

# EJECUCIÓN DE PLANES DE INVERSIÓN EMPRESA ENERGÍA DE PEREIRA 2019

**CIRCULAR CREG 024/2020**  
**GERENCIA TÉCNICA**  
**29/05/2020**



Documento con el informe de ejecución de Plan de Inversión en el primer año de acuerdo con los lineamientos establecidos en la Circular CREG 024 DE 2020; para dar cumplimiento con el numeral 6.5 de resolución CREG015/2018.

# CONTENIDO

A) Resumen Ejecutivo .....	7
B) Acciones Encaminadas Al Beneficio De Los Usuarios .....	12
C) Descripción Del Sistema Operado .....	16
D) Resumen Del Plan De Inversión Aprobado .....	23
E) Avance En El Cumplimiento De Metas .....	33
F) Desviaciones Del Plan De Inversión .....	35
G) Gestión De Activos.....	37

# ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Inversión Aprobada 2019-2023.....	8
Tabla 2. Valor Aprobado Vs Ejecutado 2019.....	8
Tabla 3. Proyectos De Inversión Ejecutados En 2019.....	9
Tabla 4. Meta Vs Ejecutado. Saidi Y Saifi 2019.....	10
Tabla 5. Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.....	17
Tabla 6. Subestaciones.....	17
Tabla 7. Líneas.....	18
Tabla 8. Circuitos.....	18
Tabla 9. Clasificación De Usuarios.....	18
Tabla 10. Usuarios Mercado Regulado.....	19
Tabla 11. Usuarios Mercado No Regulado.....	19
Tabla 12. Demanda Operativa 2018 - 2019.....	20
Tabla 13. Demanda De Potencia (Mw).....	17
Tabla 14. Solicitudes De Conexión.....	22
Tabla 15. Inversión Aprobada Por Área Geográfica.....	24
Tabla 16. Inversión Aprobada Por Área Geográfica.....	24
Tabla 17. Inversión Aprobada. Tipo II.....	24
Tabla 18. Inversión Aprobada. Tipo III.....	24
Tabla 19. Inversión Aprobada. Tipo IV.....	24
Tabla 20. Resumen Inversión Aprobada Por Tipo De Inversión.....	24
Tabla 21. Inversión Aprobada. Nivel De Tensión 4.....	24
Tabla 22. Inversión Aprobada. Nivel De Tensión 3.....	24
Tabla 23. Inversión Aprobada. Nivel De Tensión 2.....	25
Tabla 24. Inversión Aprobada. Nivel De Tensión 1.....	25
Tabla 25. Resumen Inversión Aprobada Por Nivel De Tensión.....	25
Tabla 26. Inversión Aprobada. Nivel De Tensión 4 Por Categoría.....	25
Tabla 27. Inversión Aprobada. Nivel De Tensión 3 Por Categoría.....	25
Tabla 28. Inversión Aprobada. Nivel De Tensión 2 Por Categoría.....	25
Tabla 29. Inversión Aprobada. Nivel De Tensión 1 Por Categoría.....	25

# ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 30. INVERSIONES ASOCIADAS A EXPANSIÓN .....	26
TABLA 31. INVERSIONES ASOCIADAS A REPOSICIÓN.....	26
TABLA 32. INVERSIONES ASOCIADAS A CALIDAD DEL SERVICIO .....	29
TABLA 33. PROYECTOS RELEVANTES .....	31
TABLA 34. INDICADORES DE REFERENCIA DE CALIDAD MEDIA.....	31
TABLA 35. METAS ANUALES PARA SAIDI .....	31
TABLA 36. METAS ANUALES PARA SAIFI .....	31
TABLA 37. DIUG NIVELES DE TENSIÓN 2 Y 3, HORAS .....	31
TABLA 38. DIUG NIVEL DE TENSIÓN 1, HORAS .....	31
TABLA 39. FIUG NIVELES DE TENSIÓN 2 Y 3, VECES.....	32
TABLA 40. FIUG NIVEL DE TENSIÓN 1, VECES .....	32
TABLA 41. ÍNDICES DE PÉRDIDAS EFICIENTES, PEJ,N .....	32
TABLA 42. META VS EJECUTADO. SAIDI Y SAIFI 2019 .....	34
TABLA 43. DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN .....	36
TABLA 45. NIVEL DE MADUREZ – REQUERIMIENTOS ISO 55001 .....	38
TABLA 46. INVERSIÓN EJECUTADA 2019 _GESTIÓN DE ACTIVOS.....	39

# ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Diagrama De Araña Con El Nivel De Madurez Alcanzado Por Eep.....	11
Ilustración 2. Demanda Comercial Regulada (Gwh-Año).....	19
Ilustración 3. Demanda Comercial No Regulada (Gwh-Año).....	20
Ilustración 4. Comportamiento Des 2018 - 2019.....	20
Ilustración 5. Comportamiento Fes 2018 - 2019.....	20
Ilustración 6. Comportamiento Saifi E Impacto Inversiones 2019.....	21
Ilustración 7. Comportamiento Saidi E Impacto Inversiones 2019.....	21
Ilustración 8. Comportamiento Saifi E Impacto Inversiones 2019.....	34
Ilustración 9. Comportamiento Saifi E Impacto Inversiones 2019.....	34
Ilustración 10. Diagrama De Araña Con El Nivel De Madurez Alcanzado por Eep En Cada Uno De Los Requerimientos Evaluados De La Iso 55001.....	38



# A RESUMEN EJECUTIVO

De acuerdo con los lineamientos establecidos en la Circular CREG 024 DE 2020 y dando cumplimiento con el numeral 6.5 de resolución CREG 015-2018, la Empresa de Energía de Pereira S.A. E.S.P. desarrolla el informe soporte de la ejecución del Plan de inversión en el primer año 2019.

En el presente informe se evidencian los beneficios recibidos por los diferentes usuarios con las inversiones realizadas a nivel de atención de la demanda, calidad del servicio y riesgo operativo; incluyendo los resultados obtenidos en materia de satisfacción del cliente en el 2019 el cual presenta un crecimiento de más de tres puntos porcentuales respecto al 2018, alcanzando un resultado del 80% de satisfacción general.

Se describe el estado del sistema en el cual se discrimina el área de influencia, los activos operados registrando longitud de las redes de distribución, cantidad de transformadores de distribución conectados, la cantidad de usuarios entre residenciales y no residenciales, las demandas de energía y potencia, indicadores de calidad del servicio y las solicitudes de conexión recibidas en los niveles de tensión 1, 2 y 3 al cierre del año de reporte.

RESUMEN - INVERSIÓN APROBADA				
2019	2020	2021	2022	2023
14.225.109.453	19.137.242.097	15.677.088.716	22.012.566.510	23.265.843.713
TOTAL				94.317.850.490

Tabla 1. Inversión aprobada 2019-2023

Valor Regulatorio Aprobado 2019	Valor de Ejecución Regulatorio 2019
\$ 14.225.109.453	\$ 15.325.735.008

Tabla 2. Valor Aprobado Vs Ejecutado 2019

Teniendo en cuenta la Resolución CREG 178-2019 y CREG 026-2020 con la aprobación de cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica atendida por Energía de Pereira; a continuación, se indican las inversiones aprobadas para los cinco años, cuyos valores están en pesos a diciembre del año 2017. De igual forma, se evidencia la desviación entre el valor aprobado y el realmente ejecutado en el 2019.

En el informe se muestra la inversión aprobada de acuerdo con la tabla 1.1 discriminada por área geográfica, por nivel de tensión, por categoría de activos y por los cuatro tipos de inversión (Tipo I, II, III y IV).



**La inversión ejecutada en el 2019 como se identifica en la tabla 1.2 está discriminada en los siguientes proyectos:**



Proyecto	Objetivo del Proyecto Código	Valor de Ejecución Regulatorio 2019
1	RAMAL GENERAL. S/E VE-BOCATOMA E INTERCONEXIÓN CON LIBARÉ	\$ 663.332.879
2	RAMAL GENERAL. LA CARMENCITA-LA SUIZA-PEZ FRESCO	\$ 154.646.975
7	CAMBIO DE CONDUCTOR EN TRAMOS ARBORIZADOS. 3CU	\$ 433.835.331
8	SANTA CRUZ DE BARBAS-HASTA INTERCONECTARLO CTO. 8CU	\$ 159.857.384
14	RAMAL ARABIA -PEREZ- YARUMAL- SANTA CRUZ DE BARBAS HASTA INTERCONECTARSE CON 3NA	\$ 631.131.029
19	S/E VE - GLORIETA PINARES - CRA. 27 CLL. 14	\$ 215.966.735
22	S/E VE - PINARES ALTO.	\$ 310.264.448
31	CAMBIO DE CONDUCTOR EN TRAMOS ARBORIZADOS 8DQ	\$ 1.117.202.895
37	Reconductorización de 0,32Km hacia la suplencia con el 3CE.	\$ 93.653.766
52	CONSTRUCCIÓN DE INTERCONEXIÓN ENTRE LOS NODOS 199986 HASTA EL 180942	\$ 59.763.581
53	CONSTRUCCIÓN DE INTERCONEXIONES PARA EL TRASLADO DE RAMALES DEL CTO. 1PA AL 2PA.	\$ 490.135.536
57	CONSTRUCCIÓN DE INTERCONEXIÓN CON EL CTO. 8CU	\$ 166.899.370
62	Construcción salida circuito 2 CU macroproyecto GVR	\$ 162.447.486
65	CONSTRUCCIÓN TRAMO DE RED PARA URBANIZACIÓN EL REMANSO SECTORES B Y C (IV ETAPA)	\$ 99.624.875
78	CONSTRUCCIÓN Y CONEXIÓN DEL CIRCUITO 7VE	\$ 147.646.552
96	Expansión para conexión nuevos clientes Redes Nivel I	\$ 1.199.805.245
101	Expansión para conexión nuevos clientes Redes Nivel II y III	\$ 1.941.606.432
106	REMODELACIÓN CTO. 2CE ETAPA II. CRA. 7 A 9 ENTRE CLL. 13 A 17	\$ 732.920.723
115	Reemplazo Servicios Auxiliares en Subestación CUBA	\$ 121.548.000
122	Reemplazo CT's, PT 's y DPS's bahía Línea 115 kV DQ-PA	\$ 162.975.672
123	Reemplazo CT's, PT 's y DPS's bahía Línea 115 kV DQ-LR	\$ 237.237.804
124	Reemplazo Interruptor de 33kV del transformador T3DQ	\$ 90.332.988
125	Sistema de supervisión y control S/E PAVAS	\$ 2.171.342.000
126	Sistema de supervisión y control S/E NARANJITO	\$ 1.261.819.000
127	Nuevo Circuito 2CU	\$ 139.031.000
128	Nuevo Circuito ICU	\$ 259.647.012
129	Nuevo Circuito 7VE	\$ 139.031.000
130	Reemplazo Interruptor de 33kV del transformador T1CU	\$ 87.803.892
139	Ventorrillo-Cambio de RC por bahía en el IVE, incluyendo equipo de calidad	\$ 349.980.000
143	Cambio de seccionador de línea en la línea DVE en la SE DQ.	\$ 58.742.550
146	Sistema de Gestión de activos	\$ 668.763.078
9	RAMAL GENERAL XOCHIMILCO - JORDAN.	\$ 143.296.338
69	OBRA CIVIL. REMODELACIÓN CTO.2CE ETAPA III. Calles 21 a 27	\$ 295.028.434
02019	OTRAS INVERSIONES EN LA RED	\$ 358.415.000
<b>TOTAL</b>		<b>\$ 15.325.735.008</b>

