTADOS FINANCIEROS

PAG.152

•**Estados Financieros:**

- Estados de Situación Financiera.
- Estado de Resultados Integrales.
- Estado de Cambio en el Patrimonio.
- Estado de Flujos de Efectivo.

•**Notas de carácter general:**

- 1. Información general.
- 2. Bases de presentación de los estados financieros.
- 3. Principales políticas y prácticas contables.
- 4. Juicios y estimaciones contables relevantes.

Notas de carácter específico:

- 5. Efectivo y equivalentes de efectivo.
- 6. Cuentas por cobrar comerciales y otras cuentas por cobrar, neto.
- 7. Activos y pasivos por impuestos.
- 8. Inventarios
- 9. Otros activos.
- 10. Inversiones.
- 11. Propiedades, planta y equipo.
- 12. Activos intangibles.
- 13. Pasivos financieros.
- 14. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.
- 15. Beneficios a empleados.
- 16. Otros pasivos.
- 17. Patrimonio.
- 18. Ingresos de actividades ordinarias.
- 19. Costos de operación.
- 20. Gastos de administración.
- 21. Otros ingresos y gastos.
- 22. Otros ingresos y gastos financieros.
- 23. Impuesto a las ganancias.
- 24. Hechos ocurridos después del periodo sobre el que se informa.

12 **CÁPITULO**

CARTA DEL REVISOR FISCAL

ELABORADA POR:
DUCARDO URQUIJO

PAG.179

- 25. Aprobación de los estados financieros.



CARTA DEL GERENTE

JHON GABRIEL MOLINA

GERENTE GENERAL







CAPÍTULO DOS

PLAN ESTRATÉGICO

MISIÓN

La misión de la E.E.P. S.A. E.S.P. Es distribuir, comercializar energía eléctrica y administrar sistemas de alumbrado público en el área de influencia, con calidad, confiabilidad y seguridad, a través del aprovechamiento adecuado de los recursos, contribuyendo al desarrollo socioeconómico y a la mejora de la calidad de vida de la población, generando rentabilidad a sus accionistas.

VISIÓN

La visión de la E.E.P. S.A. E.S.P. Es posicionarse para el 2019 como una empresa líder en la prestación de servicios públicos domiciliarios en la región, a través de un sistema de distribución óptimo que permita el mejoramiento continuo de la calidad del servicio y un alto nivel de satisfacción del cliente, generando mayor rentabilidad.

FUENTE// ÁREA DE GERENCIA 2017

INTRODUCCIÓN

PLAN ESTRATÉGICO

El Plan Estratégico de la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. Para el quinquenio comprendido entre los años 2015 a 2019, es concebido como el escenario de acción y la carta de ruta, a partir del cual se asume la Misión y se busca concretar la Visión corporativa, plasmando en su formulación los objetivos, estrategias y proyectos empresariales que propone la alta dirección, liderada por el Ing. Jhon Gabriel Molina Acosta - Gerente, hacia el alcance de un desarrollo sostenible de la compañía. Desplegando de una manera integral las directrices mediante políticas y metas, desarrollando su monitoreo mediante la implementación de los planes de acción e indicadores de gestión para los próximos cinco años.

Constituyéndose en una herramienta anual de gestión transversal a todos sus procesos estratégicos, misionales y de apoyo, a través del fortalecimiento y mejora continua, ajustado al querer ser y hacer de la compañía dentro del marco legal y estatutario que la regulan. Además se contribuye al crecimiento en la región y posicionamiento con la prestación de un servicio de calidad, generando confianza y credibilidad en nuestros usuarios actuales y potenciales.



Imagen 1. Reunión de Junta Directiva Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.



OBJETIVOS

ESTRATEGIA		PROYECTO	
	PESO OBJETIVO		PESO ESTRATÉGICO
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. (Actual 93%).		1.1 Fortalecer la Infraestructura Eléctrica para atender nuevos usuarios potenciales que deseen conectarse a nuestro sistema eléctrico y mejorar la calidad del servicio.	19% <ul style="list-style-type: none"> 1.1.1 Mejoramiento y mantenimiento de la líneas del SDL. 1.1.2 Mantenimiento a los corredores de linea del SDL en despejes. 1.1.3 Mejoramiento y expansión de los sistemas de protección y control. 1.1.4 Repotenciación de circuitos de niveles de Tensión 2. 1.1.5 Implementación del Sistema de Medición de Calidad de la Potencia en cabecera de circuito. 1.1.6 Reposición de redes de baja tensión red trenzada en nivel de tensión 1. 1.1.7 Fortalecimiento del Programa de identificación y disminución de pérdidas técnicas en las zonas de influencia de Empresa.
	50%	1.2 Revisión Anual de la Planeación Estratégica Corporativa para incorporar proyectos orientados al aprovechamiento de recursos del sector público o privado.	7% <ul style="list-style-type: none"> 1.2.1 Ejecutar el avalúo de activos para identificar las necesidades reales para el mejoramiento, construcción y/o adquisición de activos de terceros existentes operados y que sean remunerables a favor de la Empresa. 1.2.2 Proyecto de marcación e identificación de propiedad de activos del SDL, nivel 1,2,3. 1.2.3 Elaboración de convenios con terceros para apropiación de activos. 1.2.4 Elaboración de proyectos de expansión.



	PESO OBJETIVO		PESO ESTRATÉGICO	
		1.3 Mantener y mejorar la disponibilidad de potencia y continuidad del servicio del STR y subestaciones.	24%	<p>1.3.1 Estudio eléctricos y de coordinación de protecciones.</p> <p>1.3.2 Mantenimientos programados p-p-c sistema de potencia (subestaciones, trafus).</p> <p>1.3.3 Construcción bahía 230/115 kW.</p> <p>1.3.4 Reposición de activos de subestaciones.</p> <p>1.3.5 Construcción barra 34,5 kW en S/E Junín</p> <p>1.3.6 Mejoramiento de subestaciones no atendidas en topología de protección y control.</p>
2. 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.		2.1 Reducir el índice de pérdidas no técnicas de energía.	12%	<p>2.1.1 Mejoramiento administrativo y tecnológico de los procesos de control de energía y facturación.</p> <p>2.1.2 Desarrollo de estudio de pérdidas de energía.</p> <p>2.1.3 Inversión nuevos sistemas de medición de energía a usuarios.</p>
		2.2 Desarrollar un plan de nuevos mercados y/o usuarios regulados y no regulados en otros mercados y/o municipios.	12%	<p>2.2.1 Proyección de la demanda de energía a mediano y largo plazo.</p> <p>2.2.2 Desarrollar estudios del mercado regulado y no regulado para determinar la factibilidad de entrar a capturar nuevos usuarios.</p> <p>2.2.3 Mantener el esquema de compra de energía en bloque para atender la demanda de nuevos mercados o usuarios.</p> <p>2.2.4 Coordinar con el área técnica la presentación de proyectos ante la UPME para el desarrollo de nuevos planes de expansión que permita atender mercados no regulados.</p>
	34%	2.3 Sensibilizar al usuario en aspectos comerciales que apunten al aumento del recaudo y mejoren la satisfacción del cliente.	10%	<p>2.3.1 Adelantar campañas de promoción en el uso adecuado del servicio de energía eléctrica y cultura de pago.</p> <p>2.3.2 Aplicar las recomendaciones emanadas de los entes de vigilancia y control derivadas de la encuesta de NSU.</p>

	PESO OBJETIVO		PESO ESTRATÉGICO	
<p>3. Fortalecer la estructura organizacional con base en la gestión integral de procesos, implementación intensiva de las TIC y la gestión del talento humano.</p>	<p>13%</p>	<p>3.1 Implementar y certificar los diferentes sistemas de gestión corporativa.</p>	<p>3%</p>	<p>3.1.1 Implementar el Sistema de Control Interno. 3.1.2 Fortalecer y certificar el sistema de Gestión de Calidad. 3.1.3 Implementar el sistema de costos ABC como herramienta administrativa para la toma de decisiones.</p>
		<p>3.2 Fortalecimiento de los aspectos de formación, salud y seguridad en la gestión del Talento Humano.</p>	<p>2%</p>	<p>3.2.1 Desarrollar un modelo de formación y capacitación del talento humano. 3.2.2 Fortalecer y certificar el sistema de salud y seguridad en el trabajo.</p>
		<p>3.3 Desarrollar los Sistemas de Información y Telecomunicaciones para el mejoramiento de procesos operativos y administrativos de la Empresa.</p>	<p>8%</p>	<p>3.3.1 Integración de los sistemas de información administrativo, comercial y operativo a través de la adquisición y desarrollo de herramientas tecnológicas. 3.3.2 Fortalecer la infraestructura de telecomunicaciones para atender adecuadamente los procesos operativos y administrativos. 3.3.3 Fortalecer los recursos físicos y lógicos en cuanto a software, hardware y respaldo en todas las sedes de la Empresa. 3.3.4 Estructuración del sistema de seguridad de la información.</p>
<p>4. Generar mayores ingresos a la Empresa a través del desarrollo de otros negocios.</p>	<p>3%</p>	<p>4.1 Desarrollar el negocio de prestación del servicio de alumbrado público.</p>	<p>1%</p>	<p>4.1.1 Compra de materiales eléctricos e insumos para reposición de alumbrado público. 4.1.2 Construcción de alumbrado público. 4.1.3 Establecer los convenios de alumbrado público en los municipios de Mocoa, Puerto Guzmán, Villagarzón, Orito y Piamonte.</p>
		<p>4.2 Mantener y mejorar convenios de arrendamiento de activos eléctricos.</p>	<p>1%</p>	<p>4.2.1 Cobertura de los activos eléctricos en arriendo como SDL y STR. 4.2.2 Actualización de los convenios de arrendamiento de activos eléctricos (cantidad de activos y costos de arriendo).</p>
		<p>4.3. Recuperar la cartera de difícil cobro> a 6 meses a usuarios NO residenciales.</p>	<p>1%</p>	<p>4.3.1 Recuperar la cartera de difícil cobro> a 6 meses al usuario industrial, comercial y oficial.</p>



GOBIERNO CORPORATIVO

MIEMBROS DE LA JUNTA

BERNARDO TOLOSA

Integrante principal de la junta directiva

HENRY VIVEROS CALDERÓN

Presidente de la junta directiva

JAVIER GOMEZ VIVEROS

Vicepresidente

SORREL PARISA AROCA RODRÍGUEZ

Vocal principal

EQUIPO DIRECTIVO

JHON GABRIEL MOLINA ACOSTA

Gerente

ANDRY BASTIDAS CHAMORRO

Subgerente administrativo y financiero

FERNANDO BERNAL BASTIDAS

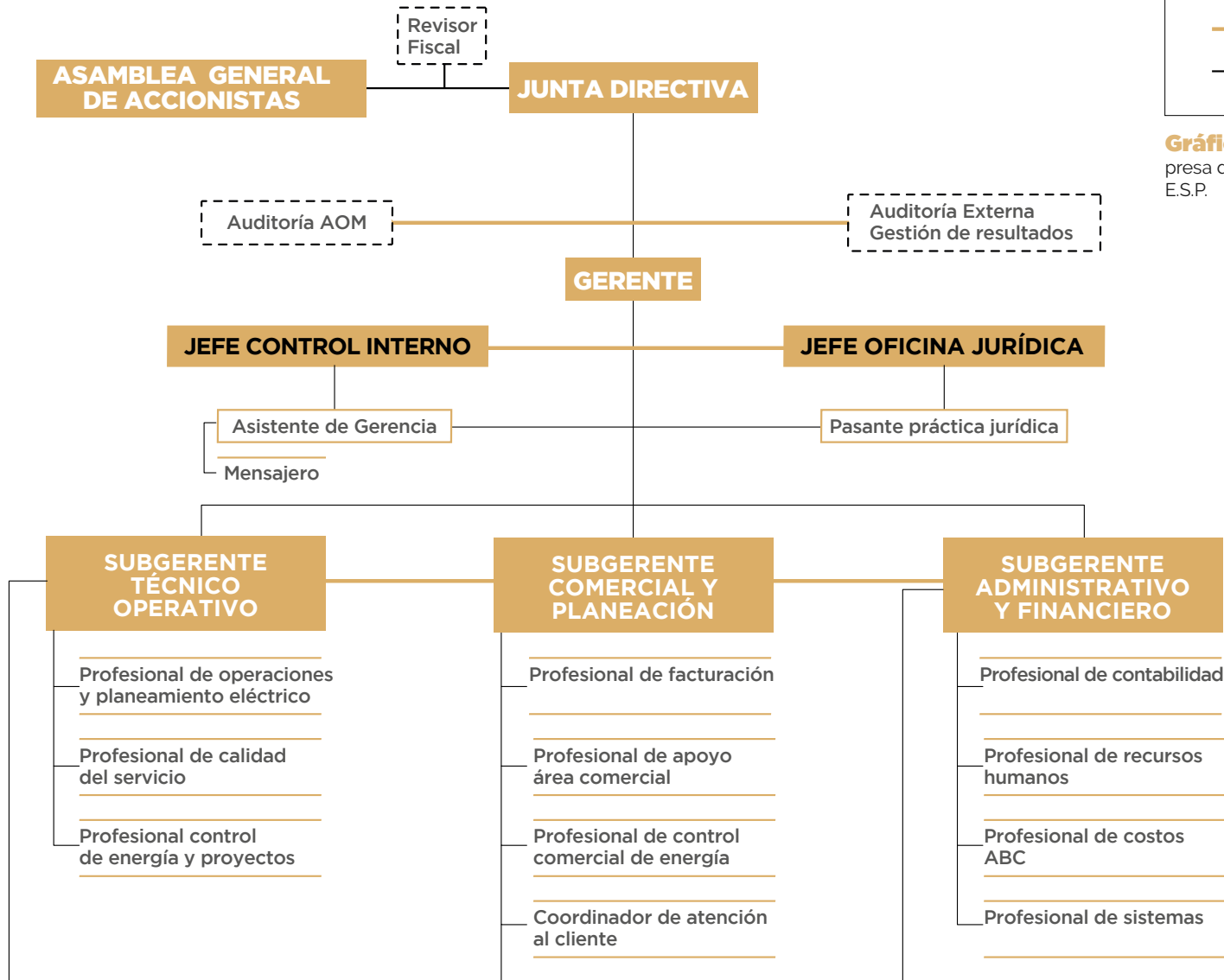
Subgerente comercial y de planeación

GERMAN DARÍO CHAMORRO GOMEZ

Subgerente técnico operativo



ORGANIGRAMA



Unidad organizacional
 Unidad organizacional
 Línea de Asesoría
 Línea de Autoridad

Gráfica 1. Organigrama de la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.

CAPÍTULO TRES

ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN ESTRATÉGICO

CORPORATIVO 2015-2019:

GE-PL-01 Version 02//AÑO 2017

Durante el año 2017, se realizó un análisis en la priorización de las estrategias y proyectos establecidos en el Plan Estratégico Corporativo, conforme a la materialización del riesgo del evento torrencial del 31 de marzo de 2017 en el municipio de Mocoa, generando un alto impacto negativo a los activos de la empresa como son la subestación Junín y la red del sistema de distribución.

Siendo esencial activar el plan de contingencia liderado por el **Ing. Jhon Gabriel Molina Acosta - Gerente** y sus colaboradores, para el restablecimiento de la prestación del servicio de energía eléctrica en tiempo récord, con ocho (8) días a los municipios del bajo Putumayo y once (11) días a los municipios del medio Putumayo.

A continuación, se presenta el alcance de las metas trazadas durante el año 2017, donde se evidencia la gestión en el fortalecimiento continuo de la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. Mediante la priorización de los proyectos, en pro del bienestar integral de sus usuarios y comunidad en general, restableciendo de forma gradual la calidad y confiabilidad en la prestación del servicio, en cumplimiento del **Plan Estratégico Corporativo 2015-2019: GE-PL-01 Versión 02.**

OBJETIVO CORPORATIVO

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.

(ACTUAL 93%).

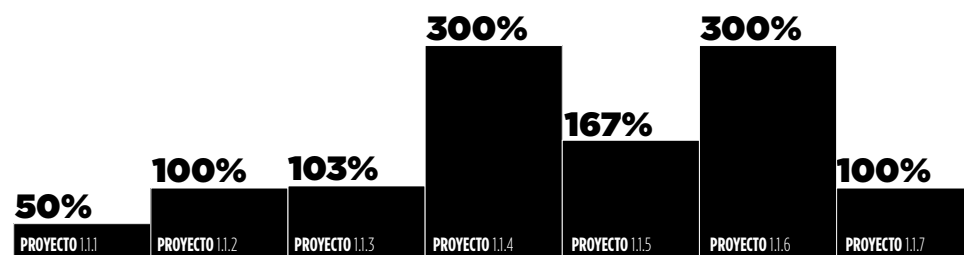
”

Estrategia 1.1.

Fortalecer la infraestructura eléctrica para atender nuevos usuarios potenciales que deseen conectarse a nuestro sistema eléctrico y mejorar la calidad del servicio.

**Tabla 1.** Alcance Estrategia por proyecto 1.1. Año 2017

1.1.1. Mejorar y hacer el mantenimiento de 50 KM de redes del SDL.	Meta proyectada 2017 (km/año)	10
	Meta alcanzada 2017 (km/año)	5
1.1.2. Disminuir las interrupciones del sistema (1050 km) por acercamientos de vegetación.	Meta proyectada 2017 (km/año)	210
	Meta alcanzada 2017 (km/año)	210
1.1.3. Mejorar la confiabilidad y calidad del sistema para disminuir el tiempo de interrupciones en el servicio.	Meta proyectada 2017 (DES=T anual/T total%)	94
	Meta alcanzada 2017 (DES=T anual/T total%)	96,5
1.1.4. Aumentar la confiabilidad, disponibilidad y mejorar la calidad de la potencia a través del cambio de conductores y repotenciación de transformadores en circuitos de nivel de tensión 2 (50 Km).	Meta proyectada 2017 (km/año)	10
	Meta alcanzada 2017 (km/año)	30
1.1.5. Identificar calidad de la potencia y pérdidas técnicas en cabecera de los doce (12) circuitos de nivel de tensión 2 de 13,2 KV para evaluar mejoras y puntos estratégicos en distribución y transformación.	Meta proyectada 2017 (N° circuito instalado)	3
	Meta alcanzada 2017 (N° circuito instalado)	5
1.1.6. Mejorar la calidad de la potencia al usuario final, mediante la reposición de redes de baja tensión red trezada en nivel de tensión 1.	Meta proyectada 2017 (Km red/año)	10
	Meta alcanzada 2017 (Km red/año)	30
1.1.7. Identificar pérdidas para evaluar acciones en busca de la reducción del nivel de pérdidas técnicas (Nivel máx. permitido $\Sigma=20,11\%$ de lo facturado al proveedor, según CREG).	Meta proyectada 2017 (% pérdidas técnicas)	17
	Meta alcanzada 2017 (% pérdidas técnicas)	17

**Gráfica 2.** Alcance estrategia por proyecto 1.1. Año 2017

FUENTE// EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. 2017



Estrategia 1.2. Revisión Anual de la Planeación Estratégica Corporativa para incorporar proyectos orientados al aprovechamiento de recursos del sector público o privado.

Tabla 2. Alcance estrategia por proyecto 1.2. Año 2017

1.2.1. Realizar un inventario real y avalúo de los activos remunerables de terceros existentes operados y que sean remunerables, para su adquisición por la empresa.	Meta proyectada 2017 (% Inventario activos remunerables)	25
	Meta alcanzada 2017 (% Inventario activos remunerables)	0
1.2.2. Realizar un inventario real de los activos de la E.E.P. en SDL en nivel de tensión 1,2,3 para actualizar el sistema SPARK	Meta proyectada 2017 (% Marcación activos)	20
	Meta alcanzada 2017 (% Marcación activos)	0
1.2.3. Optimizar la remuneración de cargos por uso de activos remunerables a través de los convenios con terceros.	Meta proyectada 2017 (% Convenios terceros)	25
	Meta alcanzada 2017 (% Convenios terceros)	0
1.2.4. Incrementar el número de usuarios para lograr aumentar la facturación a través de los proyectos de expansión implementados	Meta proyectada 2017 (N° Nuevos usuarios)	319
	Meta alcanzada 2017 (N° Nuevos usuarios)	0

0%
PROYECTO 1.2.1

0%
PROYECTO 1.2.2

0%
PROYECTO 1.2.3

0%
PROYECTO 1.2.4

Gráfica 3. Alcance estrategia por proyecto 1.2. Año 2016

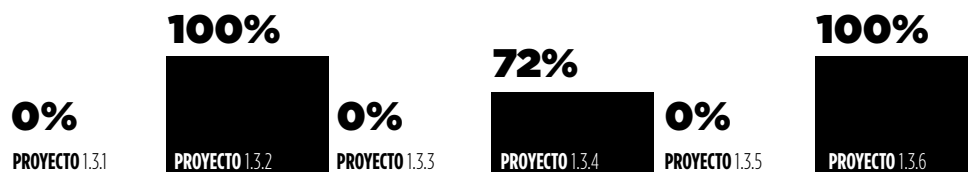
• FUENTE// EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. 2017



Estrategia 1.3. Mantener y mejorar la disponibilidad de potencia, continuidad del servicio del STR y subestaciones.

Tabla 3. Alcance estrategia por proyecto 1.3. Año 2017

1.3.1. Mejorar la selectividad de las protecciones para mejorar la calidad del servicio y la protección de equipos de los cuatro (4) circuitos a nivel de tensión 2 y 3.	Meta proyectada 2017 (% de circuitos/tensión 2 y 3)	20
	Meta alcanzada 2017 (% de circuitos/tensión 2 y 3)	0
1.3.2. Mejorar la calidad de la potencia y energía del SDL, mediante la ejecución de mantenimientos programados (Subestaciones, trafus).	Meta proyectada 2017 (% mantenimientos ejecutados)	20
	Meta alcanzada 2017 (% mantenimientos ejecutados)	20
1.3.3. Mejorar la confiabilidad y disponibilidad del STR y SDL, mediante la construcción bahía 230/115 KV.	Meta proyectada 2017 (% construcción bahía)	40
	Meta alcanzada 2017 (% construcción bahía)	0
1.3.4. Mejorar la confiabilidad de los sistemas de protección y medida, mediante la reposición de activos de subestaciones.	Meta proyectada 2017 (% reposición activos subestaciones)	25
	Meta alcanzada 2017 (% reposición activos subestaciones)	18
1.3.5. Disponer de contingencias en caso de fallas imprevistas en la subestación Junín (Construcción barra 34,5 kV).	Meta proyectada 2017 (% construcción barra)	40
	Meta alcanzada 2017 (% construcción barra)	0
1.3.6. Mejorar la confiabilidad de las protecciones en las subestaciones Villagarzón y Puerto Guzmán (Para 6 reconectores o interruptores de circuito).	Meta proyectada 2017 (N° reconectores instalados)	3
	Meta alcanzada 2017 (N° reconectores instalados)	3



Gráfica 4. Alcance estrategia por proyecto 1.3. Año 2017

• FUENTE// EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. 2017

OBJETIVO CORPORATIVO

2

“

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.

”

Estrategia 2.1.

Reducir el índice de pérdidas no técnicas de energía.

Tabla 4. Alcance Estrategia por proyecto 2.1. Año 2017

2.1.1.Desarrollo del proceso de control de energía a nivel estructural y procedimental; y mejora el proceso de facturación para su interacción en la reducción de pérdidas comerciales.	Meta proyectada 2017 (% implementación controles)	20
	Meta alcanzada 2017 (% implementación controles)	20
2.1.2.Análisis de las pérdidas comerciales del sistema para identificar las zonas de mayor impacto y las estrategias a implementar.	Meta proyectada 2017 (KW/hora recuperados)	1.025.000
	Meta alcanzada 2017 (KW/hora recuperados)	1.100.000
2.1.3.Incorporar en el plan de inversión de cada vigencia un rubro para reposición de equipos de medida y utilización de nuevas tecnologías en los cinco (5) municipios de cobertura.	Meta proyectada 2017 (% cobertura anual)	20
	Meta alcanzada 2017 (% cobertura anual)	20

FUENTE// EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. 2017

Gráfica 5. Alcance Estrategia por proyecto 2.1. Año 2017



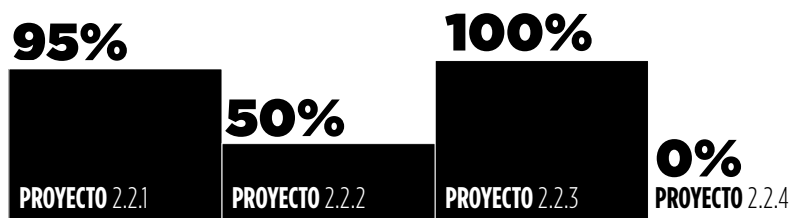
FUENTE// EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. 2017



Estrategia 2.2. Desarrollar un plan de nuevos mercados y/o usuarios regulados y no regulados en otros mercados y/o municipios.

Tabla 5. Alcance estrategia por proyecto 2.2. Año 2017

2.2.1. Aumentar los usuarios a través de capturar nuevos clientes aprovechando nuestra tarifa a partir de 28.863 usuarios del año 2014, con un incremento del 6% anual.	Meta proyectada 2017 (N° nuevos usuarios)	35.032
	Meta alcanzada 2017 (N° nuevos usuarios)	33.421
2.2.2. Análisis de las pérdidas comerciales del sistema para identificar las zonas de mayor impacto y las estrategias a implementar.	Meta proyectada 2017 (% nuevos mercados)	20
	Meta alcanzada 2017 (% nuevos mercados)	10
2.2.3. Ofrecer a los nuevos usuarios o mercados una tarifa competitiva a través de utilización de contratos de pague lo contratado o pague lo demandado.	Meta proyectada 2017 (% construcción bahía)	20
	Meta alcanzada 2017 (% construcción bahía)	20
2.2.4. Capturar nuevos usuarios aprovechando proyectos de expansión a través de los proyectos PRONE, FAER, Sistema General Regalías SGR (1 anual).	Meta proyectada 2017 (% compra en bloque de energía)	20
	Meta alcanzada 2017 (% compra en bloque de energía)	0



Gráfica 6. Alcance estrategia por proyecto 2.2. Año 2017

FUENTE// EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. 2017



Estrategia 2.3. Sensibilizar al usuario en aspectos comerciales que apunten al aumento del recaudo y mejoren la satisfacción del cliente.

Tabla 6. Alcance estrategia por proyecto 2.3. Año 2017

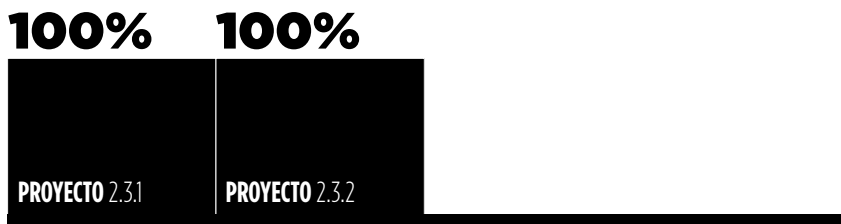
2.3.1.Promover el uso racional de la energía y la cultura de pago para mejorar el recaudo y disminuir la cartera en los cinco (5) municipios de cobertura.	Meta proyectada 2017 (% campaña de sensibilización)	20
	Meta alcanzada 2017 (% Campañas de sensibilización)	20
2.3.2.Mejorar el índice de Satisfacción del usuario en materia de prestación de servicio y atención a través de la aplicación de acciones de mejoramiento derivadas del NSU.	Meta proyectada 2017 (% aplicación recomendaciones)	20
	Meta alcanzada 2017 (% aplicación recomendaciones)	20

• FUENTE// EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. 2017



Imagen 2. Reunión de La Junta Directiva..

Gráfica 7. Alcance estrategia por proyecto2.3. Año 2017



• FUENTE// EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. 2017

OBJETIVO CORPORATIVO

3

“

FORTALECER LA ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL CON BASE EN LA GESTIÓN INTEGRAL DE PROCESOS, IMPLEMENTACIÓN INTENSIVA DE LAS TIC Y LA GESTIÓN DEL TALENTO HUMANO

”

Estrategia 3.1.

Reducir el índice de pérdidas no técnicas de energía.

Tabla 7. Alcance estrategia por proyecto 3.1. Año 2017

3.1.1.Facilitar el control a nivel gerencial a través de la auditoría a procesos y la administración de riesgos corporativos a través del Sistema de Control Interno.	Meta proyectada 2017 (% implementación CI)	50
	Meta alcanzada 2017 (% Implementación CI)	50
3.1.2.Cumplir todos los requisitos internos, regulatorios y de la norma de calidad ISO 9001, para lograr la certificación de los procesos estratégicos, misionales y de apoyo.	Meta proyectada 2017 (% implementación SGC)	15
	Meta alcanzada 2017 (% implementación SGC)	15
3.1.3.Cumplir todos los requisitos internos, regulatorios y del Sistema de Costos ABC.	Meta proyectada 2017 (% implementación Costos ABC)	100
	Meta alcanzada 2017 (% implementación Costos ABC)	100

• FUENTE// EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. 2017

Gráfica 8. Alcance estrategia por proyecto 3.1. Año 2017



• FUENTE// EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. 2017



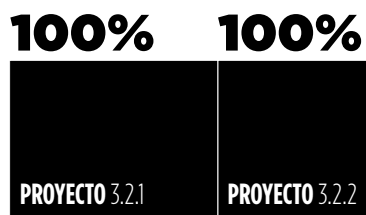
Estrategia 3.2. Fortalecimiento de los aspectos de formación, salud y seguridad en la Gestión del Talento Humano.

Tabla 8. Alcance estrategia por proyecto 3.2. Año 2017

3.2.1. Complementar las competencias y habilidades del personal conforme a las necesidades de los diferentes procesos de la compañía en cumplimiento del programa de capacitación-entrenamiento.	Meta proyectada 2017 (% ejecución programa cap-ent)	20
	Meta alcanzada 2017 (% Ejecución programa cap-ent)	20
3.2.2. Cumplir todos los requisitos regulatorios y las normas técnicas, para velar por la salud y seguridad de los trabajadores en cumplimiento del Decreto 1072 y demás aplicables	Meta proyectada 2017 (% implementación SST)	10
	Meta alcanzada 2017 (% implementación SST)	10

• FUENTE// EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. 2017

Gráfica 9. Alcance estrategia por proyecto 3.2. Año 2017



• FUENTE// EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. 2017



Estrategia 3.3. Desarrollar los Sistemas de Información y Telecomunicaciones para el mejoramiento de procesos operativos y administrativos de la Empresa.

Tabla 9. Alcance estrategia por proyecto 3.3. Año 2017

3.3.1. Integrar los diferentes sistemas de información para el fortalecimiento de los procesos administrativos y operativos área comercial, de manera que permita la trazabilidad de la información entre ellos.	Meta proyectada 2017 (% implementación software sistema comercial.)	80
	Meta alcanzada 2017 (% implementación software sistema comercial).	80
3.3.2. Integración de los activos del STR y SDL a través de Sistemas de telecomunicaciones; actualización y mejoramiento de la estructura física de las redes de comunicaciones internas (LAN) y externas (WAN y WiMAX), en los cinco (5) municipios de cobertura de la empresa.	Meta proyectada 2017 (% conectividad sedes)	80
	Meta alcanzada 2017 (% conectividad sedes)	80
3.3.3. Reposición de equipos, actualización de licencias y mejoramiento de respaldos de energía y backup para garantizar la disponibilidad de las TIC´s en las diferentes sedes de la Empresa.	Meta proyectada 2017 (% actualización TIC´s)	35
	Meta alcanzada 2017 (% actualización TIC´s)	35
3.3.4. Desarrollar las políticas de seguridad de la información y estructurar los mecanismos de organización, disponibilidad y conservación de la información oficial de todos los procesos de la Empresa.	Meta proyectada 2017 (% implementación Políticas TIC´s)	10
	Meta alcanzada 2017 (% implementación Políticas TIC´s)	10

100% 100% 100% 100%



Gráfica 10. Alcance estrategia por proyecto 3.3. Año 2017

• FUENTE// EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. 2017

OBJETIVO CORPORATIVO

4

“

GENERAR MAYORES INGRESOS A LA EMPRESA A TRAVÉS DEL DESARROLLO DE OTROS NEGOCIOS

”

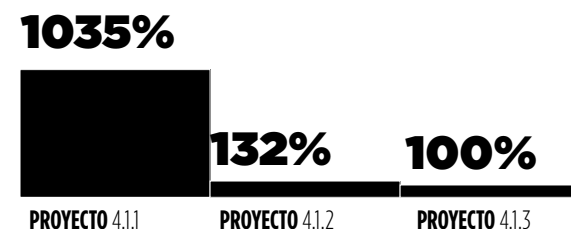
Estrategia 4.1.

Desarrollar el negocio de prestación del servicio de alumbrado público.

Tabla 10. Alcance estrategia por proyecto 4.1. Año 2017

4.1.1. Realizar la reposición de elementos para alumbrado público (postes, lámparas, condensador, luminaria, otros), con un inventario total de 6.188 lámparas (año 2014).	Meta proyectada 2017 (N° lámparas con reposición)	331
	Meta alcanzada 2017 (N° lámparas con reposición)	3.426
4.1.2. Expandir la cobertura para la prestación del servicio de alumbrado público (instalación de nuevas lámparas)	Meta proyectada 2017 (N° lámparas nuevas instaladas)	386
	Meta alcanzada 2017 (N° lámparas nuevas instaladas)	510
4.1.3. Realizar la actualización de los contratos con cobertura en alumbrado público en los municipios de Mocoa, Puerto Guzmán, Villagarzón, Orito y Piamonte	Meta proyectada 2017 (N° contratos actualizados)	1
	Meta alcanzada 2017 (N° contratos actualizados)	1

FUENTE// EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. 2017



Gráfica 11. Alcance estrategia por proyecto 4.1. Año 2017

FUENTE// EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. 2017



Estrategia 4.2. Mantener y mejorar convenios de arrendamiento de activos eléctricos.

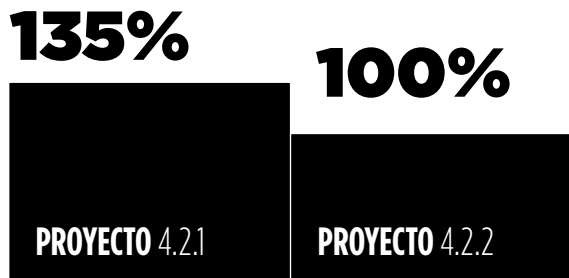
Estrategia 4.3. Recuperar la cartera de difícil cobro mayor a 6 meses a usuarios no residenciales.

Tabla 11. Alcance estrategia por proyecto 4.2. Año 2017

4.2.1. Realizar la ampliación en cobertura en cargos por uso de los activos eléctricos del SDL y STR en arriendo (En 2014 con 42 clientes /comercializadores).	Meta proyectada 2017 (N° comercializadores facturados)	49
	Meta alcanzada 2017 (N° comercializadores facturados)	66
4.2.2. Desarrollar la actualización de los convenios de arrendamiento de activos eléctricos de la empresa (2608 postes en arriendo en el año 2014 y 5 clientes).	Meta proyectada 2017 (N° convenios arrendamiento actualizados)	1
	Meta alcanzada 2017 (N° convenios arrendamiento actualizados)	1

• FUENTE// EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. 2017

Gráfica 12. Alcance estrategia por proyecto 4.2. Año 2017



• FUENTE// EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. 2017

Tabla 12. Alcance estrategia por proyecto 4.3. Año 2017

4.3. Desarrollar el proceso administrativo y legal para la recuperación de la cartera de difícil cobro > a 6 meses al usuario Industrial, comercial y oficial, en los municipios de Mocoa, Villagarzón, Puerto Guzmán, Piamonte y Orito.	Meta proyectada 2017 (\$ Valor cartera recuperada/millones)	2.000.000
	Meta alcanzada 2017 (\$ Valor cartera recuperada/millones)	60.000.000

• FUENTE// EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. 2017

Gráfica 13. Alcance estrategia por proyecto 4.3. Año 2017





Imagen 3. Despliegue de todo el personal de la E.E.P. S.A. E.S.P. para ejecutar el plan de contingencia por la avenida torrencial de Mocoa.

Como resultado de la gestión y el alto compromiso de la gerencia y su equipo de trabajo, por la recuperación de la capacidad instalada en el desarrollo del propósito organizacional, la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. Ha superado progresivamente las adversidades causadas por el evento natural catastrófico del año 2017, antes mencionado continuando con su fortalecimiento mediante el cumplimiento del Plan Estratégico Corporativo 2015-2019: GE-PL-01 Versión 02, superando diferentes amenazas como son:

- Materialización de avenida torrencial en la madrugada del 1 de abril de 2017 en el municipio de Mocoa, generado por las cabeceras del río Mulato, Sangoyaco y las quebradas Taruca y Taruquita, preliminarmente se concluye que el evento natural fluvio-torrencial se presentó por el flujo de lodos y con un volumen considerable de material vegetal, conocido también como avenidas torrenciales.
- Defraudación de fluidos en los cinco (5) municipios de cobertura en el departamento del Putumayo y Cauca; para lo cual se establecieron acciones de control para la recuperación de energía dejada de facturar.
- Crisis del sector hidrocarburos, con la caída del precio internacional del petróleo, afecta el mercado no regulado, reduciendo su demanda de energía eléctrica como son Gran Tierra Colombia, Ecopetrol S.A., Amerisur Exploración Colombia, entre otros, en razón al cierre o disminución de sus operaciones.

CAPÍTULO CUATRO

AVENIDA TORRENCIAL

La empresa de Energía del Putumayo S.A E.S.P. Y la emergencia económica y social tras la avenida torrencial de Mocoa.

“

HAY DEMASIADOS POSTES Y CABLES EN EL SUELO, CREEMOS QUE PARA QUE VUELVA LA ENERGÍA SE VA A DEMORAR MUCHO, PORQUE SE VE QUE LAS REDES SUFRIERON MUCHOS DAÑOS”.

”

ÉLVER MONJE.

La infraestructura de la Empresa de Energía del Putumayo, fue drástica e inesperadamente afectada por la tragedia ocurrida en la madrugada del primero de abril de 2017. La gravedad de los daños causados por la avenida torrencial sobre la Subestación Junín y las redes de distribución

de energía, perturbaron el normal funcionamiento en la prestación del servicio.

Quedaron sin el fluido eléctrico los municipios de Mocoa, Villagarzón y Puerto Guzmán en el Medio Putumayo y Puerto Asís, Orito, La Hormiga, San Miguel y Puerto Cai-

cedo en el Bajo Putumayo. Además los municipios de Piamonte, Santa Rosa y San Juan de Villalobos en el departamento del Cauca. Se estima en 70.000 usuarios los afectados en la prestación del servicio de energía y atendidos por la Empresa de Energía del Putumayo y la Empresa de Energía del Bajo Putumayo.

La afectación física y colectiva, permite afirmar que la Empresa de Energía del Putumayo, cumple las condiciones para ser considerada DAMNIFICADA por efectos del evento trágico ocurrido en el municipio de Mocoa.

La pérdida de 1.512 usuarios por afectación grave de sus predios y las posteriores medidas preventivas implementadas por las autoridades de planeación en expansión urbana, alteraron el crecimiento normal del mercado regulado y la demanda eléctrica atendida.

Comercialmente, fueron 10 días los que no se prestó el servicio a los usuarios del mercado de la E.E.P. S.A. E.S.P. La pérdida definitiva de usuarios y la disminución del índice de crecimiento en la cobertura del mercado se estima en \$1.491.390.954.

El liderazgo y la inmediata reacción del señor gerente, ingeniero Jhon Gabriel Molina Acosta, la solidaridad y sentido de pertenencia de los trabajadores, convirtieron a la empresa en PROTAGONISTA FUNDAMENTAL en la reconstrucción de

Mocoa, al restablecer en tiempo récord el servicio de energía eléctrica. Los beneficios del restablecimiento del servicio, no fueron exclusivos para la población del municipio de Mocoa, es necesario dimensionar como la empresa es la PRINCIPAL PARTÍCIPE en la re activación económica y social en el Medio y Bajo Putumayo y parte de la Bota Caucana. Fueron 10 días en los que el estado colombiano respondió parcialmente por la carencia del servicio únicamente en el municipio de Mocoa. 10 días que las empresas petroleras que explotan en Putumayo, se vieron afectadas por la ausencia del servicio. 10 días de baja actividad comercial e industrial en el Putumayo. 10 noches de oscuridad y temor en la población afectada. El estado dejó de percibir impuestos correspondientes solo a 10 días, pero lo más significativo es que no debieron enfrentar crisis económica, social y ambiental en todo el departamento. Se atendieron miles de dificultades, nacieron nuevas metas, son necesarios ajustes en la planeación y organización pero el futuro de la empresa es prometedor. La meta de consolidación como la mejor empresa del departamento está más cercana. Somos energía que avanza.



Imagen 4 . Imagen aérea Subestación Junin 29 de marzo de 2017



Imagen 5. Imagen aérea Subestación Junin 1 de abril de 2017.

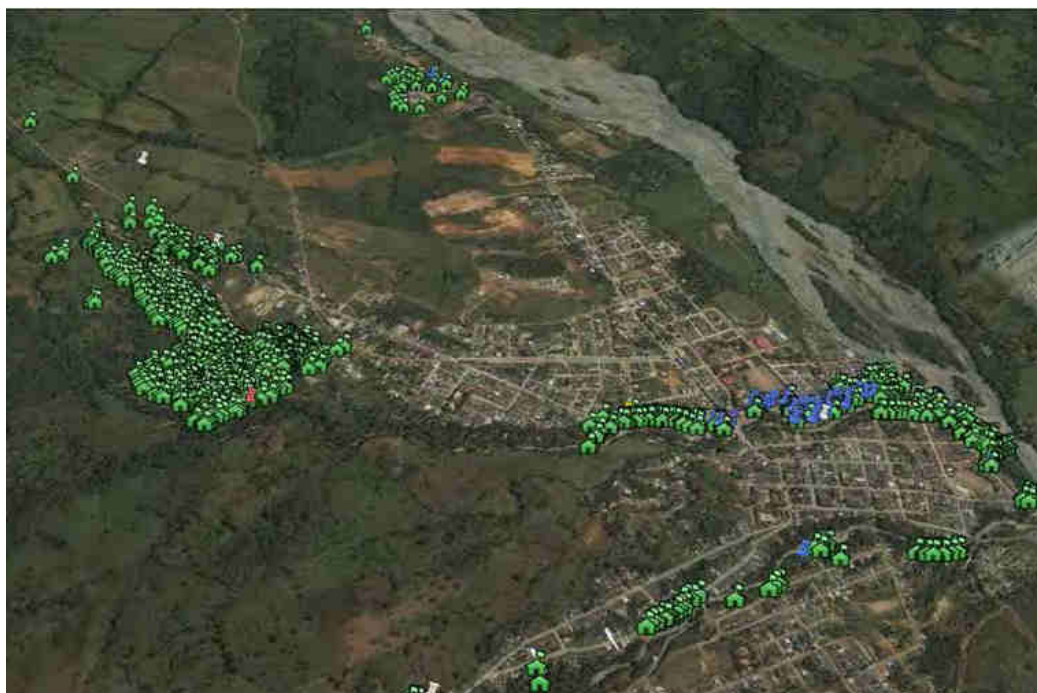
IMPACTO SOBRE EL NEGOCIO DE COMERCIALIZACIÓN DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P POR LA AVENIDA TORRENCIAL EN MOCOCA.

Para liquidar el ciclo de facturación correspondiente al mes de marzo de 2017, el Área Comercial de la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. Realizó la actividad de toma de lecturas entre los días de 26 a 29 de marzo de 2017. Se registraron 15.640 lecturas de medidores correspondientes a usuarios ubicados en 76 barrios del casco urbano y 41 veredas del municipio de Mocoa.

La madrugada del 1° de abril, Mocoa fue arrasada por la avenida torrencial causada principalmente por las quebradas La Taruca, Taruquita y El Conejo, el desbordamiento de los ríos Sangoyaco, Mulato y El Pepino. Para dimensionar el impacto del desastre y a manera de censo, se realizó nueva toma de lecturas a la totalidad de usuarios de Mocoa, que permitió determinar los efectos en

la cobertura y la demanda atendida. El resultado más aterrador fue encontrar que 1.512 usuarios perdieron sus predios o sus inmuebles inhabitables. Lo indeterminado, es la cantidad de usuarios afectados en 23 barrios y veredas de la zona del desastre, que a pesar de contar con las condiciones técnicas de acceso al servicio se vieron obligados a desalojar sus viviendas.

UBICACIÓN DE USUARIOS PERDIDOS POR AVENIDA TORRENCIAL



- Usuarios residenciales
- Usuarios comerciales
- Usuarios industriales
- Usuarios oficiales

Imagen 6. Zona de desastre avenida torrencial de Mocoa 2017.