Tabla 3. Proyectos de inversión ejecutados en 2019

Los proyectos 9 – (Ramal General Xochimilco - Jordán), 69 – (Obra Civil. Remodelación Cto. 2CE Etapa III); son proyectos que hacen parte del plan de inversión aprobado para ser ejecutados en el 2020, pero se inició con su ejecución en el 2019, teniendo en cuenta que algunos de los proyectos aprobados para el 2019 no se pudieron iniciar en el 2019, debido a que algunos dependían de permisos de algunas entidades gubernamentales, para los cuales no se alcanzó en el 2019 a tener la autorización por parte de estas para iniciar con dichos proyectos. Para otros fue necesario realizar trabajos concernientes a obras civiles en subestaciones, las cuales no se alcanzaron a tener listas en el mismo año.

En cuanto al avance en el cumplimiento de las metas propuestas, se presentan los indicadores internacionales SAIDI y SAIFI con corte a diciembre del año de presentación del informe comparándolos con los suministrados a la Comisión.

DESEMPEÑO 2019		
SAIDI (Horas)	Meta	13,705
	Ejecutado	20,78
SAIFI (Veces)	Meta	11,672
	Ejecutado	13,89

Tabla 4. Meta Vs Ejecutado. SAIDI y SAIFI 2019

Dichos indicadores tienen por objetivo representar las horas de indisponibilidad y frecuencia al año que percibe cada usuario en promedio en nuestro Sistema de Distribución Local.

El indicador SAIFI (promedio anual de la frecuencia de las interrupciones del servicio) presentó un desempeño del 13,89; que obedeció en parte a las inversiones realizadas en años anteriores en equipos de reconexión automática y a la ejecución eficiente de los planes de mantenimiento en redes y subestaciones.

El indicador SAIDI (Indicador promedio de horas anuales de indisponibilidad del servicio) presentó un aumento para el último año en 6,88 horas más de indisponibilidad promedio versus el año 2018.



Los resultados se justifican en un aumento de inversiones por un valor de \$2.009 millones en 2018 a \$9.577 millones en el 2019, en lo que tiene que ver con redes de distribución y en concordancia con el primer año de ejecución del plan de inversiones de acuerdo con la metodología establecida por la Resolución CREG 015 de 2018, trayendo consigo un número considerable de horas y veces al año en promedio de interrupciones del servicio que regulatoriamente no son excluibles del cálculo de los indicadores de calidad actualmente.

En este contexto se observa que por inversiones en el marco de la Resolución CREG 015 se presentaron 7,03 horas de indisponibilidad y 1,77 veces de salida promedio a los usuarios.

En lo correspondiente a Gestión de Activos, la vigencia 2019 se inició con el diagnóstico de procesos, valorando en nivel de madurez y hoja de ruta del Sistema de Gestión de Activos para Energía de Pereira. Mediante este estudio realizado por la Firma PMM se determinó que Energía de Pereira obtuvo un nivel de madurez de 1,19 (Consciente) y la meta a alcanzar es nivel de madurez 3 (Competente); en el desarrollo del informe, se muestra el nivel de madurez obtenido en cada uno de los requerimientos de la ISO55001.



En el 2019 se realiza la compra del software EAM Máximo-IBM para el manejo de la información que garantice la gestión del ciclo de vida del activo, iniciando con los trámites respectivos para su implementación.

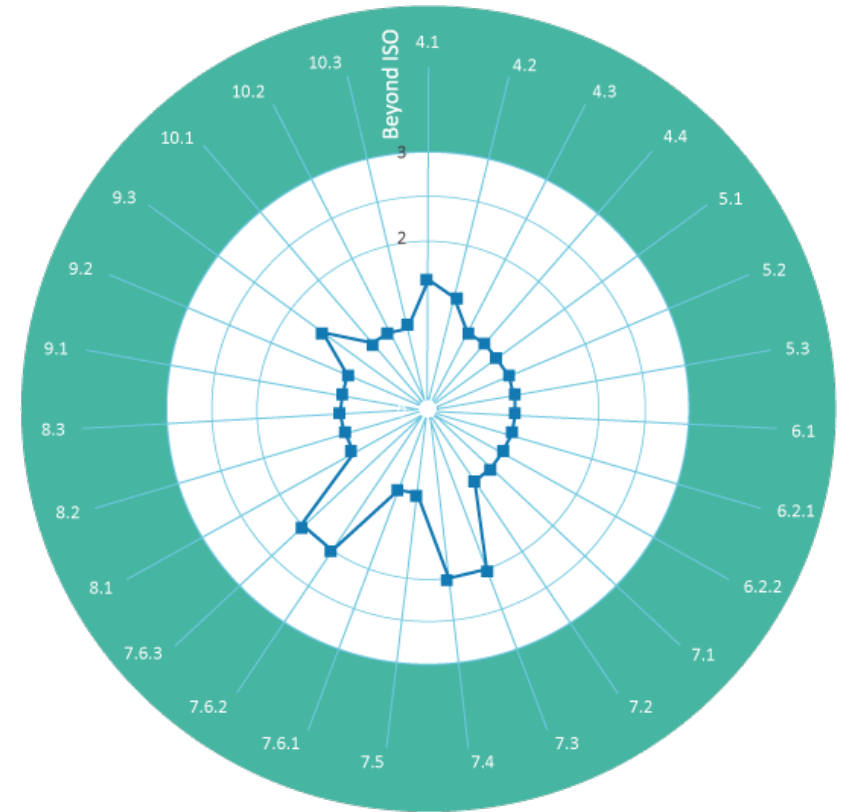


Ilustración 1. Diagrama de araña con el nivel de madurez alcanzado por EEP.  
Fuente Diagnóstico PMM



**B**

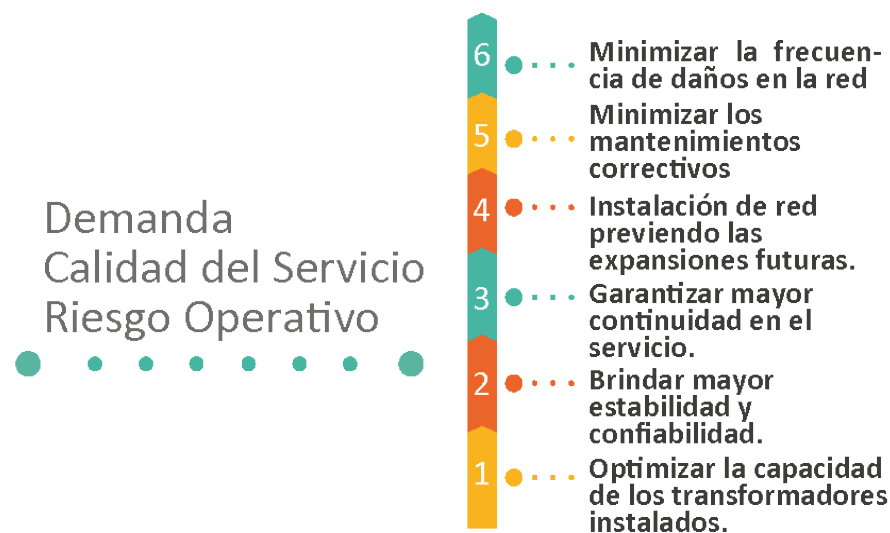
# ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS

Las inversiones realizadas en el primer año del plan de inversión fueron ejecutadas teniendo siempre presente el enfoque principal de las mismas, con respecto a la atención de la demanda, calidad del servicio y riesgo operativo; lo cual le trae a los diferentes usuarios, ya sea a corto, mediano o a largo plazo grandes beneficios, ya que con las reposiciones de redes que estaban en mal estado, los equipos de subestaciones, líneas que ya se encontraban obsoletos, la instalación de nuevos equipos y brindando mayor capacidad en algunos circuitos se puede atender el crecimiento de la demanda de acuerdo con las solicitudes recientes o las futuras, manteniendo una buena prestación del servicio con calidad, confiabilidad y completa cobertura independiente del usuario que lo requiera, ya sea de tipo industrial, comercial o residencial.

La ejecución de los proyectos de inversión realizados, en general, buscan tanto a corto como a mediano plazo causar el mismo efecto positivo, principalmente en atender todas las solicitudes de prestación del servicio de los diferentes usuarios, con calidad y minimizando el riesgo, no solo de los equipos sino por la seguridad de las personas que los operan.

Todos los beneficios mencionados anteriormente se ven materializados en la forma en que los usuarios podrán contar con mayor número de horas de disponibilidad del servicio, así se tendrá claro que las fallas en un sistema de distribución nunca van a faltar por diferentes factores. Con las inversiones ejecutadas incluyendo la instalación de nuevos equipos se logra que estas fallas sean atendidas de una forma más rápida, ocasionando el restablecimiento del servicio en menor tiempo.

En general se identifican los siguientes beneficios para los diferentes usuarios de la zona de influencia del Sistema de Distribución Local de Energía de Pereira:



#### • Medición nivel de satisfacción de los usuarios

El resultado obtenido en materia de satisfacción del cliente en el 2019 presenta un crecimiento de más de tres puntos porcentuales respecto al 2018, alcanzando un resultado del 80% de satisfacción general.

De estos resultados se destaca una mejora del veinte por ciento en la percepción del cliente, frente a la relación entre el precio cobrado por el servicio vs la calidad de este y la atención ofrecida por nuestro personal humano, resultados que soportan el interés latente que tiene Energía de Pereira por generar valor compartido a sus usuarios.

Destacando estos buenos resultados, es importante reconocer que el sector energético está viviendo una transformación radical, donde los avances tecnológicos, la apuesta por ser sostenibles en el ambiente, lo social y lo económico, así como los cambios regulatorios y la necesidad por seguir siendo competitivos en el mercado llevan a señalar que la innovación servirá como el motor

de la estrategia de crecimiento de la organización, es por esto que la innovación ha sido un esfuerzo reciente para Energía de Pereira, obteniendo un reconocimiento desde los últimos años como un eje fundamental para contribuir a la creación de valor de todos los grupos de interés.