	BARRIO / VEREDA	USUARIOS CON SERVICIO A 30 DE MARZO DE 2017	USUARIOS CON AFECTACIÓN PARA LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO	% DE AFECTACIÓN DEL BARRIO O VEREDA
1	Nueva Floresta	186	186	100,00%
2	Los Laureles	31	31	100,00%
3	Jordancito	26	26	100,00%
4	San Miguel	20	20	100,00%
5	Nuevo Horizonte	338	332	98,22%
6	San Fernando	167	153	91,62%
7	Bolívar	196	175	89,29%
8	Plaza de Mercado	8	7	87,50%
9	Los Pinos	180	129	71,67%
10	El Progreso	268	120	44,78%
11	La Independencia	217	89	41,01%
12	San Agustín	344	140	40,70%
13	El Carmen	98	28	28,57%
14	Los Chiparos	93	11	11,83%
15	17 De Julio	170	12	7,06%
16	Miraflores	238	14	5,88%
17	José Homero	553	27	4,88%
18	Condominio Norte	64	1	1,56%
19	La Reserva	266	4	1,50%
20	Pablo VI	407	4	0,98%
21	Vda San Antonio	146	1	0,68%
22	Villa del Norte	191	1	0,52%
23	Vda Villa Nueva	422	1	0,24%
	TOTAL	4.629	1.512	33%

Tabla 13. Zona de desastre avenida torrencial de Mocoa. Año 2017



Imagen 7. Los daños causados sobre la subestación Junin afectaron los equipos eléctricos de potencia y los equipos de control y protecciones.



Imagen 8. Activos o equipos eléctricos de potencia que permitían el transporte de energía eléctrica.



Imagen 9. Bodega y cuarto de control de la subestación Junin totalmente destruidos.



Imagen 10. Los equipos de control y protecciones ubicados en el cuarto de control permitían la operatividad de los activos del patio.

DEMANDA NO ATENDIDA, SUBSIDIOS NO OTORGADOS Y CONTRIBUCIONES NO APLICADAS A LOS USUARIOS AFECTADOS

Teniendo en cuenta el tipo de servicio contratado y la demanda promedio de cada usuario, se proyecta el impacto negativo sobre la demanda, subsidios y contribuciones causados por el desastre en el negocio de comercialización de la E.E.P. S.A. E.S.P. Para el año 2017.

CU * CONSUMO = VALOR DE LA DEMANDA NO ATENDIDA POR TIPO DE SERVICIO

TIPO DE SERVICIO	USUARIOS	DEMANDA MENSUAL PROMEDIO (KWH)	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Comercial	179	29.462	15.731.385	15.687.034	15.504.492	15.832.533	16.170.472	15.955.283	15.386.963	15.422.144	15.798.394	141.488.700
Estrato 1	1.210	105.294	56.222.266	56.063.760	55.411.378	56.583.758	57.791.517	57.022.454	54.991.340	55.117.073	56.461.749	505.665.295
Estrato 2	112	13.827	7.382.997	7.362.182	7.276.513	7.430.467	7.589.068	7.488.076	7.221.354	7.237.865	7.414.445	66.402.967
Estrato 3	3	127	67.812	67.621	66.834	68.248	69.705	68.777	66.328	66.479	68.101	609.905
Industrial	4	692	369.497	368.455	364.168	371.873	379.810	374.756	361.407	362.234	371.071	3.323.271
Oficial	4	926	494.442	493.048	487.311	497.622	508.243	501.480	483.617	484.723	496.549	4.447.035
TOTAL	1.512	150.328	80.268.399	80.042.100	79.110.696	80.784.501	82.508.815	81.410.826	78.511.009	78.690.518	80.610.309	721.937.173

Tabla 14. Valor de la demanda no atendida usuarios afectados. Año 2017



TARIFA * CONSUMO = VALORES DEJADOS DE FACTURAR POR TIPO DE SERVICIO

TIPO DE SERVICIO	USUARIOS	DEMANDA MENSUAL PROMEDIO (KWH)	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Comercial	179	29.462	18.877.661	18.824.440	18.605.391	18.999.039	19.404.566	19.146.339	18.464.355	18.506.572	18.958.072	169.786.437
Estrato 1	1.210	105.294	3.608.468	3.598.295	3.556.424	3.631.670	3.709.186	3.659.826	27.102.403	27.114.414	27.243.354	103.224.041
Estrato 2	112	13.827	1.303.384	1.299.710	1.284.586	1.311.765	1.339.764	1.321.935	4.679.713	4.683.197	4.720.528	21.944.581
Estrato 3	3	127	0	0	0	0	0	0	57.092	57.211	58.590	172.893
Industrial	4	692	369.497	368.455	364.168	371.873	379.810	374.756	361.407	362.234	371.071	3.323.270
Oficial	4	926	494.442	493.048	487.311	497.622	508.243	501.480	483.617	484.723	496.549	4.447.035
TOTALES	1.512	150.328	24.653.454	24.583.949	24.297.879	24.811.968	25.341.570	25.004.336	51.148.587	51.208.350	51.848.164	302.898.256

Tabla 15. Valores dejados de facturar a usuarios según tipo de servicio. Año 2017

VALOR DE SUBSIDIO NO OTORGADOS Y CONTRIBUCIONES NO APLICADAS POR TIPO DE SERVICIO

TIPO DE SERVICIO	USUARIOS	DEMANDA MENSUAL PROMEDIO (KWH)	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
Comercial	179	29.462	3.146.276	3.137.406	3.100.899	3.166.506	3.234.094	3.191.056	3.077.392	3.084.428	3.159.678	28.297.737
Estrato 1	1.210	105.294	-52.613.798	-52.465.465	-51.854.954	-52.952.088	-54.082.331	-53.362.628	-27.888.937	-28.002.659	-29.218.395	-402.441.254
Estrato 2	112	13.827	-6.079.613	-6.062.472	-5.991.927	-6.118.702	-6.249.304	-6.166.141	-2.541.641	-2.554.668	-2.693.917	-44.458.386
Estrato 3	3	127	-67.812	-67.621	-66.834	-68.248	-69.705	-68.777	-9.236	-9.268	-9.511	-437.012
Industrial	4	692	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Oficial	4	926	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 16. Subsidios no otorgados y contribuciones no aplicadas. Año 2017



Para observar el impacto en los ingresos de la empresa, el flujo de caja y en general la actividad económica de la empresa se presenta el siguiente resumen:

RESUMEN DEMANDA NO ATENDIDA, SUBSIDIOS NO OTORGADOS Y CONTRIBUCIONES NO APLICADAS POR TIPO DE SERVICIO TIPO DE SERVICIO

BARRIO	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	TOTAL
VR Demanda	80.268.399	80.042.100	79.110.696	80.784.501	82.508.815	81.410.826	78.511.009	78.690.518	80.610.309	721.937.173
Contribuciones	3.146.276	3.137.406	3.100.899	3.166.506	3.234.094	3.191.056	3.077.392	3.084.428	3.159.678	28.297.737
Subsidios	-58.761.222	-58.595.558	-57.913.715	-59.139.039	-60.401.340	-59.597.546	-30.439.815	-30.566.596	-31.921.822	-447.336.653
VR Facturado a Usuarios	24.653.453	24.583.948	24.297.880	24.811.969	25.341.570	25.004.336	51.148.587	51.208.351	51.848.165	302.898.258

Tabla 17. Resumen demanda no atendida, subsidios no otorgados y contribuciones no aplicadas a usuarios afectados. Año 2017

- La demanda no atendida por los usuarios afectados se estima en 1.803.936 kWh causando un menor ingreso para la empresa en \$721.937.173.
- El recaudo esperado de esta demanda debió corresponder a los siguientes movimientos.
- El Impacto directo sobre el flujo de caja se estima en \$ 331.195.995, correspondientes a las contribuciones no aplicadas y los valores no facturados a los usuarios afectados.
- Se dejó de percibir ingresos por el concepto de subsidios no otorgados por valor total de \$447.336.653.

CARTERA A 31 DE MARZO DE 2017 DE LOS USUARIOS AFECTADOS

- | | |
|---|---------------------------------------|
| • Valor facturado y no cancelado a 31 de marzo de 2017: | • Total de cartera usuarios afectados |
| \$39.677.000 | \$44.611.710 |
| • Valor de crédito en cuotas futuras de difícil cobro | |
| \$4.934.710 | |



Imagen 11. Desde el momento de la emergencia se despliega un plan de contingencia liderado por el gerente de la E.E.P. S.A E.S.P. Jhon Gabriel Molina.



Imagen 12. Varios kilómetros de redes eléctricas destruidas y el efecto dominó que afectó postes de barrios aledaños al desastre.



Imagen 13. Personal de la E.E.P. S.A. E.S.P. trabaja en la remoción de escombros para reconstrucción de redes.



Imagen 14. Se trabaja contrareloj para establecer las medidas inmediatas que permitan el restablecimiento del servicio de energía eléctrica.



Imagen 15. Se toman desiciones conjuntas con el ministerio de Minas y Energía y la Dirección Nacional de Energía, apoya Gran Tierra Energy Colombia.

DEMANDA NO ATENDIDA HASTA EL RESTABLECIMIENTO DEL SERVICIO EN LA TOTALIDAD DEL MERCADO DE LA E.E.P.S.A. E.S.P

Tabla 18. Demanda no atendida en kWh y \$ hasta el restablecimiento del sistema. Año 2017

SERVICIO	DEMANDA NO ATENDIDA (Kwh)	VALOR DE LA DEMANDA NO ATENDIDA (\$)
COMERCIAL	278.694	146.449.712
INDUSTRIAL	21.965	11.050.882
OFICIAL	158.624	80.130.399
PROVISIONAL	4.485	2.390.367
ESTRATO 1	546.674	290.917.755
ESTRATO 2	187.798	100.116.682
ESTRATO 3	34.702	18.516.095
TOTAL	1.232.942	649.571.892

VALOR DEJADO DE FACTURAR HASTA EL DÍA DEL RESTABLECIMIENTO DEL SISTEMA
\$649.571.892

IMPACTO EN EL CRECIMIENTO NATURAL DE LA COBERTURA POR EFECTO DEL DESASTRE.

EL IMPACTO NEGATIVO POR LA AFECTACIÓN DEL CRECIMIENTO DEL MERCADO ESTIMADO EN \$119.881.889

MES	DÉFICIT CRECIMIENTO USUARIOS	VR. SUSCRIPCIÓN Y REGISTRO MATRÍCULA MONOFÁSICO (\$)	CU (\$/ KWH)	DEMANDA NO ATENDIDA (KWH)	DEMANDA NO ATENDIDA (\$)	IMPACTO COBERTURA AFECTADA	
		\$ 73.000	\$ 96.000				
Abril	95	\$ 6.935.000	\$ 9.120.000	526,8477	\$ 16.245	\$ 8.558.641	\$ 24.613.641
Mayo	145	\$ 10.585.000	\$ 13.920.000	525,2798	\$ 16.530	\$ 8.682.876	\$ 33.187.876
Junio	68	\$ 4.964.000	\$ 6.528.000	517,8349	\$ 7.956	\$ 4.119.895	\$ 15.611.895
Julio	60	\$ 4.380.000	\$ 5.760.000	529,2088	\$ 6.840	\$ 3.619.788	\$ 13.759.788
Agosto	46	\$ 3.358.000	\$ 4.416.000	541,2824	\$ 5.520	\$ 2.987.879	\$ 10.761.879
Septiembre	10	\$ 730.000	\$ 960.000	532,7545	\$ 1.220	\$ 649.960	\$ 2.339.960
Octubre	15	\$ 1.095.000	\$ 1.440.000	514,2819	\$ 1.815	\$ 933.422	\$ 3.468.422
Noviembre	15	\$ 1.095.000	\$ 1.440.000	515,3958	\$ 1.890	\$ 974.098	\$ 3.509.098
Diciembre	54	\$ 3.942.000	\$ 5.184.000	527,4510	\$ 6.642	\$ 3.503.330	\$ 12.629.330
TOTAL	508	\$ 37.084.000	\$ 48.768.000		\$ 64.658	\$ 34.029.889	\$ 119.881.889

Tabla 19. Impacto económico por afectación del índice de crecimiento. Año 2017

CONSOLIDACIÓN DEL IMPACTO NEGATIVO SOBRE EL NEGOCIO DE COMERCIALIZACIÓN DE LA E.E.P. S.A. E.S.P CAUSADO POR LA AVENIDA TORRENCIAL DE MOCOA

VALOR DE LA DEMANDA NO ATENDIDA USUARIOS AFECTADOS	\$ 721.937.173
VALOR DE LA DEMANDA NO ATENDIDA HASTA EL RESTABLECIMIENTO DEL SERVICIO	\$ 649.571.892
IMPACTO NEGATIVO EN EL ÍNDICE DE CRECIMIENTO DE COBERTURA	\$ 119.881.889
VALOR TOTAL DEL IMPACTO NEGATIVO ESTIMADO	\$ 1.491.390.954

Tabla 20. Consolidación Impacto económico negativo en el negocio de comercialización. E.E.P. S.A. E.S.P. Año 2017

PÉRDIDA DE EQUIPOS SUBESTACIÓN JUNÍN

La Empresa de Energía del Putumayo en su rol de operador de Red, administra y opera la Subestación de Potencia 230/115/34.5/13.2 kW, para transportar y distribuir la energía eléctrica a todo el departamento del Putumayo. Esta se encontraba operativa desde el año 1997, mediante la conexión al Sistema de Transmisión Regional (STR) por la línea Jamondino - Mocoa en 115 kW. A partir de ese momento, se ha realizado modernización y expansión de conexión al STN con el fin de mejorar las condiciones operativas

del transporte de energía. Antes del evento se tenían dos líneas en 230 kW provenientes de: Jamondino Nariño y Altamira Huila que conectaba al sistema de Empresa de Energía de Bogotá (EEB), seguido de los activos pertenecientes a Empresa de Energía del Putumayo, mostrados en el diagrama unifilar.



Imagen 16. Subestación de Junín antes de la avalancha.



Imagen 17. La aplicación del sistema de gestión de la seguridad y salud en el trabajo durante las maniobras permiten avanzar sin accidentes durante el plan de contingencia.



Imagen 18. Se instaló plantas eléctricas en zonas comerciales, albergues e instituciones prioritarias para la atención de la emergencia.

DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACIÓN JUNÍN Y ELEMENTOS AFECTADOS

Gráfica 14. El diagrama indica los elementos afectados por la avalancha.

BOOT
COMODATO

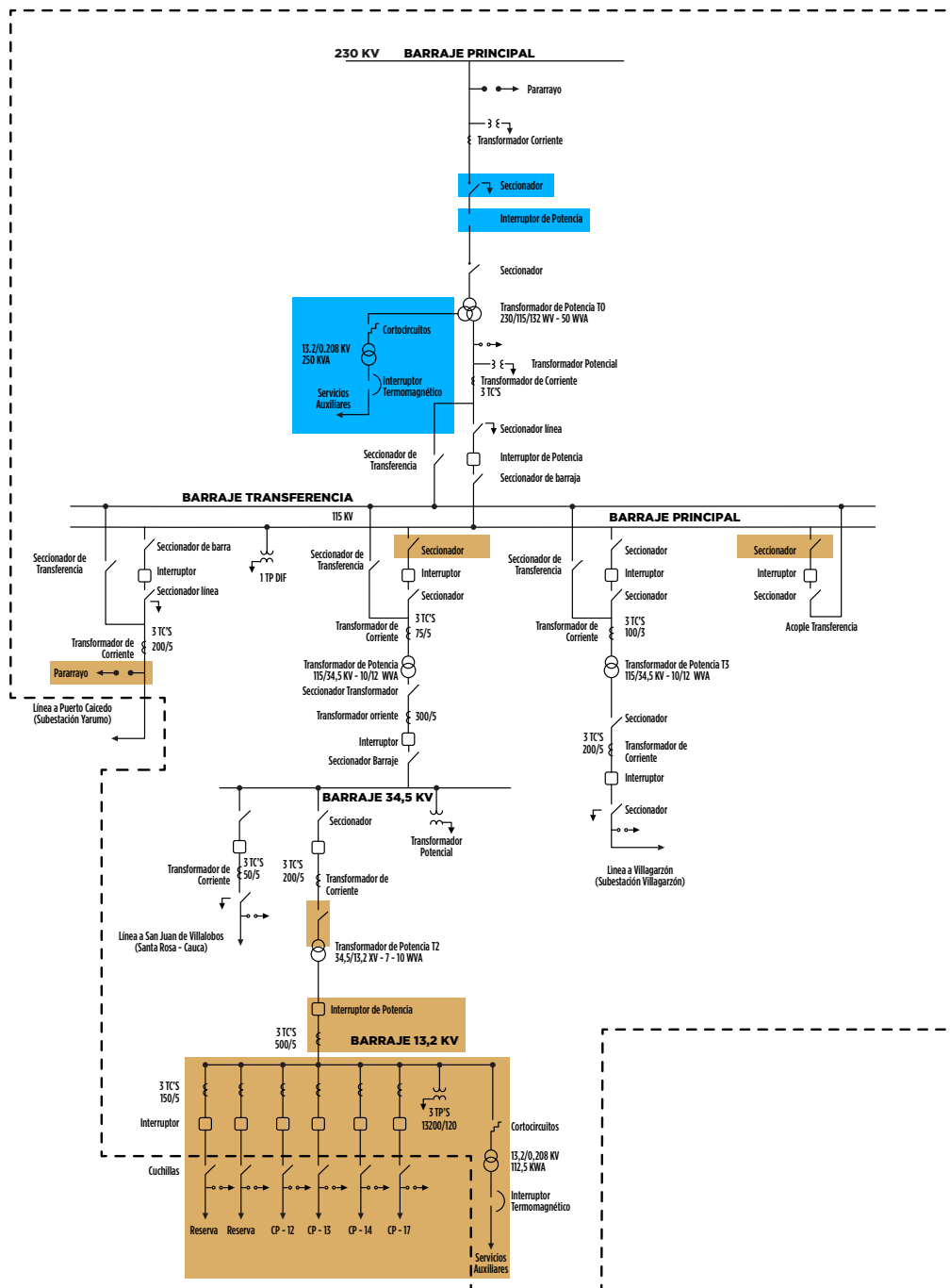




Imagen 19. Topografía sobre el terreno destinado a la instalación de una subestación móvil para suplir el servicio de energía eléctrica en corto plazo.



Imagen 20. Para aminorar el impacto en la población por falta de comunicaciones, se dispuso varios puntos gratuitos de recarga de celulares y tablets.



Imagen 21. Después del tercer día de ocurrido el desastre se notan los avances inmediatos en la reconstrucción de redes.



La avenida fluvio-torrencial afectó gran parte de las redes del SDL en los niveles de tensión 3, 2 y 1 del municipio de Mocoa. El siguiente cuadro resume la infraestructura afectada con los respectivos valores establecidos regulatoriamente en el Capítulo 5 de la Resolución CREG 097 de 2008.

REDES DE DISTRIBUCIÓN

ITEM	EQUIPO AFECTADO	UNIDADES	CANTIDAD	VALOR POR EQUIPO AFECTADO (A DIC 2007)	VALOR TOTAL (DIC 2007)	%PIÉRDIDA
1	km Línea Urbana-Circuito Sencillo-Poste Concreto D-N3-2 34.5kV	km	1,73	\$83.222.060,37	\$143.974.164,44	100%
2	km Línea Urbana-Poste concreto-Vano Tipo 1-3 Hilos (3Fases)-Conductor D-N2-2 13,2kV	km	8,60	\$58.771.044,61	\$505.254.670,50	100%
3	Estructura de Apoyo 8 mts	Und	274,00	\$450.324,74	\$123.388.978,46	100%
4	Conductor Desnudo Aluminio 2/0	km	35,27	\$3.350.420,81	\$118.182.743,56	100%
5	Transformador 1F_10kVA	Und	4,00	\$3.934.493,59	\$15.737.974,35	100%
6	Transformador 3F_30kVA	Und	2,00	\$4.416.940,60	\$8.833.881,20	100%
7	Transformador 1F_15kVA	Und	1,00	\$4.928.125,57	\$4.928.125,57	100%
8	Transformador 3F_75kVA	Und	1,00	\$5.907.385,96	\$5.907.385,96	100%
9	Transformador 1F_37,5kVA	Und	3,00	\$8.240.228,69	\$24.720.686,07	100%
10	Transformador 1F_25kVA	Und	3,00	\$6.137.996,51	\$18.413.989,52	100%
11	Transformador 3F_45kVA	Und	1,00	\$7.196.712,62	\$7.196.712,62	100%
TOTAL					\$976.539.312,25	

Tabla 19. Unidades constructivas redes de distribución.

De igual manera, se enumeran a continuación los equipos irrecuperables no eléctricos y eléctricos, que se encontraban en bodega y subestación en general. Los ítems con valor son establecidos de acuerdo a la resolución CREG 097 de 2008, mientras que los demás no se relacionan a Unidades Constructivas y el valor debe asociarse al precio comercial. La pérdida suma aproximadamente mil cuatrocientos millones de pesos a diciembre de 2007.



Imagen 22. Visita de reconocimiento a la Subestación Junín realizada por el Ministerio de Minas y Energía.



Imagen 23. Maquinaria y gran cantidad de personal fue requerido para las excavaciones y la conformación del terraplén para instalar la subestación móvil.



Imagen 24. Zona adyacente a Subestación Junín totalmente cubierta por rocas lodo en proceso de asentamiento.

Evidentemente como se observará en el panel fotográfico, los equipos fueron totalmente inundados y alterados de su posición natural, los cuales se consideran como elementos irrecuperables. Principalmente los equipos de comunicaciones, control y protecciones tuvieron la mayor afectación por ubicarse al nivel de piso. El ingreso de lodo, piedra y troncos al cuarto de control dañaron por completo los siguientes elementos: UC N5S10; UC N2S20; UC N2S10; UC N2S12; UC N2S9; Tableros de Control, medida y protección: Pto. Caicedo 115 kW, Direccional Barras 115 kW, Trafo3 115 kW, Trafo3 34.5 kW, Trafo2 34.5 kW, Trafo 2 13.2kW; Concentrador de señales RTU; Equipos de Medida: SIEMENS 9610; Gateway de Comunicaciones, Interfaz de Usuario IHM, Enlace de Fibra Óptica, Equipos de Adquisición de Datos, Sistema de Control de la sede.

Físicamente los equipos de patio se encontraban en buenas condiciones, sin embargo para descartar la posibilidad de presentarse afecta-



Imagen 25. Se hizo necesaria la apertura y despeje de vías de acceso para el transporte de los módulos de la subestación móvil.

ciones, fue necesario la realización de las pruebas eléctricas de aislamiento y factor de potencia. Los resultados de los equipos probados en su mayoría dieron satisfactorios. A excepción de los siguientes que sí resultaron dañados por completo, ya que fueron golpeados por grandes rocas en la bahía de 230kW, junto con los módulos de cableado de cada Unidad Constructiva: Interruptores monopoles 230 kW, Seccionadores Tripolares 230 kW, UC N2L59; Seccionador Tripolar de 34.5 kW; Cable de control y fuerza de las UC: N3S1, N3S2, N4S2, N4S7, N4S17, N5S4 y N5S8; Descargadores de Sobretensiones 115kW; Transformadores de potencia 34.5kW.

Las Unidades Constructivas de Obra Civil como son los Módulos Común: N5S7, N3S36, N4S44 y la Casa de Control Nivel de Tensión 4, tuvieron afectación total por la inundación y destrucción plena de los patios 230 kW, 115 kW, 34,5 kW y 13,2 kW e infraestructura no eléctrica.



Imagen 26. Gerente de la E.E.P. S.A.E.S.P. Jhon Gabriel Molina A. Expone al Presidente de la república Juan Manuel Santos el plan diseñado para poner en funcionamiento la subestación móvil en Mocoa.

INFORME DE REPERCUSIONES DE LA AVENIDA TORRENCIAL

Entre los días 31 de marzo y 01 de abril de 2017, se presentó un evento sin precedentes en la capital del Putumayo, una avenida torrencial que impactó todos los escalones, social, económico, político y servicios públicos, entre ellos, el servicio de energía eléctrica que fue uno de los servicios perjudicados, debido a que se afectó la subestación principal que abastece de energía eléctrica a todo el departamento del Putumayo.

El primer paso para plantear soluciones a las afectaciones presentadas fue identificar plenamente los activos dañados y después de un recorrido se detectó que los daños se presentaron tanto en el Sistema de Transmisión Regional, como en el Sistema de Distribución Local, de la siguiente manera:



Imagen 27. Vista general Subestación de Junín después de la avenida torrencial.



Imagen 28. Vista aérea de la zona de afectación principal por la avenida torrencial.

DAÑOS EN SUBESTACIÓN:

- Bahía de conexión al STN (Interrupción y seccionadores asociados).
- Descargadores de sobre tensión de bahía de línea 115 kW.
- Sistema de servicios auxiliares de conexión al STN.
- Sistema de protección y control
- Celdas de 13,8 kW.

DAÑOS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN:

- 18.6 kilómetros de red de media tensión.
- Se perdieron 274 postes y 35.270 metros de cable de baja tensión.
- 7 transformadores de distribución.

Se puede apreciar que a pesar de que los daños en la infraestructura de la subestación Junín (Mocoa), son relativamente significativos en cuanto a daño de equipos. La subestación quedó totalmente indisponible, porque fue afectada en toda su extensión.

Después de tener identificados los activos que salieron de servicio debido a la avenida torrencial, se procedió a realizar las inversiones y gestiones necesarias con el objetivo de restablecer el servicio de energía eléctrica en el departamento del Putumayo y se describen a continuación:

ITEM	ACTIVIDADES	UNIDAD	CANT.	V/UNT	V/TOTAL
1	Remoción de redes y estructuras afectadas por la avalancha	km	15	\$1.666.000	\$24.990.000
2	Construcción de redes en baja tensión	Km	20,2	\$28.200.000	\$569.640.000
3	Construcción de redes en media tensión 13,2 kv	km	10,1	\$31.500.000	\$318.150.000
4	Construcción de redes en media tensión 34,5 kv	km	4	\$108.052.500	\$432.210.000
5	Alquiler de Camionetas (4)	Días	12	\$1.000.000	\$12.000.000
6	Servicio de grúa	días	30	\$58.000.000	\$58.000.000
7	Adecuación de la parte eléctrica subestación móvil	Global	1		\$0
8	Adecuación de la parte eléctrica subestación Junín	Global	1		\$0
9	Indemnización predio Subestación móvil	Año	3	\$22.500.000	\$67.500.000
10	Adecuación de terreno Subestación móvil (incluye pago de maquinaria amarilla y volquetas)	mt2	2500	\$40.800	\$102.000.000
11	Construcción de vía de acceso en plataforma	ml	104	\$702.000	\$73.008.000
12	Obras civiles complementarias (Redes de manejo aguas lluvias, señalización e iluminación)	Global	1	\$79.992.000	\$79.992.000
13	Alimentación del personal E.E.P. S.A. E.S.P. Para 12 Días	Personas	180	\$162.000	\$29.160.000
14	Hospedaje de 12 días	Personas	30	\$360.000	\$10.800.000
15	Hidratación para 12 días	Personas	180	\$42.000	\$7.560.000
16	Transporte de la ciudad Cali a Mocoa de un transformador móvil de 20 MVA	Und	1	\$0	\$0
17	Bahía Móvil de 115 kv	Und	1	\$0	\$0
18	Shelter Puerto Asís Mocoa	Und	1	\$0	\$0
19	Reconectores (2 de 35 kv y 115 kv)	Und	3	\$0	\$0
20	Transporte Interruptor de 115 kv Barranquilla - Mocoa	Und	1	\$0	\$0
21	Gastos de Traslado Equipos móviles EEBP (Ida y regreso)	Und	2	\$14.000.000	\$28.000.000
22	Ubicación de equipos móviles en plataforma	Und	4	\$0	\$0
23	Pruebas de Equipos individuales de protecciones y control	Und	3	\$0	\$0
24	Conexión de equipos móviles en potencia y control	Und	3	\$0	\$0
25	Instalación de torre de emergencia	Und	1	\$0	\$0
26	Instalación By pass	Und	1		
27	Pruebas de conjunto de protecciones y control	Und	1		
28	Conversión de la línea Altamira de 230 kv a 115 kv	Und	1	\$0	\$0
29	Coordinación de protecciones de 115 kv en Altamira	Global	1	\$0	\$0
30	Registro de fronteras comerciales	Und	3	\$0	\$0
				TOTAL	\$1.813.010.000,00

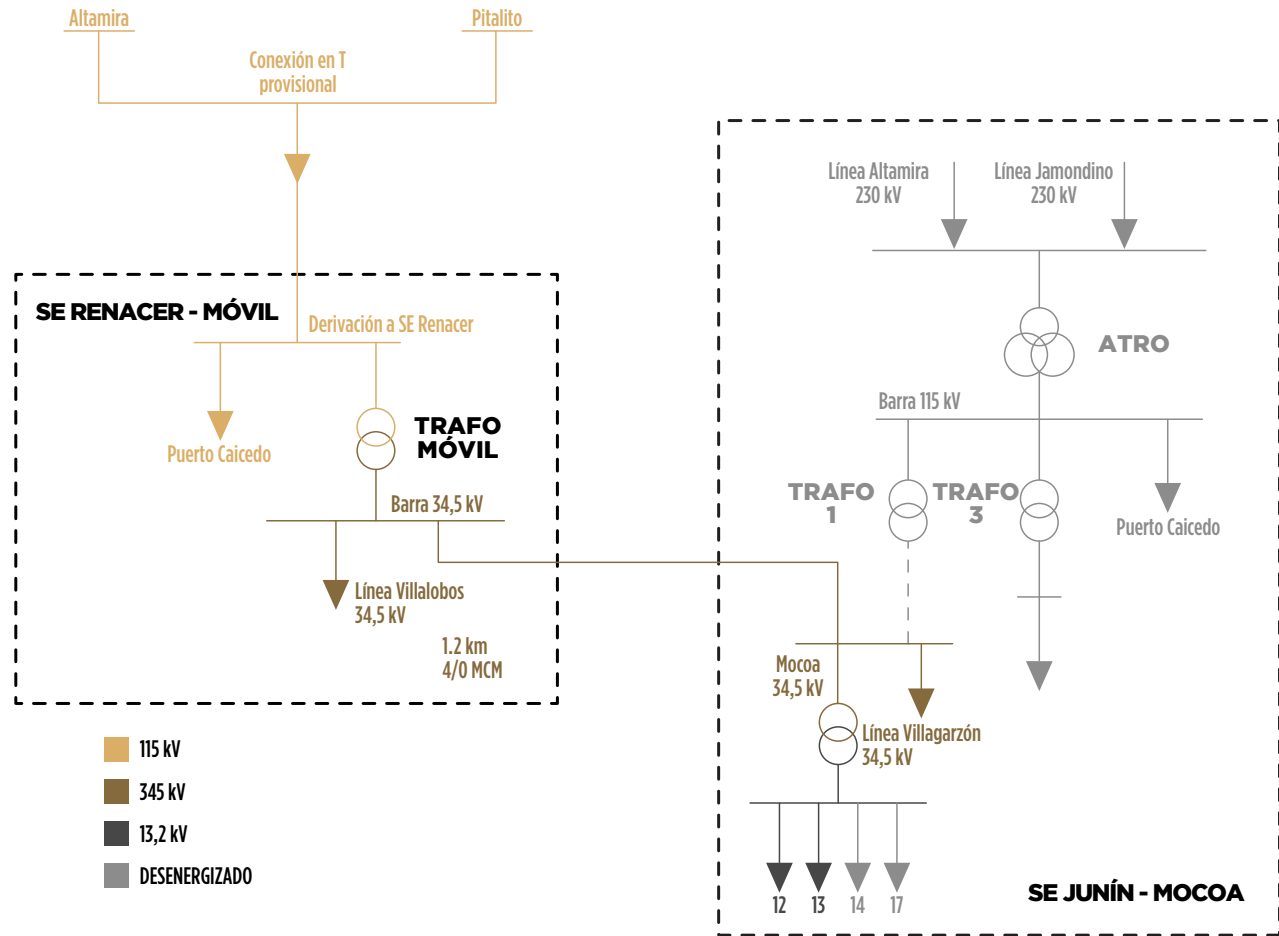
Tabla 21.



Si bien se puede apreciar que hay actividades que no tienen valor monetario, si requirieron de gestiones y el trabajo incansable del personal de la empresa.

A continuación, se muestra un diagrama unifilar que ilustra cómo quedó conectado el sistema eléctrico después de ocurrida la avenida torrencial y haber recuperado el servicio.

DIAGRAMA UNIFILAR DESPUÉS DEL 31 DE MARZO DEL 2017



Haber recuperado el servicio de energía eléctrica en 8 días para el bajo Putumayo y en 11 días todo el sistema, ha sido un hito reconocido por todas las entidades del sector como son: el Ministerio de Minas y Energía, la Unidad de Planeación Minero Energética, la Comisión de Regulación de Energía y Gas, Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, XM expertos en Mercados, Centro Nacional de Despacho y Consejo Nacional de Operación. Logro que se acometió debido a la integración y esfuerzos de diferentes agentes que trabajaron de la mano e incansablemente durante ese periodo como: Grupo de Energía de Bogotá, ElectroHuila, Celsia, ISA Intercolombia, Empresa de Energía del Bajo Putumayo, Cedenar, Gran Tierra y todo el personal administrativo y técnico de la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.

Inicialmente, después de haber valorado los daños y conformar una mesa técnica de ingeniería, se planteaba recuperar el servicio de energía eléctrica en 90 días aproximadamente, debido a la gravedad de las afectaciones, sin embargo la Empresa de Energía del Putumayo, comprometida y consciente que el servicio de energía eléctrica es un servicio básico esencial para la comunidad, desarrolló un nuevo plan de trabajo que permitiera la energización

en un tiempo mucho menor al estimado inicialmente y consistía en la utilización de equipos móviles, que desde ese mismo momento se comenzaron a gestionar, debido a que no son activos comunes con los que cuenta una empresa de energía. Una vez ubicados los equipos móviles se procedió a poner en marcha un plan que duró 11 días de trabajo continuo e incansable, en los cuales se realizaron las siguientes actividades:

1. LOCALIZACIÓN DEL TERRENO PARA UBICACIÓN DE LA SUBESTACIÓN MÓVIL.



Gracias a la colaboración del Ejército nacional y Gran Tierra Energy, se pudieron realizar dos sobrevuelos sobre la zona afectada y posibles opciones para la ubicación de la subestación móvil. De dichos sobrevuelos se evaluaron 3 opciones:

- La opción 3 ubicada en el sector de las Toldas.
- La opción 2 ubicada en el sector de Pueblo Viejo.
- La opción 1, que fue finalmente el sitio escogido, fue evaluado por geólogos y geo-tecnistas de Gran Tierra Energy, desde el punto de vista geográfico y por parte de la empresa desde el punto de vista eléctrico y fue el terreno que mejor beneficios prestaba y que se podía ejecutar en el menor tiempo posible.

2. CONSECUCCIÓN DE PERMISOS AMBIENTALES PARA ADELANTAR OBRAS DE CONSTRUCCIÓN SUBESTACIÓN MÓVIL Y SU DEBIDA INTERCONEXIÓN.

Debido a que se tuvieron que hacer ciertas talas para poder ampliar las vías de acceso de las camabajas que compondrían la subestación móvil, así como para interconectar

las líneas de distribución de energía eléctrica que saldrían de la subestación y que adicionalmente se requería transportar y depositar material de relleno y conformación para la construcción del terraplén, se contó con apoyo de Corpoamazonía para agilizar el trámite y consecución de los permisos ambientales necesarios, todo lo anterior generando el menor impacto posible sobre el medio ambiente.

3. CONFORMACIÓN DE MESA SECTORIAL ENTRE LOS AGENTES AFECTADOS POR LA AVENIDA TORRENCIAL Y ENTIDADES DEL SECTOR RELEVANTES (GRUPO DE ENERGÍA DE BOGOTÁ, UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA, MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA Y EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO).

La avenida torrencial afectó la operatividad de la Empresa de Energía del Putumayo en todo sentido, debido a que no solo se requería restablecer el servicio de energía eléctrica, sino que después de lograr este cometido se tendría que

planear a corto, mediano y largo plazo el proceder de las inversiones de la empresa con el objetivo de garantizar su sostenibilidad. Fue tal el impacto sobre la planeación de la empresa que prácticamente todo el presupuesto del 2017, fue destinado a la recuperación y estabilización del servicio en el municipio de Mocoa y en general del departamento.

4. TOPOGRAFÍA, EXCAVACIONES Y CONFORMACIÓN DE TERRAPLÉN PARA SUBESTACIÓN MÓVIL.

El primer paso después de haber identificado el terreno ideal para la subestación móvil fue realizar una topografía del terreno para contar con un modelo digital que permitiera hacer una correcta distribución de espacios de acuerdo a las dimensiones de las bahías móviles que se instalarían.

A pesar de que las bahías de maniobra móvil están pensadas para instalarse en un terreno provisional, si se hizo necesario para garantizar su integridad, realizar un terraplén con las condiciones mínimas de segu-

ridad tanto para los equipos como para los operadores, por lo tanto se dio nivel a un área de aproximadamente 50m x 50m, que garantice que ante esfuerzos mecánicos provocados por corrientes de cortocircuito y/o vibraciones por operación de los equipos, éstos permanezcan fijos en su posición.

Se utilizó material de relleno y compactación para darle al terraplén la capacidad portante necesaria para soportar los elevados pesos de los equipos móviles, como por ejemplo el transformador móvil con un peso de 40 toneladas.

Adicionalmente se instaló un sistema de puesta a tierra que proteja igualmente a los equipos y personas que transiten en la subestación, ante las descargas eléctricas sobre los equipos.



Imagen 29.



Imagen 30.

Parte del sistema a puesta a tierra utilizado, consiste en una malla de cobre conformada en forma de cuadrícula construida con soldadura exotérmica que garantiza una conexión sólida.



5. SUPERVISIÓN DE ADECUACIONES DE VÍAS DE ACCESO PARA CAMAS BAJAS CON SUBESTACIÓN MÓVIL.

Debido a que las dimensiones de la vía, así como su capacidad portante no eran las adecuadas para el paso de transporte pesado ni de grandes dimensiones, se requirió de su adecuación, haciendo mejoramiento de suelos, ampliación del radio de las curvas y despeje de árboles aledaños.



Imagen 31, 32 y 33

6. POSICIONAMIENTO DE BAHÍAS DE MANIOBRA Y MONTAJE DE SUBESTACIÓN MÓVIL.

De acuerdo a su configuración y características, se realizó su ubicación con el objetivo de facilitar su conexión y garantizar la mayor simplicidad, así como las distancias de seguridad del personal de operación y mantenimiento.



7. PRUEBAS A TRANSFORMADOR 34,5 KW DE SUBESTACIÓN JUNÍN PARA INTERCONEXIÓN CON SUBESTACIÓN MÓVIL.

Debido a que después de hacer una revisión a las características del

transformador móvil que iba a ser prestado por CELSIA, se encontró que, si bien era un transformador trifásico tridevanado, no podía tener las dos salidas por el lado de baja activas al mismo tiempo, por lo cual se hizo necesario realizar transformación de tensión de 34,5 kW a 13,2 kW para poder dar servicio de energía eléctrica en el municipio de Mocoa, lo que se logró usando el transformador 2 de la subestación Junín, sin embargo antes de usarlo se realizaron pruebas para descartar que durante la avenida torrencial haya sufrido daños.

8. REVISIÓN DE TRAZADO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN NUEVAS PARA REPLAZO DE REDES AFECTADAS POR LA AVENIDA TORRENCIAL.

Una vez definido el lugar de ubicación de la nueva subestación se hizo necesario, plantear como interconectarla con las líneas existentes y reparar las redes afectadas, para poder dar una solución integral a los daños y poder restablecer el servicio de energía eléctrica.

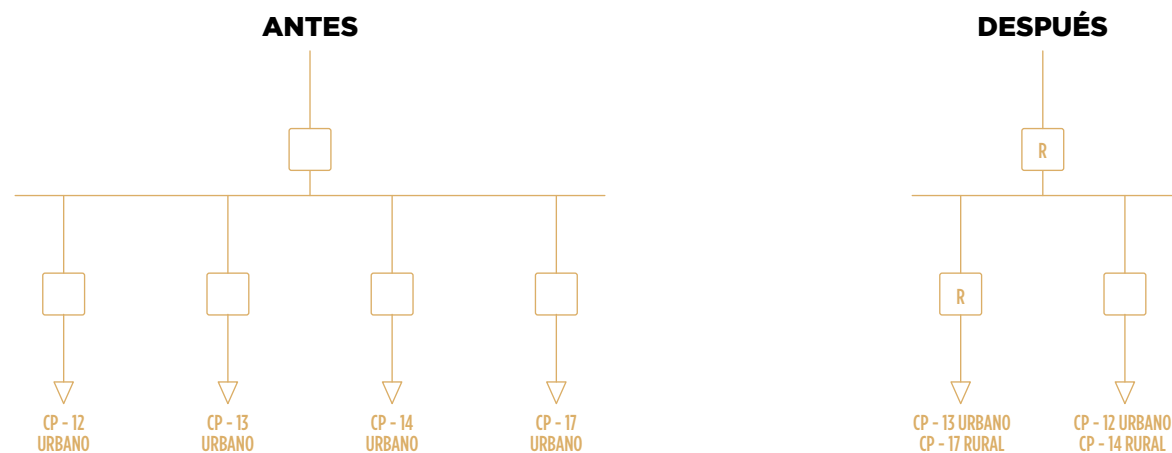
Es importante mencionar que dentro de las consideraciones de ubicación del terreno para la subestación móvil, se tuvo en cuenta que hubie-

ra cercanía de líneas de distribución y transmisión en todos los niveles de tensión, así las cosas, se aprovechó que la línea 34,5 kW Mocoa – Villalobos pasaba a 400 metros de la ubicación de la subestación móvil por lo que se construyó el tramo de línea faltante y así poder llegar a la subestación Junín para energizar el transformador 34,5/13,2 kW para la energización de Mocoa, así como usar el barraje 34,5 kW para alimentar la línea 34,5 kW Mocoa – Villagarzón.

Además se reconstruyeron los circuitos de distribución afectados, sin embargo debido a la gravedad de los daños en el afloramiento de los circuitos que salían de la subestación Junín y a la limitación de equipos de protección, se requirió reemplazar los 4 circuitos antes existentes en Mocoa, por solamente 2 circuitos de distribución, lo que posteriormente se reflejó en un deterioro en los índices de calidad.

Se observa como a partir del mes de abril, los indicadores de calidad DES que indica el número de minutos que el circuito está en falla y el FES que indica cuantas fallas se han presentado, aumenta considerablemente, inclusive muy por encima

del promedio del 2016. Lo anterior se debe a que después de la avenida torrencial, se alimentó un circuito rural desde un circuito urbano, y evidentemente tiene más fallas debido a que recorre zonas de alta vegetación.



CIRCUITO	ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL		MAYO		PROM 2016	
	FES	DES	FES	DES	FES	DES	FES	DES	FES	DES	FES	DES
CP12	0	0	1	18	1	18	12	237	16	208	1	90
CP13	0	0	0	0	0	0	12	237	16	208	1	16
CP14	7	398	2	129	2	129	12	237	16	208	1	32
CP17	0	0	0	0	0	0	12	237	16	208	3	26
TOTAL MES	7	398	3	147	3	147	48	948	64	832	6	163

Tabla 22.

Imagen 34. Trabajo articulado con la Empresa de Energía de Bogotá permitió que en 8 días se restableciera el servicio para 4 municipios del bajo Putumayo.



9. RETIRO DE REDES AFECTADAS QUE CONSTITUÍAN PELIGRO PARA INFRAESTRUCTURA Y TRANSEÚNTES.

Mucha de la infraestructura afectada no se colapsó por completo, sino que quedó en condiciones de riesgo, por lo tanto se procedió a dismantelar las redes que estuvieran en ésta condición para garantizar la seguridad de la ciudadanía y el personal de la empresa.

10. RECONSTRUCCIÓN DE REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN.

Todas las redes de distribución de los barrios Nuevo Horizonte, San Miguel y demás localidades del sector fueron destruidas prácticamente en su totalidad, sin embargo no se restablecieron debido a que todo el sector fue declarado zona de riesgo. Pero también hubo redes afectadas a lo largo y ancho de la cabecera municipal de Mocoa, como por ejemplo en los siguientes barrios:

- El Carmen
- Los Pinos
- Quinta Paredes
- El Progreso

- Esmeralda
- San Fernando
- Naranjito
- Av 17 de Julio
- Entrada a Pueblo Viejo

Que se tuvieron que reparar para poder dar servicio a todos nuestros usuarios, nuevamente respetando las zonas de riesgo. En total se utilizaron 1.415 millones de pesos para reconstruir las redes de distribución afectadas, inversión que en un 94% fue asumida por la empresa.

11. GESTIÓN ANTE DIFERENTES ENTIDADES PARA PRÉSTAMO DE GENERADORES DISTRIBUIDOS.

La Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P, desde un inicio estuvo preocupada por devolver a los hogares del municipio de Mocoa, algo de tranquilidad en un momento tan trágico como los días subsiguientes a la avenida torrencial, por lo tanto con el objetivo de dar servicio de energía eléctrica lo más pronto posible y a localidades con prioridad como refugios, se procedió a realizar montaje de generadores eléctricos, que proveyeron iluminación en momentos de oscuridad y diferentes puntos de carga de equipos móviles



Imagen 35. Durante la emergencia se perdieron 274 postes que necesitaron ser repuestos rápidamente para extender redes eléctricas.



Imagen 36. El compromiso de técnicos, linieros e ingenieros de la EEP fue indispensable; los únicos descansos se tomaban para la alimentación e hidratación del personal.



Imagen 37. Es necesario reconstruir 34 kilómetros de redes de media y baja tensión.

como teléfonos, celulares y tablets, para brindar comunicaciones y que la gente pudiera dar un parte de tranquilidad a sus familiares.

Se realizó el montaje de 6 generadores en los siguientes puntos:

- La Esmeralda
- Av. Colombia
- Zona comercial centro
- Las Américas
- Ciudad Jardín
- Cuarto frío, Medicina Legal

12. RESTABLECIMIENTO DE ENERGÍA EN EL BAJO PUTUMAYO.

En el octavo día después de la avenida torrencial se logró la energización del Bajo Putumayo, debido a que anteriormente se identificó que se podría restablecer sin hacer mayores inversiones y/o restablecimientos en la subestación Junín, adicionalmente como la línea desde Altamira se energizaría a 115 kW, debido a las características del transformador móvil, sería una solución viable hasta lograr el montaje de la subestación móvil. Para lograr este cometido se tuvieron que trasladar algunas conexiones de los barrajes de 230 kW y 115 kW, que haría que la subestación Junín quede en Bypass desde Altamira.

13. RESTABLECIMIENTO DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Después de estas actividades y 11 días de trabajo continuo e incansable, se logró el restablecimiento del 99% del sistema de distribución de energía eléctrica de la empresa, en cuanto a cobertura, debido a que en cuanto a infraestructura no se restablecieron ciertos puntos porque fueron sectores que debido a estar ubicados en zona de riesgo o por falta de tiempo y equipos se dejaron para restablecer posteriormente, es el caso de por ejemplo las redes de San Miguel o San Fernando así como la configuración de circuitos de distribución pasando de 4 circuitos a solamente 2 circuitos.

Este último día de actividades se terminaron de construir las redes de distribución que interconectaban la subestación móvil con la subestación Junín y los transformadores de distribución con la subestación Junín, así mismo se realizaron pruebas a equipos de la bahía de línea Mocoa hacia Villalobos, que para el momento del restablecimiento del servicio, serviría como una bahía de entrada a la barra 34,5 kW de la subestación, sin embargo después de algunas horas de pruebas se determinó que estaban en mal estado, lo que obligó a la empresa a retirar los

equipos y realizar el conexionado sin éstos, haciendo las adaptaciones necesarias para garantizar la seguridad del SDL.

Una vez recuperado el servicio de energía eléctrica dando a la población un ápice de esperanza y sentimiento de bienestar en medio de la tragedia, la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P se propuso continuar con un plan de acción en el cual se plantearon las siguientes fases a corto, mediano y largo plazo.



FASES	DESCRIPCIÓN	PLAZO	INICIO	FINAL	PRESUPUESTO
1	Restablecimiento inmediato del servicio mediante equipos móviles.	10 días	02/04/2017	11/04/2017	\$2.000.000.000
2	Recuperación de la subestación Junín para devolución de equipos móviles.	12 meses	01/05/2017	31/05/2017	\$7.000.000.000
3	Construcción de una nueva subestación después de hacer todas las evaluaciones de riesgo e ingeniería requeridas.	2 años	01/05/2017	30/04/2019	\$35.000.000.000

En el cuadro anterior se puede apreciar que la Fase I anteriormente descrita tuvo un costo aproximado de \$2.000.000.000 de pesos, muy ajustado a los gastos reales.

La segunda fase, aún está en ejecución y para lograr la viabilidad financiera de la empresa en un mediano y largo plazo, se plantearon las fases II y III, del cuadro anterior, sin embargo para poder ejecutar dichas fases sin que representen pérdidas financieras se tuvo que adelantar una gestión de vital importancia y fue la modificación de la regulación CREG 097 de 2008, en la cual se establece que ante catástrofes naturales que afecten activos en el STR o en el STN, se tendrá un periodo de gracia de 6 meses en los cuales no se hará ningún tipo de descuento por la indisponibilidad de los activos afectados, sin embargo, después del sexto mes, se descontará un sexto de los ingresos aumentando un sexto por cada mes que transcurre, es decir que para el mes número trece, se dejarán de percibir ingresos por di-

chos activos. Respecto a lo anterior la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. Realizó acercamientos con la CREG y en una reunión llevada a cabo en la ciudad de Bogotá en instalaciones de la CREG el día 17 de mayo de 2017. Se logró mostrar que evidentemente la regulación no estaba preparada para un evento de las magnitudes de la avenida torrencial del 31 de marzo de 2017, motivo por el cual después de una revisión de un proyecto de resolución a la cual la Empresa de Energía del Putumayo y Grupo de Energía de Bogotá emitieron comentarios, se logró la modificación de la resolución CREG 097 de 2008, mediante la resolución CREG 141 de 2017.

Entre las modificaciones solicitadas mediante comentarios se logró que los descuentos por indisponibilidad de activos afectados por eventos de fuerza mayor, pasaran de 12 meses a 36 meses, es decir que con el nuevo tiempo solicitado se logró un periodo de gracia de 3 años. Adicionalmente se logró evidenciar la im-

posibilidad de realizar reportes de calidad de la potencia hasta tanto no se restablezca la subestación.

Otro punto importante en las gestiones regulatorias logradas por la empresa, fue una exclusión en los procedimientos de registro y reporte de lecturas de las fronteras comerciales, exclusión que de no haberse llevado a cabo hubiese terminado con la cancelación de dichas fronteras de importación de energía lo que en pocas palabras quiere decir que nos desconectaban del Sistema de Transmisión Nacional y no nos venden energía. Actualmente la empresa cumple con código de medida para sus fronteras comerciales y tiene registradas sus fronteras sin novedad alguna.

Por otro lado se realizó una visita a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios en la cual se evidenció el estado en el cual quedó la empresa después de la avenida torrencial y se solicitó comprensión ante la imposibilidad de realizar re-

portes de eventos desde el centro de control, que desde la avenida torrencial quedó sin supervisión de las subestaciones, así mismo se evidenció que todos los avances para el cumplir los requisitos de la resolución CREG 097 de 2008, para el cumplimiento del esquema de calidad establecido ahí, pasó de un cumplimiento del 90%, de antes de la avenida torrencial a un 76%. Actualmente se envió un cronograma de actividades para nuevamente cumplir con el porcentaje de avance anterior y continuar hasta cumplir con el 100% hasta julio de 2018 y así cumplir automáticamente con la resolución CREG 015 de 2018, en la cual se estableció la nueva metodología de distribución o el nuevo esquema de calidad que remplazará a la resolución CREG 097 de 2008. Los porcentajes de cumplimiento anteriormente nombrados se corroboraron con la contratación de un peritaje externo.

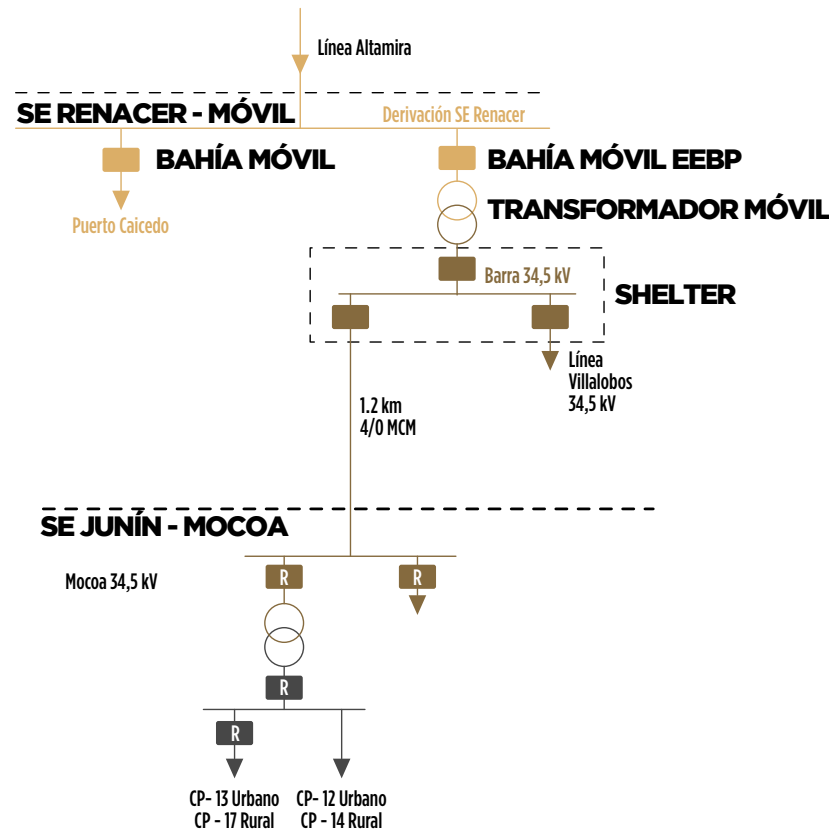
Otra de las gestiones de relevancia fue la solicitud de la modificación



del decreto 0082 de 2017 emitido por la alcaldía municipal de Mocoa, en el cual se prohibía cualquier tipo de construcción o reconstrucción en la zona de afectación 1 de la avenida torrencial, es decir en la subestación Junín, lo que impedía realizar obras de reconstrucción y remoción de escombros. Después de recurrentes reuniones llevadas a cabo, se logró su modificación y junto a la creación del ZODME (botadero de escombros), se pudo desalojar los escombros de la subestación Junín y permitir obras de reconstrucción.

Además de las gestiones regulatorias adelantadas se trabajó en paralelo con obras eléctricas como son, el seccionamiento de la línea Altamira – Mocoa – Puerto Caicedo, debido a que la línea 115 kW hacia Puerto Caicedo, tiene salidas recurrentes en invierno, por lo tanto el 07 de Mayo de 2017, se realizó el montaje y puesta en servicio de la bahía de maniobra móvil 230 kW de propiedad de ISA para segmentar la línea que se dirige hacia el bajo Putumayo, éste interruptor igual-

DIAGRAMA UNIFILAR CON 4 EQUIPOS MÓVILES



Gráfica 15.

mente se instaló en terreno de la subestación Móvil, y para su montaje se contó con el apoyo de Grupo de Energía de Bogotá e ISA Intercolombia.

Una vez realizado el montaje el diagrama unifilar quedó de la siguiente manera:

Debido que, para la Empresa de Energía del Bajo Putumayo, era imperativa la devolución del SHELTER 34,5 kW por compromisos adquiridos con anterioridad con ECOPETROL, se dio prioridad en la adquisición de equipos eléctricos que permitieran reemplazar dicho activo y poder ser liberado a su propietario, es por eso que el día 23 de julio de 2017 se realizó el montaje de un pórtico de re conectadores tipo subestación reducida.



Imagen 38. Pórtico reconectores 34,5 kW – Subestación Móvil

El remplazo del SHELTER por el pórtico de reconectores se aprovechó, para realizar el movimiento del TAP fijo del transformador móvil debido a la variabilidad de las cargas. El aumento de pérdidas de la línea 115 kW que llega a Mocoa y aumento de carga a un solo transformador al pasar a alimentar las cargas de Mocoa, Villagarzón y Puerto Guzmán con dos transformadores a un solo transformador, provocó que se tuvieran problemas con la regulación de tensión en algunos puntos de la red, motivo por el cual se movió la posición del TAP para mejorar esta condición.

La Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P tenía claros los siguientes objetivos:

- Devolución de equipos móviles
- Mejoramiento de Calidad del Servicio.
- Mejoramiento de Calidad de la Potencia.
- Solución económica y a mediano plazo.

Con esos objetivos en mente se planteó la modificación de la Fase II de la siguiente manera:



Imagen 39. Llegada de los módulos de operación y equipos necesarios para la instalación de la subestación móvil.

FASES	DESCRIPCIÓN	DURACIÓN	
FASE 2	Rehabilitación de los equipos primarios de la Subestación Junín (Interruptores, seccionadores, transformadores de potencia, etc.)	<p>Etapa 1: Bahía Línea Puerto Caicedo</p> <p>Etapa 2: Bahía Trafo 3 115kV/34,5 kV Villagarzón/GTEC/Guzmán</p> <p>Etapa 3: Bahía Trafo 1 115kV/34,5 kV Mocoa</p> <p>Etapa 4: Bahía Trafo 0 230 kV/115 kV</p>	6 Meses

Como se observa en el cuadro anterior, se dividió la FASE II en 4 etapas, pero antes de poder continuar se requería conocer el estado real de afectaciones a los equipos de potencia y control de la subestación, motivo por el cual, se realizó la contratación de las pruebas a éstos equipos así:

	FABRICANTE	REFERENCIA DEL EQUIPO	ETIQUETA INGEMA	ESTADO DE LA TARJETA DEL EQUIPO Y FUNCIONAMIENTO DE FUNCIONES ASOCIADAS	OPERACIÓN Y NAVEGACIÓN LOCAL DEL EQUIPO MEDIANTE BOTONES FÍSICOS	DAÑOS FÍSICOS QUE AFECTEN EL EQUIPO	CAMBIO DE EQUIPO DE ACUERDO A: FUNCIONAMIENTO DE LA TARJETA, NAVEGACIÓN LOCAL Y GOLPES RECIBIDOS
		75/62	RELÉ 01	BUENA	PERMITIDA	NINGUNO	NO REQUIERE
		75/62	RELÉ 02	BUENA	PERMITIDA	LEVES EN LA CARCASA	OPCIONAL
		75/62	RELÉ 03	BUENA	PERMITIDA	LEVES EN EL DISPLAY	OPCIONAL
		75/62	RELÉ 04	BUENA	PERMITIDA	NINGUNO	NO REQUIERE
		75/62	RELÉ 05	BUENA	PERMITIDA	NINGUNO	NO REQUIERE
		75/62	RELÉ 06	BUENA	PERMITIDA	NINGUNO	NO REQUIERE
		75/62	RELÉ 07	BUENA	PERMITIDA	NINGUNO	NO REQUIERE
		75/64	RELÉ 08	BUENA	PERMITIDA	LEVES EN EL DISPLAY	OPCIONAL
		75/64	RELÉ 09	BUENA	NO PERMITIDA	NINGUNO	REQUIERE
		75/64	RELÉ 10	BUENA	PERMITIDA	NINGUNO	NO REQUIERE
		75/64	RELÉ 11	BUENA	PERMITIDA	NINGUNO	REQUIERE
		75/64	RELÉ 12	BUENA	PERMITIDA	LEVES EN EL DISPLAY	OPCIONAL
		7UT63	RELÉ 13	BUENA	PERMITIDA	LEVE GOLPE	OPCIONAL
		7UT61	RELÉ 14	BUENA	PERMITIDA	NINGUNO	NO REQUIERE
		RET 650	RELÉ 15	BUENA	NO PERMITIDA	CONSIDERABLE EN LA PARTE FRONTAL, LEVE EN EL DISPLAY	REQUIERE
		REC 650	RELÉ 16	BUENA	NO PERMITIDA	CONSIDERABLE EN LA PARTE FRONTAL, LEVE EN EL DISPLAY	REQUIERE
		75A612	RELÉ 17	BUENA	PERMITIDA	LEVES EN EL DISPLAY	OPCIONAL
		MICOM C264	RELÉ 18	MALA	NO PERMITIDA	FUERTE GOLPE EN LA PARTE FRONTAL	REQUIERE

SIEMENS	6MD66	RELÉ 19	BUENA	NO PERMITIDA	FUERTE GOLPE EN LA PARTE FRONTAL	REQUIERE
SIEMENS	7SS6010	RELÉ 20	MALA	PERMITIDA	NINGUNO	REQUIERE
	7SS6010	RELÉ 21	MALA	PERMITIDA	NINGUNO	REQUIERE
	7SS6010	RELÉ 22	MALA	PERMITIDA	NINGUNO	REQUIERE
SIEMENS	9610	MEDIDOR 1	BUENA	PERMITIDA	FUERTE GOLPE EN EL DISPLAY, VISUALIZACIÓN CASI NULA	REQUIERE
	9610	MEDIDOR 2	BUENA	PERMITIDA	FUERTE GOLPE EN EL DISPLAY, VISUALIZACIÓN CASI NULA	REQUIERE
	9610	MEDIDOR 3	BUENA	PERMITIDA	FUERTE GOLPE EN EL DISPLAY, VISUALIZACIÓN CASI NULA	REQUIERE
	9610	MEDIDOR 4	MALA	NO PERMITIDA	VISUALIZACIÓN CASI NULA, PANTALLA AZUL	REQUIERE

Tabla 23.



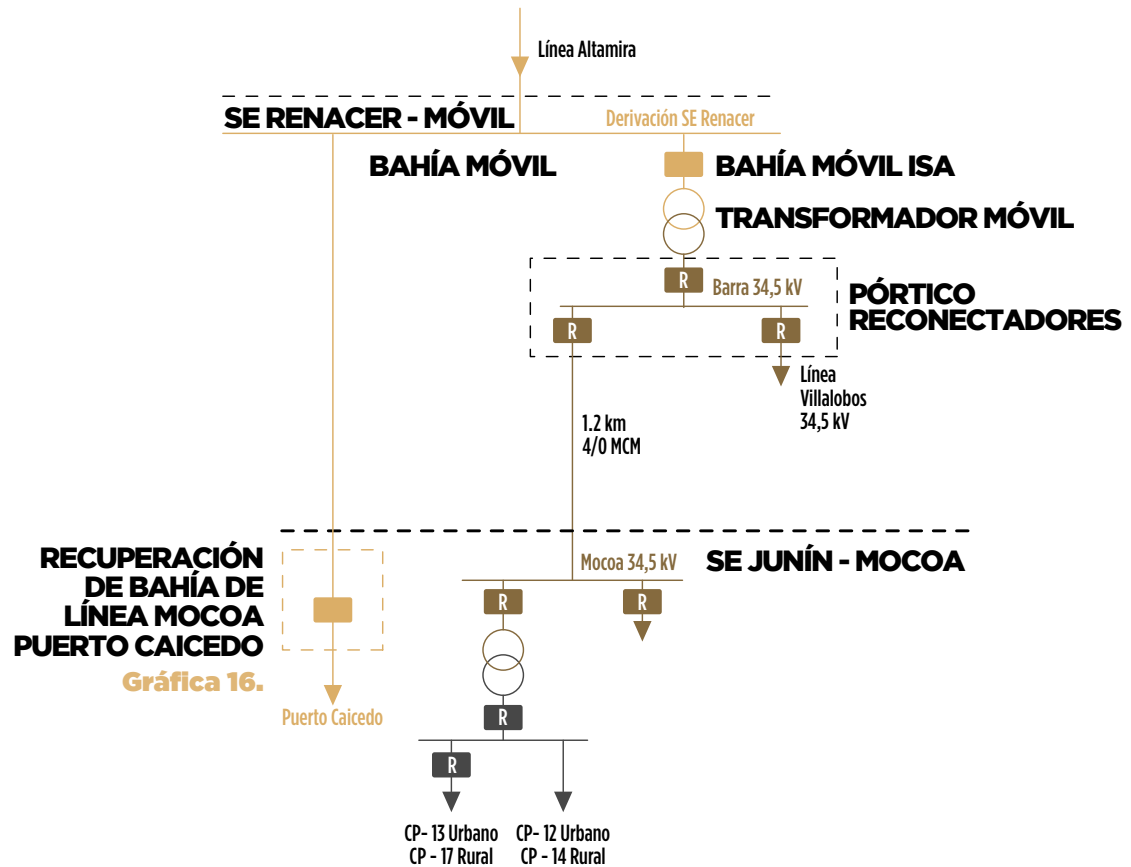
Gráfica 40. CELSIA, ISA, EEBP, EPM, EEB, EPSA, ELECTROCAQUETÁ, ELECTROHUILA, CEDENAR, apoyaron durante la emergencia con personal calificado y equipos.



Los resultados fueron entregados y evaluados por la empresa y se determinó que los equipos de protección y control fueron los que sufrieron mayores afectaciones, así como las celdas de 13,2 kV, sin embargo, los relés se podían recuperar mediante cambios de repuestos y se podrían reutilizar en una posterior reconstrucción. En cuanto a los equipos de potencia solo se encontró pérdida total de un DPS de la bahía de línea 115 kV Mocoa hacia Puerto Caicedo. Una vez conocida esta información se procedió a informar al MME sobre los resultados y se planteó continuar con el plan de reconstrucción de la subestación Junín, pero siempre pensando en que iba a ser una solución provisional, mientras se construye la nueva subestación como solución definitiva.

Actualmente la etapa 1 se ejecutó con éxito, con lo cual el diagrama unifilar original de la subestación móvil quedó de la siguiente manera:

DIAGRAMA UNIFILAR DESPUÉS DE HABER DEVUELTO EQUIPOS DE LA EEBP



Gráfica 16.

Imagen 41. Día 11 de abril es fijado para el restablecimiento del servicio a los municipios del medio Putumayo, un reporte preliminar exponía la necesidad de 3 meses o más.



Imagen 42. Grupo de administrativos y personal no operativo de la E.E.P. S.A. E.S.P. quienes apoyan con hidratación, alimentación y transporte a unos 250 operativos que trabajan en la zona.





Se espera que la etapa 4 se culmine en el mes de julio de 2018, después de lo cual la subestación Junín quedará completamente habilitada.

Se puede apreciar igualmente en el diagrama unifilar anterior que se realizó el montaje de un reconector de 13,2 kW para recuperar e independizar otros circuitos de distribución, además se instaló un reconector adicional a la altura de los Sauces para segmentar fallas rurales y que el caso urbano de Mocoa no se viera afectado por éstas, todo lo anterior con el fin de mejorar la selectividad de las protecciones y mejorar la calidad del servicio.

Finalmente, la empresa ha venido trabajando en la solución definitiva que consiste en la construcción de la subestación nueva, que reemplazará la subestación Junín y cubrirá todas las necesidades de expansión del departamento, así como se planteará de manera que mejore la calidad del servicio. Para tal cometido se tiene planteado el siguiente cronograma de actividades:

ÍTEM	HITO	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDAD	INICIO	FINALIZACIÓN
1	Gestión ambiental	Elaboración de estudios ambientales previos	dic-17	ene-18
2	Gestión ambiental	Estudio de Impacto Ambiental - EIA	feb-18	jul-18
3	Gestión ambiental	Evaluación EIA y licenciamiento	ago-18	nov-18
4	Gestión ambiental	Ejecución del Plan de Manejo Ambiental	dic-18	ene-19
5	Gestión social	Compra del predio	dic-17	may-18
6	Gestión subestación	Estudios civiles previos	ago-18	sep-18
7	Gestión subestación	Diseños de ingeniería conceptual, básica y de detalle y AUI	abr-18	sep-18
8	Gestión subestación	Compra de equipos	ago-18	feb-19
9	Gestión subestación	Obras Civiles	oct-18	mar-19
10	Gestión subestación	Obras Eléctricas	abr-19	abr-20

Tabla 24.

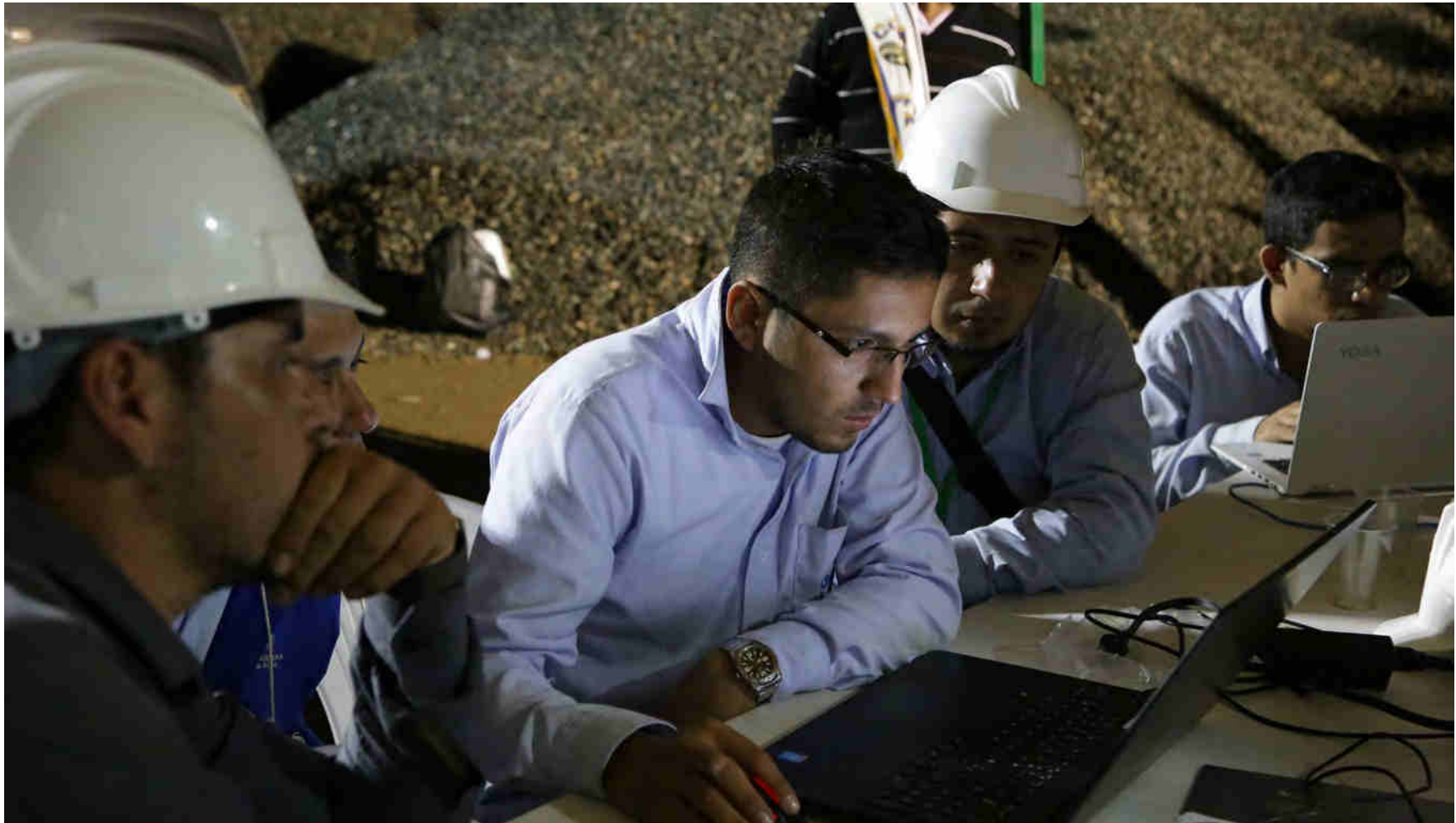


Imagen 43. Configuración del sistema y detalles de programación a pocos minutos de la puesta en servicio de la subestación móvil.

Imagen 44. Subestación móvil operando con normalidad en horas de la noche del martes 11 de abril de 2017.



CAPÍTULO CINCO

GESTIÓN DE NEGOCIO DE COMERCIALIZACIÓN

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

La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, en su calidad de supervisor de las empresas prestadoras del servicio de energía, ejerce vigilancia e inspección a sus diferentes procesos para identificar su situación financiera, administrativa, comercial y tarifaria, entre otros aspectos. La Dirección Técnica de Gestión de Energía de la Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible, en diciembre de 2017 publicó los resultados de la

Evaluación Integral que permiten la identificación de acciones de seguimiento y control por parte de la superintendencia, en procura de la mejora en la prestación del servicio. En lo que compete a la prestación de servicios de la empresa a través de la subgerencia comercial, se extractan los principales resultados obtenidos en la vigencia de junio de 2016 a junio de 2017.

"LOS ANÁLISIS DESARROLLADOS MOSTRARON QUE, DURANTE EL 2016 LA DEMANDA REGULADA DE LA COMPAÑÍA NO ESTABA TOTALMENTE CUBIERTA POR CONTRATOS, CON UNA EXPOSICIÓN A BOLSA EN PROMEDIO DEL 30%. NO OBSTANTE, ESTA SITUACIÓN SE MODIFICÓ A PARTIR DEL 2017, CUANDO LA EXPOSICIÓN A BOLSA DE LA COMPAÑÍA SE REDUJO A CERO, LOGRANDO UNA COBERTURA TOTAL DE LA DEMANDA."

La Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. Contrató el suministro de energía eléctrica para atender la demanda de los usuarios regulados, mediante la modalidad de pague lo demandado con ISAGEN, garantizando así la estabilidad en el componente G (Compra de Energía) que se traslada al usuario a través del Costo Unitario de Prestación del Servicio de Energía Eléctrica. El valor promedio de compra para el año 2017 fue de \$182.46/ kWh y se trasladó al usuario regulado vía tarifa un valor de \$180.47/ kWh.

"SI BIEN A LA FECHA SE ESTÁ REVISANDO LA CAUSALIDAD O RAZONES QUE ARGUMENTA LA EMPRESA PARA LA REALIZACIÓN DE LA FACTURACIÓN A LOS USUARIOS EN ESTAS CONDICIONES, ES PROCEDENTE E IMPORTANTE QUE LA EMPRESA REVISE SUS PROCESOS COMERCIALES Y DE IGUAL MANERA LA REVISIÓN DEL ESTADO DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA INSTALADOS EN SU MERCADO."

La implementación del Código de Medida, se adelanta dentro de las estrategias Comerciales, que busca como principal objetivo la liquidación conforme a los registros de las lecturas de los equipos de medida que cuente la totalidad de los usuarios atendidos por la Empresa. La modernización de los equipos de tomas de lecturas, el control sobre

los protocolos de calibración de los medidores de consumo instalados y el control en la determinación de los consumos mensuales de los usuarios, son las principales acciones que adelanta la Subgerencia Comercial para garantizar la liquidación de los consumos y la satisfacción de los usuarios en la facturación del servicio.

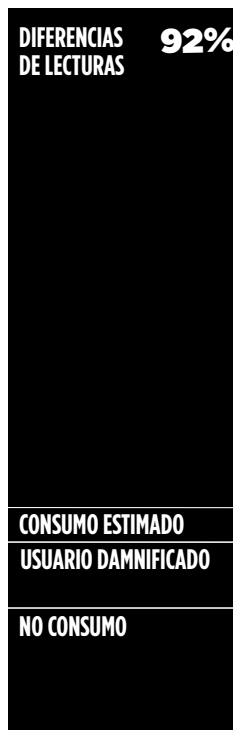
DETERMINACIÓN MENSUAL DEL CONSUMO

AÑO 2017

MES DIFERENCIA CONSUMO USUARIO SIN TOTALES
LECTURAS ESTIMADO DAMNIFICADO CONSUMO

MES	DIFERENCIA LECTURAS	CONSUMO ESTIMADO	USUARIO DAMNIFICADO	SIN CONSUMO	TOTALES
Ene	30.891	587		1.638	33.116
Feb	30.850	717		1.687	33.254
Mar	31.077	561		1.761	33.399
Abr	29.766	461	1.512	1.732	33.471
May	29.795	579	1.344	1.775	33.493
Jun	30.082	569	1.177	1.765	33.593
Jul	30.384	485	1.163	1.670	33.702
Ago	30.491	529	1.133	1.672	33.825
Sep	30.509	511	1.112	1.853	33.985
Oct	30.783	306	1.062	1.990	34.141
Nov	30.969	326	998	1.966	34.259
Dic	31.677	545	951	1.199	34.372

Tabla 25. Procedimiento para la determinación de consumos mensuales de usuarios mercado regulado E.E.P. S.A. E.S.P. Año 2017



Gráfica 17. Procedimiento para la determinación de Consumos Mensuales de Usuarios Mercado Regulado E.E.P. S.A. E.S.P. Año 2017

"DE ACUERDO CON LOS ASPECTOS COMERCIALES ANALIZADOS, EL DESASTRE OCURRIDO EN EL MUNICIPIO DE MOCOYA, NO REFLEJA UNA AFECTACIÓN DIRECTA A LA OPERACIÓN COMERCIAL DE LA EMPRESA, PUES LA EMPRESA CONTABA CON LA COBERTURA PARA LA TOTALIDAD DE SU DEMANDA, SIN EMBARGO, PARA EL MES DE MAYO DE 2017, LOS INGRESOS FUERON AFECTADOS POR LA REDUCCIÓN DE LA DEMANDA PRODUCTO DE LA CATÁSTROFE".

La responsabilidad social de la Empresa y las directrices de Gerencia para atender con principios de solidaridad y colaboración a los usuarios damnificados y afectados por la avenida torrencial de Mocoa, son causas para la disminución del impacto en la operación comercial de la E.E.P .S.A. E.S.P.

"SE ENCONTRÓ QUE LA EMPRESA VIENE APLICANDO DE MANERA CORRECTA LOS CÁLCULOS DE SUBSIDIOS OTORGADOS Y LAS CONTRIBUCIONES FACTURADAS, ASÍ COMO LOS PORCENTAJES DE SUBSIDIOS ESTABLECIDOS EN LA NORMATIVIDAD."

Se presentaron oportunamente los informes y reportes de la Aplicación de los Subsidios del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos - FSSRI, contribuciones y Subsidios del Fondo de Energía Social - FOES a la Dirección Técnica de Energía de MINMINAS y a la Plataforma SUI de la SSPD.

SUBSIDIOS OTORGADOS FSSRI

AÑO 2017

MES	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	TOTAL
Ene	503.844.723	122.803.447	7.675.792	634.323.962
Feb	528.060.430	129.581.933	7.894.048	665.536.411
Mar	470.937.660	118.481.357	7.267.307	596.686.324
Abr	316.243.328	83.944.401	5.119.017	405.306.746
May	472.905.543	118.719.818	7.261.803	598.887.164
Jun	476.135.578	117.908.829	7.417.247	601.461.654
Jul	490.162.116	122.745.138	7.514.220	620.421.474
Ago	541.008.369	136.324.648	8.044.461	685.377.478
Sep	476.060.062	122.405.535	7.413.661	605.879.258
Oct	484.158.006	117.178.477	7.570.139	608.906.622
Nov	499.517.877	120.420.214	7.667.456	627.605.547
Dic	512.541.319	125.499.255	7.815.134	645.855.708
Total	5.771.575.011	1.436.013.052	88.660.285	7.296.248.348

Tabla 26. Subsidios Otorgados FSSRI. Año 2017

SUBSIDIABLES	USUARIOS	PROM. KWH/MES	% MERCADO EEP	% DEMANDA EEP	TOTAL SUBSIDIOS
Estrato 1	24.441	79	71%	46%	5.771.575.011
Estrato 2	5.645	115	17%	16%	1.436.013.052
Estrato 3	1.024	115	3%	3%	88.660.285
TOTAL	31.110		91%	65%	7.296.248.348

Tabla 27. Comportamiento de los usuarios beneficiarios del FSSRI. Año 2017



Imagen 45. Jornada de atención a usuarios subsidiables por avenida torrencial realizada en el Parque General Santander

Las diferencias presentadas por el informe de la Evaluación Integral de la SSPD no excluyen a los usuarios damnificados de la avenida torrencial de Mocoa.

ES IMPORTANTE
RESALTAR QUE EL

91%

DE LOS USUARIOS DE
LA EMPRESA PERTENECE
A LOS ESTRATOS QUE
SON SUBSIDIABLES.



Imagen 46. Socialización de la aplicación de los subsidios temporales de energía para usuarios subsidiables, damnificados por la avenida torrencial del 31 de marzo.

"SE ENCONTRÓ QUE LA EMPRESA VIENE APLICANDO DE MANERA CORRECTA LOS CÁLCULOS DE SUBSIDIOS OTORGADOS Y LAS CONTRIBUCIONES FACTURADAS, ASÍ COMO LOS PORCENTAJES DE SUBSIDIOS ESTABLECIDOS EN LA NORMATIVIDAD."

La Resolución del Ministerio de Minas y Energía Nro. 4 1530 del 28 de diciembre de 2017, en su Artículo Primero, reconoce la suma de \$461.419.079 a la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. Para cubrir el 100% del consumo de subsidencia para los estratos 1, 2 y 3 durante el tiempo especificado por el Artículo 7° de la Resolución 4 0964, correspondiente al pago del subsidio temporal la que hace referencia el Decreto 734 de 2017.

SE BENEFICIARON

1.361

USUARIOS DAMNIFICADOS DEL **ESTRATO 1** BAJO BAJO.

193

USUARIOS DE **ESTRATO 2** BAJO

35

USUARIOS DE **ESTRATO 3** MEDIO BAJO

"EL PORCENTAJE DE CARGUE AL SUI ES DEL 100%"

La Subgerencia Comercial, controla el estricto cumplimiento del cronograma de reporte de información a la Plataforma SUI. Se están implementando planes de mejora para la calidad de información base de los formatos que garantizan un mayor índice en la oportunidad de los reportes.

Imagen 47. Procedimiento para la determinación de Consumos Mensuales de Usuarios Mercado Regulado E.E.P S.A. E.S.P. Año 2017





RESULTADOS DE LA APLICACIÓN DE LOS SUBSIDIOS TEMPORALES PARA MOCOA

El subsidio temporal establecido mediante Decreto 734 de 2017 y entregado a los usuarios damnificados de la avenida torrencial, ocurrida en el municipio de Mocoa el 31 de marzo de 2017, se realizó de conformidad a lo estipulado en la Resolución MinMinas 40964 expedida el 21 de septiembre de 2017, que estableció las condiciones de aplicación, el posterior registro contable, reporte de información al SUI y a MinMinas mediante los formatos comerciales y contables establecidos.

Tabla 28. Consolidado de Subsidios Especiales Mocoa. Año 2017

ESTRATO 1

MES	USUARIOS	VR. DEMANDA (\$)	SUBSIDIO OTORGADO (\$)
Abr	1.361	38.003.121	37.376.786
May	1.365	70.198.787	65.457.998
Jun	1.368	75.159.615	69.896.556
Jul	1.372	73.985.087	69.481.891
Ago	1.374	81.567.805	75.445.544
Sep	1.374	77.839.945	72.671.781
Total	1.374	416.754.361	390.330.555

ESTRATO 2

MES	USUARIOS	VR. DEMANDA (\$)	SUBSIDIO OTORGADO (\$)
Abr	193	6.174.151	6.089.251
May	193	10.543.752	9.863.280
Jun	193	11.745.633	10.712.604
Jul	192	12.032.759	10.847.990
Ago	192	13.169.979	11.711.658
Sep	192	12.473.391	11.166.090
Total	193	66.139.664	60.390.874

ESTRATO 3

MES	USUARIOS	VR. DEMANDA (\$)	SUBSIDIO OTORGADO (\$)
Abr	37	1.075.395	1.075.395
May	37	1.801.278	1.697.451
Jun	38	1.931.864	1.814.510
Jul	38	2.086.375	1.828.466
Ago	38	2.251.424	2.098.841
Sep	38	2.332.997	2.182.988
Total	38	11.479.333	10.697.651
TOTAL	1.605	494.373.358	461.419.079

Se beneficiaron 1.605 usuarios que cumplieron los requisitos exigidos por la Resolución MINMINAS 40964 de 2017.

- Inscrito en el Registro Único de Damnificados de Mocoa - (RUD).
- Usuario Regulado Activo de la E.E.P. S.A. E.S.P. A marzo de 2017 - (NIU).
- Declaración extra juicio ante notario público en la que conste la habitabilidad del afectado en el inmueble al cual se le asignará el subsidio, aplicable únicamente para la ciudad de Mocoa.
- Constancia expedida por la Empresa de Energía del Putumayo en la que conste la habitabilidad del afectado en el inmueble al cual se le asignará el subsidio, aplicable únicamente para la ciudad de Mocoa.

USUARIOS BENEFICIARIOS DEL SUBSIDIO ESPECIAL MOCOA

Año 2017



Gráfica 18.

La Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P, en calidad de comercializador, aplicó el Decreto 734 de 2017, buscando beneficiar al mayor número de usuarios damnificados de la avenida torrencial de Mocoa, otorgando el subsidio a la totalidad del valor hasta el consumo de subsistencia, para los meses de abril a septiembre de 2017.

Participó activamente en la reglamentación del Decreto 734 de 2017, siendo coautora de la Resolución MINMINAS 40964 expedida el 21 de septiembre de 2017, que finalmente permitió aplicar el Subsidio Especial a Mocoa.

La conciliación con la Dirección de Energía del Ministerio fue aprobada por la Resolución Nro. 4 1530 del 28 de diciembre de 2017.

Finalmente, es necesario destacar que fue un significativo esfuerzo financiero el que la Empresa realizó al otorgar este tipo de subsidio, con el objetivo de aportar activamente en la reconstrucción de Mocoa.

SUBSIDIOS DEL FONDO DE ENERGÍA SOCIAL

En el año 2017, se beneficiaron 14.115 usuarios de Estrato I - Bajo Bajo, que residen en Barrios Subnormales - BS o en Áreas Rurales de Menor Desarrollo -ARM D de los municipios de Mocoa, Orito, Villagarzón y Puerto Guzmán.

La normalización de barrios que hasta el año pasado obtenían el servicio de energía eléctrica a través de derivaciones del Sistema de Distribución Local, sin la respectiva aprobación hizo que el número de beneficiarios disminuyera respecto al año 2016

NÚMERO DE BENEFICIARIOS FOES

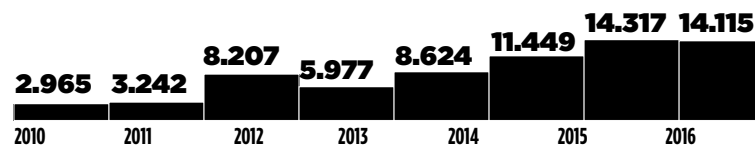
MUNICIPIO	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
MOCOA	810	822	2.553	1.011	3.406	3.931	7.612	7.691
ORITO	923	939	2.488	2.842	2.538	3.468	3.340	3.049
VILLAGARZÓN	544	794	1.777	850	916	2.230	1.414	1.955
PUERTO GUZMÁN	688	687	1.389	1.274	1.764	1.820	1.951	1.420
TOTAL	2.965	3.242	8.207	5.977	8.624	11.449	14.317	14.115

Tabla 29. Relación histórica de beneficiarios FOES por municipio.

Los usuarios residentes en los barrios subnormales o en las áreas de menor desarrollo certificadas por la respectiva autoridad municipal, se benefician del subsidio de \$46/ kWh hasta un consumo de subsistencia de 184 kWh /mes.

RELACIÓN HISTÓRICA DE BENEFICIARIOS SUBSIDIOS FOES

Año 2017



Gráfica 19. Relación histórica de beneficiarios FOES.

Durante el año 2017, MINMINAS reconoció 9.627.775 kWh. consumidos por los 14.115 usuarios residentes en las zonas Especiales beneficiarios del Subsidio FOES por un valor total asignado de \$442.877.650. Cifras que son significativas y que demuestran el compromiso social de la empresa para los usuarios de

menores ingresos.

La Distribución Mensual Promedio correspondiente al año 2017 por tipo de área especial y municipio se presenta en la siguiente tabla y permite dimensionar la importancia de este subsidio que se refleja en un menor valor en las facturas de los usuarios beneficiarios.

MUNICIPIO	ARMD		BS		TOTAL	
	KWH/MES	SUBSIDIO (\$)	KWH/MES	SUBSIDIO (\$)	KWH/MES	SUBSIDIO (\$)
MOCOA	35.658	1.640.272	401.508	18.469.375	437.166	20.109.647
ORITO	14.136	650.265	159.173	7.321.951	173.309	7.972.216
VILLAGARZÓN	9.064	416.946	102.061	4.694.790	111.125	5.111.736
PUERTO GUZMÁN	6.584	302.846	74.131	3.410.026	80.715	3.712.872
TOTAL MENSUAL	65.442	3.010.329	736.873	33.896.142	802.315	36.906.471
TOTAL AÑO 2017	785.304	36.123.948	8.842.476	406.753.704	9.627.780	442.877.650

Tabla 30. Beneficios FOES por tipo, área y municipio. Año 2017

Las Áreas Rurales de Menor Desarrollo - ARMD de los municipios de Mocoa y Villagarzón, no aplican para el beneficio del subsidio FOES puesto que su índice de necesidades básicas insatisfechas es inferior a 54.4%, de conformidad a la regulación vigente.