## • Medición nivel de satisfacción de los Grandes Clientes

Una vez más Energía de Pereira realizó la encuesta de satisfacción a los Grandes Clientes, categorizados en usuarios Regulados incumbentes (usuarios con consumo superior a 10.000 kWh-mes) y usuarios Regulados no incumbentes. Para calcular la muestra se trabajó con un modelo estadístico dando como resultado un total de 60 usuarios a encuestar.

### Se evaluaron los siguientes aspectos:

- Suministro de energía
- Atención al cliente
- Condiciones del servicio
- Imagen corporativa
- Índice global de satisfacción: Servicio prestado e Imagen Corporativa.

El índice global de satisfacción se ubicó en 83,8% para el mercado No Regulado donde se destaca el atributo de atención al cliente en 91,5% de satisfacción. Por su parte, para el mercado Regulado el índice global de satisfacción se ubicó en 84,5% siendo el atributo de condiciones del servicio el de mejor desempeño al ubicarse en 89,2%.

Por su parte, los indicadores de percepción relacionados con el Servicio Prestado e Imagen Corporativa presentan un comportamiento que para el mercado No Regulado

superan el 85% y 94% respectivamente y para el mercado Regulado 84% y 90% respectivamente.

Los resultados obtenidos son satisfactorios y presentan oportunidades para que desde el área de Grandes Clientes se establezcan diferentes estrategias en función de alcanzar nuevas metas, que permitan fortalecer el servicio y por ende el índice de satisfacción.

La medición del nivel de satisfacción del cliente se convierte para Energía de Pereira en una estrategia que busca identificar oportunidades de mejora en la prestación del servicio de energía eléctrica, esperando de esta manera entender, interpretar y atender a los clientes. La medición anual del Índice de Satisfacción del Cliente – ISCAL, se realizó por medio de una investigación realizada por la Universidad Tecnológica de Pereira a través de su facultad de Ciencias Empresariales.

El estudio consistió en la aplicación de encuestas estructuradas en hogares de usuarios residenciales del servicio de energía eléctrica, seleccionados aleatoriamente, con el objetivo de determinar el grado de satisfacción con los servicios prestados por la Empresa.

El estudio mantuvo las mismas categorías exploradas en los últimos años: suministro de energía, información y comunicación, factura de energía, imagen corporativa y atención al cliente. Adicionalmente, se incluyeron variables sobre el conocimiento de los programas de responsabilidad social empresarial y la percepción de precio.


### **A continuación, se presentan los resultados generales del indicador de satisfacción del cliente:**

El resultado obtenido presenta un crecimiento del 3,23% en el 2019 con respecto al año 2018, alcanzando un resultado del 80% de satisfacción general del cliente.

Este resultado es una consecuencia en gran medida del aumento en la percepción positiva sobre la variable precio, lo que significa que nuestros usuarios ven una relación directa entre el precio de la energía con respecto a la calidad del servicio y la atención ofrecida por nuestra compañía, el aumento en esta variable fue del 28,34%.

Adicionalmente, para el último año se incluyeron algunas variables que no habían sido consideradas en los años anteriores, como: evaluación general de la calidad del servicio y evaluación general de la ejecución del servicio, las que respectivamente fueron de 80,40% y 81,10%, evidenciándose así un resultado positivo a nivel general.





# C DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERADO



- **Área de influencia**

La Empresa de Energía de Pereira S.A. ESP, una empresa de servicios públicos de naturaleza mixta, dedicada a desarrollar tres actividades de la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica: generación, comercialización y distribución; con presencia en la ciudad de Pereira y parte de municipios vecinos como Balboa, Filandia, Dosquebradas, Belalcázar, Marsella, Ulloa, La Virginia, Cartago y Santa Rosa de Cabal.

- **Activos Operados**

Energía de Pereira cuenta con dos pequeñas centrales hidroeléctricas para generación (PCH), Nuevo Libare y Belmonte:

Pequeñas Centrales hidroeléctricas (PCH)		
Nuevo Libaré	Capacidad Instalada	6,25 MVA - 5,5MW
Belmonte	Capacidad Instalada	4,7 MVA - 3,8 MW

Tabla 5. Pequeñas Centrales hidroeléctricas

El Sistema de Distribución Local mantiene la topología de los últimos años, compuesta por 9 subestaciones, con capacidad de transformación en 115 kV de 225 MVA y en 33 kV de 183,5 MVA, atendiendo el 100% de la demanda del Municipio de Pereira y parte de municipios vecinos como:

- Balboa.
- Filandia (Quindío).
- Dosquebradas
- Belalcázar (Caldas)
- Marsella

- Ulloa (Valle)
- La Virginia, Cartago (Valle)
- Santa Rosa de Cabal.

Subestaciones	Capacidad primaria a 115 kV (MVA)	Capacidad secundaria a 115 kV (MVA)
Cuba	75	40
Dosquebradas	75	25
Pavas	75	25
Centro		25
Ventorrillo		40
Naranjito		25
Popa		1,5
Macarena		1
Badea		1
<b>Total</b>	<b>225</b>	<b>183,5</b>

Tabla 6. Subestaciones

- **Redes del Sistema de Distribución Local SDL**

Se terminó el 2019 con 6.241 transformadores conectados a las redes de distribución, de los cuales el 49,38% están en zona urbana y el 50,62% en zona rural. Al comparar el comportamiento de la cantidad de transformadores conectados a la red de distribución respecto al incremento de la carga instalada, se concluye que se ha optimizado la instalación concentrando cargas, debido a la reducción de los factores de demanda diversificada.

La capacidad de transformación en Distribución presentó un incremento del 0.21% respecto al 2018, debido a la entrada de proyectos significativos como Bodega COLFROST en Zona Franca, CO & TEX, Galicia Centro de Negocios, Industrias Tomy S.A.S, Triturados y Concretos Limitada y Mirador de Villavento en el municipio de Dosquebradas.

## • Redes de distribución

Líneas	Longitud (km)	
	2018	2019
Líneas 115 Kv	8,88	8,88
Líneas 33 Kv	131,85	133,18
Líneas 13,2 Kv	1175,27	1305,25
Líneas de Distribución < 1kV	3553,63	3689,37

Tabla 7. Líneas

Nombre del Circuito	Circuito	Tensión Nominal	Longitud (Km)	Tipo	Cobertura	Clasificación de la carga
UNO CUBA	1CU	13,2	19,39	AEREO	URBANO	Comercial
DOS CUBA	2CU	13,2	8,49	AEREO	URBANO	Residencial
TRES CUBA	3CU	13,2	17,07	AEREO	URBANO	Residencial
CUATRO CUBA	4CU	13,2	10,81	AEREO	URBANO	Residencial
CINCO CUBA	5CU	13,2	11,20	AEREO	URBANO	Residencial
SEIS CUBA	6CU	13,2	14,71	AEREO	URBANO	Residencial
SIETE CUBA	7CU	13,2	131,91	AEREO	RURAL	Residencial
OCHO CUBA	8CU	13,2	102,02	AEREO	RURAL	Residencial
NUEVE CUBA	9CU	13,2	18,02	AEREO	RURAL	Residencial
UNO DOSQUEBRADAS	1DQ	13,2	3,72	AEREO	URBANO	Residencial
DOS DOSQUEBRADAS	2DQ	13,2	6,99	AEREO	URBANO	Residencial
TRES DOSQUEBRADAS	3DQ	13,2	5,86	AEREO	URBANO	Residencial
CUATRO DOSQUEBRADAS	4DQ	13,2	2,65	AEREO	URBANO	Residencial
CINCO DOSQUEBRADAS	5DQ	13,2	6,79	AEREO	URBANO	Residencial
SEIS DOSQUEBRADAS	6DQ	13,2	14,12	AEREO	URBANO	Comercial
SIETE DOSQUEBRADAS	7DQ	13,2	162,30	AEREO	RURAL	Residencial
OCHO DOSQUEBRADAS	8DQ	13,2	13,06	AEREO	RURAL	Residencial
INDUSTRIAL DOSQUEBRADAS	IDQ	33	11,81	AEREO	URBANO	Industrial
UNO CENTRO	1CE	13,2	6,25	SUBTERRANEO	URBANO	Comercial
DOS CENTRO	2CE	13,2	4,11	SUBTERRANEO	URBANO	Comercial
TRES CENTRO	3CE	13,2	6,01	SUBTERRANEO	URBANO	Comercial
CUATRO CENTRO	4CE	13,2	3,41	AEREO	URBANO	Residencial
CINCO CENTRO	5CE	13,2	2,97	AEREO	URBANO	Residencial
UNO VENTORRILLO	1VE	13,2	11,61	AEREO	URBANO	Comercial
DOS VENTORRILLO	2VE	13,2	3,85	AEREO	URBANO	Residencial
TRES VENTORRILLO	3VE	13,2	19,16	AEREO	URBANO	Residencial
CUATRO VENTORRILLO	4VE	13,2	71,48	AEREO	RURAL	Residencial
CINCO VENTORRILLO	5VE	13,2	22,50	AEREO	URBANO	Residencial
SEIS VENTORRILLO	6VE	13,2	43,31	AEREO	RURAL	Residencial
INDUSTRIA 1 VENTORRILLO	IVE	33	12,89	AEREO	URBANO	Industrial
INDUSTRIA VENTORRILLO LA 14	V14	33	5,12	AEREO	URBANO	Industrial
HOTEL MELIA	VHM	13,2	6,67	AEREO	URBANO	Residencial
INDUSTRIAL ANDI	ANDI	33	9,11	AEREO	URBANO	Industrial
POPA	POPA	13,2	1,66	AEREO	URBANO	Industrial
MACARENA	MAC	13,2	2,67	AEREO	URBANO	Industrial
BADDEA	BADDEA	13,2	2,64	AEREO	URBANO	Industrial
UNO NARANJITO	1NA	13,8	15,55	AEREO	URBANO	Residencial
DOS NARANJITO	2NA	13,8	13,38	AEREO	URBANO	Residencial
TRES NARANJITO	3NA	13,8	103,47	AEREO	RURAL	Residencial
UNO PAVAS	1PA	13,8	180,70	AEREO	RURAL	Residencial
DOS PAVAS	2PA	13,8	67,29	AEREO	RURAL	Residencial
TRES PAVAS	3PA	13,8	28,75	AEREO	RURAL	Residencial
INDUSTRIAL PAVAS 1	IPA1	33	33,43	AEREO	RURAL	Industrial
INDUSTRIAL PAVAS 2	IPA2	33	18,16	AEREO	RURAL	Industrial

Tabla 8. Circuitos

## • Cantidad de Usuarios

En el 2019 el comportamiento es creciente al registrarse 22.121 nuevos usuarios facturados en comparación con el 2015 y en relación con la cantidad de usuarios, resultado que se explica por la dinámica de la construcción en la ciudad, así como por los proyectos ejecutados por el Gobierno Nacional respecto a programas de vivienda VIS y VIP y el crecimiento suburbano de la misma, también se destacan las políticas de crecimiento y desarrollo social dirigidas por la Alcaldía Municipal, por ello, para el 2019 Energía de Pereira cuenta con 183.150 usuarios del servicio de energía.