MUNICIPIO SUBNORMAL	BARRIO SUBNORMAL	ÁREA RURAL DE MENOR DESARROLLO	
		NBI	VEREDAS
MOCOA	64	36,05%	No Aplica
ORITO	25	58,43%	19
VILLAGARZÓN	18	46,47%	No Aplica
PUERTO GUZMÁN	18	100%	32
TOTAL	125		51

Tabla 31. Relación de áreas especiales reconocidas por las respectivas alcaldías municipales. Año 2017

RECUPERACIÓN DE ENERGÍA DEJADA DE FACTURAR.

Una de las políticas de la administración contemplada en los objetivos y las acciones del plan estratégico de cada año es recuperar kWh /mes, que incrementa las ventas de energía de la empresa y se reflejan directamente en el mejoramiento de los estados financieros y utilidades de la empresa.

ACTIVIDADES DESARROLLADAS

Según estudios previos la empresa instaló macro medidores ubicados en sitios estratégicos de los municipios de Mocoa, Orito y Villagarzón, que ha permitido alcanzar resultados relevantes y que continuaremos utilizando para alcanzar las metas del plan de acción al año 2019.

- La Subgerencia Comercial diseñó e implementó actividades que permitieron el alcance de dichos objetivos.
- Focalizar transformadores con mayores pérdidas de energía.
- Re-ubicación de macro medidores con índice de pérdidas bajas. Se analizó y estudió el consumo histórico de los usuarios con me-

didada indirecta y semi indirecta con lo cual se desarrollaron actividades de campo.

- Revisión y reposición de equipos de medida por vencimiento de su vida útil.
- Para matrículas nuevas se empezó a exigir el uso de medidores digitales los cuales son menos propensos a ser adulterados por parte del usuario.
- Revisión de medidores con posibles alteraciones mecánicas o de otro tipo de manipulación que afecte su medida.
- Normalización de usuarios que no estaban registrados en el sistema.
- Revisión y actualización de información de los usuarios de acuerdo a su tipo de servicio (residencial, comercial, industrial y oficial).
- Reducción de los tiempos para usuarios nuevos.

RESULTADOS DEL PLAN DE RECUPERACIÓN DE ENERGÍA

En cumplimiento de las actividades anteriores de tipo administrativas y técnicas en campo, permitieron detectar y normalizar usuarios que presentaban inconsistencias en sus consumos obteniendo los siguientes resultados:

USUARIOS	ENERGÍA RECUPERADA CORTE DICIEMBRE 2017	
	KWH	VALOR
193	1.151.816	691.089.600

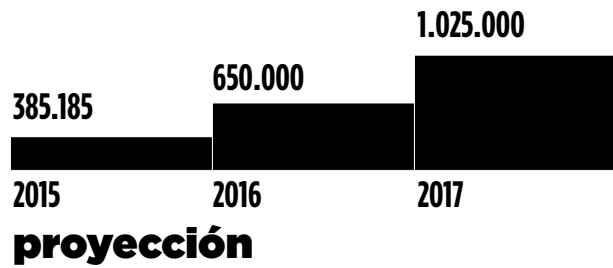
Tabla 8. Consolidada recuperación de energía. Año 2017

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

Tabla 32. Balance general de recuperación de energía acumulado. Año 2017

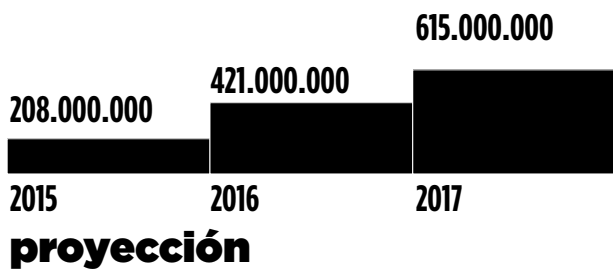


KWH RECUPERADOS

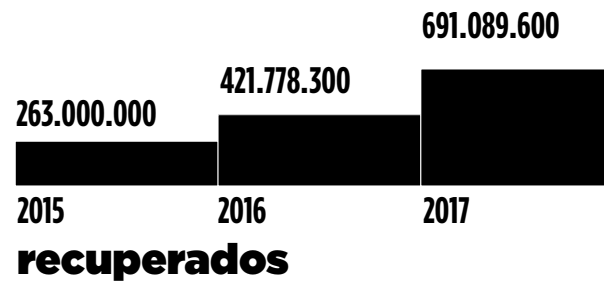
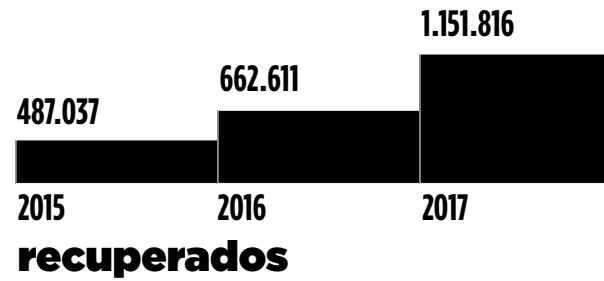


Gráfica 20. Energía recuperada kWh.

VALOR DE LA ENERGÍA RECUPERADA



Gráfica 21. Valor en pesos de la energía recuperada.



Como se puede observar en la Tabla Nro. 32, la Empresa de Energía del Putumayo S.A E.S.P. Año tras año ha estado por encima de las proyecciones que se presentan a principio de año y como se estableció en el plan estratégico a largo plazo.

RESULTADOS DEL PLAN DE RECUPERACIÓN DE ENERGÍA MUNICIPIO DE ORITO

En el año 2015 las pérdidas de energía en el municipio de Orito oscilaban alrededor del 30%, gracias al proyecto de macro medición, en el cual se instalaron 60 macro medidores en los transformadores más significativos del municipio, la instalación de fronteras en cabecera de circuito y su respectivo registro ante XM, las pérdidas de energía en dicho municipio se adelantó en la sub gerencia comercial con el grupo de trabajo actividades mediante cronogramas, visitas personales y confrontación de lecturas de los usuarios amarrados a cada transformador donde se ubicaron los macro medidores, se han reducido considerablemente, como se muestra en la siguiente tabla:

MES	DEMANDA MEDIDOR FRONTERA (KWH/MES)	CONSUMO FACTURADO (KWH/MES)	% DEJADO DE FACTURAR
Septiembre	1.148.878	1.012.145	11,90%
Octubre	1.188.292	1.018.814	14,26%
Noviembre	1.160.862	1.016.583	12,43%
Diciembre	1.203.199	1.012.515	15,85%

Tabla 34. Control de energía municipio de Orito. Año 2017



Imagen 48. Macro medidores instalados en Orito.

SUBSIDIOS OTORGADOS DEL FONDO DE SOLIDARIDAD PARA SUBSIDIOS Y REDISTRIBUCIÓN DE INGRESOS - FSSRI.

El Gobierno Nacional mediante las Leyes 142 de 1994 y 286 de 1996, creó el Fondo de Solidaridad para

Subsidios y Redistribución de Ingresos - FSSRI como un fondo cuenta para administrar y distribuir los recursos asignados del Presupuesto Nacional y del mismo fondo, destinados a cubrir los subsidios del servicio público domiciliario de energía eléctrica a los usuarios de menores ingresos.

El beneficio FSSRI es de carácter monetario, se determina en el momento del cobro de la tarifa en forma de subsidio aplicado a la factura.

El Ministerio de Minas y Energía, la CREG y la SSPD, pautan las reglas, administran y regulan el FSSRI para garantizar que los subsidios otorgados sean aprovechados y aplicados de manera correcta, beneficiando siempre a las comunidades de más bajos recursos o con dificultades para contar con el servicio de energía eléctrica.

TARIFAS APLICADAS A LOS USUARIOS SUBSIDIABLES.

El consumo de energía eléctrica se mide en kilovatios hora, kWh. El valor real del consumo es el resultado de multiplicar el número de kWh consumidos en el mes por el Costo Unitario del servicio - CU. A este valor se le resta el subsidio al que tienen derecho los usuarios de menores ingresos.

La tarifa de usuarios de estrato 1, 2 y 3 es la diferencia del CU y el subsidio.

Tarifa Estrato 1, 2 y 3 =
CU - Subsidio FSSRI

Las tarifas para los usuarios de Estrato 1, 2 y 3 son inferiores al Costo de Prestación del Servicio. Se aplican para consumos hasta el Consumo de Subsistencia - CS. Este es el consumo mínimo que se requiere para cubrir las necesidades básicas.

- **Estrato 1**, hasta el 60% del CU, para consumos \leq CS.
- **Estrato 2**, hasta el 50% del CU, para consumos \leq CS.
- **Estrato 3**, hasta el 15% del CU, para consumos \leq CS.

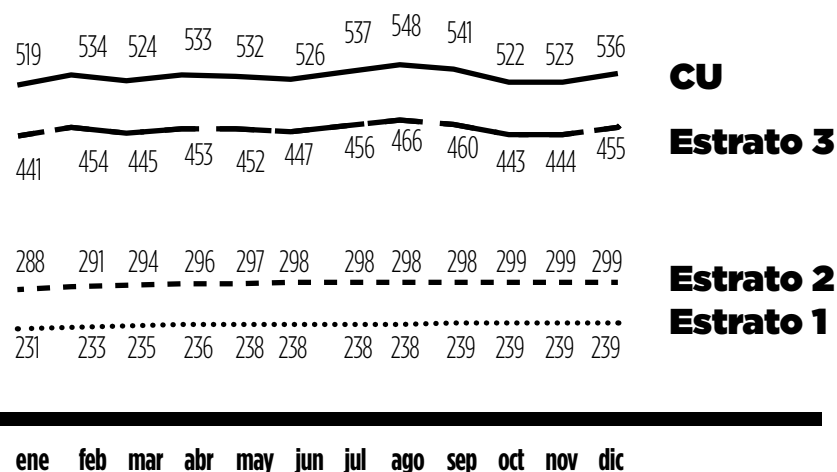
El consumo de subsistencia CS, reconocido para usuarios regulados del Mercado Atendido por la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P, es de 173 KWh-mes. Para Usuarios de estrato 1 residentes en Áreas especiales y beneficiarios del Subsidio FOES, el consumo de subsistencia reconocido es de 184 KWh-mes.

NIVEL DE TENSION 1 - PROPIEDAD E.E.P.

MES	ESTRATO 1 - BAJO BAJO			ESTRATO 2 - BAJO BAJO			ESTRATO 3 - MEDIO BAJO		
	CU NIVEL 1	TARIFA	% SUBSIDIO	CU NIVEL 1	TARIFA	% SUBSIDIO	CU NIVEL 1	TARIFA	% SUBSIDIO
Ene	519,2335	231,1752	55,48%	519,2335	288,9690	44,35%	519,2335	441,3485	15,00%
Feb	534,4289	233,5427	56,30%	534,4289	291,9284	45,38%	534,4289	454,2646	15,00%
Mar	524,5111	235,8915	55,03%	524,5111	294,8643	43,78%	524,5111	445,8344	15,00%
Abr	533,9551	236,9904	55,62%	533,9551	296,2379	44,52%	533,9551	453,8618	15,00%
May	532,4497	238,1131	55,28%	532,4497	297,6412	44,10%	532,4497	452,5823	15,00%
Jun	526,2539	238,6496	54,65%	526,2539	298,3119	43,31%	526,2539	447,3158	15,00%
Jul	537,3882	238,9232	55,54%	537,3882	298,6539	44,42%	537,3882	456,7800	15,00%
Ago	548,8586	238,8010	56,49%	548,8586	298,5011	45,61%	548,8586	466,5298	15,00%
Sep	541,5546	239,1354	55,84%	541,5546	298,9192	44,80%	541,5546	460,3214	15,00%
Oct	522,2647	239,2317	54,19%	522,2647	299,0396	42,74%	522,2647	443,9250	15,00%
Nov	523,4588	239,2717	54,29%	523,4588	299,0896	42,86%	523,4588	444,9400	15,00%
Dic	536,2295	239,7044	55,30%	536,2295	299,6304	44,12%	536,2295	455,7951	15,00%

Tabla 35. CU, tarifas y porcentaje de subsidios por año estratos 1, 2 y 3. Año 2017

CU Y TARIFAS APLICADAS HASTA CONSUMO DE SUBSISTENCIA



Gráfica 22. Tarifa aplicada hasta consumo subsistencia estratos 1, 2 y 3. Año 2017



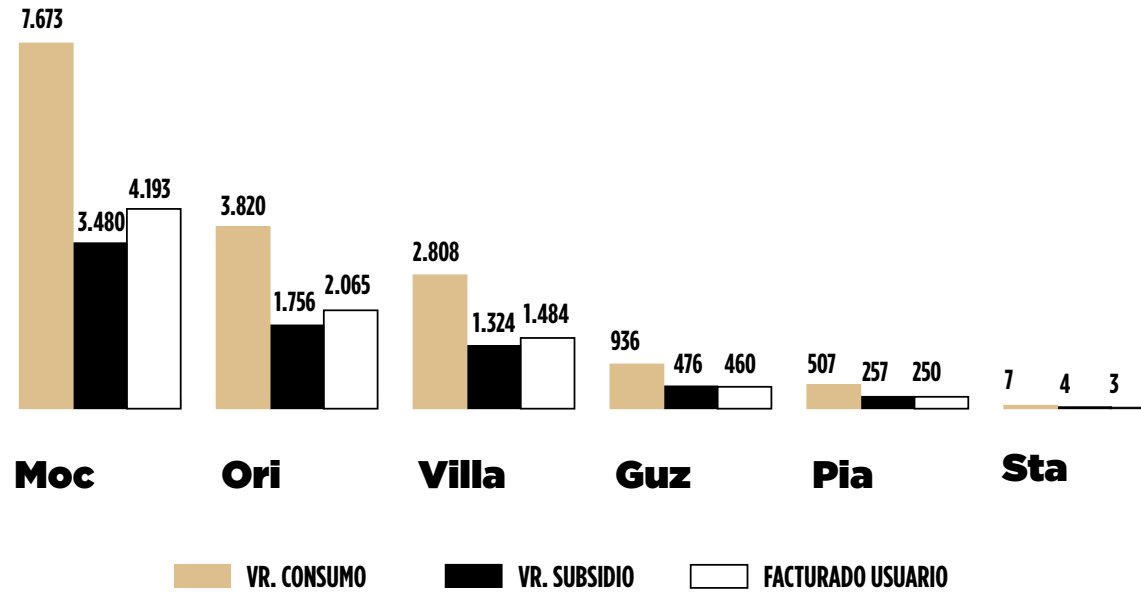
SUBSIDIOS OTORGADOS A USUARIOS POR MUNICIPIOS

MUNICIPIO	SERVICIO	USUARIOS	DEMANDA KWH	VR. CONSUMO	VR. SUBSIDIO	VR. FACTURADO A USUARIO
MOCOA	ESTRATO 1	11.347	10.710.555	5.549.883.291	2.815.393.355	2.734.489.936
	ESTRATO 2	2.361	3.207.154	1.559.890.310	593.901.109	965.989.201
	ESTRATO 3	828	1.138.922	562.764.705	70.706.675	492.058.030
	TOTAL	14.536	15.056.631	7.672.538.306	3.480.001.139	4.192.537.167
ORITO	ESTRATO 1	5.279	4.982.905	2.388.675.026	1.259.114.549	1.129.560.477
	ESTRATO 2	1.791	2.432.873	1.291.924.391	479.040.073	812.884.318
	ESTRATO 3	189	259.971	139.807.220	17.395.122	122.412.098
	TOTAL	7.259	7.675.749	3.820.406.637	1.755.549.744	2.064.856.893
VILLAGARZÓN	ESTRATO 1	4.321	4.078.638	1.845.156.338	960.028.212	885.128.126
	ESTRATO 2	1.493	2.028.073	958.606.701	363.071.870	595.534.831
	ESTRATO 3	7	9.629	3.942.021	558.488	3.383.533
	TOTAL	5.821	6.116.340	2.807.705.060	1.323.658.570	1.484.046.490
PUERTO GUZMÁN	ESTRATO 1	2.238	2.112.472	936.070.875	476.078.964	459.991.911
PIAMONTE	ESTRATO 1	1.233	1.163.842	507.172.544	257.183.328	249.989.216
SANTA ROSA	ESTRATO 1	23	21.710	6.829.347	3.776.603	3.052.744
TOTAL		31.110	32.146.744	15.750.722.769	7.296.248.348	8.454.474.421

Tabla 36. Beneficiarios subsidios FSSR. Año 2017



VR - CONSUMO - VR SUBSIDIOS -VR FACTURADO A USUARIO RESIDENCIAL



Gráfica 23. Vr. Consumo, Vr Subsidiado, Vr. Pagado por el Usuario Subsidiable. Año 2017.

Es significativo para el sector residencial, el menor valor en la factura de los consumos mensuales produc-

to de los subsidios FSSRI otorgados por MINMINAS para favorecer a los usuarios de menores ingresos.



GESTIÓN COMERCIAL

GESTIÓN DEL NEGOCIO DE COMERCIALIZACIÓN

ESTRUCTURA DEL MERCADO REGULADO

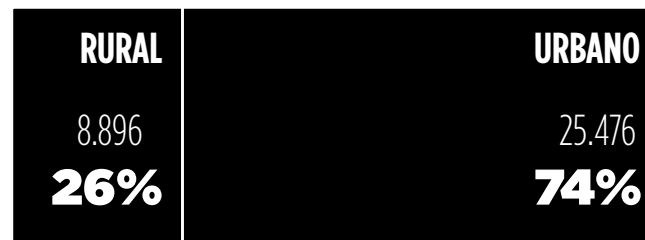
Comercialmente el Mercado Regulado que atiende la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. Está compuesto por usuarios residenciales, cuando se presta el servicio directamente al hogar y no residenciales que utilizan el servicio para otro fin.

MERCADO E.E.P. S.A. ESP

TIPO DE USUARIO	SECTOR		TOTAL
	URBANO	RURAL	
No Residencial	2.839	423	3.262
Residencial	22.637	8.473	31.110
TOTAL	25.476	8.896	34.372

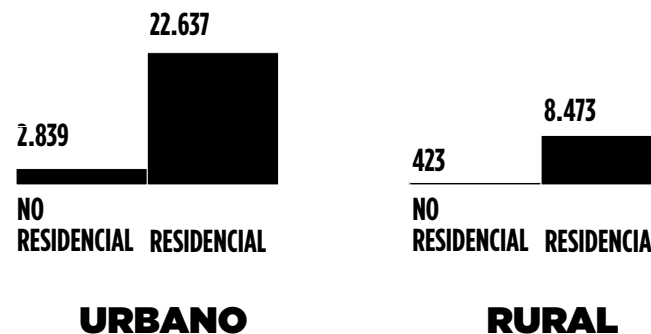
Tabla 37. Mercado por sector y tipo de servicio.

MARCO REGULADO (USUARIOS SEGÚN SECTOR) Año 2017



Gráfica 24. Vr. Consumo, Vr Subsidiado, Vr. Pagado por el Usuario Subsidiable. Año 2017

MARCO REGULADO (USUARIOS SEGÚN TIPO DE SERVICIO) Año 2017



Gráfica 25. Mercado por tipo servicio.

Geográficamente, el mercado está compuesto por usuarios de los municipios de Mocoa, Orito, Villagarzón y Puerto Guzmán en el departamento de Putumayo. Piamonte y Santa Rosa en el departamento del Cauca.

**MUNICIPIO DE MOCOÁ**

TIPO DE USUARIO	SECTOR		TOTAL
	URBANO	RURAL	
No Residencial	1.431	123	1.554
Residencial	11.262	3.274	14.536
TOTAL	12.693	3.397	16.090

MUNICIPIO DE ORITO

TIPO DE USUARIO	SECTOR		TOTAL
	URBANO	RURAL	
No Residencial	778	135	913
Residencial	5.264	1.995	7.259
TOTAL	6.042	2.130	8.172

MUNICIPIO DE VILLAGARZÓN

TIPO DE USUARIO	SECTOR		TOTAL
	URBANO	RURAL	
No Residencial	494	106	600
Residencial	4.002	1.819	5.821
TOTAL	4.496	1.925	6.421

MUNICIPIO PUERTO GUZMÁN

TIPO DE USUARIO	SECTOR		TOTAL
	URBANO	RURAL	
No Residencial	92	43	135
Residencial	1.235	1.003	2.238
TOTAL	1.327	1.046	2.373

MUNICIPIO PIAMONTE

TIPO DE USUARIO	SECTOR		TOTAL
	URBANO	RURAL	
No Residencial	44	16	60
Residencial	874	359	1.233
TOTAL	918	375	1.293

MUNICIPIO SANTA ROSA

TIPO DE USUARIO	SECTOR		TOTAL
	URBANO	RURAL	
No Residencial	0	0	0
Residencial	0	23	23
TOTAL	0	23	23

Tabla 38. Mercado por sector y tipo de servicio.



ÍNDICE DE CRECIMIENTO USUARIOS ATENDIDOS

El número de usuarios atendidos por la E.E.P. S.A. E.S.P. Al finalizar el año 2017 es de 34.372, ingresando al sistema comercial un total de 1.418 usuarios. El índice de crecimiento alcanzado es de 4.30%, presentándose un déficit en la meta propuesta de 617 usuarios, causado por el desastre natural ocurrido en la ciudad de Mocoa en el mes de marzo de 2017.

Se implementaron estrategias comerciales para la consecución de nuevos usuarios y disminuir el impacto de la catástrofe de Mocoa sobre el crecimiento de usuarios en el mercado atendido por la E.E.P. S.A. E.S.P.

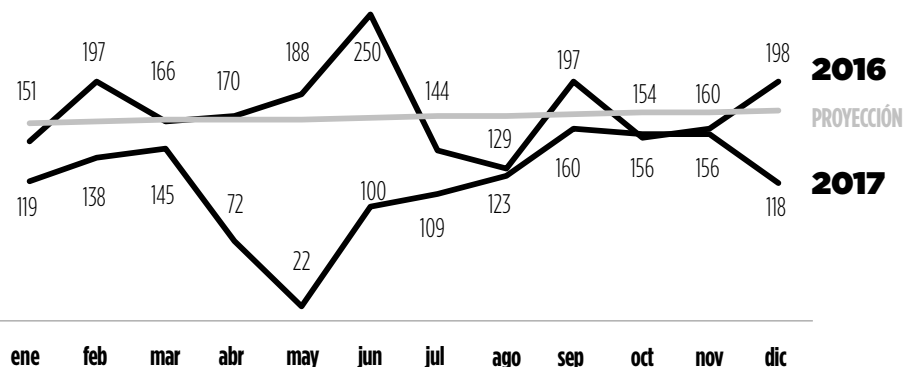
Gráfica 26. Crecimiento de usuarios mercado regulado. Año 2017

USUARIOS ATENDIDOS MERCADO E.E.P. S.A. E.S.P.

MES	AÑO 2016		AÑO 2017		PROYECCIÓN 2017	
	USUARIOS	NUEVOS	USUARIOS	NUEVOS	USUARIOS	NUEVOS
Ene	31.044	151	33.116	119	33.162	165
Feb	31.241	197	33.254	138	33.328	166
Mar	31.407	166	33.399	145	33.495	167
Abr	31.577	170	33.471	72	33.662	167
May	31.765	188	33.493	22	33.830	168
Jun	32.015	250	33.593	100	33.999	169
Jul	32.159	144	33.702	109	34.169	170
Ago	32.288	129	33.825	123	34.340	171
Sep	32.485	197	33.985	160	34.512	172
Oct	32.639	154	34.141	156	34.685	173
Nov	32.799	160	34.259	156	34.858	173
Dic	32.997	198	34.372	118	35.032	174
Total	32.997	2.104	34.372	1.418	35.032	2.035

Tabla 39. Crecimiento de usuarios. Año 2017

CRECIMIENTO DE USUARIOS EN EL MERCADO REGULADO





ÍNDICE DE CRECIMIENTO USUARIOS ATENDIDOS - MUNICIPIO DE MOCOYA

El índice de crecimiento en el número de usuarios atendidos en el Municipio de Mocoa para el año 2017 es de 4.69%. Valor muy inferior al índice alcanzado de 7.43% en el año 2016.

MOCOYA

MES	AÑO 2016		AÑO 2017	
	USUARIOS	NUEVOS	USUARIOS	NUEVOS
Ene	14.472	173	15.422	53
Feb	14.560	88	15.458	36
Mar	14.637	77	15.538	80
Abr	14.715	78	15.583	45
May	14.816	101	15.633	50
Jun	14.869	53	15.713	80
Jul	14.940	71	15.785	72
Ago	14.994	54	15.838	53
Sep	15.086	92	15.904	66
Oct	15.153	67	15.966	62
Nov	15.239	86	16.031	65
Dic	15.369	130	16.090	59
Total		1.070		721

Tabla 40. Crecimiento de usuarios Mocoa. Año 2017

ÍNDICE DE CRECIMIENTO USUARIOS ATENDIDOS - MUNICIPIO DE ORITO

El índice de crecimiento en el número de usuarios atendidos en el Municipio de Orito para el año 2017 es de 2.23%. Valor muy inferior al índice alcanzado de 5.62% en el año 2016.

ORITO

MES	AÑO 2016		AÑO 2017	
	USUARIOS	NUEVOS	USUARIOS	NUEVOS
Ene	7.610	41	7.997	3
Feb	7.680	70	8.005	8
Mar	7.727	47	8.010	5
Abr	7.764	37	8.011	1
May	7.796	32	8.035	24
Jun	7.823	27	8.044	9
Jul	7.847	24	8.063	19
Ago	7.882	35	8.097	34
Sep	7.907	25	8.116	19
Oct	7.933	26	8.134	18
Nov	7.970	37	8.154	20
Dic	7.994	24	8.172	18
Total		425		178

Tabla 41. Crecimiento de usuarios Orito. Año 2017



ÍNDICE DE CRECIMIENTO USUARIOS ATENDIDOS - MUNICIPIO DE VILLAGARZÓN

El índice de crecimiento en el número de usuarios atendidos en el Municipio de Villagarzón para el año 2017 es de 4.20%. Valor muy inferior al índice alcanzado de 5.80% en el año 2016.

VILLAGARZÓN

MES	AÑO 2016		AÑO 2017	
	USUARIOS	NUEVOS	USUARIOS	NUEVOS
Ene	5.843	19	6.184	22
Feb	5.866	23	6.189	5
Mar	5.891	25	6.205	16
Abr	5.928	37	6.219	14
May	5.956	28	6.251	32
Jun	5.978	22	6.277	26
Jul	5.991	13	6.277	0
Ago	6.011	20	6.298	21
Sep	6.075	64	6.342	44
Oct	6.111	36	6.385	43
Nov	6.134	23	6.401	16
Dic	6.162	28	6.421	20
Total		338		259

Tabla 42. Crecimiento de usuarios Villagarzón. Año 2017

ÍNDICE DE CRECIMIENTO USUARIOS ATENDIDOS - MUNICIPIO DE PUERTO GUZMÁN

El índice de crecimiento en el número de usuarios atendidos en el Municipio de Puerto Guzmán para el año 2017 es de 4.68%. Valor muy inferior al índice alcanzado de 12.28% en el año 2016.

PUERTO GUZMÁN

MES	AÑO 2016		AÑO 2017	
	USUARIOS	NUEVOS	USUARIOS	NUEVOS
Ene	2.028	9	2.271	4
Feb	2.030	2	2.270	-1
Mar	2.035	5	2.283	13
Abr	2.044	9	2.291	8
May	2.055	11	2.304	13
Jun	2.188	133	2.313	9
Jul	2.214	26	2.326	13
Ago	2.229	15	2.336	10
Sep	2.237	8	2.349	13
Oct	2.247	10	2.360	11
Nov	2.255	8	2.366	6
Dic	2.267	12	2.373	7
Total		248		106

Tabla 43. Crecimiento de usuarios Puerto Guzmán. Año 2017



ÍNDICE DE CRECIMIENTO USUARIOS ATENDIDOS - MUNICIPIO DE PIAMONTE

El índice de crecimiento en el número de usuarios atendidos en el Municipio de Piamonte para el año 2017 es de 7.30%. Superando la meta propuesta para el año 2017.

PIAMONTE

MES	AÑO 2016		AÑO 2017	
	USUARIOS	NUEVOS	USUARIOS	NUEVOS
Ene	1.091	9	1.206	1
Feb	1.105	14	1.199	-7
Mar	1.117	12	1.209	10
Abr	1.126	9	1.209	0
May	1.142	16	1.214	5
Jun	1.157	15	1.223	9
Jul	1.167	10	1.228	5
Ago	1.172	5	1.238	10
Sep	1.180	8	1.251	13
Oct	1.195	15	1.273	22
Nov	1.201	6	1.284	11
Dic	1.205	4	1.293	9
Total		123		88

Tabla 44. Crecimiento de usuarios Piamonte. Año 2017

ÍNDICE DE CRECIMIENTO USUARIOS ATENDIDOS - MUNICIPIO DE SANTA ROSA

El índice de crecimiento en el número de usuarios atendidos en el Municipio de Santa Rosa para el año 2017 es de 4.55%. Superando la meta propuesta para el año 2017.

SANTA ROSA

TIPO DE SERVICIO	SECTOR		TOTAL
	URBANO	RURAL	
Alumbrado Público			0
Comercial			0
Industrial			0
Oficial			0
Provisional			0
Estrato 1		23	23
Estrato 2			0
Estrato 3			0
TOTAL		23	23

Tabla 45. Crecimiento de usuarios Santa Rosa. Año 2017



RELACIÓN DE USUARIOS ATENDIDOS POR MUNICIPIO

Podemos decir que el mercado de usuarios regulados atendidos por la Empresa de Energía del Putumayo, está conformado proporcionalmente de la siguiente manera. La mitad del mercado atendido corresponde a usuarios del municipio de Mocoa. Un cuarto del mercado lo conforman los usuarios de Orito. El municipio de Villagarzón participan del 20% de usuarios de la E.E.P. S.A. E.S.P. Y el 5% lo integran los usuarios de Puerto Guzmán, Piamonte y Santa Rosa.

USUARIOS ATENDIDOS POR MUNICIPIO

Año 2017



Gráfica 27. Usuarios atendidos por municipio.

COBERTURA EN EL MERCADO REGULADO DEL DEPARTAMENTO DE PUTUMAYO

La Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P, se consolida como la empresa comercializadora de mayor cobertura en el departamento de Putumayo.

COMERCIALIZADOR	AÑO 2016		AÑO 2017	
	USUARIOS	COBERTURA	USUARIOS	COBERTURA
Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.	32.997	47,83%	34.372	47,35%
Empresa de Energía del Bajo Putumayo S.A. E.S.P.	25.993	37,68%	27.736	38,21%
Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S.A. E.S.P.	10.001	14,50%	10.486	14,44%
TOTALES	68.991	100,00%	72.594	100,00%

Tabla 46. Cobertura de atención a usuarios mercado regulado del Putumayo.

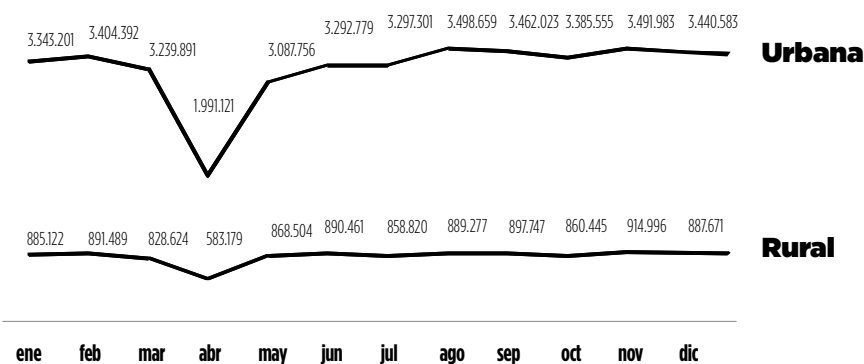


DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

AÑO 2017

MES	RURAL			URBANO		
	USUARIOS	DEMANDA KWH/MES	PROMEDIO KWH/MES	USUARIOS	DEMANDA KWH/MES	PROMEDIO KWH/MES
Ene	9.235	885.122	96	23.881	3.343.201	140
Feb	9.264	891.489	96	23.990	3.404.392	142
Mar	9.343	828.624	89	24.089	3.239.891	134
Abr	9.256	583.179	63	24.248	1.991.121	87
May	9.244	868.504	94	24.249	3.087.756	134
Jun	9.246	890.461	96	24.347	3.292.779	142
Jul	9.289	858.820	92	24.413	3.297.301	142
Ago	8.694	889.277	102	25.131	3.498.659	146
Sep	8.750	897.747	103	25.235	3.462.023	144
Oct	8.807	860.445	98	25.334	3.385.555	140
Nov	8.859	914.996	103	25.400	3.491.983	143
Dic	8.896	887.671	100	25.476	3.440.583	142

Tabla 47. Demanda de energía a usuarios mercado regulado E.E.P. S.A. E.S.P. Año 2017

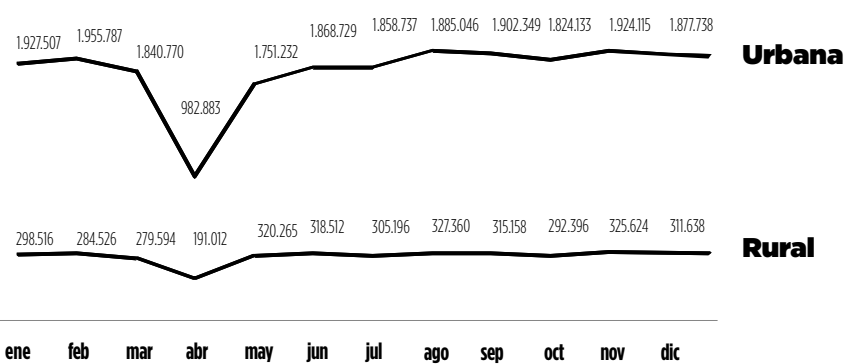


Gráfica 28. Demanda de energía a usuarios mercado regulado E.E.P. S.A. E.S.P. Año 2017

MOCOA

MES	RURAL			URBANO		
	USUARIOS	DEMANDA KWH/MES	PROMEDIO KWH/MES	USUARIOS	DEMANDA KWH/MES	PROMEDIO KWH/MES
Ene	3.418	298.516	87	12.004	1.927.507	161
Feb	3.436	284.526	83	12.079	1.955.787	162
Mar	3.459	279.594	81	12.137	1.840.770	152
Abr	3.468	191.012	55	12.172	982.883	91
May	3.463	320.265	92	12.170	1.751.232	159
Jun	3.482	317.626	91	12.231	1.868.729	169
Jul	3.516	305.196	87	12.263	1.858.737	167
Ago	3.303	327.360	99	12.536	1.885.046	166
Sep	3.320	315.158	95	12.584	1.902.349	166
Oct	3.344	292.396	87	12.622	1.824.133	159
Nov	3.377	325.624	96	12.654	1.924.115	165
Dic	3.397	311.638	92	12.693	1.877.738	160

Tabla 48. Demanda de energía a usuarios mercado regulado Mocoa. Año 2017



Gráfica 29. Demanda de energía a usuarios mercado regulado Mocoa. Año 2017



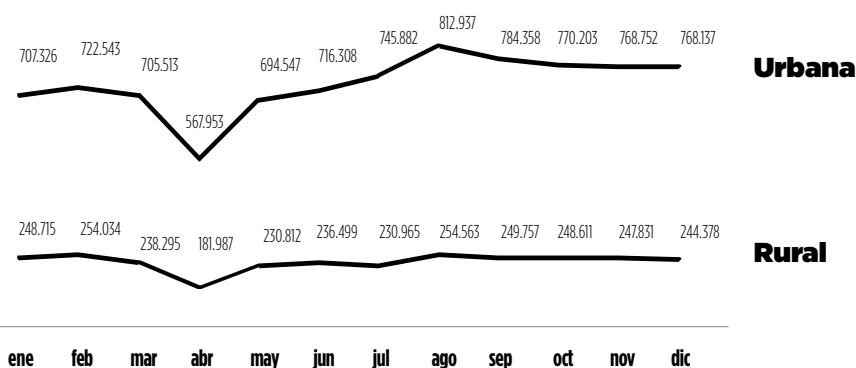
DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

AÑO 2017

ORITO

MES	RURAL			URBANO		
	USUARIOS	DEMANDA KWH/MES	PROMEDIO KWH/MES	USUARIOS	DEMANDA KWH/MES	PROMEDIO KWH/MES
Ene	2.201	248.715	113	5.809	707.326	122
Feb	2.202	254.034	115	5.834	722.543	124
Mar	2.205	238.295	108	5.846	705.513	121
Abr	2.103	181.987	87	5.954	567.953	95
May	2.094	230.812	110	5.941	694.547	117
Jun	2.094	236.499	113	5.950	716.308	120
Jul	2.097	230.965	110	5.966	745.882	125
Ago	2.109	254.563	121	5.987	812.937	136
Sep	2.115	249.757	118	6.001	784.358	131
Oct	2.116	248.611	117	6.018	770.203	128
Nov	2.123	247.831	117	6.031	768.752	127
Dic	2.130	244.378	115	6.042	768.137	127

Tabla 49. Demanda de energía a usuarios mercado regulado Orito. Año 2017

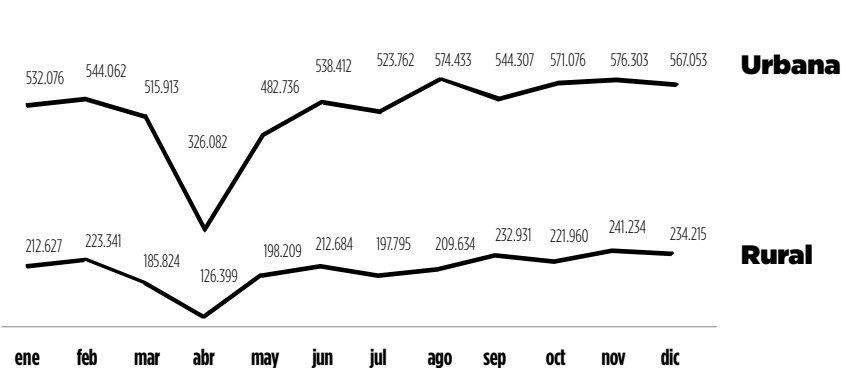


Gráfica 30. Demanda de energía a usuarios mercado regulado Orito. Año 2017

VILLAGARZÓN

MES	RURAL			URBANO		
	USUARIOS	DEMANDA KWH/MES	PROMEDIO KWH/MES	USUARIOS	DEMANDA KWH/MES	PROMEDIO KWH/MES
Ene	1.871	212.627	114	4.313	532.076	123
Feb	1.878	223.341	119	4.320	544.062	126
Mar	1.886	185.824	99	4.338	515.913	119
Abr	1.887	126.399	67	4.351	326.082	75
May	1.886	198.209	105	4.365	482.736	111
Jun	1.892	212.684	112	4.385	538.412	123
Jul	1.895	197.795	104	4.388	523.762	119
Ago	1.892	209.634	111	4.403	574.433	130
Sep	1.910	232.931	122	4.432	544.307	123
Oct	1.918	221.960	116	4.467	571.076	128
Nov	1.922	241.234	126	4.479	576.303	129
Dic	1.925	234.215	122	4.496	567.053	126

Tabla 50. Demanda de energía a usuarios mercado regulado Villagarzón. Año 2017



Gráfica 31. Demanda de energía a usuarios mercado regulado Villagarzón. Año 2017



DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

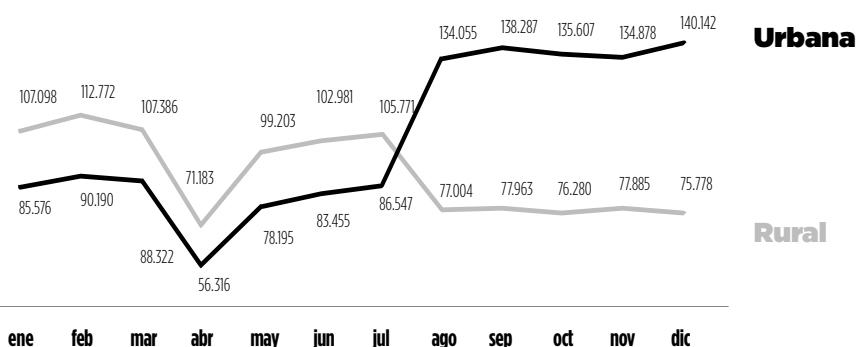
AÑO 2017

PUERTO GUZMÁN

RURAL URBANO

MES	RURAL			URBANO		
	USUARIOS	DEMANDA KWH/MES	PROMEDIO KWH/MES	USUARIOS	DEMANDA KWH/MES	PROMEDIO KWH/MES
Ene	1.418	107.098	76	853	85.576	100
Feb	1.421	112.772	79	855	90.190	105
Mar	1.429	107.386	75	860	88.322	103
Abr	1.434	71.183	50	863	56.316	65
May	1.436	99.203	69	868	78.195	90
Jun	1.442	102.981	71	870	83.455	96
Jul	1.445	105.771	73	881	86.547	98
Ago	1.027	77.004	75	1.308	134.055	102
Sep	1.032	77.963	76	1.317	138.287	105
Oct	1.038	76.280	73	1.322	135.607	103
Nov	1.042	77.885	75	1.324	134.878	102
Dic	1.046	75.778	72	1.327	140.142	106

Tabla 51. Demanda de energía a usuarios mercado regulado Puerto Guzmán. Año 2017



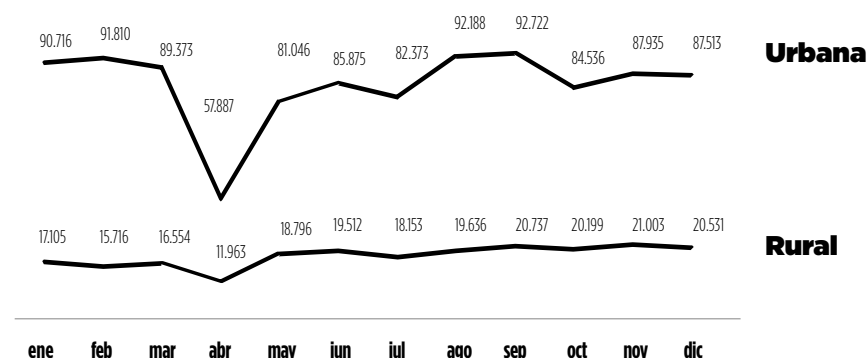
Gráfica 32. Demanda de energía a usuarios mercado regulado Puerto Guzmán. Año 2017

PIAMONTE

RURAL URBANO

MES	RURAL			URBANO		
	USUARIOS	DEMANDA KWH/MES	PROMEDIO KWH/MES	USUARIOS	DEMANDA KWH/MES	PROMEDIO KWH/MES
Ene	271	17.105	56	902	90.716	101
Feb	271	15.716	53	902	91.810	102
Mar	308	16.554	49	908	89.373	98
Abr	308	11.963	36	908	57.887	64
May	309	18.796	56	905	81.046	90
Jun	280	19.512	64	911	85.875	94
Jul	280	18.153	59	915	82.373	90
Ago	307	19.636	58	897	92.188	103
Sep	317	20.737	60	901	92.722	103
Oct	335	20.199	55	905	84.536	93
Nov	338	21.003	58	912	87.935	96
Dic	341	20.531	55	918	87.513	95

Tabla 52. Demanda de energía a usuarios mercado regulado Piamonte. Año 2017



Gráfica 33. Demanda de energía a usuarios mercado regulado Piamonte. Año 2017



DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

AÑO 2017

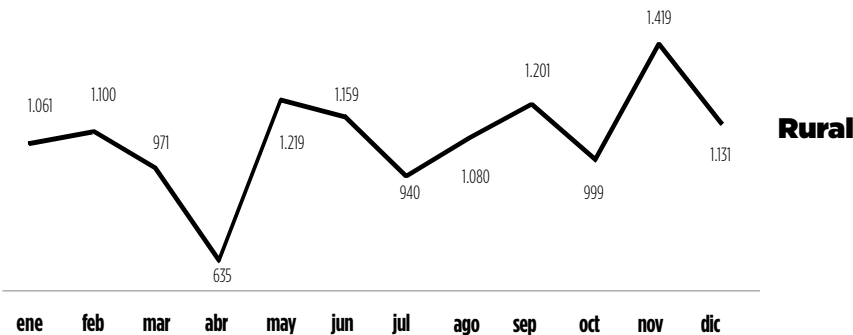
SANTA ROSA

RURAL

URBANO

MES	RURAL			URBANO		
	USUARIOS	DEMANDA KWH/MES	PROMEDIO KWH/MES	USUARIOS	DEMANDA KWH/MES	PROMEDIO KWH/MES
Ene	23	1.061	46			
Feb	23	1.100	48			
Mar	23	971	42			
Abr	23	635	28			
May	23	1.219	53			
Jun	23	1.159	50			
Jul	23	940	41			
Ago	23	1.080	47			
Sep	23	1.201	52			
Oct	23	999	43			
Nov	23	1.419	62			
Dic	23	1.131	49			

Tabla 53. Demanda de energía a usuarios mercado regulado Santa Rosa. Año 2017



Gráfica 34. Demanda de energía a usuarios mercado regulado Santa Rosa. Año 2017



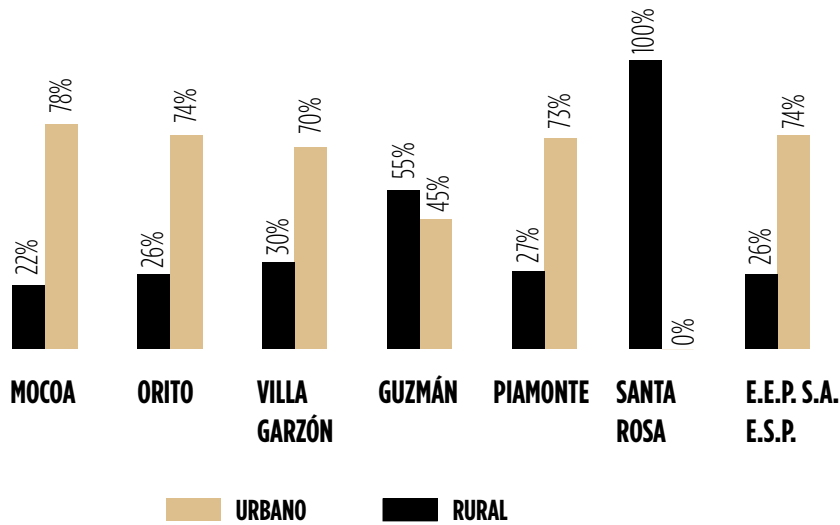
Imagen 49. Sector del Barrio San Miguel después de la avenida torrencial, la pérdida de usuarios de la E.E.P. S.A. E.S.P. asciende a 1.512..



RELACIÓN DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA ATENDIDA POR LA E.E.P. S.A. E.S.P

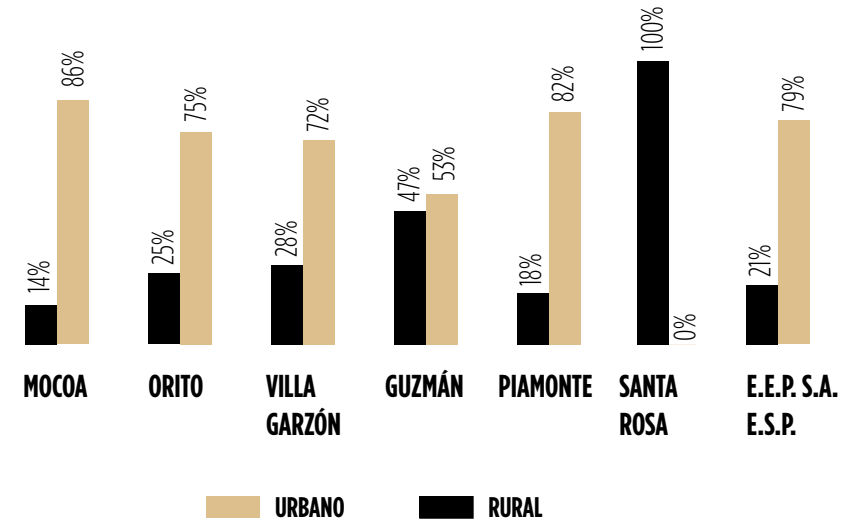
RELACIÓN USUARIOS ATENDIDOS POR MUNICIPIO Y SECTOR

AÑO 2017



RELACIÓN DEMANDA ELÉCTRICA ATENDIDA POR MUNICIPIO Y SECTOR

AÑO 2017



Gráfica 35. Relación usuarios atendidos por municipio y sector. Año 2017

Gráfica 36. Relación demanda eléctrica atendida por municipio y sector. Año 2017.

ESTRUCTURA DEL MERCADO POR TIPO DE SERVICIO

USUARIOS ATENDIDOS MERCADO REGULADO E.E.P. S.A. E.S.P - SERVICIOS

Año 2017

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)
Ene	2.718	940.716	346	152	72.515	477	330	432.757	1.311
Feb	2.694	946.972	352	150	78.605	524	323	429.016	1.328
Mar	2.734	908.349	332	149	64.120	430	325	422.343	1.300
Abr	2.736	597.351	220	149	44.100	302	326	244.152	754
May	2.714	970.196	314	149	75.940	484	339	398.714	1.183
Jun	2.720	970.196	350	148	75.900	508	341	415.470	1.189
Jul	2.720	913.083	339	148	73.123	504	341	358.819	1.058
Ago	2.729	1.005.528	373	146	75.288	526	348	432.084	1.249
Sep	2.732	984.436	354	146	91.919	515	354	558.973	1.593
Oct	2.736	940.345	344	146	73.555	504	370	552.885	1.494
Nov	2.737	1.004.603	367	145	82.066	566	371	558.428	1.505
Dic	2.745	978.287	356	146	77.039	528	371	566.583	1.527

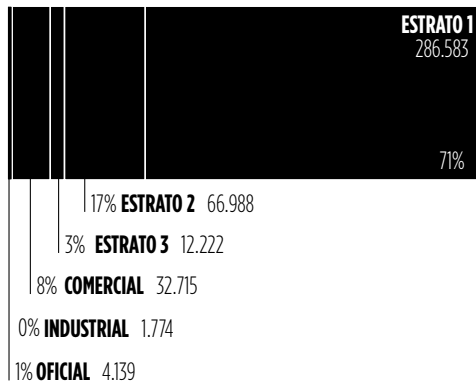
MES	ESTRATO 1			ESTRATO 2			ESTRATO 3		
	USUARIOS	DEMANDA MENSUAL (KWH)	DEMANDA PROMEDIO (KWH)	USUARIOS	DEMANDA MENSUAL (KWH)	DEMANDA PROMEDIO (KWH)	USUARIOS	DEMANDA MENSUAL (KWH)	DEMANDA PROMEDIO (KWH)
Ene	23.383	1.998.610	85	5.516	658.066	119	1.012	125.659	124
Feb	23.413	2.029.711	87	5.531	680.963	123	1.012	130.614	129
Mar	23.610	1.900.181	80	5.564	653.880	118	1.012	119.642	118
Abr	23.668	1.198.554	53	5.574	413.211	75	1.013	76.932	76
May	23.675	1.835.953	75	5.565	674.107	106	1.013	105.412	104
Jun	23.779	1.925.950	82	5.583	669.682	118	1.017	126.042	121
Jul	23.888	2.043.183	89	5.583	646.856	117	1.022	121.057	119
Ago	23.990	2.050.637	89	5.589	695.721	126	1.023	128.678	126
Sep	24.131	1.945.454	82	5.598	657.766	116	1.024	121.212	114
Oct	24.255	1.918.434	79	5.609	643.713	115	1.025	117.068	114
Nov	24.350	1.976.623	81	5.631	665.839	118	1.025	119.420	117
Dic	24.441	1.938.045	79	5.645	650.841	115	1.024	117.459	115

Tabla 54. Demanda de energía atendido por tipo de servicio. Año 2017



ESTRUCTURA DEL MERCADO E.E.P. S.A. E.S.P.

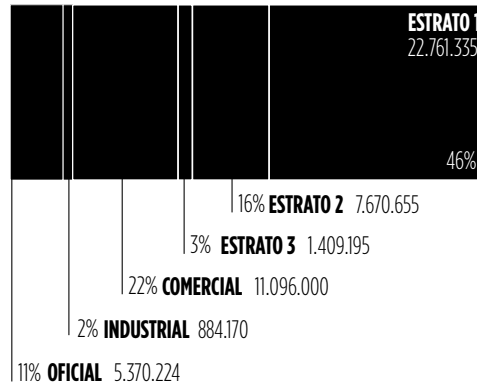
Facturas por servicios
Año 2017



Gráfica 37. Relación número de facturas expedidas por tipo de servicio. Año 2017

DEMANDA DEL MERCADO E.E.P. S.A. E.S.P.

Año 2017



Gráfica 38. Demanda eléctrica atendida por tipo de servicio. Año 2017



FACTURACIÓN RECAUDO Y CARTERA E.E.P. S.A. E.S.P.

Año 2017

FECHA	CONCEPTO	DEBE	HABER	SALDO
31/01/17	Vr. Servicios Mes Ene 2017	1.665.730.092		3.973.389.482
	Vr. Subsidios FOES y Compensaciones a Mes Ene 2017		102.181.053	3.871.208.429
	Vr Re facturación a facturas anteriores a Ene 2017		5.563.769	3.865.644.660
	Vr. Recaudo Mes de Ene 2017		1.561.469.425	2.304.175.235
28/02/17	Vr. Servicios Mes Feb 2017	1.738.026.531		4.042.201.766
	Vr. Energía Recuperada	2.784.600		4.044.986.366
	Vr. Energía Anticipada	150.000.000		4.194.986.366
	Vr. Subsidios FOES y Compensaciones a Mes Feb 2017			4.194.986.366
	Vr. Refacturaciones anteriores a Feb 2017		9.104.711	4.185.881.655
	Vr. Recaudo Mes de Feb 2017		1.666.758.909	2.519.122.746
31/03/17	Vr. Servicios Mes Mar 2017	1.631.909.193		4.151.031.939
	Vr. Energía Recuperada	911.800		4.151.943.739
	Vr. Subsidios FOES y Compensaciones a Mes Mar 2017		45.966.052	4.105.977.687
	Vr. Refacturaciones anteriores a Mar 2017		20.287.383	4.085.690.304
	Vr. Recaudo Mes de Mar 2017		1.871.960.458	2.213.729.846
30/04/17	Vr. Servicios Mes Abr 2017	1.028.993.063		3.242.722.909
	Vr. Aplicación Pago Energía Anticipada Ejercicio		67.836.473	3.174.886.436
	Vr. Subsidios FOES y Compensaciones a Mes Abr 2017		155.967.829	3.018.918.607
	Vr. Refacturaciones anteriores a Abr 2017		28.526.815	2.990.391.792
	Vr. Recaudo Mes de Abr 2017		1.321.710.289	1.668.681.503
30/05/17	Vr. Servicios Mes May 2017	1.612.492.803		3.281.174.306
	Vr. Aplicación Pago Energía Anticipada Ejercicio		13.502.400	3.267.671.906
	Vr. Refacturaciones anteriores a May 2017	63.358.522		3.331.030.428
	Vr. Recaudo Mes de May 2017		1.156.850.944	2.174.179.484



30/06/17	Vr. Servicios Mes Jun 2017	1.693.876.209		3.868.055.693
	Vr. Energía Recuperada	12.944.000		3.880.999.693
	Vr. Aplicación Pago Energía Anticipada Ejercito		13.906.733	3.867.092.960
	Vr. Subsidios FOES y Compensaciones a Mes Jun 2017		66.923.882	3.800.169.078
	Vr. Refacturaciones anteriores a Jun 2017		34.484.054	3.765.685.024
	Vr. Recaudo Mes de Jun 2017		1.521.657.523	2.244.027.501
30/07/17	Vr. Servicios Mes Jul 2017	1.698.931.722		3.942.959.223
	Vr. Aplicación Pago Energía Anticipada Ejercito		9.978.180	3.932.981.043
	Vr. Compensaciones a Mes Jul 2017		2.202.471	3.930.778.572
	Vr. Refacturaciones anteriores a Jul 2017	60.406.302		3.991.184.874
	Vr. Recaudo Mes de Jul 2017		1.583.765.655	2.407.419.219
31/08/2017	Vr. Servicios Mes Ago 2017	1.985.520.288		4.392.939.507
	Vr. Aplicación Pago Energía Anticipada Ejercito		8.745.240	4.384.194.267
	Vr. Refacturaciones anteriores a Ago 2017	26.778.474		4.410.972.741
	Vr. Recaudo Mes de Ago 2017		1.821.380.066	2.589.592.675
30/09/17	Vr. Servicios Mes Sep 2017	1.838.345.118		4.427.937.793
	Vr. Aplicación Pago Energía Anticipada Ejercito		157.578.778	4.270.359.015
	Vr. Refacturaciones anteriores a Sep 2017	21.619.981		4.291.978.996
	Vr. Aplicación Dto 734 MINMINAS - Re facturación Abr - Ago 2017		175.096.233	4.116.882.763
	Vr. Recaudo Mes de Sep 2017		1.859.595.601	2.257.287.162
31/10/17	Vr. Servicios Mes Oct 2017	1.825.860.699		4.083.147.861
	Vr. Aplicación pagos anticipados y subsidio temporal		258.012.765	3.825.135.096
	Vr. Subsidio FOES Aplicado a consumos anteriores Mes Oct 2017		63.351.752	3.761.783.344
	Vr. Recaudo Mes de Oct 2017		1.763.198.912	1.998.584.432
31/11/2017	Vr. Servicios Mes Nov 2017	1.909.861.265		3.908.445.697
	Vr. Subsidio FOES Aplicado a consumos anteriores Mes Nov 2017		40.777.206	3.867.668.491
	Vr. Recaudo Mes de Nov 2017		1.641.869.161	2.225.799.330
31/12/2017	Vr. Servicios Mes Dic 2017	1.895.975.768		4.121.775.098
	Vr. Subsidio FOES Aplicado a consumos anteriores Mes Dic 2017		39.445.368	4.082.329.730
	Vr. Recaudo Mes de Dic 2017		1.620.972.077	2.461.357.653

Tabla 55. Facturación recaudo y cartera. Año 2017



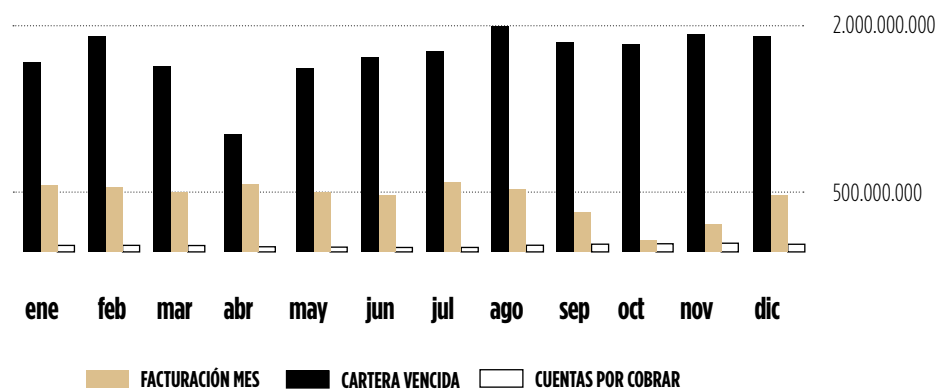
CARTERA MENSUAL

AÑO 2017.

MES	FACTURACIÓN MES	CARTERA VENCIDA	CUENTAS POR COBRAR	TOTAL
Ene	1.665.730.092	581.389.708	57.055.435	2.304.175.235
Feb	1.890.811.131	570.801.617	57.509.998	2.519.122.746
Mar	1.632.820.993	524.905.451	56.003.402	2.213.729.846
Abr	1.028.993.063	594.541.933	45.146.507	1.668.681.503
May	1.612.492.803	519.768.997	41.917.684	2.174.179.484
Jun	1.706.820.209	498.283.491	38.923.801	2.244.027.501
Jul	1.759.338.024	608.889.237	39.191.958	2.407.419.219
Ago	1.985.520.288	545.556.362	58.516.025	2.589.592.675
Sep	1.838.345.118	351.129.232	67.812.812	2.257.287.162
Oct	1.825.860.699	101.098.434	71.625.299	1.998.584.432
Nov	1.909.861.265	239.495.969	76.442.096	2.225.799.330
Dic	1.895.975.768	498.192.392	67.189.493	2.461.357.653

Tabla 56. Facturación mensual cartera. Año 2017

Al cierre del año 2017, la cartera total de la Empresa de Energía es de **\$2.461.357.653**. Discriminados así:



Gráfica 39. Cartera mensual. Año 2017

- Cartera correspondiente a la facturación de servicios prestados en diciembre **\$1.895.975.768**
- Cartera vencida por servicios prestados en meses anteriores a diciembre. **\$498.192.392**
- Cuentas por Cobrar (Pagarés de Créditos) **\$67.189.493**



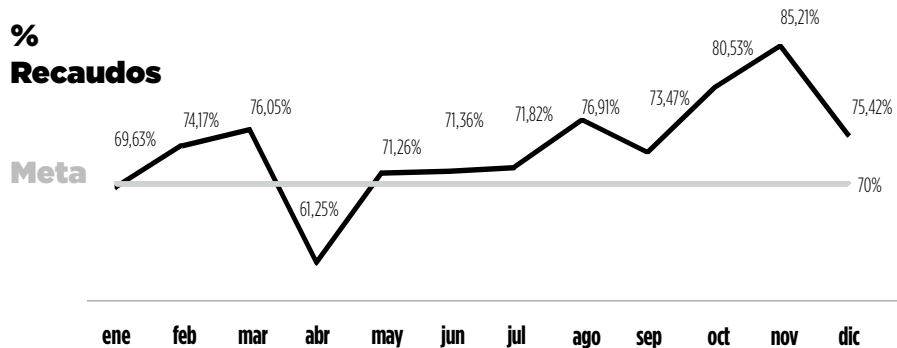
RECAUDO POR TIPO DE CARTERA

AÑO 2017.

MES	CARTERA GESTIONABLE				RECAUDO CORRIENTE			CARTERA VENCIDA		
	FACTURADO	RECAUDO	% RECAUDOS	META	FACTURADO	RECAUDO	% RECAUDO	CARTERA VENCIDA	RECAUDO	% RECAUDO
Ene	2.242.480.600	1.561.469.425	69,63%	70,00%	1.681.578.117	1.239.949.629	73,74%	560.902.483	321.519.796	57,32%
Feb	2.247.119.800	1.666.758.909	74,17%	70,00%	1.665.730.092	1.323.559.115	79,46%	581.389.708	343.199.794	59,03%
Mar	2.461.612.748	1.871.960.458	76,05%	70,00%	1.890.811.131	1.686.830.426	89,21%	570.801.617	185.130.032	32,43%
Abr	2.157.726.444	1.321.710.289	61,25%	70,00%	1.632.820.993	1.053.496.105	64,52%	524.905.451	268.214.184	51,10%
May	1.623.534.996	1.156.850.944	71,26%	70,00%	1.028.993.063	751.164.936	73,00%	594.541.933	405.686.008	68,24%
Jun	2.132.261.800	1.521.657.523	71,36%	70,00%	1.612.492.803	1.178.732.239	73,10%	519.768.997	342.925.284	65,98%
Jul	2.205.103.700	1.583.765.655	71,82%	70,00%	1.706.820.209	1.336.098.860	78,28%	498.283.491	247.666.795	49,70%
Ago	2.368.227.261	1.821.380.066	76,91%	70,00%	1.759.338.024	1.455.207.124	82,71%	608.889.237	366.172.942	60,14%
Sep	2.531.076.650	1.859.595.601	73,47%	70,00%	1.985.520.288	1.603.307.633	80,75%	545.556.362	256.287.968	46,98%
Oct	2.189.474.350	1.763.198.912	80,53%	70,00%	1.838.345.118	1.452.292.643	79,00%	351.129.232	310.906.269	88,54%
Nov	1.926.959.133	1.641.869.161	85,21%	70,00%	1.825.860.699	1.544.455.396	84,59%	101.098.434	97.413.765	96,36%
Dic	2.149.357.234	1.620.972.077	75,42%	70,00%	1.909.861.265	1.564.213.902	81,90%	239.495.969	56.758.175	23,70%

Tabla 57. Recaudo por tipo de cartera. Año 2017

RECAUDO MENSUAL SOBRE CARTERA GESTIONABLE



Gráfica 40. Recaudo sobre cartera gestionable. Año 2017



COSTO UNITARIO DE PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El Costo Unitario de Prestación del Servicio - CU, Es el valor de cada kilovatio hora - kWh que consume (\$/kWh) el usuario regulado. Su valor es el resultado de aplicar la fórmula tarifaria general establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG.

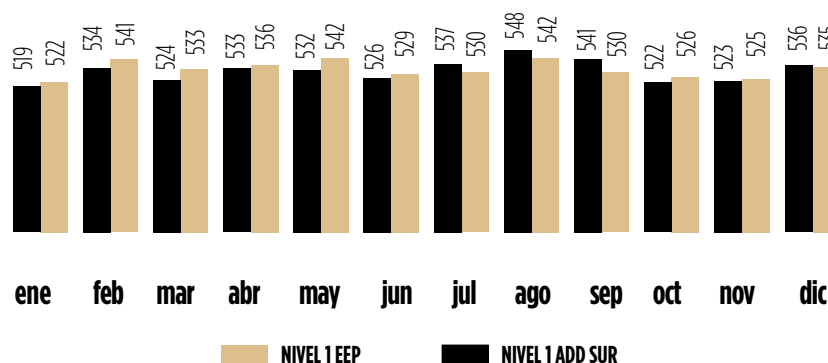
Tabla 58. Costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica. Año 2017

CU SEGÚN NIVELES DE TENSIÓN Y PROPIEDAD DEL ACTIVO

MES	NIVEL 1			NIVEL 2	NIVEL 3
	PROPIEDAD EEP	PROPIEDAD COMPARTIDA	PROPIEDAD USUARIO		
Ene	519,23	501,68	484,12	429,57	364,17
Feb	534,43	516,81	499,19	445,41	381,78
Mar	524,51	506,93	489,35	438,89	374,79
Abr	533,96	516,32	498,69	445,64	381,28
May	532,45	514,90	497,35	445,39	381,11
Jun	526,25	508,70	491,14	443,39	379,63
Jul	537,39	519,85	502,31	453,83	391,13
Ago	548,86	531,23	513,60	460,53	397,08
Sep	541,55	523,89	506,23	453,78	388,90
Oct	522,26	504,62	486,98	438,22	373,62
Nov	523,46	505,77	488,08	441,28	376,48
Dic	536,23	518,37	500,51	450,06	384,30

COMPARATIVO CU E.E.P. S.A. E.S.P.

Gráfica 41. Comparativo CU E.E.P.- CU Empresas de ADD Sur. Año 2017. Caquetá - Meta - Guaviare - Casanare - Bajo Putumayo - E.E.P.- Sibundoy



COMPONENTES DEL CU NIVEL DE TENSIÓN 1 Y ACTIVO PROPIEDAD DE LA E.E.P. S.A. E.S.P.

El Costo Unitario de Prestación del Servicio - CU, corresponde a la suma de los costos de cada una de las actividades de la cadena eléctrica.

CU =

Generación +
Transmisión +
Distribución +
Comercialización +
Pérdidas +
Restricciones.

GENERACIÓN

TRANSMISIÓN

DISTRIBUCIÓN

COMERCIALIZACIÓN

PÉRDIDAS

RESTRICCIONES

G

T

D

C

PR

R

Costo de producir energía mediante la utilización de diferentes fuentes.

Costo de transportar energía desde los sitios de producción hasta la entrada a las regiones o sitios de gran consumo.

Costo de distribuir energía desde los sitios de entrada a las regiones hasta el domicilio del usuario final.

Costo de comprar y vender energía. Incluye los costos de facturación, lectura de medidores y atención de usuarios.

Costos de las pérdidas de energía en que se incurren para que llegue la energía al usuario final.

Costos que se generan por condiciones en la red que limitan la capacidad de transporte de energía.

COMPONENTES COSTO UNITARIO PRESTACIÓN DEL SERVICIO (CU)

Año 2017

MES	COMPRA (G _M)	TRANSMISIÓN (T _M)	DISTRIBUCIÓN (D _{TU})	COMERCIALIZACIÓN (C _{VM})	RESTRICCIONES (R _M)	PÉRDIDAS (PR _{1M})	CUM
Ene	169,0470	29,5569	197,2009	65,4476	25,8246	32,1565	519,2335
Feb	179,2141	30,5110	196,0357	65,4235	29,0818	34,1628	534,4289
Mar	179,9731	31,9227	193,2097	63,7285	21,2005	34,4765	524,5110
Abr	180,4104	31,1621	195,8633	67,6512	24,4955	34,3727	533,9552
May	178,6406	24,4830	193,8549	72,6281	29,4330	33,4102	532,4497
Jun	178,6858	21,2555	188,8842	74,1533	30,7992	32,4759	526,2539
Jul	178,5583	29,1076	189,6824	75,7876	30,1860	34,0664	537,3883
Ago	180,4183	32,9083	195,3880	75,6119	29,6218	34,9102	548,8585
Sep	183,2491	26,3681	194,9117	74,6667	28,0501	34,3089	541,5546
Oct	180,4568	30,0614	190,3094	62,2361	24,9088	34,2922	522,2647
Nov	180,8198	30,4396	190,0561	62,6311	24,8435	34,6687	523,4588
Dic	182,4877	29,6865	196,4370	64,0911	29,1296	34,3976	536,2295

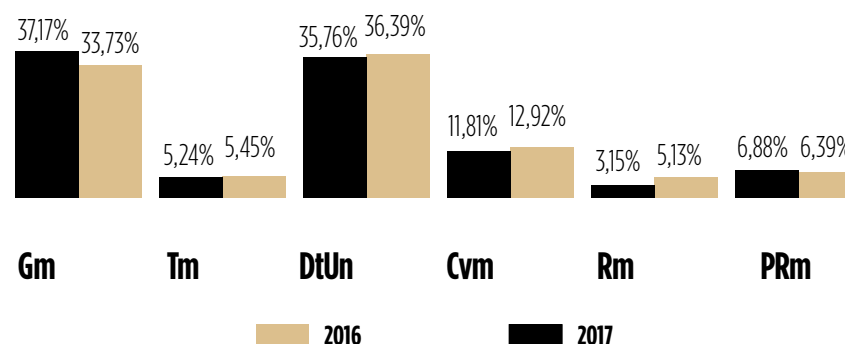
Tabla 59. Componentes costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica. Año 2017



PARTICIPACIÓN PROMEDIO DE COMPONENTES EN EL CU

Año 2017

Gráfica 42. Comparativo CU E.E.P.- CU Empresas de ADD Sur. Año 2017.



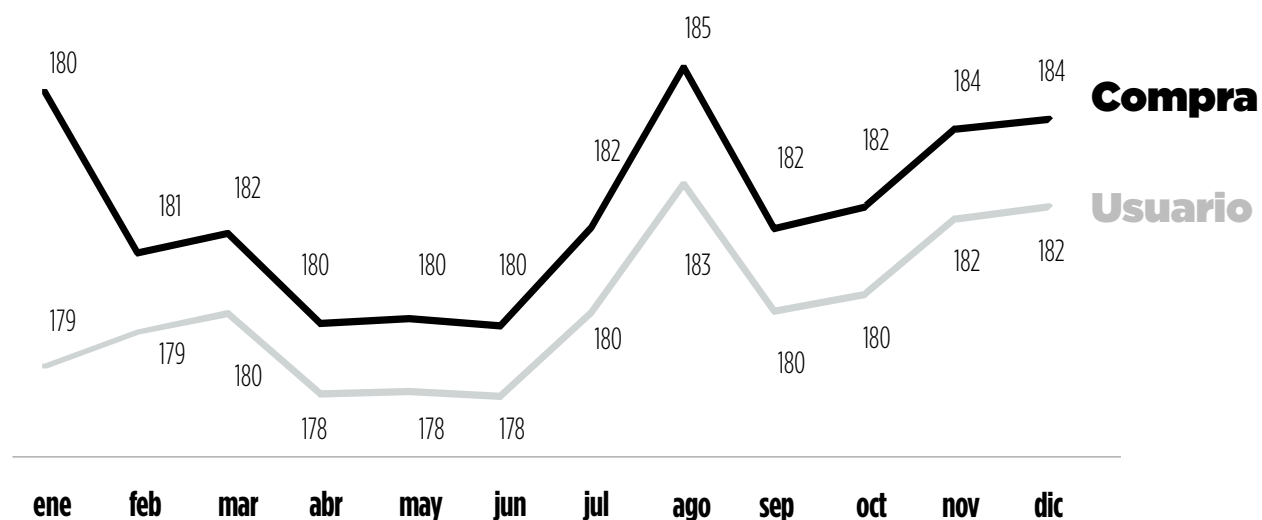
COMPRA DE ENERGÍA MEDIANTE CONTRATOS

Año 2017

MES	CONTRATOS BILATERALES ISAGEN			DEMANDA EXPUESTA A PRECIO DE BOLSA			TOTAL COMPRA ENERGÍA			VR. TRANSALADO AL USUARIO \$/KWH
	PESOS	KWH	\$/KWH	PESOS	KWH	\$/KWH	PESOS	KWH	\$/KWH	
Ene	1.033.283.693	5.575.872	180,94				1033.283.693	5.575.872	180,94	179,21
Feb	937.210.732	5.156.045	181,77				937.210.732	5.156.045	181,77	179,97
Mar	1.061.420.347	5.826.656	182,17				1.061.420.347	5.826.656	182,17	180,41
Abr	546.605.524	3.033.192	180,21				546.605.524	3.033.192	180,21	178,64
May	948.344.421	5.260.608	180,27				948.344.421	5.260.608	180,27	178,69
Jun	905.531.200	5.027.180	180,13				905.531.200	5.027.180	180,13	178,56
Jul	919.250.117	5.042.450	182,30				919.250.117	5.042.450	182,30	180,42
Ago	1.014.725.296	5.460.283	185,84				1.014.725.296	5.460.283	185,84	183,25
Sep	1.019.471.091	5.592.481	182,29				1.019.471.091	5.592.481	182,29	180,46
Oct	1.058.475.802	5.791.638	182,76				1.058.475.802	5.791.638	182,76	180,82
Nov	1.058.213.489	5.735.163	184,51				1.058.213.489	5.735.163	184,51	182,49
Dic	1.105.733.586	5.986.298	184,71				1.105.733.586	5.986.298	184,71	182,77
ACUMULADO AÑO 2017	11.608.265.298	63.487.866	182,46				11.608.265.298	63.487.866	182,46	180,47

Tabla 60. Gestión de compra de energía para atender el mercado regulado E.E.P. S.A. E.S.P. Año 2017

La gestión en la compra de energía para el año 2017, se refleja en el menor valor trasladado al usuario vía tarifa, producto del índice de competitividad en los procesos de contratación implementados al interior de la empresa. El promedio de menor valor trasladado al usuario es de \$1.85 por kWh consumido.



Gráfica 43. Comparativo Compra kWh - Vr. Traslado a usuario. Año 2017



Imagen 50. Conexiones fraudulentamente detectadas en barrios subnormales de Mocoa, se procedió a la normalización de los usuarios para recuperación de energía.

CAPÍTULO SEIS

OPERACIÓN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Los temas tratados en este capítulo resaltan las metas alcanzadas a lo largo del año 2017 de acuerdo al plan estratégico. Inicialmente, se muestra las acciones realizadas en la calidad del servicio y la evolución de éste respecto al año 2016, seguido del estado actual de los proyectos de recuperación de pérdidas en los municipios de Mocoa y Orito. Posteriormente se exponen los gastos en mantenimiento de redes en nivel de tensión I y II junto con la inversión realizada en construcción y ampliación de redes en cada uno de los municipios. En acciones relevantes del ciclo técnico, se plasma la implementación del centro control y los proyectos de expansión gestionados con los entes gubernamentales. Por último, en la sección de Eventos operativos relevantes, se destacan los mantenimientos preventivos, predictivos y correctivos realizados en la Subestación Junín - Mocoa.

EVOLUCIÓN Y ACCIONES PARA 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 Putumayo 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 mayor disponibilidad de los activos, haciendo la implementación de los estudios de coordinación de protecciones en los municipios de Mocoa y Orito, direccionamiento de los mantenimientos en despeje de redes e inversión en el sistema de distribución de fronteras comerciales.

Teniendo en cuenta que el sistema

de protecciones se encarga de minimizar los impactos que puede generar un evento de corte del suministro eléctrico tanto a los usuarios finales como a los equipos eléctricos, se implementaron los estudios tanto a nivel de subestación como de los circuitos de distribución del Municipio de Orito y Mocoa.

1.1. IMPLEMENTACIÓN DEL ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Teniendo en cuenta que el municipio de Orito presentaba el mayor número de fallas y las más altas compensaciones a los usuarios, se llevó a cabo la implementación del estudio técnico en los reconectores de cabezera de circuito y en los diferentes seccionadores que componen los dos circuitos del sistema distribución local de este municipio. Mejorando enormemente la confiabilidad del servicio en el municipio. Esto se evidencia en la gráfica 1 y 2 de los índices de calidad DES y FES, donde los últimos dos trimestres fueron los circuitos (CP 45 y CP46) de mejor comportamiento y menos salidas del sistema.

1.2. IMPLEMENTACIÓN DE FRONTERAS COMERCIALES ORITO

Uno de los mayores logros alcanzados en el año 2017, después del evento del 31 de marzo de 2017, fue la implementación de las fronteras comerciales en el Municipio de Orito. Esto permitió independizar la liquidación de energía a la compañía y dejar de asumir pérdidas técnicas operativas pertenecientes a la Empresa de Energía del Bajo Putumayo. La inversión se relaciona en el siguiente cuadro.

OBJETO

Instalación de tablero de medidores de Empresa de Energía de Putumayo S.A. E.S.P. en Subestación Yarumo Orito - Putumayo

VALOR

\$ 50.843.243



1.3.INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO

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.

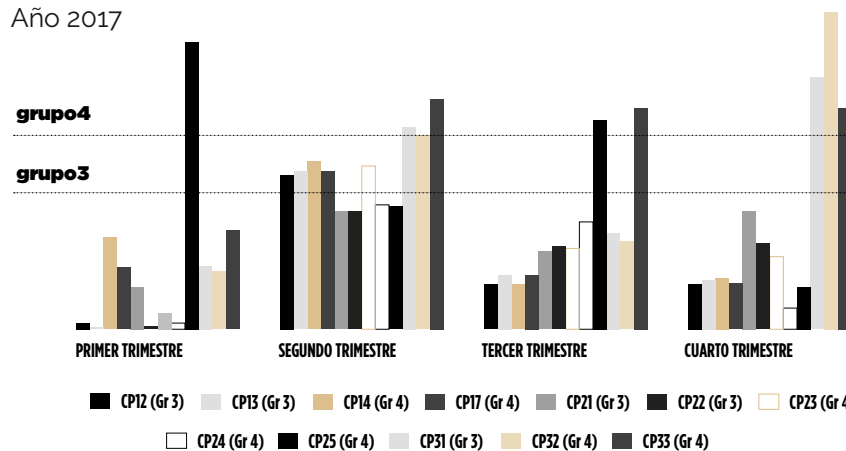
A continuación, se relaciona el comportamiento de estos indicadores durante el año 2017 promedio por circuito:

1.3.1. ÍNDICES DE CALIDAD DEL SERVICIO

La gráfica No. 44 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).

DES TRIMESTRAL

Año 2017



Gráfica 44. Calidad DES. Año 2017

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 segundo trimestre se tuvo los índices más altos en todos los circuitos, debido a que

las condiciones operativas del Sistema de Distribución después de la avenida fluvio torrencial, no fueron óptimas. La nueva configuración de la Subestación Móvil disminuyó la confiabilidad, especialmente en el municipio de Mocoa por tener que reconfigurar la red de cuatro a dos circuitos. De igual manera, afectó la regulación de tensión en 34,5kW de la Línea Mocoa-Villagarzón - Pto Guzmán, debido a las características intrínsecas (Tap Fijo) del transforma-

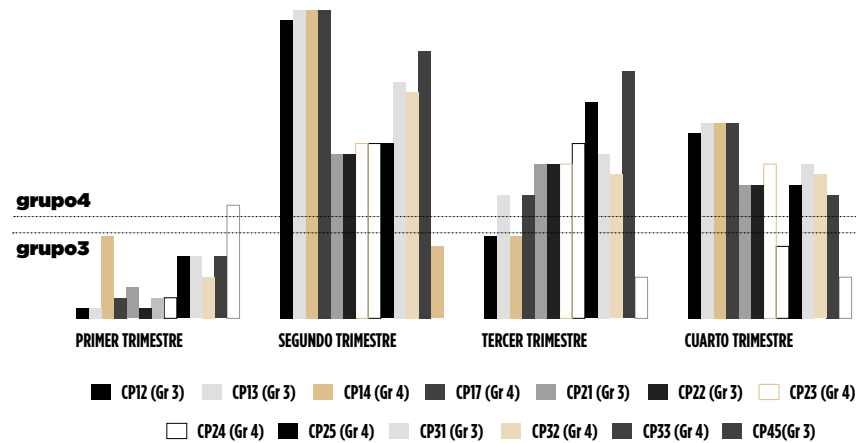
dor de potencia 115/34.5kW instalado en la subestación. En el tercer y cuarto trimestre se logró mejorar la confiabilidad en los Municipios de Mocoa, Villagarzón y Orito sin superar los valores máximos permitidos para los Grupos 3 y 4.

La gráfica No. 45 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 grupo 4.



FES TRIMESTRAL

Año 2017



Gráfica 45. Calidad FES. Año 2017

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 2017, se proyectó tener una confiabilidad del 96%. Al finalizar el 2017 se cerró con un índice de confiabilidad del 96.59%, por lo que hay que destacar que a pesar de la disminución de confiabilidad por la avenida fluvio torrencial, las olas

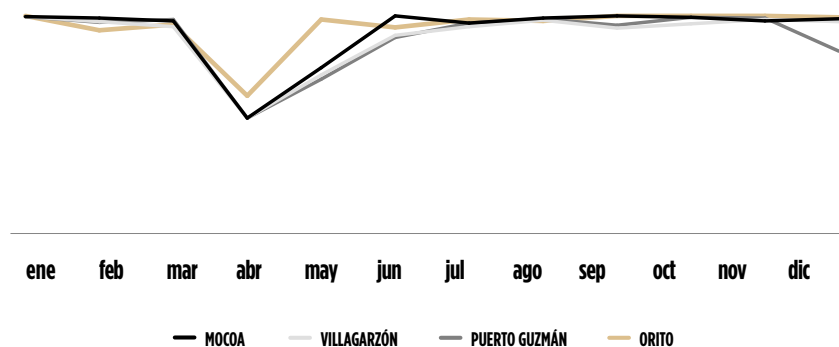
invernales que atacan la región y afectan directamente al sistema de distribución, se logró superar la meta establecida y con miras a cumplir el plan estratégico a 2019. Una vez calculados los índices de calidad del servicio, se evidencia en las gráficas anteriores que, al superar los límites permitidos por la regulación, se debieron realizar compensaciones de acuerdo a la resolución CREG 070 de 1998 y los valores a compensar se muestran en la tabla 3.



Imagen 51. Obras de mantenimiento construcción en el sistema de distribución local de Mocoa - Subestación móvil

DISPONIBILIDAD PROMEDIO POR MUNICIPIO

Año 2017



Gráfica 46. Disponibilidad promedio porcentual por Municipio. Año 2017

La gráfica anterior muestra la disponibilidad de los activos por municipio, en la cual se evidencia que la avenida fluvio torrencial disminuyó la confiabilidad del servicio para los meses de abril, mayo y junio. En el tercer y cuarto trimestre se logró estabilizar el sistema y por consiguiente una buena calidad del servicio prestado a nuestros usuarios.

1.1.2. COMPENSACIONES POR CALIDAD DEL SERVICIO

La resolución CREG 084 de 2002 establece los valores máximos admisibles en los índices de calidad del servicio y una vez superados dichos límites la regulación exige la

compensación de los usuarios por servicios.

En el año 2017, las compensaciones realizadas por la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. Fueron las siguientes:

TRIMESTRE	VALOR COMPENSACIÓN
1	\$ 20. 621.633
2	\$14.445.183
3	\$2.932.804
4	\$421,078

Evidentemente los dos últimos trimestres del año 2017 las compensaciones fueron bajas debido a que las interrupciones ocurridas en el municipio de Mocoa son reportadas dentro del concepto “Fuerza Mayor – Catástrofe Natural”. Lo cual quiere decir, que la pérdida de confiabilidad del sistema es debido a situaciones externas y por ende no se debe realizar compensaciones por parte de la compañía. Adicionalmente, los trabajos realizados en Subestación Yarumo por la Empresa de Energía del Bajo Putumayo, mejoró considerablemente la confiabilidad en el municipio de Orito respecto al año 2016. Esto ayudó a que las compensaciones de igual manera sean bajas.

2. DESPEJE EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN LOCAL DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO

A continuación, se presentan las actividades de despeje, servidumbre, plan de manejo y mantenimiento de arbolado, ejecutado sobre el Sistema de distribución local, durante el transcurso del año 2017.

2.1. 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 media y baja tensión, propiedad de la Empresa De Energía Del Putumayo S.A. E.S.P. Esto con el fin de evitar interrupciones en la prestación del servicio de energía y daños a la infraestructura, en los municipios de Mocoa, Villagarzón, Puerto Guzmán, Piamonte y Orito. A continuación, se relacionan los contratos en cada municipio:

ACTIVIDADES FORESTALES DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO MEDIANTE DESPEJE DE LAS REDES ELÉCTRICAS

N°	MUNICIPIO	N° CONTRATO	CONTRATISTA	INTERVENCIÓN POR NIVELES DE DESPEJE EN KM			VALOR CONTRATO	ADICIONAL	VALOR ADICIONAL	VALOR TOTAL
				NIVEL 1: BAJA TENSIÓN.	NIVEL 2: MEDIA TENSIÓN.	NIVEL 3: ALTA TENSIÓN.				
1	MOCOA	061 del 28/02/2017	CORPORACIÓN PARA EL DESARROLLO PUTUMAYENSE.	189.3	136.2	11	\$72.000.000	SI	\$36.000.000	\$108.000.000
2	VILLAGARZÓN	063 del 28/02/2017	INTEGRAR REGIÓN S.A.S.	78.8	178.3	14	\$72.000.000	NO	\$ 0.0	\$72.000.000
3	PTO LIMÓN	062 del 28/02/2017	CORPORACIÓN PARA EL DESARROLLO PUTUMAYENSE.	15	22	7	\$50.873.000	NO	\$ 0.0	\$50.873.000
4	PTO GUZMÁN	066 del 28/02/2017	ADA MARITZA RODRÍGUEZ BRAVO	43.7	57.6	17	\$66.000.000	SI	\$33.000.000	\$99.000.000
5	PIAMONTE	065 del 28/02/2017	CESAR AUGUSTO BECERRA ORDOÑEZ	35	30	-	\$56.000.000	SI	\$26.300.000	\$82.300.000
6	ORITO	064 del 28/02/2017	JHON ARLEY ALARCÓN CASTAÑEDA	102	110.1	-	\$72.000.000	NO	\$ 0.0	\$72.000.000
TOTAL									\$484.173.000	

Tabla 61.

Imágen 52. Obras de mantenimiento y construcción en el sistema de distribución local de Mocoa - Subestación móvil.



2.2. SERVIDUMBRE:

Por disposición del art. 57 de la Ley 142 de 1994 en concordancia con el artículo 58 de la Constitución Política de Colombia, la E.E.P. S.A. E.S.P. inició el estudio y avalúo de los predios por donde atraviesan las líneas de transmisión eléctrica 34,5 kW, a fin de dar inicio con la imposición de servidumbres, la cual, según el ANEXO GENERAL DEL RETIE RESOLUCIÓN 90708 DE AGOSTO 30 DE 2013 consiste en:

ZONA DE SERVIDUMBRE: Es una franja de terreno que se deja sin obstáculos a lo largo de una línea de transporte o distribución de energía eléctrica, como margen de seguridad para la construcción, operación y mantenimiento de dicha línea, así como para tener una interrelación segura con el entorno.

2.3. PLAN DE MANEJO Y MANTENIMIENTO DEL ARBOLADO

Con el fin de dar cumplimiento a la normatividad ambiental vigente establecida por la Corporación para el Desarrollo Sostenible del Sur de la Amazonia CORPOAMAZONIA, la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. Ha decidido contratar la prestación de servicios con empre-

sas comprometidas con el cuidado y preservación del ambiente para elaborar el plan de manejo y mantenimiento de arbolado, el cual es exigido mediante la resolución 1667 del 08 de diciembre de 2016, donde se establece: "Por medio de la cual se reglamenta el manejo y mantenimiento del arbolado involucrado con las redes de energía y telecomunicaciones".