Clasificación	2019
Residenciales	161.995,0
No residenciales	21.155,0
<b>Total</b>	<b>183.150,0</b>
Urbano	160.691,0
Rural	22.459,0
<b>Total</b>	<b>183.150,0</b>

Tabla 9. Clasificación de usuarios

Se cerró el año 2019 con 400 Grandes Clientes, los cuales tienen un consumo promedio mayor o igual a 10 MWh-mes durante los últimos 6 meses; distribuidos en 79 usuarios pertenecientes al Mercado No Regulado, 297 al Mercado Regulado Incumbente y 24 en otros mercados de comercialización.

Mercado Regulado		
Clase de Servicio	Cantidad	OR
Comercial	157	EEP
Industrial	89	EEP
Oficial	28	EEP
Áreas Comunes	17	EEP
Alumbrado Público	1	EEP
Provisionales	5	EEP
Residencial	0	EEP
Ciclo 51	24	CHEC

Tabla 10. Usuarios Mercado Regulado

Mercado No Regulado	
Clase de Servicio	Cantidad
Comercial	23
Industrial	41
Oficial	6
Áreas Comunes	3
Alumbrado Público	6

Tabla 11. Usuarios Mercado No Regulado

### • Demanda de energía (GWh-año)

La Demanda Operativa corresponde a la demanda de energía eléctrica requerida por un Operador de Red (mercado de comercialización) para suplir el consumo de cada uno de los usuarios conectados en sus redes y las pérdidas de energía. Energía de Pereira se encuentra ubicada en la zona centro del país, transportando energía eléctrica desde y hacia dos operadores de red, Central Hidroeléctrica de Caldas y Celsia Colombia. Resultado

de los intercambios (importaciones y/o exportaciones) de la energía que tiene la ciudad con estos mercados de comercialización y sumado a las importaciones que se realizan producto de la generación propia de las plantas Belmonte y Libaré se determina nuestra demanda operativa.

Totales (GWh-año)	2018	2019
Importaciones	709,24	711,71
Exportaciones	69,24	60,38
Demanda operativa	640	651,32
Variación (GWh-año)	2018	2019
Importaciones	-5,58	2,46
Exportaciones	-8,96	-8,86
Demanda Operativa	3,38	11,32
Variación (%)	2018	2019
Importaciones	-0,78%	0,35%
Exportaciones	-11,45%	-12,80%
Demanda Operativa	0,53%	1,77%

Tabla 12. Demanda operativa 2018 - 2019

### • Demanda comercial regulada

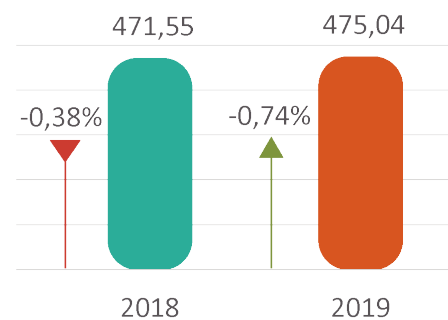


Ilustración 2. Demanda comercial regulada (GWh-año)

La Demanda Comercial Regulada cerró en 475,04 GWh-año, aumentando 3,5 GWh-año (0,74%) respecto al año 2018. La demanda de los usuarios atendidos en otros mercados (6,39 GWh-año) presentó un incremento de 1,55%

- **Demanda comercial No regulada**

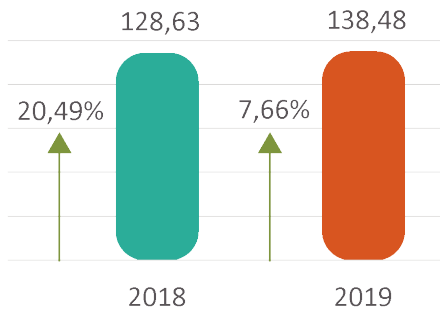


Ilustración 3. Demanda Comercial No Regulada (GWh-año)

La Demanda Comercial No Regulada aumentó 9,85 GWh-año (7,66%) gracias a la gestión de usuarios no Regulados en otros mercados como:

Ladrillera Mariscal Robledo S.A. (1,92 GWh-año), Inversiones Bellavista S.A.S. (1,16 GWh-año), Ladrillera Arcillas Ltda. (1,13 GWh-año), Sucafe Ltda. (1,01 GWh-año), Agroinsumos

S.A.S. (0,57 GWh-año), Inversiones y Construcciones El Carmen S.A. (0,18 GWh-año).

De igual forma, se realizó cambio del Mercado Regulado al Mercado No Regulado de los usuarios, Comestibles Integrales (0,10GWh-año); Econogas (0,03 GWh-año) y Empaques Plásticos S.A.S (0,18 GWh-año).

- **Demanda de potencia (MW):** Demanda máxima y mínima de potencia presente en el sistema.

Clasificación	2019
Máximo valor del sistema (MW)	103,71
Mínimo valor del sistema (MW)	44,21

Tabla 13. Demanda de Potencia (MW)

- **Indicadores de Calidad del servicio**

**DES y FES**

El indicador DES presentó una disminución en su

comportamiento, comparado con la gestión del 2018, debido a las afectaciones presentadas por la ola invernal del 2019.

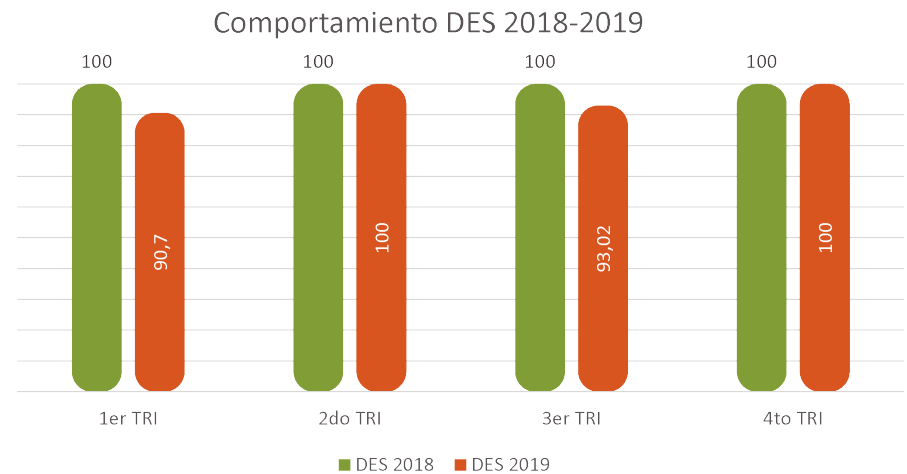


Ilustración 4. Comportamiento DES 2018 - 2019

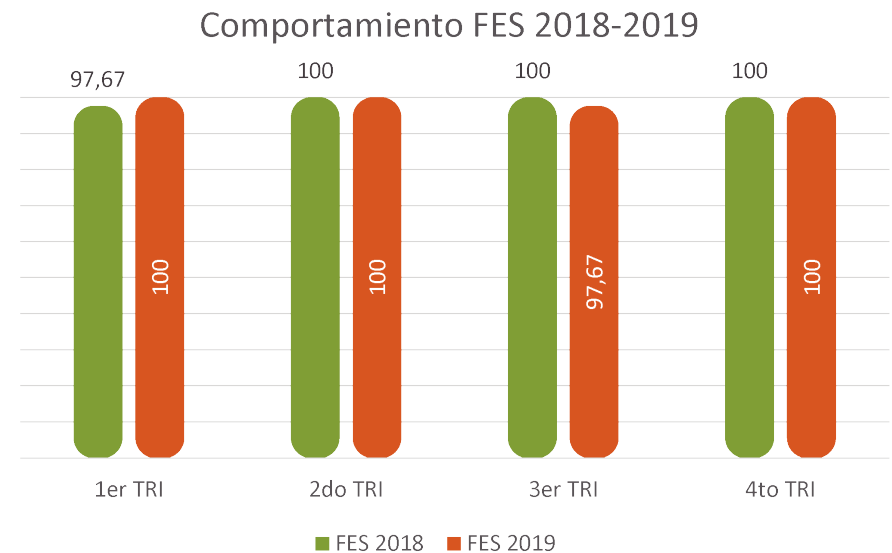


Ilustración 5. Comportamiento FES 2018 - 2019

Respecto al indicador FES, este presentó un comportamiento con tendencia similar al año 2018.

No obstante, las inversiones realizadas, como la ejecución de actividades de mantenimiento han sido eficaces para que se reduzcan al máximo las indisponibilidades del servicio. Para el último año se mantuvo la tendencia en ambos indicadores, superior al 90%.

Es importante mencionar que Pereira, nuestra zona de influencia, presenta uno de los niveles cerámicos más altos del país, lo que representa un nivel de riesgo de rayos y tormentas eléctricas que impactan directamente el sistema eléctrico.

### • SAIFI y SAIDI

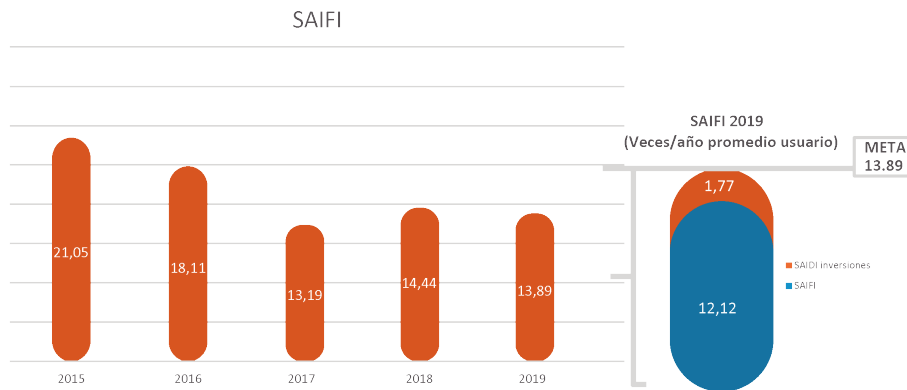


Ilustración 6. Comportamiento SAIFI e impacto inversiones 2019

Respecto a los indicadores internacionales SAIDI y SAIFI, los cuales tienen por objetivo representar las horas de indisponibilidad y frecuencia al año que percibe cada usuario en promedio en nuestro Sistema de Distribución Local.