N°	MUNICIPIO	N° CONTRATO	CONTRATISTA	VALOR CONTRATO	ADICIONAL	VALOR	VALOR
						ADICIONAL	TOTAL
1	MOCOA	067 del 28/02/17	Edixon Fabian Delgado Vallejo	\$38.600.000	SI	\$19.300.000	\$57.900.000
2	VILLAGARZÓN	070 del 28/02/17	Davinson Alexander Moncayo	\$61.600.000	SI	\$30.800.000	\$92.400.000
3	PTO LIMÓN	068 del 28/02/17	Yaneth Leonor Pantoja	\$45.600.000	SI	\$22.800.000	\$68.400.000
4	PTO GUZMÁN	069 del 28/02/17	Corporación Para el Desarrollo Putumayense.	\$72.000.000	SI	\$36.000.000	\$108.000.000
TOTAL							\$326.700.000

Tabla 62.

N°	MUNICIPIO	N° CONTRATO	CONTRATISTA	VALOR CONTRATO
1	MOCOA	165 del 12/06/17	CORPORACIÓN PARA EL DESARROLLO PUTUMAYENSE.	\$70.000.000
2	VILLAGARZÓN	169 del 12/06/17	CORPORACIÓN PARA EL DESARROLLO PUTUMAYENSE.	\$60.000.000
3	PTO LIMÓN	168 del 12/06/17	CORPORACIÓN PARA EL DESARROLLO PUTUMAYENSE.	\$40.000.000
4	PTO GUZMÁN	167 del 12/06/17	INTEGRAR REGIÓN S.A.S.	\$65.000.000
5	ORITO	166 del 12/06/17	INTEGRAR REGIÓN S.A.S.	\$55.000.000
TOTAL				\$290.000.000

Tabla 63.



Imágen 53. Actividad de sensibilización para el uso consciente de la energía en auditorio de Corpoamazonia.



Imágen 54. Mantenimiento alumbrado público de Mocoa.

3. ESTADO DE LA REPOSICIÓN

3.1. INVERSIONES EN CONSTRUCCIÓN Y GASTOS EN MANTENIMIENTO 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.

Las inversiones realizadas en expansión y mantenimiento estuvieron enfocadas en el municipio de Mocoa, debido a la reconstrucción de las redes en baja y media tensión afectadas por la avenida fluvio torrencial del 31 de marzo de 2017. El 55,5% de la inversión de la compañía representó aproximadamente 25 km de red. En los demás municipios se logró construir y dar mantenimiento a 16 km de red con una inversión que alcanzó 770 millones de pesos.

INVERSIÓN Y GASTOS EN REDES DE NIVEL DE TENSIÓN 1 Y 2 DEL AÑO 2017

MUNICIPIO	MANTENIMIENTO		CONSTRUCCIÓN		
	VALOR EJECUTADO	Km INTERVENIDOS	VALOR EJECUTADO	Km BT	Km MT
MOCOA	\$ 72.999.006	3,31	\$ 886.555.622	20,20	10,10
ORITO	\$ 49.282.241	2,27	\$ 169.059.726	0,48	3,51
PUERTO GUZMÁN	\$ 25.233.315	1,13	\$ 99.828.663	0,56	1,58
PIAMONTE	\$ 13.314.858	0,59	\$ 66.870.908	0,47	0,89
VILLAGARZÓN	\$ 49.417.241	2,27	\$ 297.366.199	1,73	4,59
TOTAL	\$ 210.246.661	8,98	\$ 1.519.681.118	7,68	25,67

Tabla 64. Mantenimiento y construcción en Sistema de Distribución Local.

PROYECTOS DE EXPANSIÓN

La empresa, en busca de incrementar la prestación del servicio de energía eléctrica y llegar a más hogares, preparó y formuló seis proyectos que nos permitan buscar su financiación en diferentes entidades del estado, tres de estos proyectos se presentaron a las alcaldías de Mocoa, Piamonte y Puerto Guzmán,

respectivamente; uno a la Gobernación del Putumayo y dos a la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME (aplicando al fondo FAER - Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas) como se muestra en la siguiente tabla.

El primer ítem de la tabla 65, es un proyecto donde se aunaron esfuerzos entre la alcaldía de Puerto Guzmán, la Empresa de Energía del

Putumayo y la comunidad de esta vereda, para cofinanciar y realizar la electrificación a estos 17 usuarios.

En el ítem cinco se presenta el proyecto más representativo que se formuló, éste contempla la construcción de una subestación de 34.5 Kv en el municipio de Piamonte que aparte de aumentar la cobertura, contribuirá a la mejora en la calidad del servicio ya prestado este municipio.



Imagen 55. Instalación de 60 lámparas LED para el sistema de alumbrado público de Villagarzón.

ÍTEM	NOMBRE	BENEFICIARIOS	COSTO	ENTIDAD QUE FINANCIARÁ
1	Construcción de redes eléctricas de media y baja tensión: Vereda delicias de Mangalpa, municipio de Puerto Guzmán, Departamento del Putumayo.	17	\$130.861.491	E.E.P. S.A. E.S.P. Alcaldía de Puerto Guzmán JAC VDA/ Delicias de Mangalpa
2	Construcción redes eléctricas de media y baja tensión: Resguardo indígena agua blanca, municipio de Orito, Departamento del Putumayo.	22	\$339.485.571	Gobernación del Putumayo
3	Construcción de redes eléctricas de media y baja tensión en la vereda bajo afán del municipio de Mocoa departamento del putumayo.	36	\$615.182.732	Alcaldía de Mocoa
4	Construcción de redes eléctricas veredas el comino, Monserrate, Chichico y cabaña del municipio de Puerto Guzmán, Departamento del Putumayo.	102	\$1.887.241.818	UPME
5	Construcción de redes de media y baja tensión y montaje de transformadores en poste para las veredas Angosturas, Bajo congor, Bombonar, Brasilia, Buenos Aires, Campo Alegre, Delicias, El Cedro, Diamante, El Edén, El Jardín, El Rosal, Florida, Fragua Viejo, Guasipanga, La Cabaña, La Consolata, La Isla, La Leona, La Sevilla, La Tigra, Las Perlas, La Libertad, Moqueta, Morros, Nabueno, Nápoles, Nuevo Progreso, Palmeras, Palmito, Playa Rica, Porvenir, Primavera Baja, Puerto Miranda, Remanso, San Gabriel, San Isidro, San Jorge, Sinaí, Triunfo Congor, Villa Lozada, Villa Nueva, Yapura; y construcción de subestación eléctrica "Piamonte" de 2.5 MVA para el municipio de Piamonte del Departamento del Cauca.	127	\$1.287.863.870	UPME
6	Construcción de redes de media y baja tensión y montaje de transformadores en poste para las veredas San jorge, Morros, Delicias, Libertad, Remanso y Playa rica en el municipio de Piamonte en el Departamento del Cauca.	156	\$1.787.460.685	Alcaldía de Piamonte

Tabla 65.

ALUMBRADO PÚBLICO

Con el propósito de mejorar y mantener un servicio de alumbrado público que proporcione a los peatones y conductores, seguridad y visibilidad del entorno, se realizaron inversiones en la compra de materiales para la expansión, modernización y mantenimiento del sistema de alumbrado público en los municipios de cobertura de la empresa. En el municipio de Villagarzón se inició el proceso de modernización de

MUNICIPIO MANTENIMIENTO CONSTRUCCIÓN

MUNICIPIO	MANTENIMIENTO	CONSTRUCCIÓN
Mocoa	\$29.932.362	\$77.436.781
Villagarzón	\$32.504.492	\$82.286.867
Orito	\$15.724.851	\$15.845.633
Puerto Guzmán	\$33.075.398	\$13.109.372
Piamonte	\$942.208	\$3.846.114
TOTAL	\$112.179.311	\$192.524.767
		\$304.704.078

Tabla 66.

luminarias de tecnología LED, se instalaron 60 luminarias en la avenida principal, abarcando la carrera 6 y 7. Desarrollar el negocio de prestación del servicio de alumbrado público es parte de misión de la empresa, por eso en el 2017 se adelantó el censo de las luminarias y el cálculo del estudio tarifario para los municipios de Orito y Villagarzón, y así avanzar en la constitución de los convenios para la prestación del servicio de alumbrado público en estos municipios.



Imagen 56. Alumbrado público en el parquesito del barrio El Jardín de Mocoa.

REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS TÉCNICAS

Dando cumplimiento al marco regulatorio y como estrategia de la empresa, se ha buscado identificar y reducir las pérdidas técnicas de energía eléctrica; para ello, se realizaron dos contratos, en los que se buscó realizar un estudio del sistema con el fin de determinar éstas.

El primer contrato se enfatizó en un estudio para calcular e identificar cual es el porcentaje de pérdidas técnicas en las redes de distribución y en las etapas de transformación de la empresa; este estudio se realizó por etapas y se requirió la recopilación de información de los transformadores de potencia de las subestaciones Junín, Villagarzón y Puerto Guzmán, matrices de energía y registro fotográfico de los transformadores de distribución típico.

El segundo contrato se dio como respuesta al estudio anteriormente mencionado, donde se contempla la compra de catorce (14) equipos de medida con sus correspondientes transformadores de corriente y potencia; equipos que serán instalados en cada subestación de acuerdo al código de medida. Un medidor principal y uno de respaldo, distribuidos de la siguiente manera, en Mocoa tres (03) puntos de medida, Villagarzón un (01) punto de medida, en Puerto Guzmán un (01) punto de medida y en Orito dos (02) puntos de medida; esto con el fin de identificar y ser precisos al momento de adquirir la información de consumos y demandas, que nos permitan establecer las proyecciones de demanda adecuadas, con el fin de corregir las pérdidas técnicas que se han logrado identificar.

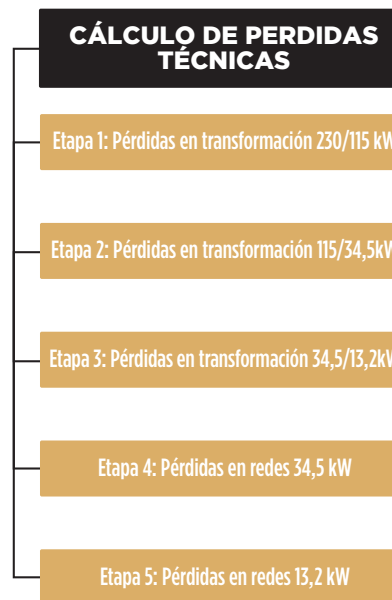


Imagen 57.

Limpieza y remoción de escombros Sub-estación Junin.



Imagen 58. Linieros técnicos de Mocoa en su nuevo espacio físico, cuenta con casilleros personales, baño y bodega de herramientas.



CAPÍTULO SIETE

SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN

La Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. Continúa con el fortalecimiento y mejora continua de la organización a través del monitoreo de sus procesos Estratégicos, Misionales y de Apoyo del Sistema Integrado de Gestión SIG, orientados hacia la satisfacción de las necesidades, expectativas, requisitos de los clientes, entidades de control y vigilancia, bienestar del talento humano y comunidad en general. Las actividades son desarrolladas de forma organizada, lideradas por la alta gerencia, direccionando la empresa en todos sus niveles al alcance de los objetivos corporativos y metas establecidas, realizando su monitoreo mediante indicadores de desempeño por procesos.

Gráfica 47. Sistemas integrados de gestión SIG.



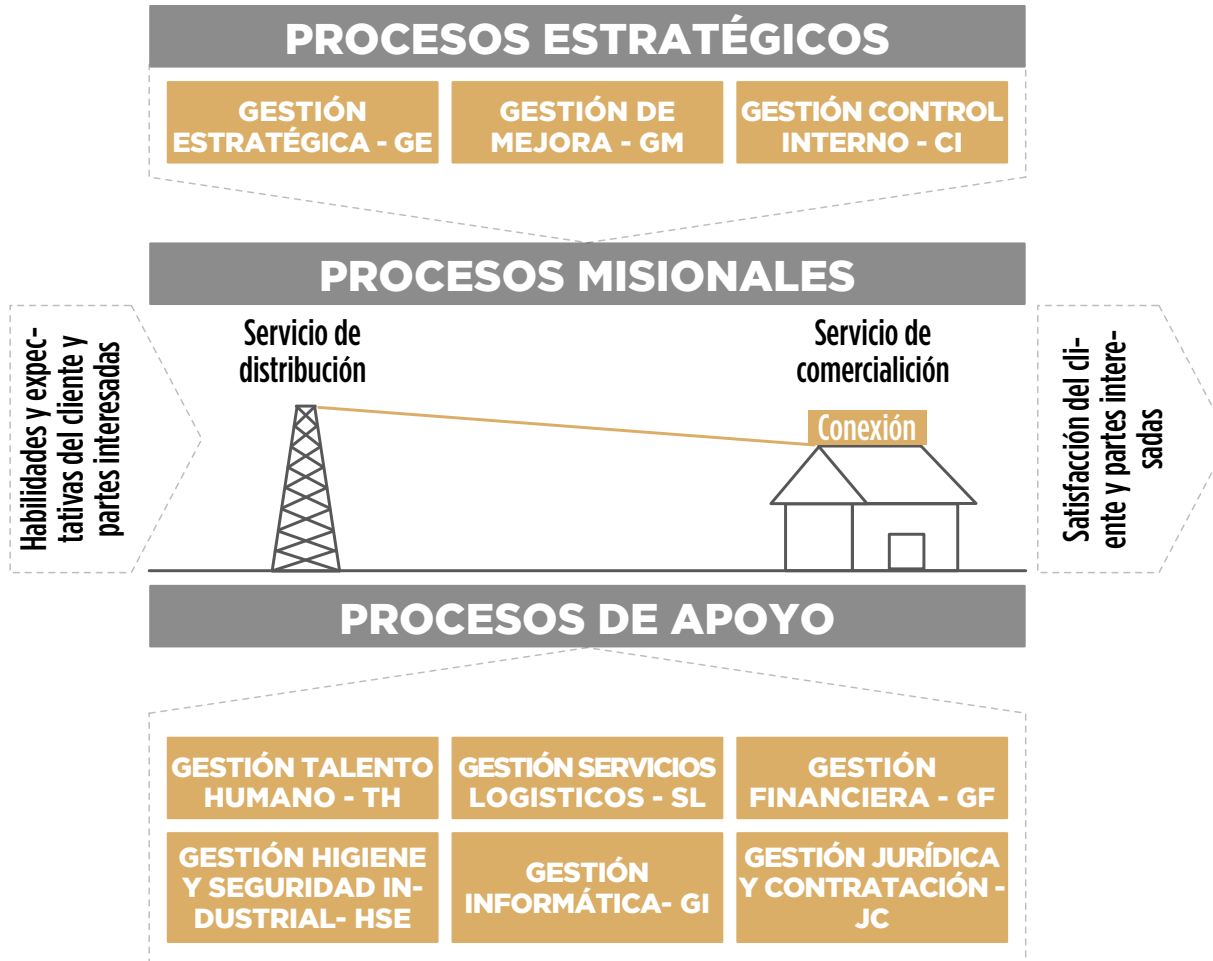
FUENTE// ÁREA DE CALIDAD. 2018

DESARROLLO DE AUDITORÍA INTERNA

Se ejecutan las auditorias 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, Versión 001, aprobado por gerencia y realizadas por los veinte y siete (27) colaboradores de la organización formados como auditores internos en Sistema de Gestión de la Calidad SGC NTC ISO 9001:2015, curso certificado por ICONTEC Internacional, entidad acreditada por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia ONAC.



Gráfica 48. Sistemas Integrados de Gestión SIG.



Para el desarrollo de las auditorías internas se establecen las siguientes etapas o actividades:

- Diseño, aprobación y socialización del programa de auditorías, aprobado por gerencia, asignando el proceso a auditar, equipo auditor, recursos y fechas.
- Elaboración del plan de auditoría, identificando los criterios a auditar, mediante el formato: GM-FO-05-Plan de auditoría-V001.
- Comunicación o socialización del plan de auditoría al auditado.
- Elaboración de la lista de verificación de los criterios a auditar, a través del formato: GM-FO-10-Lista de chequeo de auditoría-V001.
- Reunión de apertura de la auditoría y desarrollo de la auditoría al proceso específico.
- Reunión de cierre de la auditoría y presentación de los resultados de la actividad, mediante el formato: GM-FO-07-Informe de auditoría-V00, reportando las recomendaciones de mejora y no conformidades.

FUENTE// ÁREA DE CALIDAD. 2018

- Cierre de las recomendaciones de mejora y no conformidades reportadas en la auditoría, mediante la implementación de un

plan de acción por los líderes de procesos auditados, con el formato: GM-FO-03-GESTIÓN de Mejora - V001.



Imagen 59. Auditoría interna al proceso expansión del sistema ES.



Imagen 60. Auditoría interna al proceso control interno CI.

.. FUENTE// ÁREA DE CALIDAD. 2018

DESARROLLO DE PRE AUDITORIO DE CERTIFICACIÓN

Durante los días 8 y 9 de noviembre de 2017, se ejecuta la auditoría de tercera parte, por el Ing. Carlos Andrés Valencia - Auditor Externo de ICONTEC Internacional, verificando el cumplimiento del Sistema de Gestión de la Calidad ISO 9001-2015 y la Resolución CREG 097 de 2008. Alcanzando un resultado de ocho (8) recomendaciones de mejora y diez (10) No Conformidades o incumplimientos a los requisitos establecidos en las normas antes citadas. Para el cierre de los hallazgos se diseñó y aprobó por gerencia un plan de acción.

IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA INTEGRADO DE GESTIÓN SIG.

Se han ejecutado 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.

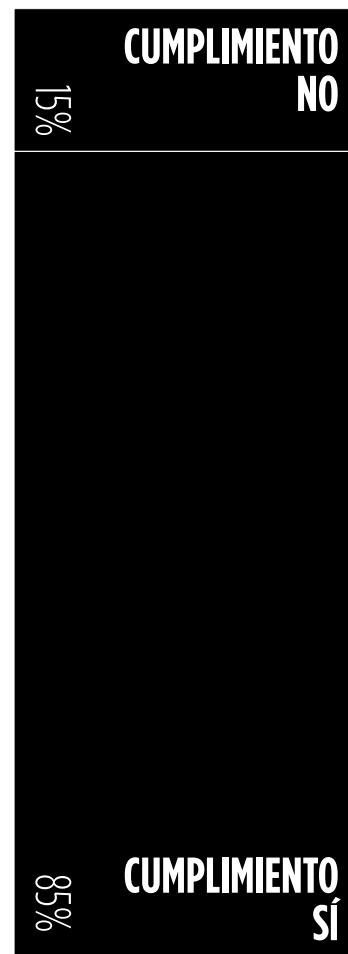


Imagen 61. Auditoría de tercera parte-ICONTEC Internacional.



N°	ACTIVIDADES DE IMPLEMENTACIÓN DEL SIG.	PONDERACIÓN	CUMPLIMIENTO	
			SÍ	NO
1.	PLATAFORMA ESTRATÉGICA.			
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%	
2.	DOCUMENTACIÓN-PROCEDIMIENTOS.			
2.1.	Procesos estratégicos.	20%	20%	
2.2.	Procesos misionales.	20%	20%	
2.3.	Procesos de apoyo.	20%	20%	
3.	REVISIÓN Y SEGUIMIENTO.			
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 16 procesos.	5%	5%	
3.4.	Formulación 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.	Formulación e implementación de Planes de acción (implementados por los auditados) para cierre de hallazgos reportados en auditoría de tercera parte.	5%		5%
TOTAL		100%	85%	15%

Tabla 67. Implementación del sistema integrado de gestión SIG



Gráfica 49. Implementación del Sistema integrado de gestión SIG.

.. FUENTE// ÁREA DE CALIDAD. 2018

TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN Y LAS TELECOMUNICACIONES TICS

INFORME TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN Y LAS TELECOMUNICACIONES TICS

La E.E.P. S.A. E.S.P. 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”, de acuerdo a esta premisa, el área de las TICS viene trabajando y cumpliendo con las metas proyectadas conforme a los objetivos.

Pese a la afectación en gran parte de las redes de comunicaciones WAN (Red de Área Extendida) y equipos de respaldo en la Subestación Junín; afectados en la avenida torrencial, la E.E.P. se propuso reestablecer el servicio de comunicaciones invirtiendo en tecnología avanzada, (Red WAN MPLS y Fibra Óptica), interconectando todas las sedes administrativas y garantizando la continuidad del servicio.

Culminó exitosamente la implementación del Sistema de Gestión

Documental ORFEO, herramienta básica para la organización y control documental al interior de la organización, con el objetivo de brindar una atención oportuna en todos los requerimientos de nuestros clientes.

En el año 2017 se realizaron las siguientes actividades:

SOFTWARE

Se culminó la fase II del proyecto “Implementación Software de Gestión Documental ORFEO”, entrando en producción el sistema en todas las sedes y dependencias con las siguientes actividades:

- Adquisición de HARDWARE (Servidor, Escáner, Lector Código de barras e impresora Stickers).
- Control de documento físico entrada y salida (Implementación puntos de radicación, Instalación servidores, parametrización TRD, Acceso intranet, credenciales usuarios, capacitación funcionarios).
- Control de documento electrónico (Implementación PQRs WEB, parametrización página PQRs, capacitación funcionarios, acompañamiento).

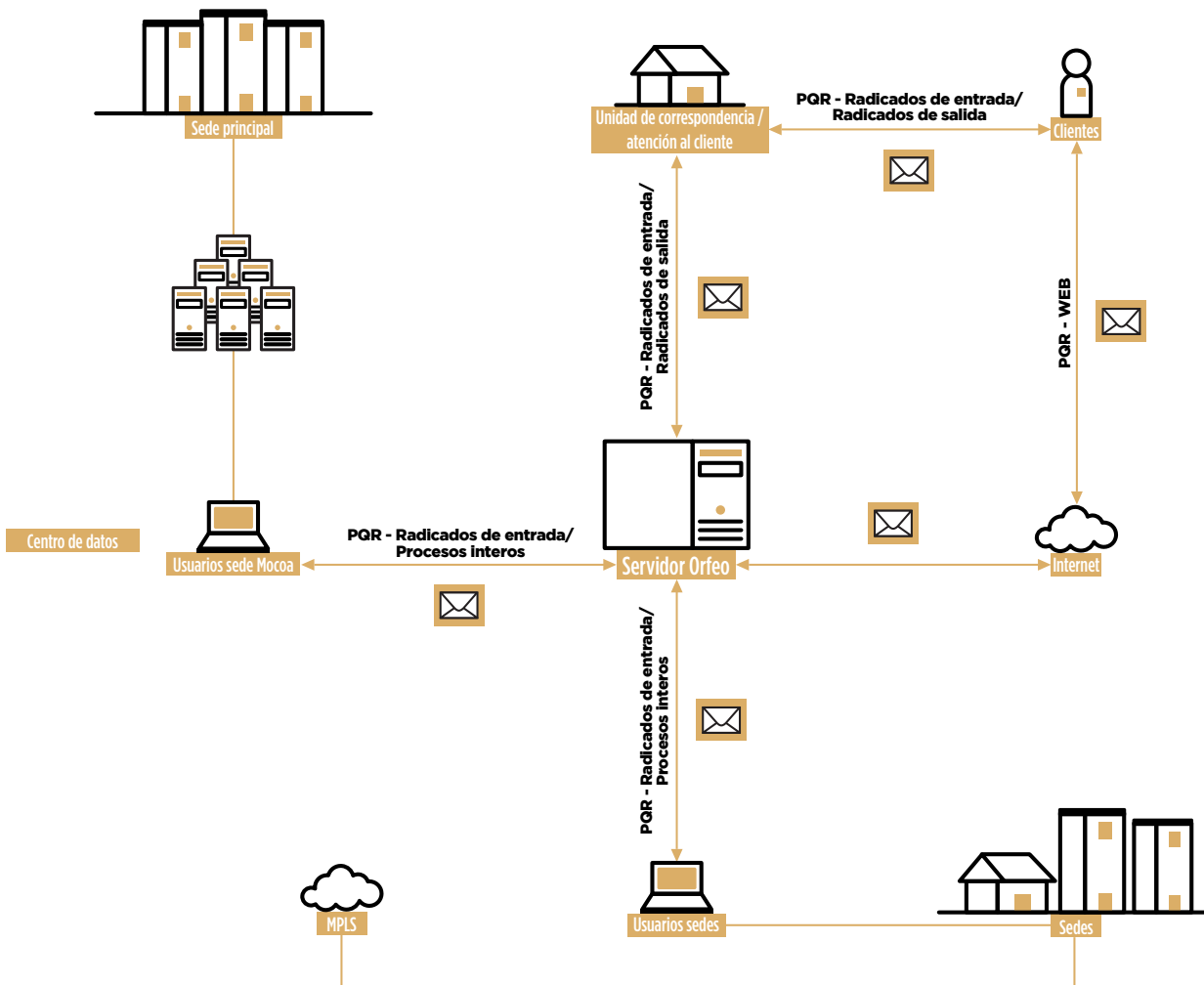
INFORME TICS - SOFTWARE

GESTIÓN	CAN.	DETALLE	ACTIVIDAD	ÁREA	SEDE
SOFTWARE	1	Implementación fase II Software de Gestión Documental ORFEO	Se culminó la fase II, Implementación del sistema para la gestión electrónica de documentos conforme a lo estipulado en el Decreto 1080. Instalación e implementación SGD Sistema gestión documental y procesos ORFEO.	TODAS LAS ÁREAS	Mocoa Villa Garzón, Puerto Guzmán, Piamonte y Orito.

Tabla 68. Componentes Costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica. Año 2017



Imagen 62. Socialización de la implementación del sistema de gestión documental digital Orfeo.



Gráfica 50. Estructura sistema de gestión documental ORFEO.

El Sistema de gestión documental ORFEO, permite gestionar eficazmente todas las comunicaciones que ingresan a la E.E.P. S.A. E.S.P. A través de los clientes y entidades externas, como también los procesos internos que se desarrollan en cada una de las dependencias.

Es así como el ORFEO, facilita la organización de cada una de las actividades de los usuarios, garantizando el cumplimiento oportuno de las tareas asignadas; buscando la optimización de los recursos y fomentando la autodisciplina en cada una de las funciones.

Es importante recalcar que la Superintendencia de Servicios Públicos en la circular 034 de 2014, obliga a las entidades que presten servicios públicos a:

“DISPONER DE DOCUMENTACIÓN ORGANIZADA, QUE SEA RECUPERABLE PARA USO DE LA ADMINISTRACIÓN, DE LOS ORGANISMOS DE CONTROL DEL ESTADO, LOS CIUDADANOS Y COMO FUENTE DE INFORMACIÓN HISTÓRICA”.

Luego con la implementación del Sistema ORFEO, estamos cumpliendo con la norma en cuanto a la creación de la ventanilla única o Unidad de Correspondencia, controlando la información física y electrónica, archivando expedientes organizados y estructurados de cada uno de los suscriptores y procesando información en todas las sedes en tiempo real.

ORFEO cuenta con un módulo reportes de gestión, donde se puede consultar periódicamente, Cuántas PQRs ingresaron, cuántas se han respondido, los tiempos de gestión, alertas por vencimiento de términos y quien, cuando y que se respondió, permitiendo la toma de decisiones por parte de la alta gerencia.

Actualmente ORFEO esta implementado en varias entidades públicas, entre las que se destacan: la Superservicios, Fiscalía, MinTransporte, MinAgricultura, MinSalud, Fuerzas Militares, etc.

HARDWARE

Se realizó la renovación de equipos de escritorio en las diferentes sedes (Mocoa, Villagarzón, Puerto Guzmán, Orito y Piamonte), con la modalidad PDTI (Puestos de Trabajo Informático).

En cuanto a equipos de impresión y escaneo, se adquirieron dos (2) impresoras de sticker para las actividades concernientes a la impresión de stickers en los radicados de entrada en el sistema ORFEO, un escáner para Atención al Cliente, con el fin de atender las PQRs que ingresan al sistema ORFEO y dos Lectores de Código de barras.

Referente al respaldo de la información, se adquirió una unidad NAS de alta capacidad en almacenamiento 16 TB para reemplazar la unidad afectada por la avenida torrencial en la Subestación Junín, igualmente se repotenció el servidor espejo para virtualizar el sistema SPARD.

Se adquirieron dos (2) servidores para la implementación del Sistema ORFEO y el servidor de correo local “ZIMBRA”, que garantiza la administración de los correos en cuanto a: respaldo de correos, menor tiempo de respuesta en el envío y recepción de correos, gestión y accesibilidad remota de las cuentas de correo por parte de los usuarios, portabilidad y compatibilidad en el acceso a los correos desde cualquier navegador y reducción considerable en costos de inversión en software propietario.



INFORME TICS - HARDWARE

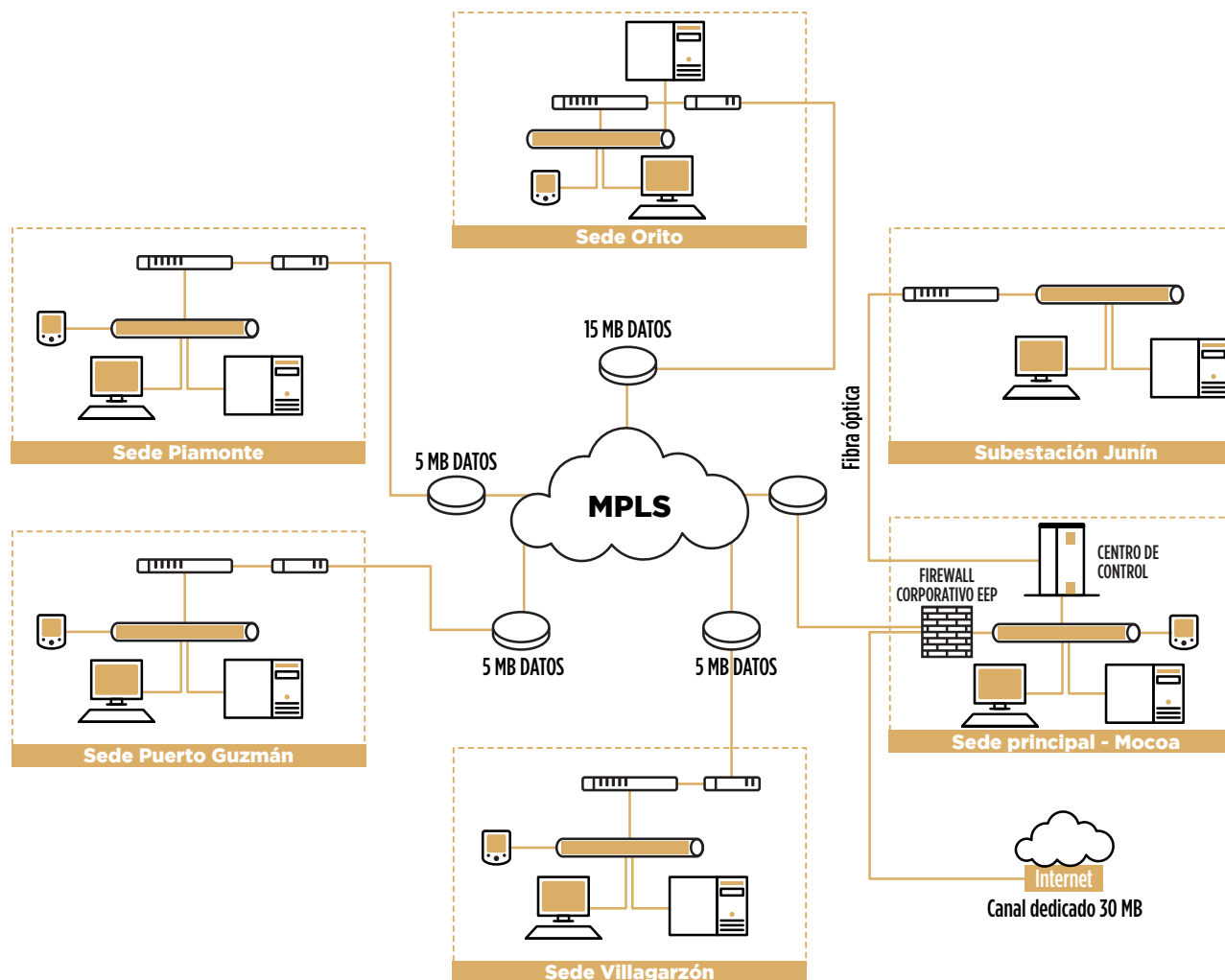
GESTIÓN	CAN.	DETALLE	ACTIVIDAD	ÁREA	SEDE
EQUIPOS DE COMPUTO	1	Escáner	Escáner - Área Atención al cliente, sistema ORFEO.	Comercial y Administrativa	Mocoa
	17	PC corporativos PDTI	PC corporativos PDTI para actualizar en todas las sedes.	Todas las áreas	Orito, Guzmán, Piamonte y Mocoa
	1	Unidad más de respaldo 16 TB	Unidad NAS de respaldo para reemplazar en la subestación Junín.	Administrativa y Técnica	Subestación Junín
	1	Servicio de virtualización Servidor Espejo SPARD.	Se contrató los servicios de virtualización del servidor Espejo HP SPARD, en el Centro de Control.	Calidad del Servicio	Mocoa
	2	Impresora de Stickers.	Se adquirieron Impresoras de Stickers para las actividades del sistema ORFEO, referentes a la impresión de código de barras.	Unidad de Correspondencia - Atención al Cliente	Mocoa
	2	Lectoras de código de barras	Se adquirieron lectores de código de barras para la lectura de estos en el ORFEO.	Unidad de Correspondencia - Atención al Cliente	Mocoa
	3	Discos de respaldo de 3 TB	Adquisición de Unidades de respaldo portables para los respaldos y Backups al sistema ORFEO y Servidor ZIMBRA.	Sistemas - Centro de datos	Mocoa

Tabla 69.

COMUNICACIONES

La E.E.P. S.A. E.S.P. Implementó la interconexión entre todas las sedes administrativas con tecnología MPLS (conmutación de Etiquetas Multiprotocolo), con el fin de garantizar la continuidad del servicio en todos los procesos administrativos con una conexión estable y segura.

Por otra parte, se contrató la reposición del tramo de fibra óptica afectado en la avenida torrencial (2.000 ms.), entre el Centro de Control y la Subestación Junín.



Gráfica 51. Arquitectura física de la red WAN MPLS y F.O.



INFORME TICS - COMUNICACIONES

GESTIÓN	CAN.	DETALLE	ACTIVIDAD	ÁREA	SEDE
COMUNICACIONES	3	Dispositivos de Integración FORTI-AP.	Se adquirieron dispositivos de comunicación para la interconexión WAN entre las sedes	Sistemas	Villa Garzón, Puerto Guzmán y Piamonte.
	3	Switch de 24 puertos	Adquisición de Switches de comunicación para la interconexión LAN en cada sede.	Sistemas	Villa Garzón, Puerto Guzmán y Piamonte.
	3	Gabinetes Rack	Se adquirieron Racks de comunicación para la disposición de los equipos de comunicación en cada sede.	Sistemas	Villa Garzón, Puerto Guzmán y Piamonte.
	2000	Reposición Fibra Óptica	Se contrató la reposición de 2.000 ms de Fibra Óptica, afectada en la avenida torrencial.	Técnica	Subestación Junín

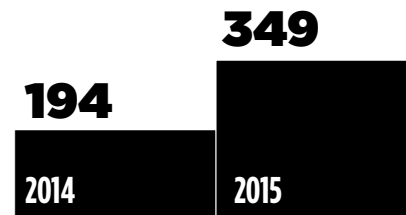
Tabla 70.

PROGRAMA DE SISTEMA DE GESTIÓN DE LA SEGURIDAD Y SALUD EN TRABAJO SG-SST

Las actividades desarrolladas durante el año 2017 lograron la consolidación del Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo -SG-SST- como una herramienta confiable y sólida en la compañía. Así lo demuestra el impacto favorable en los índices de accidentalidad y días de incapacidad, al lograr que el primero disminuyera un 0% y el acumulado de los días no laborados por incapacidad fueron disminuidos en un 0% con respecto al año anterior.

A continuación, se detallan las principales experiencias desarrolladas en favor de nuestro grupo de colaboradores y que permitieron el logro de resultados en el año 2017:

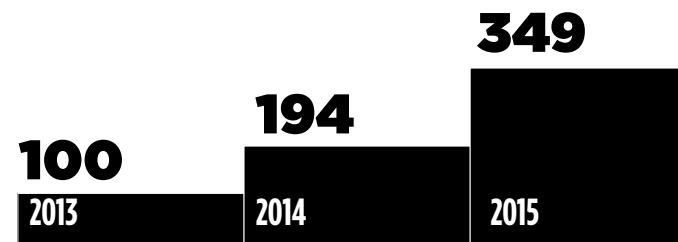
AUSENTISMO POR INCAPACIDAD LABORAL



FUENTE// ARL SURA. Gráfica 52.

Logros: Se Evidencia que no hubo cobros de días de incapacidad en 2017 por accidentes laborales. Ausentismo por incapacidad temporal. Este informe contiene los días de

DÍAS DE INCAPACIDAD TEMPORAL



Gráfica 53.

incapacidad pagados de los eventos ocurridos en el período de consulta y totaliza los días de incapacidad pagados hasta el momento de generación del reporte. Excluye enfermedades laborales y accidentes en investigación.

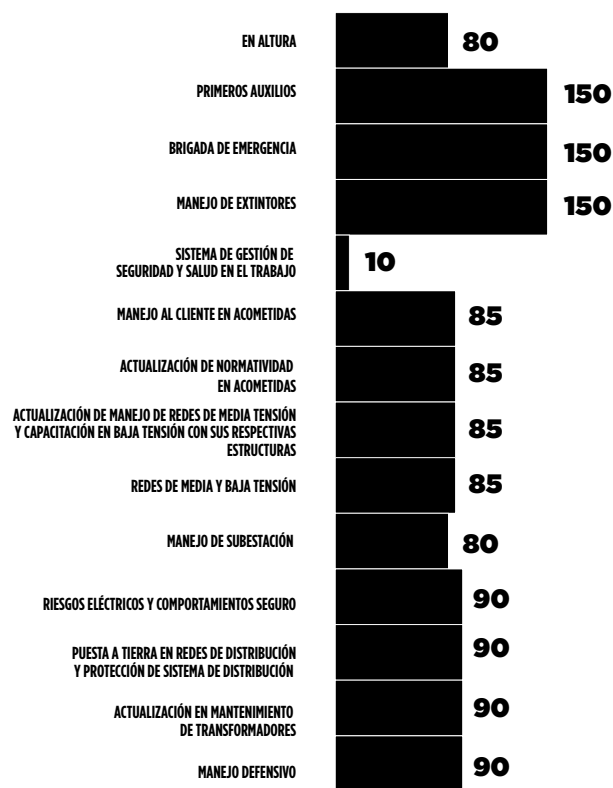
Seguridad Industrial En el año 2017 se realizaron de manera continua inspecciones de seguridad a la totalidad del personal operativo y administrativo, dando cumplimiento a la meta propuesta del 98%, en cobertura de la población objeti-

vo, intensificando así las campañas enfocadas en el auto cuidado del personal con técnicas y actividades destinadas a la identificación, valoración y al control de las causas de los accidentes de trabajo.

PLAN DE CAPACITACIONES EJECUTADAS

AÑO 2017 EN SGSST

CAPACITACIÓN



Gráfica 54.

Medicina Preventiva

Se realizaron campañas trimestrales teniendo en cuenta los siguientes enfoques: riesgo cardiovascular, vigilancia de cáncer de piel, vigilancia de riesgo psicosocial, programa biomecánico y familia segura.



Imágen 63. Personal de la empresa realizando pausas activas.

Riesgo cardiovascular

Importante resultado se ha obtenido en el control del riesgo cardiovascular gracias a las acciones encaminadas a motivar la adopción de estilos de vida saludable, así como acompañamiento y refuerzo, Especialmente a los trabajadores con algún nivel de riesgo cardiovascular. Se disminuyó el riesgo de presentar eventos cardiovasculares como infartos, trombosis, accidentes cerebrovasculares, o muerte súbita a los

90 trabajadores ubicados en niveles de riesgo alto y moderado. Se logró que el 4.1% de trabajadores con un nivel de riesgo cardiovascular moderado pasasen a nivel bajo, logrando que el 1.1% de la población estuviera en riesgo bajo.

Vigilancia de Cáncer de piel

En 2017, no se presentó ningún caso de cáncer de piel. Se realizaron actividades de promoción y prevención estimulando la utilización permanente de protección solar.

Vigilancia de riesgo psicosocial

De forma integral y partiendo de los resultados de las evaluaciones de años anteriores todas las actividades estuvieron enfocadas en minimizar este riesgo brindando acompañamiento permanente y atención psicológica y de apoyo al trabajador y sus familias en diferentes situaciones que afectan su estado laboral, familiar, emocional y, en algunos casos, espiritual.

Programa biomecánico

La atenuación de este riesgo laboral se ha logrado con la adopción de medidas como la dotación de puestos de trabajo ergonómicos y el acompañamiento a los trabajadores con inspecciones, capacitaciones, terapias grupales e individuales de activación corporal y actitudinal.



Imagen 64. Personal de la E.E.P. S.A. E.S.P. Recibiendo capacitación en prevención de riesgo psicosocial.

Familia segura

La continuidad de este programa en el 2017 ha permitido involucrar a los miembros de la familia del trabajador en las actividades de formación del Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo, logrando un aumento en el nivel de compromiso por parte del trabajador con el cumplimiento de las normas y recomendaciones en pro de ejecutar un trabajo bajo condiciones seguras, la modificación de los comportamien-

tos y los hábitos inadecuados tanto en la familia como en cada uno de sus integrantes.

La Empresa Energía Del Putumayo S.A. E.S.P. Comprometida con el bienestar de sus colaboradores, adoptó todo un sistema de gestión que busca ofrecer las condiciones de seguridad y salud adecuadas adicionalmente fortalecer la cultura del auto cuidado, involucrando igualmente a nuestros proveedores. Se

realiza un monitoreo permanente de indicadores tales como:

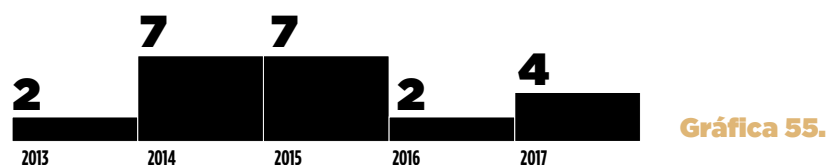


Imagen 65. Personal de la empresa participando en los simulacros nacionales.

FRECUENCIA DE LOS ACCIDENTES DE TRABAJO

Este informe contiene los accidentes laborales ocurridos en el período de consulta. Excluye enfermedades laborales y accidentes en investigación.

NÚMERO DE ACCIDENTES DE TRABAJO



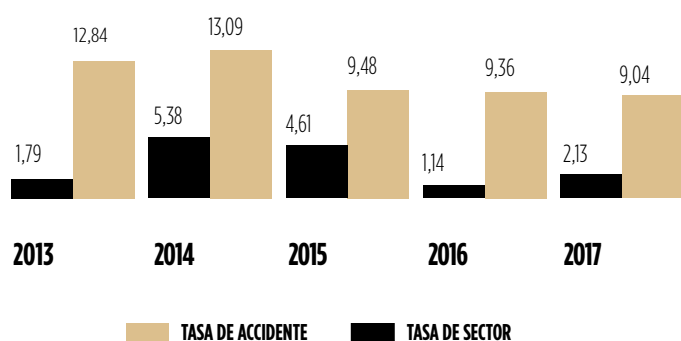
Gráfica 55.

FUENTE// ARL SURA.

Este informe contiene los accidentes laborales ocurridos en el período de consulta. Excluye enfermedades laborales y accidentes en investigación.

NÚMERO DE ACCIDENTES CLASIFICADOS COMO SI AT: **22 EN 5 AÑOS.**

TASA DE ACCIDENTALIDAD VS TASA DEL SECTOR



FUENTE// ARL SURA. Gráfica 56.

TASA DE ACCIDENTALIDAD

(Número de accidentes de trabajo de un período determinado / Trabajadores expuestos en el mismo período) * 100. La tasa de sector calculada es para empresas del sector ARL SURA S.A.

Logros:

- Reducción de la tasa promedio de accidentalidad en el año 2017 con respecto al promedio de los últimos 3 años que presenta un valor de 3,71%.
- En el 2017 el índice de severidad (días de incapacidad por accidentes de trabajo) presentó disminución de 26.5 respecto al año anterior. Es importante destacar que en este periodo no se presentaron accidentes graves ni fatales.
- El comportamiento del índice de lesiones incapacitantes (ILI) en el 2017 presentó una disminución de 0.1% comparado con el 2016, aunque la frecuencia de los accidentes fue mayor, (número de accidentes ocurridos en el periodo), la severidad disminuyó en una proporción significativa de 0.
- El programa de Seguridad y Salud en el Trabajo ha sido prioridad, lo cual se ve reflejado en un alto porcentaje de cumplien-

to (98%). Así mismo en procura del crecimiento y desarrollo del personal de la empresa, se invierten importantes recursos en capacitación, equipos y apoyo para los trabajadores, teniendo un crecimiento sostenido en estas actividades en los últimos dos años.

- Se destaca la gestión por alta gerencia realizada para la implementación del sistema de Gestión de Seguridad y Salud en trabajo para dar cumplimiento resolución 1111 del 2017, con el objetivo de cumplir con los beneficios de cumplir con la normatividad y la empresa, lo cual contribuye a mantener la armonía laboral, favoreciendo la estabilidad de las relaciones en la organización y el incremento de la productividad.



Imagen 66. Personal recibiendo capacitación.



Imagen 67. Reunión COPASST, comité paritario de seguridad y salud en el trabajo.



EVENTO DE EMERGENCIA DEL 31 DE MARZO DEL 2017, SE ACTIVÓ EL PLAN DE CONTINGENCIA

La alta gerencia, comprometida por recuperar la empresa de la avalancha se activa la cadena de llamadas todo el personal acude a recuperar las redes y contribuir para restablecer el servicio. Todos comprometidos con la empresa.



Imagen 68, 69. Personal de la E.E.P. S.A. E.S.P trabajando durante la emergencia por la avenida torrencial del 31 de marzo de 2017.

CAPÍTULO OCHO

RESPONSABILIDAD SOCIAL EMPRESARIAL

Apoyo a instituciones educativas

\$18.000.000



Imagen 70. Apoyo mejores bachilleres 2017 mediante entrega de computadores portátiles.

Apoyo a Escuelas de fútbol

\$7.500.000



Imagen 71. Fomento deportivo, apoyo a clubes y escuelas de fútbol.

Apoyo a eventos sociales	\$16.000.000
--------------------------	--------------



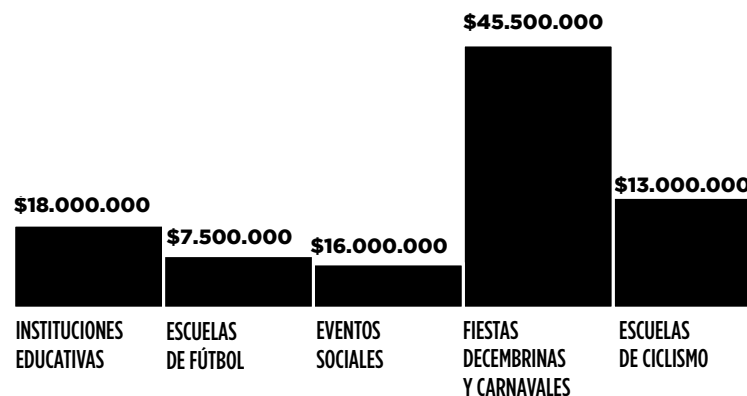
Imagen 72. Salsa al Parque, realizado en el marco del carnaval folclórico de Mocoa.

Apoyo a fiestas decembrinas y carnavales	\$45.500.000
--	--------------



Imagen 73. Celebración de la navidad con vecinos y trabajadores de la E.E.P. S.A. E.S.P.

Apoyo a escuelas de ciclismo	\$13.000.000
Total	\$100.000.000



Gráfica 57.



CAPÍTULO NUEVE

PROCESOS ADMINISTRATIVOS Y JUDICIALES OFICINA JURÍDICA

1. PROCESOS ADMINISTRATIVOS SANCIONATORIOS:

La empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. Durante el año 2017 hizo parte de 10 procesos administrativos sancionatorios.

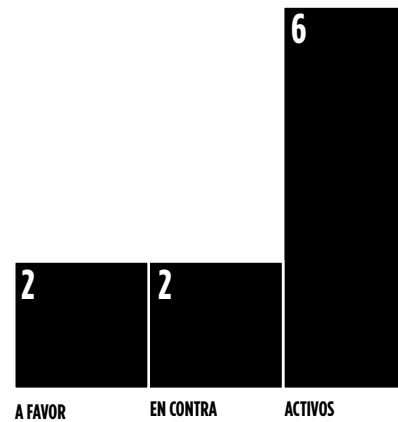
(i) Decisión a favor de la Empresa:
2

(ii) Decisión en contra de la Empresa:
2

(iii) Activos: 6

Conclusión: De los 10 procesos administrativos sancionatorios de los cuales hizo parte la Empresa de Energía del Putumayo S.A.E.S.P., 2 fueron resueltos a favor de ésta y 2 fueron resueltos en su contra. Lo anterior implica que a la fecha se encuentran activos 6 Procesos.

PROCESOS ADMINISTRATIVOS SANCIONATORIOS



Gráfica 58.



2. PROCESOS JUDICIALES

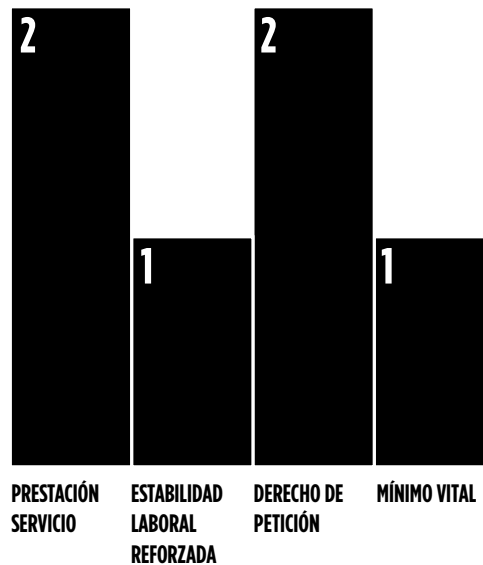
La Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. Fue parte de 30 procesos judiciales durante el año de 2017:

A. TUTELAS: 7

De los 27 procesos en los cuales participó la Empresa durante el año 2017, 7 fueron acciones constitucionales de tutela.

Observación 1: Durante el año 2017 la Empresa fue parte de 7 acciones de tutela, donde actuó como accionante en 1 y como accionada en 6. La tutela adelantada por la Empresa consistió en la solicitud de protección del derecho de petición y fue resuelta a su favor. Por su parte, las acciones en las que actuó como parte accionada se debieron a la presunta vulneración de los siguientes derechos:

TUTELAS E.E.P. PARTE ACCIONADA



Gráfica 59.

Observación 2: De las 6 acciones de tutela en las cuales la Empresa fue parte accionada 5 fueron resueltas a su favor y 1 en contra:

DECISIÓN TUTELAS EEP ACCIONADA



Gráfica 60.



b). ACCIONES POPULARES: 3

De los 27 procesos en los cuales participó la Empresa durante el año 2017, 3 fueron acciones populares. Observación: De las 3 acciones populares adelantadas en contra de la Empresa 2 buscan la prestación del servicio de alumbrado público y 1 busca tanto la prestación del servicio de energía eléctrica como la prestación del servicio de alumbrado público.

ACCIONES POPULARES



Gráfica 61.

c). MEDIO DE CONTROL DE REPARACIÓN DIRECTA: 1

d). PROCESOS LABORALES: 9

Procesos Laborales Con Fallo

Absolutorio: 5

Procesos Laborales Activos: 2

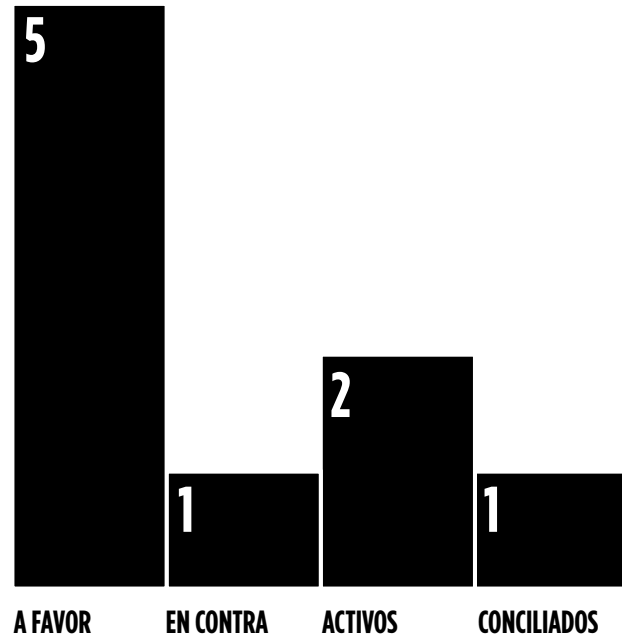
Procesos Laborales Condenatorios: 1

Procesos Conciliados: 1

Observación 1: Durante el año 2017 la Empresa hizo parte de 9 procesos laborales de los cuales 5 tienen fallo absolutorio, 2 se encuentran activos, 1 fue fallado en contra de la Empresa y 1 fue conciliado.



PROCESOS LABORALES



Gráfica 62.

Observación 2: La gestión jurídica adelantada por la Empresa de Energía del Putumayo evitó el pago de las pretensiones de los 5 procesos laborales en los cuales la Empresa obtuvo un fallo favorable, las cuales sumaban un valor de \$ 2.411.706.716.

- e). PROCESOS EJECUTIVOS: 3
- f). PROCESOS PENALES: 7

La Empresa ha realizado 7 denuncias penales, dichos procesos se encuentran siendo adelantados por la Fiscalía.





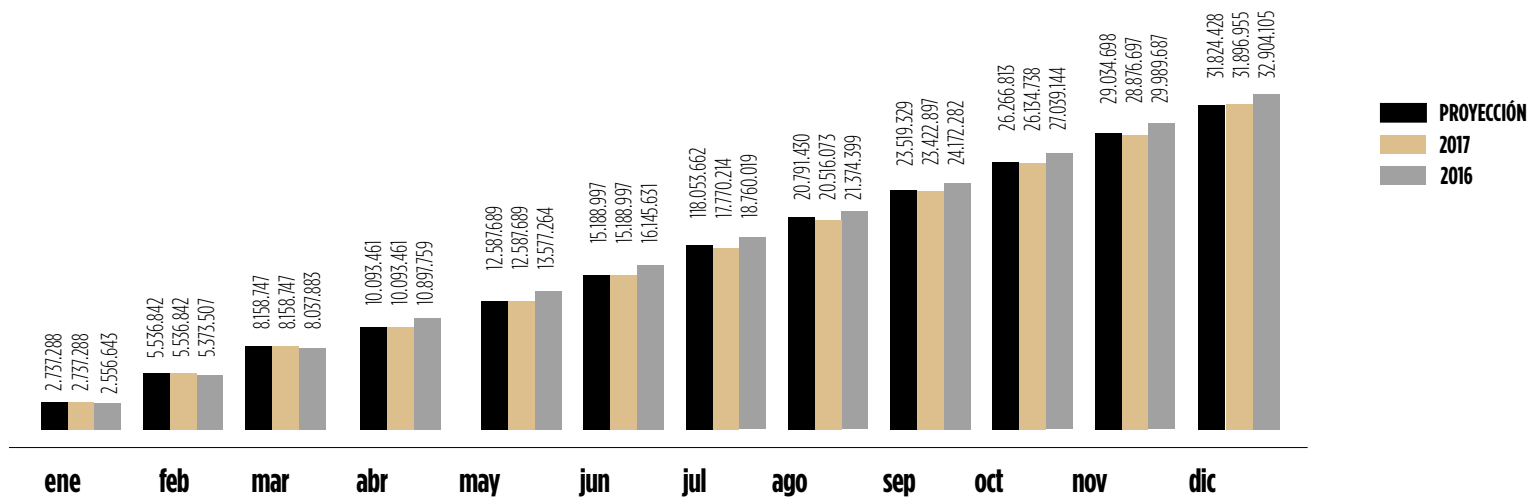
CAPÍTULO DIEZ

ESTADOS DE RESULTADOS COMPARATIVOS

2016 -2017 VS LA PROYECCION E INDICADORES FINANCIEROS

INGRESOS OPERACIONALES

PERIODO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DIEMBRE
PROYECCIÓN	2.737.288	5.536.842	8.158.747	10.093.461	12.587.689	15.188.997	18.053.662	20.791.430	23.519.329	26.266.813	29.034.698	31.824.428
2017	2.737.288	5.536.842	8.158.747	10.093.461	12.587.689	15.188.997	17.770.214	20.516.073	23.422.897	26.134.738	28.876.697	31.896.955
2016	2.556.643	5.373.507	8.037.883	10.897.759	13.577.264	16.145.631	18.760.019	21.374.399	24.172.282	27.039.144	29.989.687	32.904.105



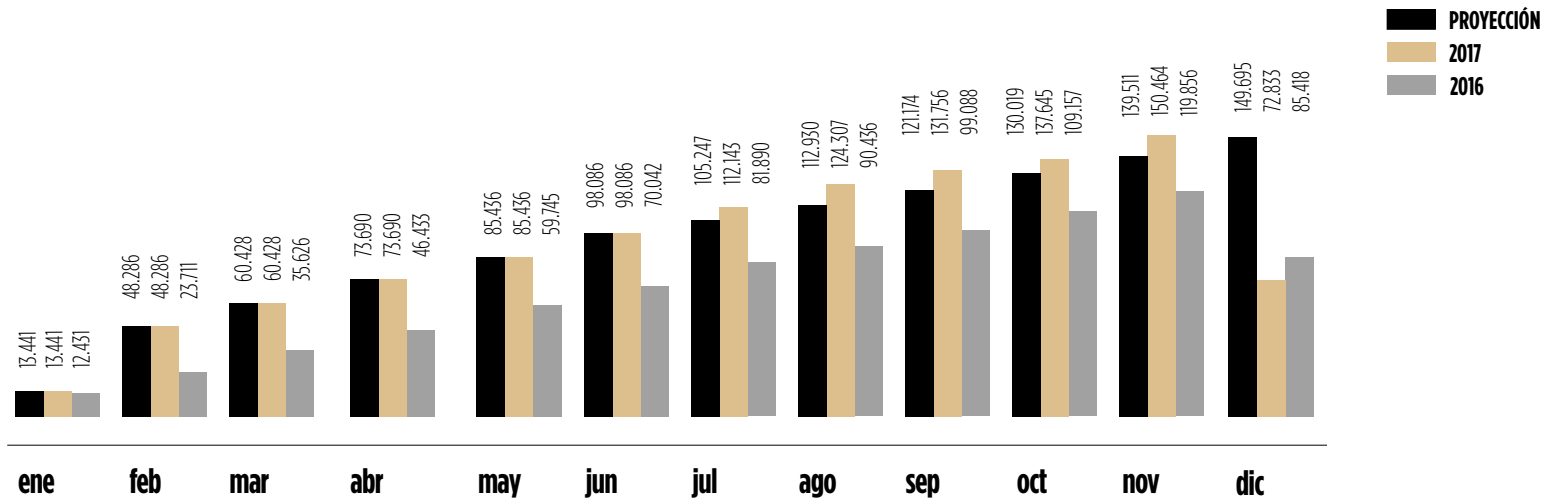


INGRESOS NO OPERACIONALES

DE ENERO A DICIEMBRE 2017

PERIODO ENERO FEBRERO MARZO ABRIL MAYO JUNIO JULIO AGOSTO SEPTIEMBRE OCTUBRE NOVIEMBRE DICIEMBRE

PERIODO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
PROYECCIÓN	13.441	48.286	60.428	73.690	85.436	98.086	105.247	112.930	121.174	130.019	139.511	149.695
2017	13.441	48.286	60.428	73.690	85.436	98.086	112.143	124.307	131.756	137.645	150.464	72.833
2016	12.431	23.711	35.626	46.433	59.745	70.042	81.890	90.436	99.088	109.157	119.856	85.418

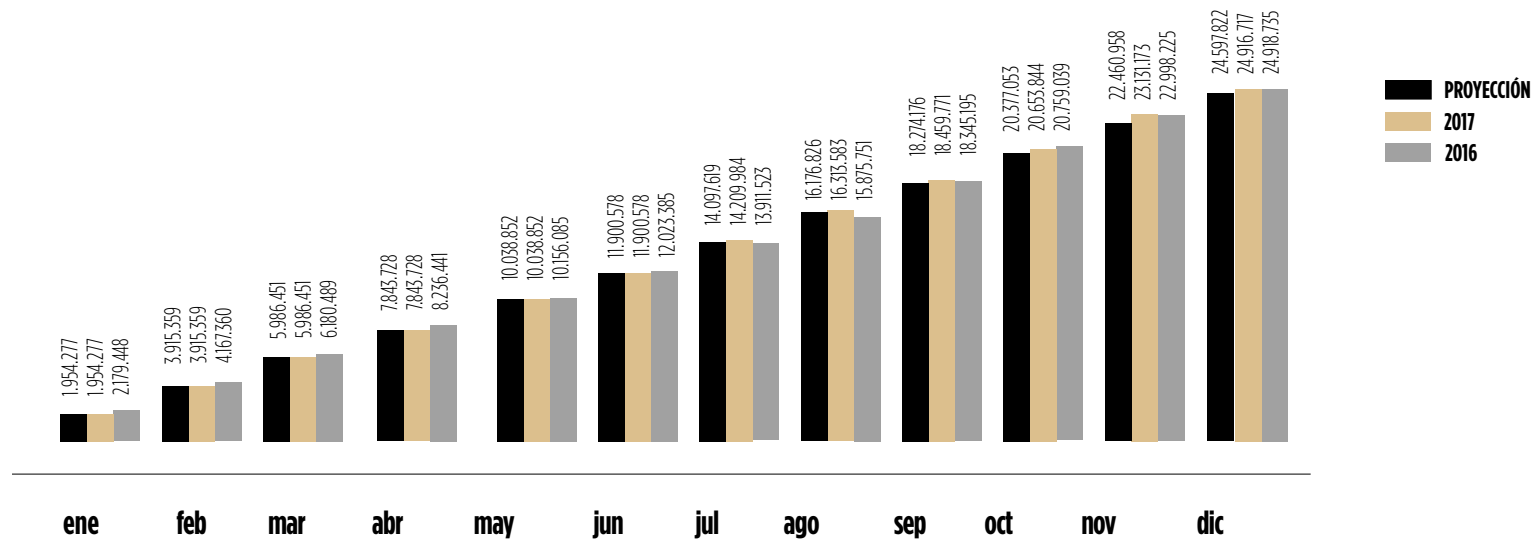




COSTOS COMPARATIVO

DE ENERO A DICIEMBRE 2017

PERIODO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
PROYECCIÓN	1.954.277	3.915.359	5.986.451	7.843.728	10.038.852	11.900.578	14.097.619	16.176.826	18.274.176	20.377.053	22.460.958	24.597.822
2017	1.954.277	3.915.359	5.986.451	7.843.728	10.038.852	11.900.578	14.209.984	16.313.583	18.459.771	20.653.844	23.131.173	24.916.717
2016	2.179.448	4.167.360	6.180.489	8.236.441	10.156.085	12.023.385	13.911.523	15.875.751	18.345.195	20.759.039	22.998.225	24.918.735

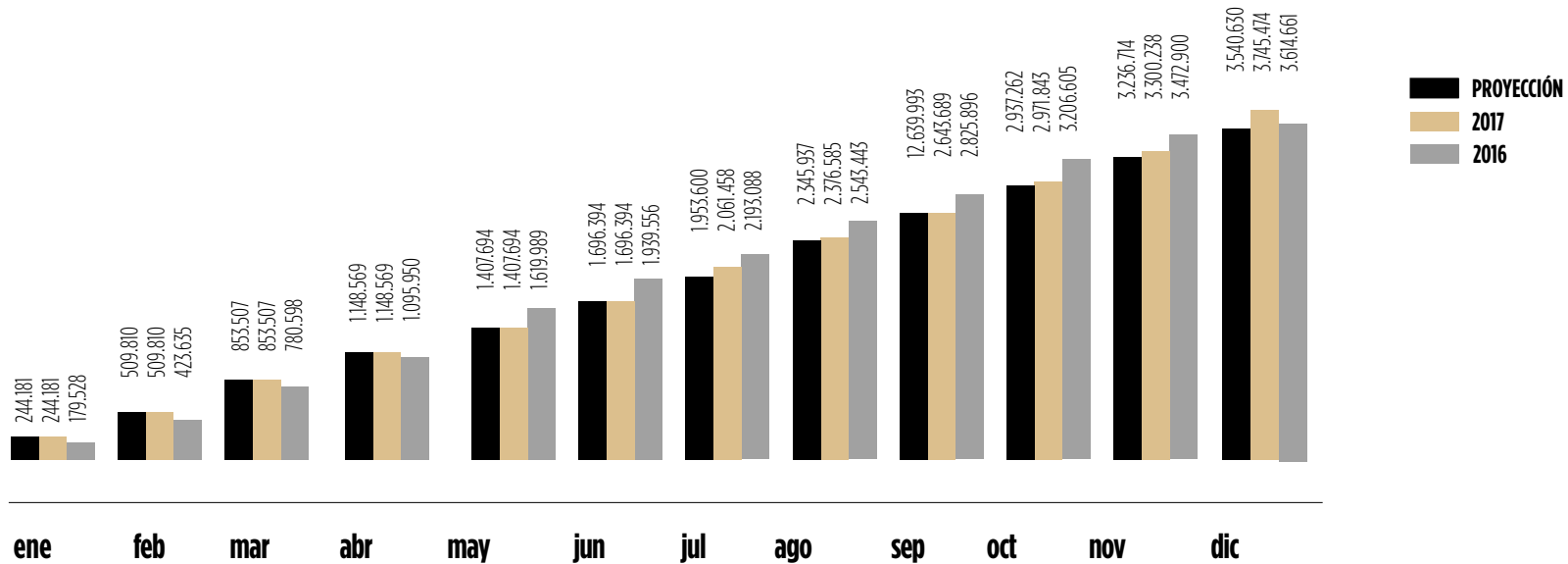




GASTOS ADMINISTRATIVOS COMPARATIVO

DE ENERO A DICIEMBRE 2017

PERIODO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
PROYECCIÓN	244.181	509.810	853.507	1.148.569	1.407.694	1.696.394	1.953.600	2.345.937	2.639.993	2.937.262	3.236.714	3.540.630
2017	244.181	509.810	853.507	1.148.569	1.407.694	1.696.394	2.061.458	2.376.585	2.643.689	2.971.843	3.300.238	3.745.474
2016	179.528	423.635	780.598	1.095.950	1.619.989	1.939.556	2.193.088	2.543.443	2.825.896	3.206.605	3.472.900	3.614.661

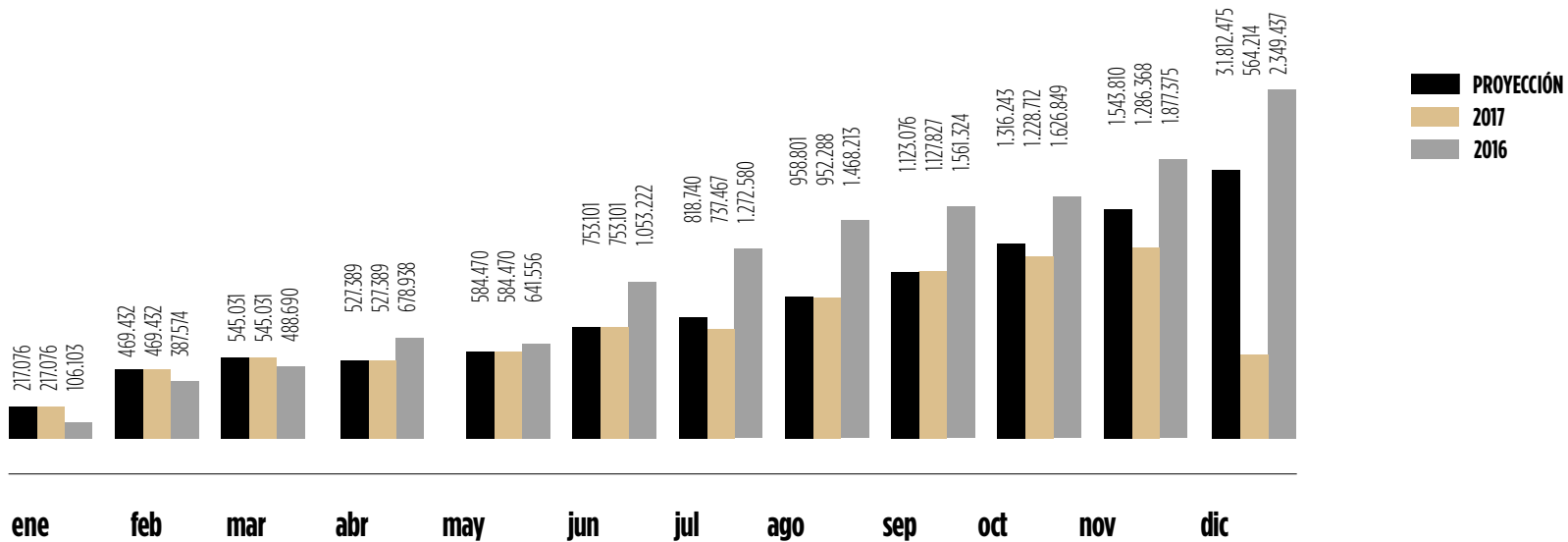




DETERIORO, DEPRECIACIONES Y PROVISIONES

DE ENERO A DICIEMBRE 2017

PERIODO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
PROYECCIÓN	217.076	469.432	545.031	527.389	584.470	753.101	818.740	958.801	1.123.076	1.316.243	1.543.810	1.812.475
2017	217.076	469.432	545.031	527.389	584.470	753.101	737.467	952.288	1.127.827	1.228.712	1.286.368	564.214
2016	106.103	387.574	488.690	678.938	641.556	1.053.222	1.272.580	1.468.213	1.561.324	1.626.849	1.877.375	2.349.437

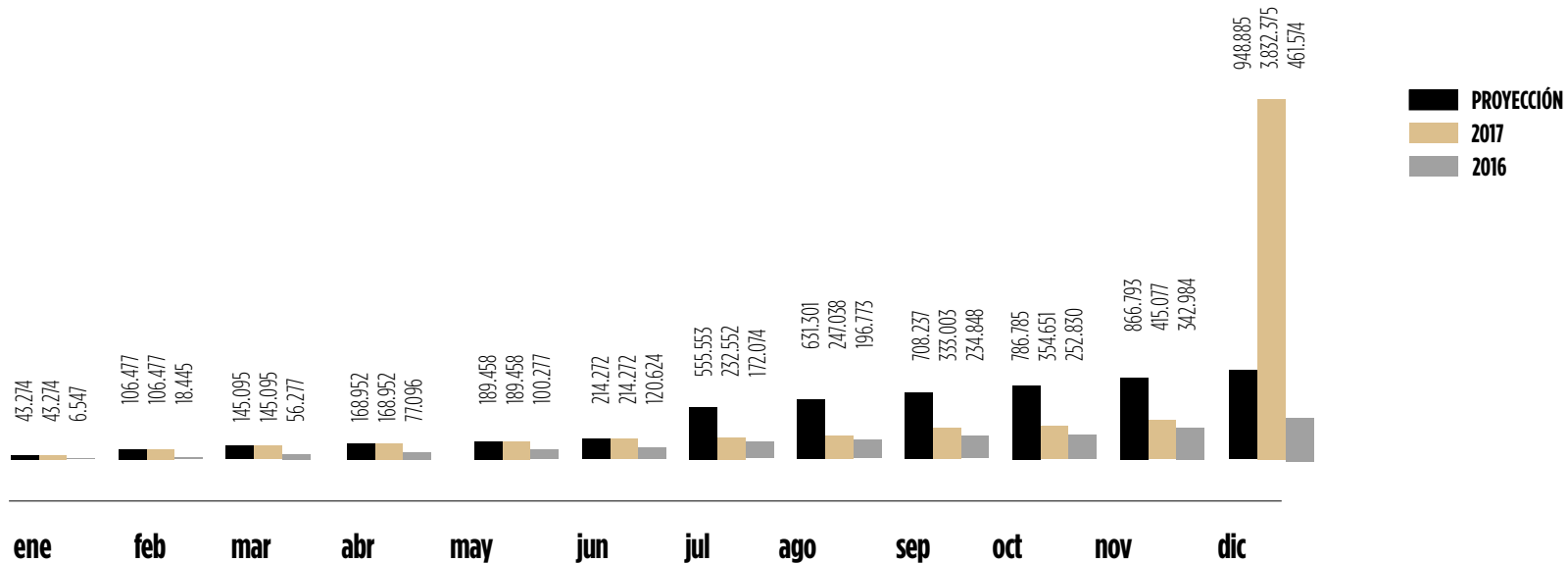




OTROS GASTOS

DE ENERO A DICIEMBRE 2017

PERIODO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
PROYECCIÓN	43.274	106.477	145.095	168.952	189.458	214.272	555.553	631.301	708.237	786.785	866.793	948.885
2017	43.274	106.477	145.095	168.952	189.458	214.272	232.552	247.038	333.003	354.651	415.077	3.832.375
2016	6.547	18.445	56.277	77.096	100.277	120.624	172.074	196.773	234.848	252.830	342.984	461.574

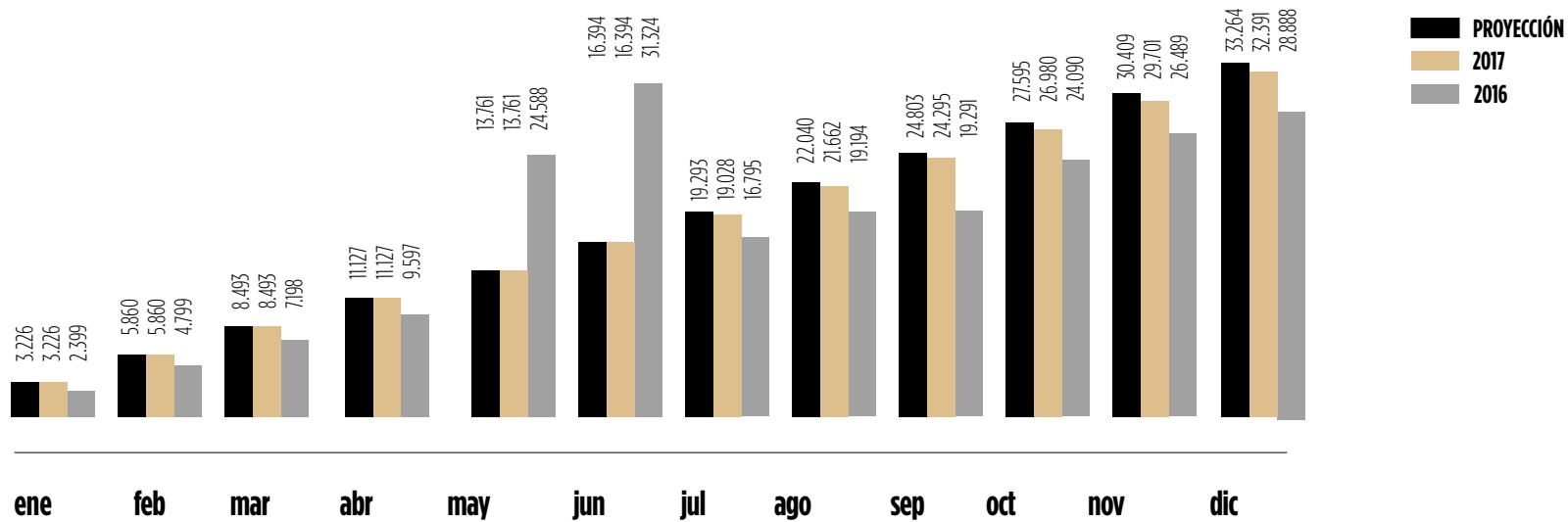




GASTOS FINANCIEROS

DE ENERO A DICIEMBRE 2017

PERIODO	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
PROYECCIÓN	3.226	5.860	8.493	11.127	13.761	16.394	19.293	22.040	24.803	27.595	30.409	33.264
2017	3.226	5.860	8.493	11.127	13.761	16.394	19.028	21.662	24.295	26.980	29.701	32.391
2016	2.399	4.799	7.198	9.597	24.588	31.324	16.795	19.194	19.291	24.090	26.489	28.888



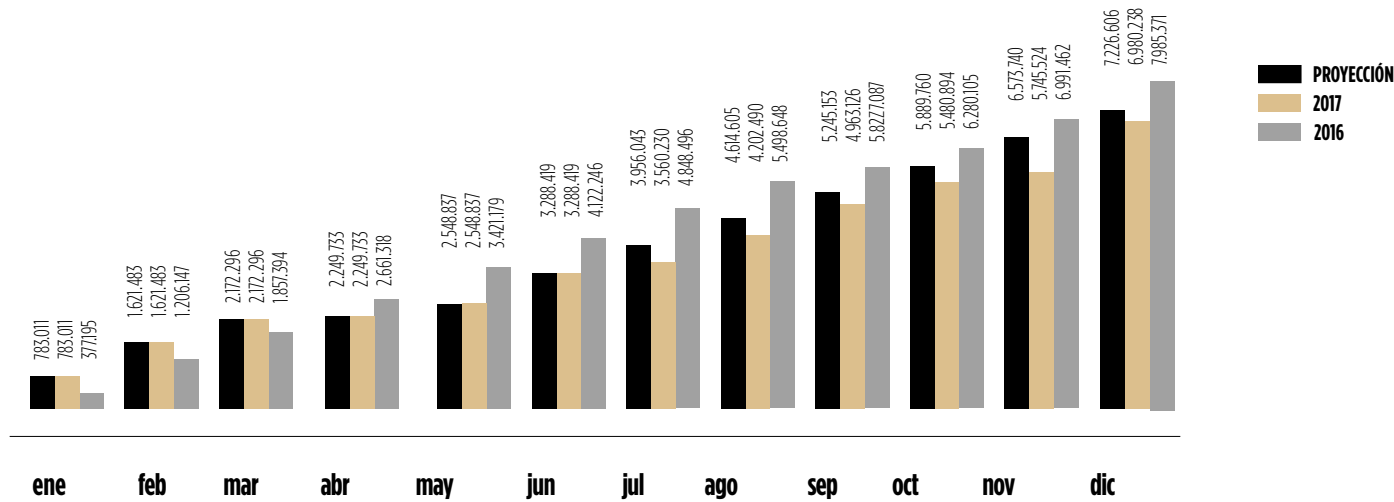


UTILIDADES ACUMULADAS COMPARATIVOS

DE ENERO A DICIEMBRE 2017

UTILIDAD BRUTA EN VENTAS

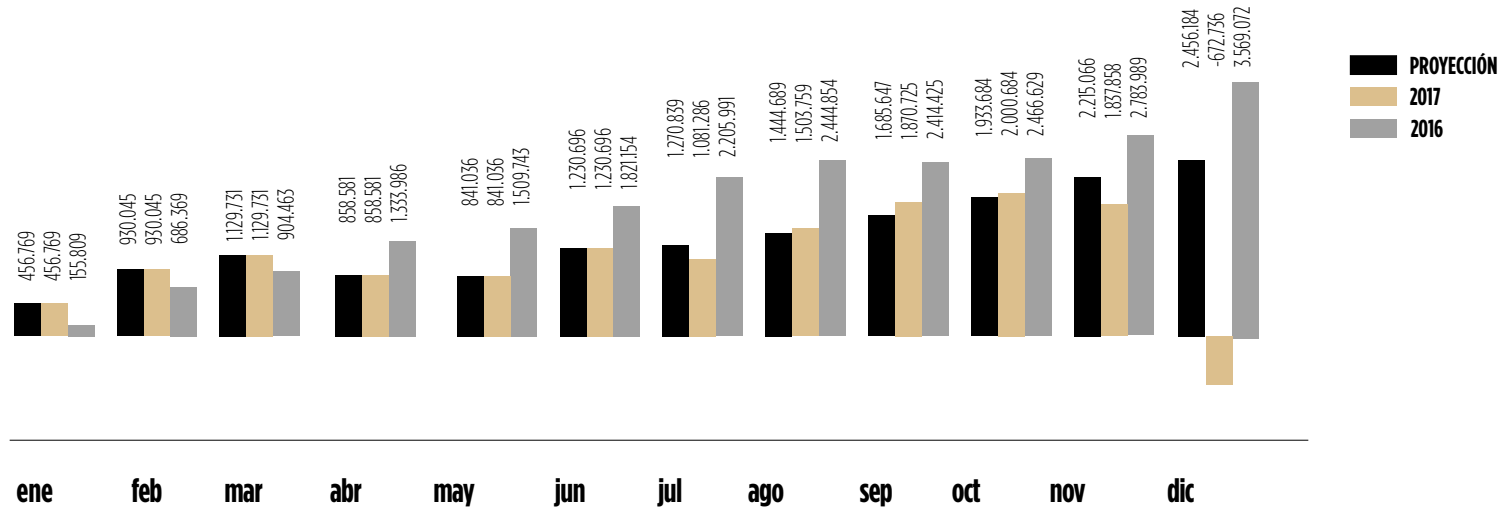
PERIODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
PROYECCIÓN	783.011	1.621.483	2.172.296	2.249.733	2.548.837	3.288.419	3.956.043	4.614.605	5.245.153	5.889.760	6.573.740	7.226.606
2017	783.011	1.621.483	2.172.296	2.249.733	2.548.837	3.288.419	3.560.230	4.202.490	4.963.126	5.480.894	5.745.524	6.980.238
2016	377.195	1.206.147	1.857.394	2.661.318	3.421.179	4.122.246	4.848.496	5.498.648	5.827.087	6.280.105	6.991.462	7.985.371





UTILIDAD OPERACIONAL

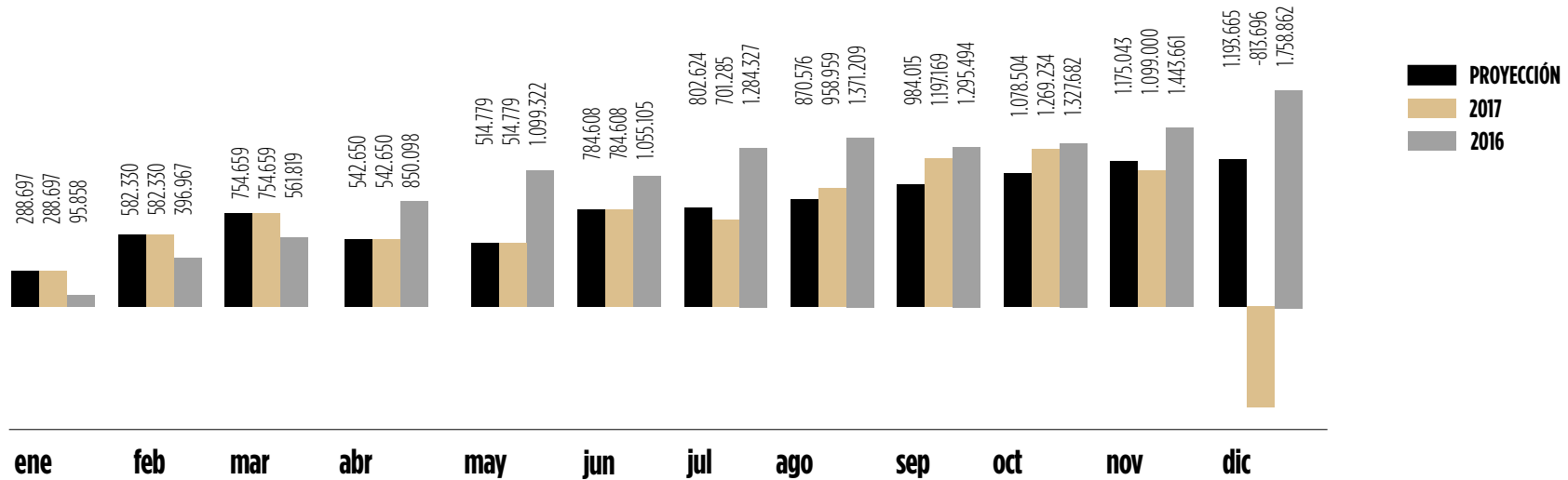
PERIODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
PROYECCIÓN	456.769	930.045	1.129.731	858.581	841.036	1.230.696	1.270.839	1.444.689	1.685.647	1.933.684	2.215.066	2.456.184
2017	456.769	930.045	1.129.731	858.581	841.036	1.230.696	1.081.286	1.503.759	1.870.725	2.000.684	1.837.858	-672.736
2016	155.809	686.369	904.463	1.333.986	1.509.743	1.821.154	2.205.991	2.444.854	2.414.425	2.466.629	2.783.989	3.569.072





UTILIDAD O PÉRDIDA DEL EJERCICIO

PERIODO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	SEP	OCT	NOV	DIC
PROYECCIÓN	288.697	582.330	754.659	542.650	514.779	784.608	802.624	870.576	984.015	1.078.504	1.078.504	1.175.043	1.193.665
2017	288.697	582.330	754.659	542.650	514.779	784.608	701.285	958.959	1.197.169	1.269.234	1.269.234	1.099.000	-813.696
2016	95.858	396.967	561.819	850.098	1.099.322	1.055.105	1.284.327	1.371.209	1.295.494	1.327.682	1.327.682	1.443.661	1.758.862





INDICADORES FINANCIEROS DE LA SITUACIÓN FINANCIERA NIIF 2017

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

Activo Corriente
Pasivo Corriente

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.

INDICADORES NIIF

INDICADORES COLGA

		2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
Activo Corriente	9.396.220									
Pasivo Corriente	9.251.836									
Razón Corriente	= 1,02	1,06	1,07	1,07	0,82	0,91	1,2	1,4	0,81	1,12

La empresa tiene una razón corriente de 1,02, lo que quiere decir que por cada peso que la empresa debe en el corto plazo cuenta con 1,02 pesos para responder, con respecto a el año 2017

SOLIDEZ

Activo Total
Pasivo Total

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

INDICADORES NIIF

INDICADORES COLGA

		2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
Activo Total	35.870.311									
Pasivo Total	16.013.389									
Solidez	= 2,24	2,57	2,86	1,81	1,75	1,84	1,61	1,60	2,00	2,21

La empresa en este momento tiene a su disposición 2,24 pesos para respaldar cada (1) peso de sus obligaciones con el total del activo.



CAPITAL DE TRABAJO

INDICADORES NIIF

INDICADORES COLGA

	INDICADORES NIIF			INDICADORES COLGA			
	2016	2015		2014	2013		
Activo Corriente (-) Pasivo Corriente	9,396,220	(-) 9,251,836	= 144.384	486872,00	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 \$144,384 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."

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

	INDICADORES NIIF			INDICADORES COLGA						
	2016	2015		2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
$\frac{\text{Pasivo Total}}{\text{Activo Total}} \times 100 = \mathbf{44,64\%}$	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 2017 tienen una participación del 44,64% sobre el total de los activos, el cual no es un nivel muy riesgoso, o que por cada peso que la empresa ha invertido 44,64 centavos han sido financiados por los acreedores.



INDICADOR DE APALANCAMIENTO	INDICADORES NIIF				INDICADORES COLGA				
	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008
Pasivo Total	16.013.389	13.200.000	12.321.000	13.287.000	11.974.000	16.444.000	16.780.000	100.040.000	82.370.000
Patrimonio	19.856.922	15.500.000	15.210.000	13.870.000	11.740.000	16.440.000	16.780.000	100.040.000	82.370.000
	x100 = 80,64%	63,50%	53,78%	123,21%	132,87%	119,74%	164,44%	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 80,64% en comparación con el patrimonio para contribuir con los compromisos de la empresa. También es importante ver quien financia mas la empresa si los accionistas o los acreedores. En este caso son los accionistas.

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	
	2016	2015	2014	2013
Utilidad NETA	-813.696	1.143.169,80	4.516.884	4.759.976
(+) Interes Financieros	171.334			
(+) Impuestos ICA, CREE y renta	393.097			
(+) Gastos de depreciación	1.203.681			
(+) Gastos por amortizaciones	188.753			

“Es una 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 contable reportada en el estado de resultados es de \$1,054,337 pero entre los gastos se presentan gastos como: \$171,502 de interés, \$393,097 de impuestos, \$1,203,681 de depreciación, \$188,753 de amortizaciones que no implican salida de efectivo, por lo cual se suman a la utilidad operacional en términos 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

Ebitda
Ingresos Netos

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.

INDICADORES NIIF

INDICADORES COLGA

		2016	2015	2014	2013
1.143.170	=	16,95	16,11	17,73	21,93
31.896.955					

Por cada \$100 de ingreso, la operación deja utilidades en efectivo por \$3,58 para el mes de Diciembre del 2017, para pagar impuestos, realizar inversiones, atender la deudas y pagar dividendos.



CAPÍTULO ONCE

ESTADOS FINANCIEROS

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

Mocoa 26 de febrero de 2018.