El indicador SAIFI (promedio anual de la frecuencia de las

interrupciones del servicio) presentó un desempeño del 13,89; que obedeció en parte a las inversiones realizadas en años anteriores en equipos de reconexión automática y a la ejecución eficiente de los planes de mantenimiento en redes y subestaciones.

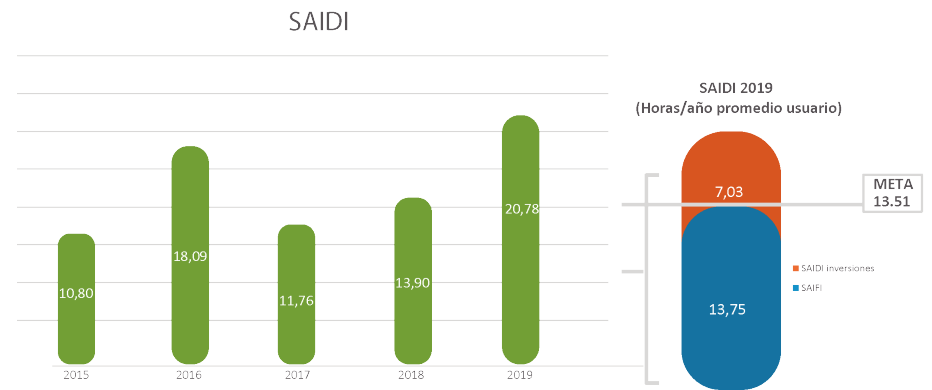


Ilustración 7. Comportamiento SAIDI e impacto inversiones 2019

El indicador SAIDI (Indicador promedio de horas anuales de indisponibilidad del servicio) presentó un aumento para el último año en 6,88 horas más de indisponibilidad promedio versus el año 2018.

Esto se justifica en un aumento de inversiones por un valor de \$2.009 millones en 2018 a \$9.577 millones en el 2019, en lo que tiene que ver con redes de distribución y en concordancia con el primer año de ejecución del plan de inversiones de acuerdo con la metodología establecida por la Resolución CREG 015 de 2018, trayendo consigo un número considerable de horas y veces al año en promedio de interrupciones del servicio que regulatoriamente no son excluibles del cálculo de los indicadores de calidad actualmente. En este contexto se observa que por inversiones en el marco de la Resolución CREG 015 se presentaron 7,03 horas de indisponibilidad y 1,77 veces de salida promedio a los usuarios.

Finalmente, los eventos producto de la ejecución del plan de inversiones son comunicadas a los usuarios afectados con previa anticipación, dichas suspensiones solo se dan en aquellos sectores donde es indispensable suspender el servicio para poder poner en funcionamiento los nuevos equipos instalados.

- **Solicitudes de conexión recibidas**

En el 2019 se recibieron en total 1468 solicitudes de conexión distribuidas por nivel de tensión en la siguiente tabla:

Nivel de Tensión	Cantidad	(MW)
1	1374	6,19
2	82	4,37
3	12	7,57
<b>Total</b>	<b>1468</b>	<b>18,127</b>

Tabla 14. Solicitudes de conexión





**D**

# RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIÓN APROBADO

- Plan de inversión aprobado por área geográfica

Valores en UC Cap.14. Res. CREG 015-2018. Precios 2017

ÁREA GEOGRÁFICA							
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	2019	2020	2021	2022	2023	Total general
RISARALDA	DOSQUEBRADAS	66170			1.122.123.531		1.122.123.531
	PEREIRA	66001	14.225.109.453	19.137.242.097	14.902.664.936	20.890.442.980	22.231.911.299
	SANTA ROSA DE CABAL	66682			774.423.781		1.033.932.415
	<b>Total general</b>		<b>14.225.109.453</b>	<b>19.137.242.097</b>	<b>15.677.088.716</b>	<b>22.012.566.510</b>	<b>23.265.843.713</b>

Tabla 15. Inversión aprobada por área geográfica

- Plan de inversión aprobado por tipo de inversión

Valores en UC Cap.14. Res. CREG 015-2018. Precios 2017

Tipo de inversión I						
Nivel de Tensión	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
NT4	-	-	-	-	-	-
NT3	-	-	153.838.224	-	-	153.838.224
NT2	-	-	1.976.518.500	-	-	1.976.518.500
NT1	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	-	-	<b>2.130.356.724</b>	-	-	<b>2.130.356.724</b>

Tabla 16. Inversión aprobada por área geográfica

Tipo de inversión II						
Nivel de Tensión	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
NT4	-	-	-	-	-	-
NT3	494.540.240	189.702.320	662.322.000	228.836.040	656.242.940	2.231.643.540
NT2	1.466.768.580	938.226.974	2.549.753.520	575.907.920	2.911.311.020	8.441.968.014
NT1	838.173.940	1.468.319.820	1.681.585.820	1.319.133.820	1.656.862.820	6.964.076.220
<b>TOTAL</b>	<b>2.799.482.760</b>	<b>2.596.249.114</b>	<b>4.893.661.340</b>	<b>2.123.877.780</b>	<b>5.224.416.780</b>	<b>17.637.687.774</b>

Tabla 17. Inversión aprobada. Tipo II

Tipo de inversión III						
Nivel de Tensión	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
NT4	529.289.316	182.471.949	263.821.942	-	-	975.583.207
NT3	229.546.499	2.185.129.000	28.058.544	-	241.884.000	2.684.618.043
NT2	4.567.943.102	8.101.125.796	5.767.093.307	7.820.768.227	7.295.962.300	33.552.892.732
NT1	587.024.760	2.536.108.373	1.562.165.194	1.957.216.840	2.435.688.433	9.078.203.600
NT0	1.665.391.000	-	-	-	-	1.665.391.000
<b>TOTAL</b>	<b>7.579.194.678</b>	<b>13.004.835.117</b>	<b>7.621.138.987</b>	<b>9.777.985.067</b>	<b>9.973.534.732</b>	<b>47.956.688.582</b>

Tabla 18. Inversión aprobada. Tipo III

Tipo de inversión IV						
Nivel de Tensión	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
NT4	-	-	-	70.245.000	-	70.245.000
NT3	1.597.498.350	43.004.145	-	7.571.534.470	5.125.743.001	14.337.779.966
NT2	1.565.629.987	358.371.585	948.941.883	1.941.789.193	2.224.071.200	7.038.803.848
NT1	14.540.600	3.755.000	82.989.783	119.562.000	39.854.000	260.701.383
NT0	668.763.078	3.131.027.136	-	407.573.000	678.224.000	4.885.587.214
<b>TOTAL</b>	<b>3.846.432.015</b>	<b>3.536.157.866</b>	<b>1.031.931.665</b>	<b>10.110.703.663</b>	<b>8.067.892.201</b>	<b>26.593.117.410</b>

Tabla 19. Inversión aprobada. Tipo IV

RESUMEN - INVERSIÓN APROBADA POR TIPO DE INVERSIÓN						
Tipo	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
I	-	-	2.130.356.724	-	-	2.130.356.724
II	2.799.482.760	2.596.249.114	4.893.661.340	2.123.877.780	5.224.416.780	17.637.687.774
III	7.579.194.678	13.004.835.117	7.621.138.987	9.777.985.067	9.973.534.732	47.956.688.582
IV	3.846.432.015	3.536.157.866	1.031.931.665	10.110.703.663	8.067.892.201	26.593.117.410
<b>TOTAL</b>	<b>14.225.109.453</b>	<b>19.137.242.097</b>	<b>15.677.088.716</b>	<b>22.012.566.510</b>	<b>23.265.843.713</b>	<b>94.317.850.490</b>

Tabla 20. Resumen Inversión aprobada por Tipo de Inversión

- Plan de inversión aprobado por nivel de tensión

Valores en UC Cap.14. Res. CREG 015-2018. Precios 2017

Nivel de Tensión 4						
TIPO	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
I	-	-	-	-	-	-
II	-	-	-	-	-	-
III	1.084.419.649	182.471.949	263.821.942	-	-	1.530.713.540
IV	222.921.026	1.043.675.712	-	206.102.667	226.074.667	1.698.774.072
<b>TOTAL</b>	<b>1.307.340.675</b>	<b>1.226.147.661</b>	<b>263.821.942</b>	<b>206.102.667</b>	<b>226.074.667</b>	<b>3.229.487.612</b>

Tabla 21. Inversión aprobada. Nivel de Tensión 4

Nivel de Tensión 3						
TIPO	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
I	-	-	153.838.224	-	-	153.838.224
II	494.540.240	189.702.320	662.322.000	228.836.040	656.242.940	2.231.643.540
III	784.676.832	2.185.129.000	28.058.544	-	241.884.000	3.239.748.376
IV	1.820.419.376	1.086.679.857	-	7.707.392.137	5.351.817.668	15.966.309.037
<b>TOTAL</b>	<b>3.099.636.448</b>	<b>3.461.511.177</b>	<b>844.218.768</b>	<b>7.936.228.177</b>	<b>6.249.944.608</b>	<b>21.591.539.177</b>

Tabla 22. Inversión aprobada. Nivel de Tensión 3



Nivel de Tensión 2						
TIPO	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
I	-	-	1.976.518.500	-	-	<b>1.976.518.500</b>
II	1.466.768.580	938.226.974	2.549.753.520	575.907.920	2.911.311.020	<b>8.441.968.014</b>
III	5.123.073.435	8.101.125.796	5.767.093.307	7.820.768.227	7.295.962.300	<b>34.108.023.065</b>
IV	1.788.551.013	1.402.047.297	948.941.883	2.077.646.860	2.450.145.867	<b>8.667.332.920</b>
<b>TOTAL</b>	<b>8.378.393.029</b>	<b>10.441.400.067</b>	<b>11.242.307.209</b>	<b>10.474.323.007</b>	<b>12.657.419.187</b>	<b>53.193.842.499</b>

Tabla 23. Inversión aprobada. Nivel de Tensión 2

Nivel de Tensión 1						
TIPO	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
I	-	-	-	-	-	-
II	838.173.940	1.468.319.820	1.681.585.820	1.319.133.820	1.656.862.820	<b>6.964.076.220</b>
III	587.024.760	2.536.108.373	1.562.165.194	1.957.216.840	2.435.688.433	<b>9.078.203.600</b>
IV	14.540.600	3.755.000	82.989.783	119.562.000	39.854.000	<b>260.701.383</b>
<b>TOTAL</b>	<b>1.439.739.300</b>	<b>4.008.183.193</b>	<b>3.326.740.797</b>	<b>3.395.912.660</b>	<b>4.132.405.253</b>	<b>16.302.981.203</b>

Tabla 24. Inversión aprobada. Nivel de Tensión 1

RESUMEN - INVERSIÓN APROBADA POR NIVEL DE TENSIÓN						
Nivel de Tensión	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
<b>NT4</b>	1.307.340.675	1.226.147.661	263.821.942	206.102.667	226.074.667	<b>3.229.487.612</b>
<b>NT3</b>	3.099.636.448	3.461.511.177	844.218.768	7.936.228.177	6.249.944.608	<b>21.591.539.177</b>
<b>NT2</b>	8.378.393.029	10.441.400.067	11.242.307.209	10.474.323.007	12.657.419.187	<b>53.193.842.499</b>
<b>NT1</b>	1.439.739.300	4.008.183.193	3.326.740.797	3.395.912.660	4.132.405.253	<b>16.302.981.203</b>
<b>TOTAL</b>	<b>14.225.109.452</b>	<b>19.137.242.097</b>	<b>15.677.088.716</b>	<b>22.012.566.511</b>	<b>23.265.843.714</b>	<b>94.317.850.490</b>

Tabla 25. Resumen Inversión aprobada por Nivel de Tensión

## • Plan de inversión aprobado por categoría de activos

Valores en UC Cap.14. Res. CREG 015-2018. Precios 2017

Nivel de Tensión 4						
Categoría de activos I	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
1 = 1	-	-	-	-	-	-
1 = 2	-	-	-	-	-	-
1 = 3	325.997.316	182.471.949	162.175.942	-	-	<b>670.645.207</b>
1 = 4	-	-	-	-	-	-
1 = 5	203.292.000	-	101.646.000	-	-	<b>304.938.000</b>
1 = 6	-	-	-	70.245.000	-	<b>70.245.000</b>
1 = 7	-	-	-	-	-	-
1 = 8	-	-	-	-	-	-
1 = 9	-	-	-	-	-	-
1 = 10	778.051.359	1.043.675.712	-	135.857.667	226.074.667	<b>2.183.659.405</b>
<b>Total</b>	<b>1.307.340.675</b>	<b>1.226.147.661</b>	<b>263.821.942</b>	<b>206.102.667</b>	<b>226.074.667</b>	<b>3.229.487.612</b>

Tabla 26. Inversión aprobada. Nivel de Tensión 4 por categoría

Nivel de Tensión 3						
Categoría de activos I	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
1 = 1	-	2.185.129.000	-	-	-	<b>2.185.129.000</b>
1 = 2	-	-	-	-	-	-
1 = 3	1.273.699.499	43.004.145	665.664.768	2.924.709.000	2.914.616.000	<b>7.821.693.411</b>
1 = 4	-	-	-	-	-	-
1 = 5	-	-	-	154.647.000	119.199.000	<b>273.846.000</b>
1 = 6	-	-	-	634.819.000	765.274.000	<b>1.400.093.000</b>
1 = 7	815.925.600	115.965.000	94.173.000	3.790.301.120	2.040.252.532	<b>6.856.617.252</b>
1 = 8	179.738.990	50.350.320	64.380.000	114.256.390	93.757.790	<b>502.483.490</b>
1 = 9	52.221.000	23.387.000	20.001.000	181.638.000	90.770.619	<b>368.017.619</b>
1 = 10	778.051.359	1.043.675.712	-	135.857.667	226.074.667	<b>2.183.659.405</b>
<b>Total</b>	<b>3.099.636.448</b>	<b>3.461.511.177</b>	<b>844.218.768</b>	<b>7.936.228.177</b>	<b>6.249.944.608</b>	<b>21.591.539.177</b>

Tabla 27. Inversión aprobada. Nivel de Tensión 3 por categoría

Nivel de Tensión 2						
Categoría de activos I	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
1 = 1	-	-	3.336.136.500	765.804.000	2.891.223.000	<b>6.993.163.500</b>
1 = 2	-	-	-	-	-	-
1 = 3	250.822.000	201.198.000	379.123.185	704.193.000	1.357.411.000	<b>2.892.747.185</b>
1 = 4	-	-	-	-	-	-
1 = 5	403.800.000	504.041.000	285.074.000	324.584.000	463.353.000	<b>1.980.852.000</b>
1 = 6	-	-	342.440.000	256.830.000	428.050.000	<b>1.027.320.000</b>
1 = 7	5.068.082.728	5.358.362.498	4.671.210.854	5.742.846.870	4.505.201.730	<b>25.345.704.680</b>
1 = 8	1.118.964.942	2.305.801.857	1.408.522.670	1.543.679.470	1.993.845.790	<b>8.370.814.729</b>
1 = 9	758.672.000	1.028.321.000	819.800.000	1.000.528.000	792.260.000	<b>4.399.581.000</b>
1 = 10	778.051.359	1.043.675.712	0	135.857.667	226.074.667	<b>2.183.659.405</b>
<b>Total</b>	<b>8.378.393.029</b>	<b>10.441.400.067</b>	<b>11.242.307.209</b>	<b>10.474.323.007</b>	<b>12.657.419.186</b>	<b>53.193.842.498</b>

Tabla 28. Inversión aprobada. Nivel de Tensión 2 por categoría

Nivel de Tensión 1						
Categoría de activos I	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
1 = 11	776.447.000	1.219.822.000	828.082.000	1.012.437.000	1.263.860.000	<b>5.100.648.000</b>
1 = 12	663.292.300	2.788.361.193	2.498.658.797	2.383.475.660	2.868.545.253	<b>11.202.333.203</b>
<b>Total</b>	<b>1.439.739.300</b>	<b>4.008.183.193</b>	<b>3.326.740.797</b>	<b>3.395.912.660</b>	<b>4.132.405.253</b>	<b>16.302.981.203</b>

Tabla 29. Inversión aprobada. Nivel de Tensión 1 por categoría

# RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIÓN APROBADO

- Inversiones asociadas a expansión

Valores en UC Cap.14. Res. CREG 015-2018. Precios 2017

Código proyecto	Nombre del proyecto	Nivel Tensión	Tipo inversión	Año entrada operación	Inversión
107	Ampliación Capacidad del transformador T1 Subestación POPA - 2,5 MVA	3	I	2021	\$ 296.812.300,43
107.1	Ampliación Capacidad del transformador T1 Subestación POPA - 2,5 MVA	3	I	2021	\$ 29.447.431,20
108	Reemplazo Trafo T1CU 33/13,2 kV - 30 MVA	3	I	2021	\$ 1.582.302.287,45
108.1	Reemplazo Trafo T1CU 33/13,2 kV - 30 MVA	3	I	2021	\$ 221.808.613,95

Tabla 30. Inversiones asociadas a expansión

- Inversiones asociadas a reposición

Valores en UC Cap.14. Res. CREG 015-2018. Precios 2017

Código proyecto	Nombre del proyecto	Nivel Tensión	Tipo inversión	Año entrada operación	Inversión
1	RAMAL GENERAL. S/E VE-BOCATOMA E INTERCONEXIÓN CON LIBARÉ	2	III	2019	\$ 548.137.125,20
2	RAMAL GENERAL. LA CARMENCITA-LA SUIZA-PEZ FRESCO	2	III	2019	\$ 117.989.989,70
7	CAMBIO DE CONDUCTOR EN TRAMOS ARBORIZADOS. 3CU	2	III	2019	\$ 507.948.903,31
8	SANTA CRUZ DE BARBAS-HASTA INTERCONECTARLO CTO. 8CU	2	III	2019	\$ 193.682.508,99
14	RAMAL ARABIA -PEREZ- YARUMAL- SANTA CRUZ DE BARBAS HASTA INTERCONECTARSE CON 3NA	2	III	2019	\$ 595.384.887,43
19	S/E VE - GLORIETA PINARES - CRA. 27 CLL. 14	2	III	2019	\$ 235.376.798,36
22	S/E VE - PINARES ALTO.	2	III	2019	\$ 390.003.537,38
31	CAMBIO DE CONDUCTOR EN TRAMOS ARBORIZADOS 8DQ	2	III	2019	\$ 925.895.610,08
37	RECONDUCTORIZACIÓN DE 0,32KM HACIA LA SUPLENCIA CON EL 3CE.	2	III	2019	\$ 127.370.681,86
106	REMODELACIÓN CTO. 2CE ETAPA II. CRA. 7 A 9 ENTRE CLL. 13 A 17	2	III	2019	\$ 2.440.864.210,51
115	REEMPLAZO SERVICIOS AUXILIARES EN SUBESTACIÓN CUBA	2	III	2019	\$ 49.623.592,44