Los suscritos representante legal y contador de EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. Certificamos que, en los estados financieros de la compañía, con corte al 31 de diciembre de 2017, 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 2017 y 2016 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

JHON GABRIEL
MOLINA ACOSTA

Gerente

CONTADORA

JEANE ALEXANDRA
GUERRERO

Contadora TP116529-T

Original Firmado

**ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA DE APERTURA**

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016

(Cifras en miles de pesos colombianos - COP)

NOTAS DIC 31, 2017 DIC 31, 2016

ACTIVOS			
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	154.172	246.868
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	6	6.841.620	7.246.665
Activos por impuestos	7	0	37.582
Inventarios	8	1.940.028	1.034.197
Inversiones	10	460.400	460.400
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		9.396.220	9.025.712
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Efectivo restringido	5	570.769	
Propiedades, planta y equipo	11	22.073.624	22.444.272
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12	668.924	672.488
Activos por impuestos diferidos	7	2.897.326	1.591.661
Otros activos no financieros	9	263.447	382.011
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		26.474.090	25.090.432
TOTAL ACTIVOS		35.870.310	34.116.144

JHON GABRIEL
MOLINA ACOSTA**Gerente**JEANE ALEXANDRA
GUERRERO**Contadora TP116529-T**DUCARDO JEMBER
URQUIJO CHAVEZ**Revisor Fiscal TP 113563-T****Original Firmado**



NOTAS DIC 31, 2017 DIC 31, 2016

PASIVOS			
PASIVOS CORRIENTES			
Pasivos financieros	13	455.847	1.358.594
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	14	7.632.242	5.903.896
Beneficios a empleados	15	385.022	474.172
Pasivos por impuestos	7	778.725	802.179
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		9.251.836	8.538.841
PASIVOS NO CORRIENTES			
Pasivos financieros	13	883.930	442.388
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	14	2.275.115	1.804.567
Pasivos por impuestos diferidos	7	3.602.508	2.463.884
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		6.761.553	4.710.839
TOTAL PASIVOS		16.013.389	13.249.680
PATRIMONIO NETO			
Capital emitido	16	9.546.030	8.158.900
Prima de emisión	16	28.105	28.105
Otras reservas	16	2.545.126	2.369.240
Ganancias acumuladas (Efecto por conversión NIIF)	16	7.737.660	10.310.219
PATRIMONIO NETO TOTAL		19.856.921	20.866.464
TOTAL PASIVOS Y PATRIMONIO NETO		35.870.310	34.116.144

JHON GABRIEL
MOLINA ACOSTA

Gerente

JEANE ALEXANDRA
GUERRERO

Contadora TP116529-T

DUCARDO JEMBER
URQUIJO CHAVEZ

Revisor Fiscal TP 113563-T

Original Firmado

**ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL**

Años terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016
(Cifras en miles de pesos colombianos - COP)

	NOTAS	DIC 31, 2017	DIC 31, 2016
Ingresos de actividades ordinarias	17	31.896.954	32.904.105
Costo de ventas y operación	18	(24.916.717)	(24.918.735)
Ganancia bruta		6.980.237	7.985.370
Gastos de administración	19	(3.916.591)	(4.097.358)
Otros ingresos	20	307.688	142.634
Otros Gastos	20	(3.832.375)	(461.573)
Otras Ganancias (Pérdidas)		(461.041)	3.569.073
Ingresos financieros	21	72.832	85.418
Gastos financieros	21	(32.391)	(28.888)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos		(420.600)	3.625.603
Ingreso (gastos) por impuestos	22	(393.097)	(1.866.740)
Resultados neto del periodo		(813.697)	1.758.863

JHON GABRIEL
MOLINA ACOSTA

JEANE ALEXANDRA
GUERRERO

DUCARDO JEMBER
URQUIJO CHAVEZ

Gerente

Contadora TP116529-T

Revisor Fiscal TP 113563-T

Original Firmado

**ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO**

Al 31 de diciembre de 2017 y 2016

(Cifras en miles de pesos colombianos - COP)

		GANANCIAS ACUMULADAS										
		CAPITAL EMITIDO	PRIMA DE EMISIÓN	RESERVAS			AJUSTE ADOPCIÓN NCIF	RESULTADOS DEL EJERCICIO	GANANCIAS	EFFECTOS POR CONVERSIÓN	TOTAL	TOTAL PATRIMONIO
							2.207.183					
SALDOS AL 01 DE ENERO DE 2016	Nota 16	7.234.790	28.105	0	0	2.207.183		835.857	3.562	9.317.250	10.156.669	19.626.747
Capital		924.110									0	924.110
Prima de emisión			0				162.057				0	0
Constitución de reservas				0	0	162.057		(83.585)			(83.585)	78.472
Distribución de dividendos						0	0	(752.272)			(752.272)	(752.272)
Resultados acumulados		0						1.758.863	1.461	(770.918)	989.406	989.406
							2.369.240					
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016		8.158.900	28.105	0	0	2.369.240	0	1.758.863	5.023	8.546.332	10.310.218	20.866.463
Capital		1.387.130									0	1.387.130
Prima de emisión			0	0	0	175.886	175.886				0	0
Constitución de reservas								(175.886)			(175.886)	0
Distribución de dividendos								(1.582.977)	0		(1.582.977)	(1.582.977)
Déficit de resultado generado en el periodo de transición a NCIF								0		0	0	0
Resultados acumulados		0		0	0	0	0	(813.697)	2	0	(813.695)	(813.695)
SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017		9.546.030	28.105	0	0	2.545.126	0	(813.697)	5.025	8.546.332	7.737.660	19.856.921

JHON GABRIEL
MOLINA ACOSTAJEANE ALEXANDRA
GUERRERODUCARDO JEMBER
URQUIJO CHAVEZ**Gerente****Contadora TP116529-T****Revisor Fiscal TP 113563-T**

Original Firmado

ESTADOS FINANCIEROS

**ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO**

Años terminados el 31 de diciembre de 2017 y 2016
(Cifras en miles de pesos colombianos - COP)

31 DIC 17 31 DIC 16

	31 DIC 17	31 DIC 16
FLUJO DE EFECTIVO POR ACTIVIDADES DE OPERACIÓN		
Resultados netos del periodo	(813.697)	1.758.863
AJUSTES PARA CONCILIAR LOS RESULTADOS NETOS DEL PERIODO CON EL EFECTIVO (USADO EN) PROVISTOS POR LAS ACTIVIDADES DE OPERACIÓN		
Depreciación y amortización	1.633.177	1.291.259
Impuesto de renta diferido, neto	393.097	208.357
CAMBIO EN ACTIVOS Y PASIVOS OPERACIONALES		
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	405.045	(3.643.168)
Activos por impuestos corrientes	37.582	123.186
Otros activos no financieros corrientes	118.564	367.980
Aumento (disminución) Otros activos	(905.831)	(230.625)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(2.017.143)	542.201
Pasivos por impuestos corrientes	23.454	676.769
Pasivo financiero de corto plazo	902.747	(880.364)
Otros pasivos no financieros corrientes	197.639	(60.000)
Efectivo neto (usado en) provisto por actividades operacionales	-25.366	154.458
FLUJO DE EFECTIVO POR LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Adiciones a propiedad, planta y equipo	370.648	(36.264)
Adiciones (disminuciones) activos intangibles distintos de la plusvalía	3.564	29.025
Efectivo neto (usado en) provisto por actividades de inversión	374.212	(7.239)
FLUJOS DE EFECTIVO POR LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Pasivo financiero largo plazo	(441.542)	(713.491)
Efectivo neto (usado en) provisto por actividades de financiación	(441.542)	(713.491)
Aumento (disminución) neto del efectivo y equivalentes	(92.696)	(566.272)
Efectivo al inicio del periodo	246.868	813.140
Efectivo al final del periodo	154.172	246.868

JHON GABRIEL
MOLINA ACOSTA

JEANE ALEXANDRA
GUERRERO

DUCARDO JEMBER
URQUIJO CHAVEZ

Gerente**Contadora TP116529-T****Revisor Fiscal TP 113563-T**



NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

A 31 de diciembre de 2017

(Comparación de cifras al 31 de diciembre 2016)

Valores expresados en miles de pesos

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 2017, es el siguiente:

AÑO	% ENTIDADES PÚBLICAS	% SECTOR PRIVADO
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 E.E.P. S.A. E.S.P.
9. En general, ejecutar cualquier acto o contrato que tienda en forma directa al cumplimiento del objeto social.
10. Actividades económicas que le genere valor agregado a la empresa.
11. Realizar transacciones comerciales como venta y financiación de bienes y servicios a través de la factura de servicios públicos.

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

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

NOTA 2. BASES DE PRESENTACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

2.1. NORMAS CONTABLES APLICADAS

La Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. 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.

2.2. BASES DE MEDICIÓN

Los estados financieros de la E.E.P. S.A. E.S.P., 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 E.E.P. S.A. E.S.P. Toma en cuenta las características del activo o pasivo si los participantes del mercado toman en cuenta esas características al valorar el activo o pasivo a la fecha de medición. El valor razonable para efectos de medición y/o revelación en estos estados financieros se determina sobre esa base.

NOTA 3. RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES

3.1 EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO

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

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

El efectivo en moneda extranjera se reconoce al momento en que se genera una entrada de dinero en una moneda diferente a la moneda funcional de la E.E.P. S.A. E.S.P. Aplicando la tasa de cambio existente en la fecha en que la operación es realizada.

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

3.2. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

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

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

3.3. ACTIVOS FINANCIEROS

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

Un activo financiero se mide posteriormente a costo amortizado, usando la tasa de interés efectiva, si el activo es mantenido dentro de un modelo de negocio cuyo objetivo es mantenerlo para obtener los flujos de efectivo 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.

3.3.1. MÉTODO DE LA TASA DE INTERÉS EFECTIVA

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

3.3.2. PRÉSTAMOS Y CUENTAS POR COBRAR

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

salvo a las cuentas por cobrar a corto plazo cuando el efecto de no descontar no es significativo.

3.3.3. DETERIORO DE ACTIVOS FINANCIEROS

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

La evidencia objetiva de deterioro podría incluir:

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

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

3.3.4. BAJA EN CUENTA DE LOS ACTIVOS FINANCIEROS

La E.E.P. S.A. E.S.P. 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 E.E.P. S.A. E.S.P, 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 E.E.P. S.A. E.S.P. 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 E.E.P. S.A. E.S.P. Aplica la medición del costo amortizado a sus préstamos ya que incorporan flujos contractuales que se cancelan en la fecha de su vencimiento.

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

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

3.4.4. BAJA EN CUENTAS DE UN PASIVO FINANCIERO

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

3.5. IMPUESTOS

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

3.5.1. IMPUESTO DE RENTA CORRIENTE

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

El pasivo de la E.E.P. S.A. E.S.P. 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 E.E.P. S.A. E.S.P. Evalúa periódicamente la posición asumida en las declaraciones de impuestos, respecto de situaciones en las que las leyes tributarias son objeto de interpretación, y en caso necesario, constituye provisiones sobre los montos que espera deberá pagar a las autoridades tributarias.

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

3.5.2. IMPUESTO DE RENTA DIFERIDO

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

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

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

Los activos y pasivos por impuestos diferidos deben medirse empleando las tasas fiscales que se espera sean de aplicación en el período en el que el ac-

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

3.6. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

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

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

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

3.6.1. DEPRECIACIÓN

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

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

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

La depreciación de un activo comenzará cuando esté en la ubicación y condiciones para operar de la forma prevista por la E.E.P. S.A. E.S.P. 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 E.E.P. S.A. E.S.P. Evalúa los importes en libros de sus propiedades, planta y equipo a fin de determinar si existe un indicativo de que estos activos han sufrido alguna pérdida

por deterioro. En tal caso, se calcula el monto recuperable del activo a fin de determinar el alcance de la pérdida por deterioro, de haber alguna. Si no existen indicios de deterioro del valor, no será necesario estimar el importe recuperable.

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

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

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

3.7. ARRENDAMIENTOS OPERATIVOS Y FINANCIEROS

La determinación de si un acuerdo constituye o incluye un arrendamiento se basa en la esencia del acuerdo a la fecha de su celebración, en la medida en que el cumplimiento del acuerdo dependa del uso de uno o más activos específicos, o de que el acuerdo conceda el derecho de uso del activo, incluso si tal derecho no se encuentra especificado de manera explícita en el acuerdo. Para los acuerdos celebrados antes del 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.

3.8. ACTIVOS INTANGIBLES

Los activos intangibles adquiridos en forma separada se miden inicialmente

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

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

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

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

E.E.P. S.A. E.S.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 E.E.P. S.A. E.S.P. 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 período, según sea el caso.

3.10. RECONOCIMIENTO DE INGRESOS, COSTOS Y GASTOS

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

3.10.1. INGRESOS ORDINARIOS

La E.E.P. S.A. E.S.P. 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 período 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 E.E.P. S.A. E.S.P. A partir de su actividad principal.

Los ingresos son los incrementos de beneficios económicos durante el período, que se generan en la realización de las actividades ordinarias y/o otros ingresos de la E.E.P. S.A. E.S.P. Que aumentan el patrimonio.

3.10.1.2 INGRESOS POR PRESTACIÓN DE SERVICIOS

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

3.10.1.3. INGRESOS RENDIMIENTOS FINANCIEROS E INTERESES

Corresponden a los valores que recibe la E.E.P. S.A. E.S.P. Por el uso de efectivo, de equivalentes al efectivo o inversiones, por rendimientos que obtiene de las financiaciones otorgadas.

3.10.1.4. ARRENDAMIENTO DE BIENES

Corresponde a los ingresos que la E.E.P. S.A. E.S.P. Recibe por el arrendamiento y subarriendo de bienes inmuebles.

3.10.2. OTROS INGRESOS

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

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

3.10.2.1. VENTA DE ACTIVOS

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

3.10.2.2. VENTA DE OTROS BIENES

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

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 E.E.P. S.A. E.S.P. Las donaciones pueden ser en Efectivo, Inversiones, Derechos, Bienes Muebles e Inmuebles y Otros Activos.

3.10.3.COSTOS Y GASTOS

La E.E.P. S.A. E.S.P. 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 E.E.P. S.A. E.S.P. 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 E.E.P. S.A. E.S.P. 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 E.E.P. S.A. E.S.P. 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 E.E.P. S.A. E.S.P. 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 E.E.P. S.A. E.S.P. 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. 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 E.E.P. S.A. E.S.P. 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 E.E.P. S.A. E.S.P. 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 E.E.P. S.A. E.S.P. 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 trimes-

tral, con el fin de asegurar que su evolución se refleja apropiadamente en los Estados Financieros

NOTA 4. JUICIOS Y ESTIMACIONES CONTABLES RELEVANTES

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

La E.E.P. S.A. E.S.P. 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 E.E.P. S.A. E.S.P. Forma sus juicios de eventos futuros, incluyendo las variables e hipótesis utilizadas en las estimaciones, se incluyen los comentarios relacionados con cada práctica contable crítica de la siguiente manera:

4.1. IMPUESTO DE RENTA DIFERIDO

El importe por impuesto de renta diferido es revisado en cada fecha de los estados financieros y se disminuye la cantidad que ya no es realizable a través de ganancias impositivas futuras. Los activos y pasivos por impuestos diferidos deben medirse sobre las diferencias temporarias empleando las tasas fiscales que se espera sean de aplicación en el periodo en que el activo se realice o el pasivo se cancele, basándose en las tasas (y leyes fiscales) que al

final del periodo sobre el que se informa hayan sido aprobadas. El resultado fiscal futuro puede ser mayor o menor que las estimaciones consideradas en la definición de la necesidad de registro, y la cantidad que se registró, del activo por impuestos diferidos.

4.2. VIDA ÚTIL DE PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

Como se describe en el punto 2.3, la E.E.P. S.A. E.S.P. Revisa la vida útil estimada de las propiedades, planta y equipo al final de cada periodo anual. La E.E.P. S.A. E.S.P. 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 cómputo	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 E.E.P. S.A. E.S.P. 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 E.E.P. S.A. E.S.P. El importe recuperable de un activo es determinado por el mayor entre: **(a)** el valor razonable menos los costos estimados de venta y **(b)** su valor en uso. El valor de uso se mide con base al flujo de caja descontado (antes de impuestos) derivados por el uso continuado de un activo hasta el final de su vida útil.

4.4. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

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

4.5. CAMBIOS EN ESTIMACIONES CONTABLES

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

4.6 RECONOCIMIENTO DE INGRESOS

En cada fecha de presentación de los estados financieros se realizan estimaciones de los ingresos causados sobre las bases de información disponible sobre despachos de energía o transacciones en el mercado secundario, proporcionada por el operador del mercado. Normalmente, estas estimaciones

no presentan variaciones significativas con las posteriores mediciones reales.

4.7. RECONOCIMIENTO DE COSTOS

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

NOTAS DE CARÁCTER ESPECÍFICO

NOTA 5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES

El saldo de efectivo y equivalentes de efectivo al 31 de diciembre de 2017 se componía por:

	31-DIC-17	31-DIC-16
CAJA	5.574.300	5.500.000
CUENTAS BANCARIAS CORRIENTES Y DE AHORRO:		
Bco. BBVA cta cte No.59811787-7	85.374	47.660.397
Bco. BBVA cta cte No.88200013-6	82.140	4.377.219
Bco. Popular cta cte No.69011867-4	3.793.237	-
Bco. Popular cta cte No.69072244-2 STR	76.792	76.784
Bco. Bancolombia cta cte 92747661179	-	3.164.590
Bco. Agrario de Colombia Orito cta cte No.11329-4	1.464.476	510.549
Bco. Agrario de Colombia Mocoa cta cte No.1235-9	125.509	1.255.152
Bco. Agrario de Colombia Villagarzón cta cte No.547-9	85.097	1.123.045
Bco. Agrario de Colombia Pto. Guzmán No.256-7	86.308	9.866.225
Bco. Popular cta ahorros No. 69072114-7	3.349.192	39.337
Bco. Popular cta ahorros No.69072097-4	140.699	32.058.249
Bco. Popular cta ahorros 69072240-0	2.523	2.523
Bco. BBVA cta ahorros No. 598208320	24.568.983	14.022
Bco. BBVA cta ahorros No. 598263440	-	-
Bco. BBVA cta ahorros No. 598313948	941.516	73.415
Bco. BBVA cta ahorros No. 598313936	109.444.547	9.770.833
Bco. BBVA Subsidios 598313922	100.024	
Bco. BBVA Fdo Inversión 45287	4.251.206	
TOTAL	148.597.623	109.992.339
Fondos especiales	0	131.376.109
Fiduciaria Corficolombiana		
TOTAL	154.171.923	246.868.448

5.2. EFECTIVO RESTRINGIDO

En este rubro encontramos, los depósitos realizados a la Fiduciaria Corficolombiana, 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.

	31-DIC-17	31-DIC-16
Fondos especiales		
Fiduciaria Corficolombiana	570.769.093	-
TOTAL	724.941.016	246.868.448

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 2017 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 E.E.P. S.A. E.S.P. Y observamos también el saldo en la cuenta de subsidios que representa lo valores otorgados a los usuarios por parte del Ministerio de Minas y Energía,

CUENTAS POR COBRAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

	31-DIC-17	31-DIC-16
SERVICIOS PÚBLICOS	5.417.153.599	5.942.652.317
Comercialización	2.922.797.869	2.590.375.529
Sistema de transmisión regional	236.610.155	206.311.106
Otros servicios de energía	355.650.810	222.461.438
Prestación de servicios no facturados	322.270.686	329.342.253
Subsidio servicio de energía	1.617.791.362	2.619.851.524
Deterioro	(37.967.283)	(25.689.533)
Otros deudores	1.424.466.636	1.304.012.465
TOTAL	6.841.620.235	7.246.664.782

NOTA 7. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS

El saldo de activos y pasivos por impuestos al 31 de diciembre de 2017 se componía por,

IMPUESTOS CORRIENTES

7.1. ACTIVOS POR IMPUESTOS

(1) A continuación, se detalla el análisis de los impuesto corrientes compensados con las cuentas del pasivo por impuesto y contribuciones, presentados en el estado de situación financiera a 31 de diciembre de 2017:

7.1 IMPUESTOS CORRIENTES

	31-DIC-17	31-DIC-16
Activos del impuesto corriente		
Anticipo CREE	0	33.838.045
Impuesto a las ventas	-	3.744.000
Total Neto	0	37.582.045

7.2. PASIVO POR IMPUESTOS:

(2) 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 2017:

	31-DIC-17	31-DIC-16
Pasivos del impuesto corriente		
Anticipo de impuesto sobre la renta	0	461.143.557
Retención en la fuente	189.746.926	0
Anticipo de impuesto de industria y comercio	243.646.101	228.722.735
Impuesto CREE	186.232.000	-
Impuesto de renta y complementarios	121.236.709	-
Impuesto de industria y comercio	17.208.366	-
Contribuciones	10.847.431	5.170.197
Impuesto al patrimonio	-	107.142.859
Otras obligaciones	9.807.778	-
TOTAL	778.725.311	802.179.348

7.3. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTO DIFERIDO:

IMPUESTO DIFERIDO ACTIVO -
PASIVO RELACIONADO CON:

31-DIC-17 31-DIC-16

	31-DIC-17	31-DIC-16
Cuentas por cobrar	287.753	(15.662)
Inventarios	(579.585)	(270.949)
Propiedad planta y equipo	(211.225)	(621.669)
Otros activos	3.520	(51.902)
Pasivos financieros	19997	22.384
Cuentas por pagar	427328	164.839
Otros pasivos	(652.970)	(99.265)
TOTAL	(705.182)	(872.224)

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 2017 se componía por,

INVENTARIOS

31-DIC-17 31-DIC-16

	31-DIC-17	31-DIC-16
Mercancías en existencia	244.430.277	322.264.071
Materiales para la prestación de servicios	1.695.598.535	711.932.984
TOTAL	1.940.028.812	1.034.197.055

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 2017 se componía por,

OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS	31-DIC-17	31-DIC-16
	Gastos pagados por anticipado	263.446.771

NOTA 10. INVERSIONES.

El saldo a Inversiones del 31 de diciembre 2017 se componía por,

	31-DIC-17	31-DIC-16
Acciones ordinarias (Frigorirífico del Putumayo S.A.)	70.300.000	70.300.000
Acciones Preferenciales (Frigorirífico del Putumayo S.A.)	390.100.000	390.100.000
	460.400.000	460.400.000

	ACCIONES	VALOR	PARTICIPACIÓN
Acciones ordinarias (Frigorirífico del Putumayo S.A.)	703	70.300.000	9,45%
Acciones preferenciales (Frigorirífico del Putumayo S.A.)	3.901	390.100.000	52,44%

NOTA 11. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación, se detallan los movimientos relacionados con las adiciones, capitalizaciones y reclasificaciones, así como el cálculo de la depreciación acumulada que tuvo el rubro de propiedades, planta y equipo, el saldo neto al 31 de diciembre de 2017 se componía por,

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	31-DIC-17	31-DIC-16
Terrenos	1.064.551.563	1.064.551.563
Construcciones en curso (1)	57.448.464	472.679.531
Edificaciones	1.901.275.591	1.252.291.570
Plantas, ductos y túneles (2)	12.488.533.315	16.735.460.224
Redes, líneas y cables (2)	10.961.881.592	9.205.226.144
Maquinaria y equipo	1.421.590.589	1.218.523.619
Muebles enseres y equipos de oficina	327.103.784	293.348.970
Equipos de comunicación y computación	1.144.470.005	1.003.752.678
Equipo de transporte tracción y elevación	193.873.179	193.873.179
Anticipos de compra equipos	0	0
Depreciación acumulada	(7.487.103.604)	(8.995.435.769)
	22.073.624.478	22.444.271.709

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 E.E.P. S.A. E.S.P. 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.

2017

	SALDO 31/12/2016	ADICIÓN	BAJAS	SALDO A 31 DE DICIEMBRE DE 2017
Terrenos	1.064.552			1.064.552
Construcciones en curso	472.680			57.447
Edificaciones	1.252.292	704.897	55.913	1.901.276
Plantas, ductos y túneles	16.735.460	1.691.952	2.962.537	12.488.533
Redes, líneas y cables	9.205.226	2.419.654	662.999	10.961.881
Maquinaria y equipo	1.218.524	248.142	45.075	1.421.591
Muebles, enseres y equipos de oficina	293.349	33.755		327.104
Equipos de computación y comunicación	1.003.753	157.447	16.729	1.144.471
Flota y equipo de transporte	193.873			193.873
	31.439.707	5.255.847	3.743.253	29.560.727

DEPRECIACIÓN ACUMULADA	SALDO 31/12/2016	ADICIÓN	BAJAS	SALDO A 31 DE DICIEMBRE DE 2017
Edificaciones	191.454	35.798		227.252
Plantas, ductos y túneles	5.175.394	0	2.304.154	2.871.240
Redes, líneas y cables	2.490.800	245.468		2.736.268
Maquinaria y equipo	373.218	260.443		633.661
Muebles, enseres y equipo de oficina	124.020	27.377		151.397
Equipos de computación y comunicación	531.548	214.650		746.198
Flota y equipo de transporte	109.001	12.085		121.086
	8.995.436	795.820	2.304.154	7.487.102
Propiedades, planta y equipo neta	22.444.271			22.073.625

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

NOTA 12. ACTIVOS INTAGIBLES

Esta cuenta representa los valores correspondientes por adquisición de software, por la E.E.P. S.A. E.S.P. 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 2017 se componía por,

	31-DIC-17	31-DIC-16
Intangibles	945.624.559	760.433.959
Amortización acumulada	(276.699.865)	(87.946.385)
	668.924.694	672.487.574

NOTA 13. PASIVOS FINANCIEROS

En este rubro encontramos las obligaciones contraídas por la E.E.P. S.A. E.S.P. Con entidades bancarias en avales, cupos rotativos, préstamos y sobregiros.

Los préstamos financieros a 31 de diciembre de 2017 se componían por,

	31-DIC-17	31-DIC-16
Obligaciones financieras corrientes		
Sobregiros obtenidos (1)	16.057.383	6.833.825
Banca comercial (2)	209.162.785	858.028.136
Otras entidades (3)	230.626.832	493.732.039
	455.847.000	1.358.594.000
Obligaciones financieras no corrientes		
Banca comercial (2)	883.930.255	225.721.330
Otras entidades	0	216.666.667
	883.930.255	442.387.997
	1.339.777.255	1.800.981.997
Sobregiros obtenidos (1)		

Bancolombia Cta Cte 0927477611-79	16.057.383	6.833.825
Banca Comercial (2)	1.093.093.040	1.083.749.466
Banco BBVA	583.929.945	433.333.333
Banco BBVA Bancoldex	300.000.000	325.416.133
Banco BBVA	17.666.666	200.000.000
Banco BBVA	0	75.000.000
Banco Popular	166.496.429	0
Bancolombia	25.000.000	50.000.000
Otras Entidades (3)		
Grant tierra compra de activo)	230.626.832	493.732.039

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 2017 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 E.E.P. S.A. E.S.P. En los mencionados rubros, en el desarrollo del objeto social.

CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

	31 DIC 17	31 DIC 16
CORRIENTE		
Adquisición de bienes y servicios (1)	3.640.717.477	2.315.116.836
Acreedores (2)	3.991.524.344	3.054.005.183
Subsidios asignados	0	152.623.844
Retención en la fuente	0	114.500.253
Retención impuesto de industria y comercio	0	4.585.502

Impuestos contribuciones y tasas	0	0
Avances y anticipos	0	263.063.676
	7.632.241.821	5.903.895.294
NO CORRIENTE		
Adquisición de bienes y servicios (1)	135.591.000	0
Acreeedores (2)	377.212.000	313.132.636
Subsidios asignados	113.190.230	0
Avances y anticipos	1.649.122.362	1.491.434.364
	2.275.115.592	1.804.567.000
TOTAL	9.907.357.413	7.708.462.294
Adquisición de bienes y servicios (1)	3.776.308.477	2.305.101.861
Energía	3.198.631.892	2.139.832.298
Str	4.650.721	21.000.008
Otros bienes	150.848.424	144.259.530
Cuentas por cobrar sin factura	422.177.440	10.025

31 DIC 17 31 DIC 16

Acreeedores (2)	4.368.736.344	3.367.137.819
Comisiones honorarios y servicios	919.310.958	955.772.448
Dividendos y participaciones	869.992.372	1.314.777.654
Servicios públicos	11.527.866	7.585.989
Arrendamientos	47.927.056	20.347.086
Viáticos y gastos de viaje	9.791.546	6.562.075
Seguros	62.673.263	303.993.553
Aportes a fondos pensionales	27.599.298	23.619.086
Aportes a seguridad social	0	6.569.789
Aportes ICBF SENA y cajas de	0	5.148.966
Sindicatos	168.092	0
Embargos judiciales	821.361	2.376.885
Riesgos profesionales	11.220.565	8.564.553
Libranzas	38.992.219	0
Otros acreedores (3)	2.368.711.748	894.902.618
Efecto por valoración a costo	0	-183.082.883

NOTA 15. BENEFICIOS A EMPLEADOS

E.P.P. S.A. E.S.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 2017 se componían por

31 DIC 17 31 DIC 16

SALARIOS Y PRESTACIONES SOCIALES		
Nómina por pagar	0	384.206
Cesantías	239.637.832	204.274.168
Intereses sobre cesantías	28.172.158	23.799.791
Vacaciones	101.980.668	108.906.547
Prima de servicios	0	61.552
Bonificaciones	15.231.261	136.745.927
TOTAL	385.021.919	474.172.191

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. S.A. E.S.P. Mediante acciones, A 31 de diciembre de 2017 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 2017 cerro de la siguiente manera,

**31 DIC 17 31 DIC 16**

	31 DIC 17	31 DIC 16
Capital suscrito y pagado (1)	9.546.030.000	8.158.900.000
Prima en colocación de acciones	28.105.000	28.105.000
Reservas	2.545.126.590	2.369.240.367
Utilidades o excedentes acumulados	5.024.738	5.023.312
Ganancias retenidas (2)	8.546.332.349	8.546.332.349
Resultados del ejercicio	-813.697.370	1.758.863.000
TOTAL	19.856.921.307	20.866.464.028

CAPITAL SUSCRITO Y PAGADO (1)

	31 DIC 17	31 DIC 16
Capital autorizado	9.700.000.000	9.700.000.000
Capital por suscribir	-153.970.000	-1.541.100.000
TOTAL	9.546.030.000	8.158.900.000

GANANCIAS RETENIDAS (2)

	31 DIC 17	31 DIC 16
Por conversión a NIIF activo	6.301.238.595	6.301.238.595
Por conversión a NIIF pasivo	2.471.775.967	2.471.775.967
Por conversión a NIIF	544.234.997	544.234.997
Ajuste por diferencia	-770.917.210	-770.917.210
TOTAL	8.546.332.349	8.546.332.349

NOTA 17. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

Los ingresos de actividades ordinarias corresponden a la prestación de servicios energía eléctrica y otros Servicios los cuales al 31 de diciembre de 2017 equivalen a:

INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS**31 DIC 17 31 DIC 16**

	31 DIC 17	31 DIC 16
Venta de bienes comercializados	55.880.938	75.208.483
Servicio de energía (1)	31.482.850.803	32.607.445.298
Otros servicios	633.736.739	309.681.137
Devoluciones rebajas y descuentos	-275.513.983	-88.229.451
	31.896.954.497	32.904.105.467

SERVICIO DE ENERGÍA (1)

	31 DIC 17	31 DIC 16
Mocoa	12.476.692.432	12.755.379.857
Villagarzón	4.279.578.267	4.283.916.271
Pto. Guzmán	1.151.845.121	1.146.367.249
Orito	5.865.014.632	5.908.832.141
Piamonte	636.093.007	667.029.305
Santa Rosa	6.865.367	7.449.555
Total consumo de energía	24.416.088.826	24.768.974.378
Alumbrado público		
Mocoa	267.972.140	1.060.712.195
Villagarzón	349.301.856	353.612.722
Puerto Guzmán	95.549.595	106.065.921
Orito	239.349.500	231.530.438
Piamonte	20.937.500	19.787.628
Total Alumbrado público	973.110.591	1.771.708.904
Instalaciones	266.680.632	366.852.105
Cortes y reconexiones	37.620.000	38.478.000
Consumo con medición	17.505.850	49.130.542
Sistema de transmisión regional	1.731.810.823	1.644.876.014
Sistema de distribución local	427.065.518	310.111.585
ADD	3.612.968.563	3.657.313.770
TOTAL SERVICIO DE ENERGÍA	31.482.850.803	32.607.445.298

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 2017 se componían por,

COSTOS DE OPERACIÓN

	31 DIC 17	31 DIC 16
Costos de venta de bienes	75.935.624	67.356.053
Servicios personales	3.742.783.842	3.346.449.086
Generales	1.325.912.090	931.643.351
Depreciaciones	1.132.773.766	1.189.550.530
Arrendamiento	56.967.186	48.917.676
Amortizaciones	169.878.121	39.798.900
Costo de bienes y servicios	16.195.303.612	17.042.126.158
Órdenes y contratos de mantenimiento	500.120.640	592.421.945
Honorarios	1.135.087.819	574.773.912
Servicios públicos	71.654.449	60.015.122
Materiales y otros costos	435.627.477	788.868.170
Seguros	74.672.350	236.814.007
	24.916.716.976	24.918.734.910

NOTA 19. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

Los gastos de administración al 31 de diciembre de 2017 se componían por,

GASTOS DE ADMINISTRACIÓN

	31 DIC 17	31 DIC 16
Sueldos y salarios	1.762.626.755	1.681.266.085
Contribuciones imputadas	1.403.920	-10.514.440
Contribuciones efectivas	170.227.920	153.617.475
Generales	1.212.623.304	1.061.384.101
Impuestos contribuciones y tasas	598.592.647	728.907.832
Deterioro de valor para cuentas comerciales	81.335.443	27.276.359
Provisión para obligaciones fiscales	0	393.510.735
Provisiones diversas	0	0
Depreciación de propiedades planta y equipo	70.907.041	57.487.568
Depreciaciones de bienes	0	0
Amortización de intangibles	18.875.349	4.422.100
	3.916.592.379	4.097.357.815

NOTA 20. OTROS INGRESOS Y GASTOS

Los otros ingresos y gastos al 31 de diciembre de 2017 se componían por,

OTROS INGRESOS Y GASTOS

	31 DIC 17	31 DIC 16
OTROS INGRESOS		
Extraordinarios	307.688.300	142.633.799



20.2. OTROS GASTOS

31 DIC 17 31 DIC 16

OTROS GASTOS		
Intereses	138.942.997	125.747.893
Comisiones	149.023.229	129.827.050
Extraordinarios	3.544.409.434	205.999.344
	3.832.375.660	461.574.287

NOTA 21. OTROS INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS

Los otros ingresos y gastos financieros al 31 de diciembre de 2017 se componían por:

21.1. INGRESOS FINANCIEROS

31 DIC 17 31 DIC 16

INGRESOS FINANCIEROS		
Intereses financiación usuarios	11.891.755	15.669.205
Recargo por mora	105.234.408	107.576.433
Otros ingresos financieros	27.933.487	10.963.878
Otros ingresos valoración costo amortizado	-72.227.125	-48.791.284
	72.832.525	85.418.232

21.2. GASTOS FINANCIEROS

GASTOS FINANCIEROS		
Administración de Fiducia	32.196.283	28.791.636
Otros gastos Financieros	194.898	96.700
	32.391.181	28.888.336

NOTA 22. IMPUESTO A LAS GANANCIAS

Las disposiciones fiscales vigentes estipulan que la tarifa aplicable a E.P.P. S.A. E.S.P. Por impuesto sobre la renta para el año 2017 es del 34%.

31 DIC 17 31 DIC 16

Impuesto renta y complementarios	181.402.351	1.061.835.794
Impuesto diferido	-167.040.854	208.357.516
Otras provisiones para obligaciones fiscales	378.735.559	596.546.604
	393.097.056	1.866.739.914

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 E.E.P. S.A. E.S.P. 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 500 Millones para cubrir los contratos de suministro con AGENTE EXPERTO EN SERVICIOS PÚBLICOS S.A.S. E.S.P. Nit 900.325.920.



- Las demás obligaciones relacionadas con el suministro de energía tanto con la empresa RUITOQUE Nit 804.001.062 y STR con XM COMPAÑÍA EXPERTOS EN MERCADOS S.A. Nit 900.042.857 se cubren con prepagos directos y con pagare como respaldo.

POLIZAS

De acuerdo a la devolución realizada por la empresa de seguros la PREVISORA S.A. 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.

NOTA 24 - HECHOS POSTERIORES

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

NOTA 25 - APROBACIÓN DE LOS ESTADOS FINANCIEROS



NOMBRE DE LA EMPRESA	FIRMA DE REVISORÍA	FECHA	ARCHIVO DE PAPEL DE TRABAJO
Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.	Ducardo Jember Urquijo Chavez	16/02/2018	Dictamen Revisor Fiscal

CAPÍTULO DOCE

DICTAMEN DEL REVISOR FISCAL

INFORME DE AUDITORÍA INDEPENDIENTE DEL REVISOR FISCAL

Señores
 EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P.
 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, que es congruente, en todo aspecto significativo, con las Normas Internacionales de Información Financiera para Pymes (Estándar Internacional para Pymes), por el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2017 y 2016 (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.

Su 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 S.A. E.S.P. Presenta al 31 de diciembre de 2017 una pérdida de \$813 millones de pesos, podemos determinar que dicho impacto esta generado por la afectación de los bins que fueron afectados por la avenida torrencial el día 31 de Marzo de 2017 por los hechos ampliamente conocidos, como análisis de la información podemos determinar que la afectación por el activo del ministerio de minas presenta una afecta-

Elaboró: Ducardo Urquijo	Programa de revisoría Fiscal	Informe Final
--------------------------	------------------------------	---------------



NOMBRE DE LA EMPRESA	FIRMA DE REVISORÍA	FECHA	ARCHIVO DE PAPEL DE TRABAJO
Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.	Ducardo Jember Urquijo Chavez	16/02/2018	Dictamen Revisor Fiscal

ción a los estados financieros impactando los intereses de los accionista por una caso de fuerza mayo, a los cuales son reconocidos en la deducibilidad de los impuestos de renta hasta por 5 años dependiendo de la afectación de la renta líquida negativa. Por otra parte cabe resaltar, para el año 2018 la imposición de renta de este año es de cero (0) ante ello podemos determinar que un margen de utilidades con buenas expectativas para el año 2018. La oficina de revisoría fiscal viene presentando los argumentos en el momento de la 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 reopotenciación 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. 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, 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 pausado 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. 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 y proveedores del sistema eléctrico, los impuestos nacionales y regionales, teniendo en cuenta un flujo de caja priorizando la disminución del pasivo, y por ende minimizar riesgo de sanciones, multas, o incumplimiento. La entidad presenta un endeudamiento del 81% comparado con el pasivo total, sobre el patrimonio total y el endeudamiento del 47% 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, teniendo efectos legales los estados financieros preparados bajo el Decreto 2649 de 1993. Por lo antes expuesto, los estados financieros del año 2017 para efectos de presentación comparativa con los estados financieros del año 2016 los cuales son preparados bajo normas colombianas de información financiera.

Opinión

En mi opinión, los estados financieros antes mencionados, tomados de registros de contabilidad en todos los aspectos materiales, presenta la situación financiera de la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. Por el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre del año 2017, así como de los resultados y flujos de efectivo terminados en dicha fecha, de conformidad con las Normas Colombianas de Información Financiera. Excepto por: el no cumplimiento de la resolución 097 de 2008 en lo referente al Esquema de Incentivos y Compensaciones a la Calidad del Servicio de Distribución de Energía Eléctrica, pendiente la Certificación en Distribución para continuar con el proceso de cumplimiento y las inversiones pendientes por la afectación de la avenida torrencial del 31 de marzo de 2017. En nuestra opinión, excepto por los posibles efectos de los argumentos descritos en el informe de auditoría independiente del revisor fiscal, los estados financie-

Elaboró: Ducardo Urquijo	Programa de revisoría Fiscal	Informe Final
--------------------------	------------------------------	---------------



NOMBRE DE LA EMPRESA	FIRMA DE REVISORÍA	FECHA	ARCHIVO DE PAPEL DE TRABAJO
Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.	Ducardo Jember Urquijo Chavez	16/02/2018	Dictamen Revisor Fiscal

ros mencionados, tomados fielmente del sistema contable y adjuntos a este dictamen, presentan la situación financiera de la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. A 31 de diciembre de 2017, 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 S.A. E.S.P. Presenta medidas de control interno, conservación y custodia de los bienes propios y de los de terceros que están en su poder con la adquisición de pólizas para mitigar riesgos financieros. 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 S.A. E.S.P.

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. Para ello la administración está fijando medidas en el área de control interno con un sistema integrado de calidad y software para la aplicación, identificación y evaluación de riesgos, 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 S.A. E.S.P. Cumple en forma adecuada 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 S.A. E.S.P. 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 S.A. E.S.P. Y con falencias en el registro de reportes utilizados para el análisis financiero y no se obtuvo información para determinar la funcionalidad de los movimientos en el sistema 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 los 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 2017 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

Revisor Fiscal TP 113563-T

Elaboró: Ducardo Urquijo	Programa de revisoría Fiscal	Informe Final
--------------------------	------------------------------	---------------

Original Firmado

DICTAMEN DEL REVISOR FISCAL



NOMBRE DE LA EMPRESA	FIRMA DE REVISORÍA	FECHA	ARCHIVO DE PAPEL DE TRABAJO
Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.	Ducardo Jember Urquijo Chavez	16/02/2018	Dictamen Revisor Fiscal

INFORME DE AUDITORÍA INDEPENDIENTE DEL REVISOR FISCAL

Cabe resaltar que la entidad ha cumplido con los 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, 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.

a. En la actualidad la empresa cuenta con los siguientes procesos: (siete procesos Administrativos sancionatorios). 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. 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 S.A. E.S.P. Teniendo en cuenta que todo proceso jurídico es incierto y tiene un grado de riesgo. Para ello durante el año 2018 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.

b. 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 Planeación, hacer, verificar y actuar como un sistema, ante todo la planeación. En cuanto a la construcción de un tramo de bahía en la Subestación Junín, y la reconstrucción de la subestación Junín, 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.

c. 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 re-evaluación de los activos, la evaluación del deterioro, con la aplicación de las nuevas disposiciones del Decreto 2496 de 2015 para el año 2017 para las entidades del grupo 2.

d. Se debe tener un sistema de contabilidad integral para la interpretación de la información de forma ágil, con los registros de los egresos 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

Elaboró: Ducardo Urquijo	Programa de revisoría Fiscal	Informe Final
---------------------------------	-------------------------------------	----------------------



NOMBRE DE LA EMPRESA	FIRMA DE REVISORÍA	FECHA	ARCHIVO DE PAPEL DE TRABAJO
Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.	Ducardo Jember Urquijo Chavez	16/02/2018	Dictamen Revisor Fiscal

adquisición de un software contable, y de facturación.

e. Teniendo en cuenta que el software Novasof 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.

f. 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 esta compensando al usuario.

g. 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 segundo semestre del año 2018 presentara la auditoría de certificación de todos los sistemas.

h. 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 adquisición de un software que nos permite diseñar, implementar, evaluar y el seguimiento a los riesgos asociados de la administración.

i. Se recomienda ampliar el capital social de la empresa con un proyecto de suscripción de acciones para la venta al público, teniendo la prevalencia a los accionistas, con el objetivo de tener mayor recurso de Capital Financiero, como objetivo presentar proyecto de construcción o tecnología de las Subestaciones, que dichos recursos en la venta de acciones se destinen y se administren en cuentas reglamentadas para el objetivo específico, y mejorar el cumplimiento de sus obligaciones con tercero. Ya que la empresa debe fortalecer sus equipos a futuro para competir en el mercado y a un menor costo financiero y esta es una forma de financiación que se recomienda. Se recomienda la destinación de las utilidades en una capitalización de acciones

Elaboró: Ducardo Urquijo	Programa de revisoría Fiscal	Informe Final
---------------------------------	-------------------------------------	----------------------



NOMBRE DE LA EMPRESA	FIRMA DE REVISORÍA	FECHA	ARCHIVO DE PAPEL DE TRABAJO
Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.	Ducardo Jember Urquijo Chavez	16/02/2018	Dictamen Revisor Fiscal

y /o una reserva ocasional con el mismo alcance ya mencionada en el inicio del párrafo anterior para los ejercicios futuros.

j. Se recomienda 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.

k. Se 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 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 su atención positiva al informe.

DUCARDO JEMBER
URQUIJO CHAVEZ

Revisor Fiscal TP 113563-T

Original Firmado

Elaboró: Ducardo Urquijo	Programa de revisoría Fiscal	Informe Final
---------------------------------	-------------------------------------	----------------------



Línea gratuita
01 8000 964 156

Dirección:
Cr. 9 # 8 -10
Mocoa,
Putumayo

Contact Center
038 420 13 00

www.energiaputumayo.com