122	REEMPLAZO CT'S, PT 'S Y DPS'S BAHÍA LÍNEA 115 KV DQ-PA	4	III	2019	\$ 264.644.550,14
123	REEMPLAZO CT'S, PT 'S Y DPS'S BAHÍA LÍNEA 115 KV DQ-LR	4	III	2019	\$ 264.644.550,14
124	REEMPLAZO INTERRUPTOR DE 33KV DEL TRANSFORMADOR T3DQ	3	III	2019	\$ 87.803.737,69
125	SISTEMA DE SUPERVISIÓN Y CONTROL S/E PAVAS	4	III	2019	\$ 951.340.000,00
126	SISTEMA DE SUPERVISIÓN Y CONTROL S/E NARANJITO	3	III	2019	\$ 714.051.000,00
130	REEMPLAZO INTERRUPTOR DE 33KV DEL TRANSFORMADOR T1CU	3	III	2019	\$ 87.803.737,69
143	CAMBIO DE SECCIONADOR DE LÍNEA EN LA LÍNEA DVE EN LA SE DQ.	3	III	2019	\$ 53.938.706,07
3	RAMAL GENERAL LA BANANERA-LA FLORIDA Y BANANERA LA BELLA	2	III	2020	\$ 317.746.582,97
9	RAMAL GENERAL XOCHIMILCO - JORDAN.	2	III	2020	\$ 458.410.665,02
13	RAMAL DINAMARCA - DAMASCO	2	III	2020	\$ 416.354.324,31
15	RAMAL GENERAL S/E CUBA - SAN JOAQUIN-VILLA DE LEYVA-ALTAGRACIA.	2	III	2020	\$ 787.474.541,50
20	CRA. 27 CLL.14 - CIUDAD JARDÍN - GLORIETA FAVI - CANAAN - BLOQUE L - FACULTAD MEDICINA	2	III	2020	\$ 99.745.979,48
24	PINARES ALTO - LAGO LOS PARAISOS.	2	III	2020	\$ 609.016.114,27
27	CRUCERO- SAN MARINO	2	III	2020	\$ 545.266.967,75
36	CAMBIO DE CONDUCTOR EN TRAMOS ARBORIZADOS CTO. 6DQ	2	III	2020	\$ 545.060.432,17
38	RAMAL CALLE 12 CARRERA 12 -CEDICAF-CRUZ ROJA CLUB COMERCIO- LOS ALPES - CARRERA 15B-MAMA FLOR, LOS ROSALES. EN 1/0	2	III	2020	\$ 596.697.675,14
39	LA REBECA AVENIDA JUAN B. GUTIERREZ- CLUB COMERCIO- LINDARAJA.	2	III	2020	\$ 186.421.550,91
40	RAMAL GENERAL S/E CUBA - SAN JOAQUÍN - MORELIA	2	III	2020	\$ 684.690.530,62
61	OBRA CIVIL Y OBRA ELÉCTRICA PARA SUBTERRANIZAR EL TRAMO DESDE EL NODO 424921 HASTA EL 424639 (0,5KM)	2	III	2020	\$ 2.563.669.349,88
45	CAMBIO DE CONDUCTOR EN TRAMOS ARBORIZADOS DEL RAMAL GENERAL CTO. 1CU	2	III	2020	\$ 262.629.119,83
69	OBRA CIVIL. REMODELACION CTO. 2CE ETAPA III. CALLES 21 A 27.	2	III	2020	\$ 956.085.717,02
70	COMPRA DE MATERIALES CTO. 2CE ETAPA III. CALLES 21 A 27.	2	III	2020	\$ 860.661.567,75
71	MANO DE OBRA ELÉCTRICA. REMODELACION CTO. 2CE ETAPA III. CALLES 21 A 27.	2	III	2020	\$ 366.599.963,05
112	REEMPLAZO INTERRUPTOR 115 LÍNEA LA ROSA - CUBA	4	III	2020	\$ 181.830.682,60
118	REEMPLAZO INTERRUPTORES CIRCUITOS 1CU Y 3CU	2	III	2020	\$ 201.198.799,58
121	TRANSFORMADOR MONOFÁSICO 115/33 KV DE 25 MVA S/E DQ	4	III	2020	\$ 769.562.427,53
121.1	TRANSFORMADOR MONOFÁSICO 115/33 KV DE 25 MVA S/E DQ	4	III	2020	\$ 1.415.569.000,00
4	RAMAL CEDRALITO ALTO - VOLCANES	2	III	2021	\$ 774.423.780,59
16	RAMAL GENERAL ALTAGRACIA - LA SELVA - BETULIA - SUCRE	2	III	2021	\$ 1.615.837.457,55
10	RAMAL GENERAL EL JORDAN - EL MANZANO	2	III	2021	\$ 420.871.871,19
21	AV. BELALCAZAR CALLE 14 - TERMINAL SAN LUIS - MUSEO DE ARTE - BOSTON - LA UNIDAD - GAVIOTAS - OLAYA	2	III	2021	\$ 163.963.430,26
25	LAGO LOS PARAISOS - LA BELLA - EL CHOCHO.	2	III	2021	\$ 485.628.687,00
28	RAMAL GENERAL SAN MARINO - SUECIA- LA HONDA	2	III	2021	\$ 712.719.561,72
41	RAMAL GENERAL MORELIA- EL CONTENTO	2	III	2021	\$ 455.054.817,78
46	CAMBIO DE CONDUCTOR EN TRAMOS ARBORIZADOS DE LOS RAMALES CTO. 1CU	2	III	2021	\$ 159.685.189,24

72	OBRA CIVIL. REMODELACION CTO. 3CE ETAPA II. CARRERA 5 A 7 ENTRE CALLES 11 Y 18	2	III	2021	\$ 1.173.105.730,00
73	COMPRA DE MATERIALES CTO. 3CE ETAPA II. CARRERA 5 A 7 ENTRE CALLES 11 Y 18	2	III	2021	\$ 788.117.664,13
74	OBRA ELÉCTRICA. REMODELACION CTO. 3CE ETAPA II. CARRERA 5 A 7 ENTRE CALLES 11 Y 19	2	III	2021	\$ 498.097.918,72
113	Reemplazo CT's, PT 's y DPS's bahía trafo T3CU 115 Kv	4	III	2021	\$ 248.090.368,69
113.1	Reemplazo CT's, PT 's y DPS's bahía trafo T3CU 115 kv	4	III	2021	\$ 15.732.244,17
114	Reemplazo CT's y DPS's bahía trafo T3CU 33 kv	3	III	2021	\$ 36.572.796,53
114.1	Reemplazo CT's y DPS's bahía trafo T3CU 33 kv	3	III	2021	\$ 4.063.644,06
119	Reemplazo Interruptores Nivel II Circuitos S/E CUBA	2	III	2021	\$ 100.599.399,79
5	RAMAL ALTO DEL TORO	2	III	2022	\$ 1.122.123.530,52
11	RAMAL DE GUACARÍ-ALEGRIAS. INTERCONEXIÓN 8CU.	2	III	2022	\$ 480.690.213,15
17	ALTAGRACIA ALEGRIAS. INTERCONEXIÓN 3NA.	2	III	2022	\$ 693.125.874,31
26	S/E VE - CANCELES-LAS BRISAS-TOKYO-REMANSO	2	III	2022	\$ 293.820.637,03
29	RANCHO QUEMADO-EL PITAL-LA AMOLADORA	2	III	2022	\$ 805.608.930,55
34	RAMAL CERRITOS - PEAJE - EL DESCANSO.	2	III	2022	\$ 1.733.499.247,34
42	RAMAL GENERAL EL CONTENTO - LA PALMILLA	2	III	2022	\$ 696.086.366,40
44	SUB/ DQ-SUB/CENTRO-LA POPA.	2	III	2022	\$ 560.656.328,49
48	CAMBIO DE CONDUCTOR EN TRAMOS ARBORIZADOS CTO. 1NA	2	III	2022	\$ 463.401.659,00
50	SUB/ DQ-SUB/CENTRO-VIADUCTO. Nuevo urbano 4/0 y ramales en 1/0	2	III	2022	\$ 339.788.853,78
75	OBRA CIVIL. REMODELACION CIRCUITO 3CE ETAPA III. CALLES 21 A 27 CARRERAS 5 A 7	2	III	2022	\$ 1.207.909.210,00
76	COMPRA MATERIALES. REMODELACION CIRCUITO 3CE ETAPA III. CALLES 21 A 27 CARRERAS 5 A 7	2	III	2022	\$ 805.417.191,48
77	MANO DE OBRA ELÉCTRICA. REMODELACION CIRCUITO 3CE ETAPA III. CALLES 21 A 27 CARRERAS 5 A 7	2	III	2022	\$ 372.020.126,21
119.1	Reemplazo Interruptores Nivel II Circuitos S/E CUBA	2	III	2022	\$ 201.198.799,58
6	RAMAL LAS MANGAS CALICHALES	2	III	2023	\$ 1.033.932.414,72
12	RAMALES VARIOS CTO. 3NA	2	III	2023	\$ 382.632.909,99
18	ALTAGRACIA-ARABIA-LA INDIA.	2	III	2023	\$ 328.317.295,70
30	LA BODEGA - LA CONVENCION Y BODEGA - LA ORIENTAL	2	III	2023	\$ 788.009.928,26
35	RAMALES VARIOS A 13,2KV CTO. 1PA	2	III	2023	\$ 1.907.825.868,69
43	RAMAL LA PALMILLA - BRASILIA - BETULIA	2	III	2023	\$ 504.580.434,54
47	RECONDUCTORIZAR TRAMO DE RED DE LA SUPLENCIA CON EL 5CU	2	III	2023	\$ 297.998.731,26
49	RECONDUCTORIZAR TRAMO DE RED DE LA SUPLENCIA CON EL 2NA	2	III	2023	\$ 557.084.979,91
66	OBRA CIVIL. REMODELACION CTO. 1CE Calles 11 a la 22	2	III	2023	\$ 1.633.849.500,00
67	COMPRA DE MATERIALES. REMODELACION CTO. 1CE Calles 11 a la 22	2	III	2023	\$ 1.268.116.649,25
68	MANO DE OBRA ELÉCTRICA. REMODELACION CTO. 1CE Calles 11 a la 22	2	III	2023	\$ 572.258.429,06
116	Reposición de equipos de la bahía 33 kV del T2 CUBA	3	III	2023	\$ 241.883.574,90

Tabla 31. Inversiones asociadas a reposición

- Inversiones asociadas a calidad del servicio

Valores en UC Cap.14. Res. CREG 015-2018 Precios 2017

Código proyecto	Nombre del proyecto	Nivel Tensión	Tipo inversión	Año entrada operación	Inversión
23	CONSTRUCCIÓN DE RED DEL VHM PARA TRASLADO DE CARGA	2	IV	2019	\$ 148.883.358,19
32	CONSTRUCCIÓN TRAMO DE RED 1,5 km. GRANJA SOLAR	2	IV	2019	\$ 282.637.936,39
33	INTERCONEXIÓN CON 3PA. MARRUECOS-LABRADOR.	2	IV	2021	\$ 829.401.871,80
52	CONSTRUCCIÓN DE INTERCONEXIÓN ENTRE LOS NODOS 199986 HASTA EL 180942	2	IV	2019	\$ 58.828.820,00
53	CONSTRUCCIÓN DE INTERCONEXIONES PARA EL TRASLADO DE RAMALES DEL CTO. 1PA AL 2PA.	2	IV	2019	\$ 284.239.699,00
54	CONSTRUCCIÓN DE 0,6km PARA INTERCONEXIÓN CON 7CU EN FCA. LA BRASILIA Y DE 0,35km PARA INTERCONECTAR CON EL RAMAL DEL OREADOR	2	IV	2021	\$ 145.184.201,00
55	CONSTRUCCIÓN DE DOBLE CIRCUITO DESDE EL S0163 HASTA INTERCONECTARSE CON EL T4456. (RAMAL SAN MARINO)	2	IV	2020	\$ 333.763.288,00
56	RECONDUCTORIZAR TRAMO DE RED DESDE EL 568414 HASTA CONECTARLO CON EL RC044	2	IV	2022	\$ 48.971.620,00
57	CONSTRUCCIÓN DE INTERCONEXIÓN CON EL CTO. 8CU	2	IV	2019	\$ 127.750.685,00
58	CONSTRUCCIÓN DE RAMAL ENTRE LOS NODOS 358927 - 396042	2	IV	2022	\$ 105.656.653,00
59	CONSTRUCCIÓN DE INTERCONEXIÓN TERMINAL - SAN LUIS	2	IV	2021	\$ 128.223.548,00
60	SUBTERRANIZAR EL CABLE PARA LA INTERCONEXIÓN ENTRE 1CE - 1VE EN EL CRUCE CON LA AV. DEL FERROCARRIL ENTRE LOS NODOS 100966 - 122702 (0,1 km)	2	IV	2020	\$ 77.759.322,62
63	CONSTRUCCIÓN DOBLE CIRCUITO PAVAS - CERRITOS IPA1 - 1PA	3	IV	2019	\$ 1.580.945.536,52
79	CONSTRUCCIÓN LÍNEA CUBA-ALTAGRACIA 33KV	3	IV	2022	\$ 477.281.100,00
80	CONSTRUCCIÓN LÍNEA NARANJITO-ALTAGRACIA 33KV	3	IV	2022	\$ 275.173.180,00
81	CONSTRUCCIÓN LÍNEA CUBA-ALTAGRACIA 33KV	3	IV	2022	\$ 1.012.715.960,00
82	CONSTRUCCIÓN LÍNEA NARANJITO-ALTAGRACIA 33KV	3	IV	2022	\$ 599.463.600,00
83	CONSTRUCCIÓN LÍNEA CUBA-ALTAGRACIA 33KV	3	IV	2022	\$ 922.302.370,00
84	CONSTRUCCIÓN LÍNEA NARANJITO-ALTAGRACIA 33KV	3	IV	2022	\$ 536.416.060,00
85	CONSTRUCCIÓN CIRCUITO 1AL A 13,2KV	2	IV	2022	\$ 152.790.016,08
86	CONSTRUCCIÓN CIRCUITO 2AL A 13,2KV	2	IV	2022	\$ 105.692.256,08
87	CONSTRUCCIÓN CIRCUITO 3AL A 13,2KV	2	IV	2022	\$ 14.011.256,08
88	CONSTRUCCIÓN LÍNEA CRN 33KV	3	IV	2023	\$ 197.400.199,50
89	CONSTRUCCIÓN LÍNEA CRP 33KV	3	IV	2023	\$ 197.400.199,50
90	CONSTRUCCIÓN LÍNEA CRN 33KV	3	IV	2023	\$ 415.544.430,00

91	CONSTRUCCIÓN LÍNEA CRP 33KV	3	IV	2023	\$ 415.544.430,00
92	CONSTRUCCIÓN LÍNEA CRN 33KV	3	IV	2023	\$ 397.861.777,50
93	CONSTRUCCIÓN LÍNEA CRP 33KV	3	IV	2023	\$ 381.719.130,00
94	CONSTRUCCIÓN CIRCUITO 1CR A 13,2KV	2	IV	2023	\$ 55.876.016,08
95	CONSTRUCCIÓN CIRCUITO 2CR A 13,2KV	2	IV	2023	\$ 27.667.720,00
117	SECCIONADOR DE ACOPLA BARRA DE 33 KV S/E CUBA	3	IV	2020	\$ 43.004.093,50
120	SECCIONADOR DE ACOPLA BARRA DE 13,2KV S/E CUBA	2	IV	2021	\$ 65.727.257,25
120.1	SECCIONADOR DE ACOPLA BARRA DE 13,2KV S/E CUBA	2	IV	2021	\$ 11.598.927,75
131	NUEVA SUBESTACIÓN ALTAGRACIA S/E	3	IV	2022	\$ 1.120.575.000,00
132	NUEVA SUBESTACIÓN ALTAGRACIA S/E	3	IV	2022	\$ 2.274.568.488,61
133	NUEVA SUBESTACIÓN ALTAGRACIA S/E	3	IV	2022	\$ 1.708.520.883,75
134	NUEVA SUBESTACIÓN ALTAGRACIA S/E	3	IV	2022	\$ 1.009.905.150,91
135	NUEVA SUBESTACIÓN CERRITOS S/E	3	IV	2023	\$ 1.046.985.000,00
136	NUEVA SUBESTACIÓN CERRITOS S/E	3	IV	2023	\$ 3.349.484.933,33
137	NUEVA SUBESTACIÓN CERRITOS S/E	3	IV	2023	\$ 1.720.358.582,99
138	NUEVA SUBESTACIÓN CERRITOS S/E	3	IV	2023	\$ 791.893.035,06
139	VENTORRILLO-CAMBIO DE RC POR BAHÍA EN EL IVE, INCLUYENDO EQUIPO DE CALIDAD	3	IV	2019	\$ 285.020.957,73
140	DOSQUEBRADAS-CAMBIO DE RC POR BAHÍA EN EL IDQ, INCLUYENDO EQUIPO DE CALIDAD	3	IV	2019	\$ 285.020.957,73
141	DOSQUEBRADAS-CAMBIO DE RC POR BAHÍA EN EL ANDI, INCLUYENDO EQUIPO DE CALIDAD	3	IV	2019	\$ 285.020.957,73
142	INSTALACIÓN, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE SEIS RELÉS DIFERENCIALES DE LÍNEA (2 DCU, 2 DCE, 2 NAV).	3	IV	2020	\$ 519.498.319,39
144	SUBESTACIÓN CUBA (CONEXIÓN DE SUBESTACIÓN ALTAGRACIA)	3	IV	2022	\$ 755.723.620,28
145	SUBESTACIÓN NARANJITO (CONEXIÓN DE SUBESTACIÓN ALTAGRACIA)	3	IV	2022	\$ 750.889.669,58
146	SISTEMA DE GESTIÓN DE ACTIVOS		IV	2019	\$ 4.271.237.420,00

Tabla 32. Inversiones asociadas a calidad del Servicio

- Proyectos relevantes

Nombre del proyecto	Tipo Inversión	Año
REEMPLAZO TRAF0 T1CU 33/13,2 KV - 30 MVA	I	2021
CONSTRUCCIÓN SALIDA CIRCUITO 2 CU MACROPROYECTO GVR	II	2019
CONSTRUCCIÓN SALIDA CIRCUITO INDUSTRIAL CUBA A 33KV	II	2019
CONSTRUCCIÓN Y CONEXIÓN DEL CIRCUITO 7VE	II	2019
CONSTRUCCIÓN CIRCUITO 4NA A 13,2KV	II	2020
NUEVO TRANSFORMADOR T2 S/E DOSQUEBRADAS - 12,5 MVA	II	2021
NUEVO TRAF0 T2 S/E VENTORRILLO 33/13,2 KV DE 12,5 MVA	II	2021
NUEVO TRAF0 T2 S/E NARANJITO 33/13,2 KV DE 30 MVA	II	2023
REEMPLAZO CT'S, PT 'S Y DPS'S BAHÍA LÍNEA 115 KV DQ-PA	III	2019
REEMPLAZO CT'S, PT 'S Y DPS'S BAHÍA LÍNEA 115 KV DQ-LR	III	2019
TRANSFORMADOR MONOFÁSICO 115/33 KV DE 25 MVA S/E DQ	III	2020
REEMPLAZO CT'S, PT 'S Y DPS'S BAHÍA TRAF0 T3CU 115 KV	III	2021
NUEVA SUBESTACIÓN ALTAGRACIA S/E	IV	2022
NUEVA SUBESTACIÓN CERRITOS S/E	IV	2023

Tabla 33. Proyectos relevantes

- Metas propuestas del Plan para la calidad

- Indicadores de referencia de calidad media.

Los indicadores de referencia de la calidad media SAIDI\_Rj (Indicador promedio de horas anuales de indisponibilidad del servicio) y SAIFI\_Rj (promedio anual de la frecuencia de las interrupciones del servicio), son los siguientes:

Variable	Unidad	Valor
SAIDI_Rj	Horas	14,897
SAIFI_Rj	Veces	12,687

Tabla 34. Indicadores de referencia de calidad media

- Metas anuales de calidad media para el indicador de duración de eventos, horas. (SAIDI\_Rj)

	2016	Metas anuales				
	REFERENCIA	2019	2020	2021	2022	2023
SAIDI	14,897	13,705	12,609	11,600	10,672	9,818

Tabla 35. Metas anuales para SAIDI

- Metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia de eventos, veces. (SAIFI\_Rj)

	2016	Metas anuales				
	REFERENCIA	2019	2020	2021	2022	2023
SAIFI	12,687	11,672	10,738	9,879	9,089	8,362

Tabla 36. Metas anuales para SAIFI

- Indicadores de calidad individual

- Indicadores de calidad individual de duración de eventos

DIUG niveles de tensión 2 y 3, horas			
Riesgo	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
1	-	-	-
2	14,42	-	35,71
3	1,92	-	15,75

Tabla 37. DIUG niveles de tensión 2 y 3, horas

DIUG nivel de tensión 1, horas			
Riesgo	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
1	-	-	-
2	27,14	54,11	68,23
3	36,13	134,32	98,28

Tabla 38. DIUG nivel de tensión 1, horas

- Indicadores de calidad individual de frecuencia de eventos

FIUG niveles de tensión 2 y 3, veces			
Riesgo	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
1	-	-	-
2	15	-	19
3	4	-	12

Tabla 39. FIUG niveles de tensión 2 y 3, veces

FIUG nivel de tensión 1, veces			
Riesgo	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
1	-	-	-
2	19	25	35
3	15	50	41

Tabla 40. FIUG nivel de tensión 1, veces

- Índices de referencia pérdidas eficientes

Los índices de pérdidas eficientes,  $Pe_{j,n}$ , en los niveles de tensión 3, 2 y 1, son los siguientes:

Variable	Valor
$Pe_{j,3}$	1,46%
$Pe_{j,2}$	0,77%
$Pe_{j,1}$	7,95%

Tabla 41. Índices de pérdidas eficientes,  $Pe_{j,n}$







# E AVANCE EN EL CUMPLIMIENTO DE METAS

Respecto a los indicadores internacionales SAIDI y SAIFI, los cuales tienen por objetivo representar las horas de indisponibilidad y frecuencia al año que percibe cada usuario en promedio en nuestro Sistema de Distribución Local. El indicador SAIFI (promedio anual de la frecuencia de las interrupciones del servicio) presentó un desempeño del 13,89; que obedeció en parte a las inversiones realizadas en años anteriores en equipos de reconexión automática y a la ejecución eficiente de los planes de mantenimiento en redes y subestaciones.

indicadores de calidad actualmente. En este contexto se observa que por inversiones en el marco de la Resolución CREG 015 se presentaron 7,03 horas de indisponibilidad y 1,77 veces de salida promedio a los usuarios. Finalmente, los eventos producto de la ejecución del plan de inversiones son comunicadas a los usuarios afectados con previa anticipación, dichas suspensiones solo se dan en aquellos sectores donde es indispensable suspender el servicio para poder poner en funcionamiento los nuevos equipos instalados.

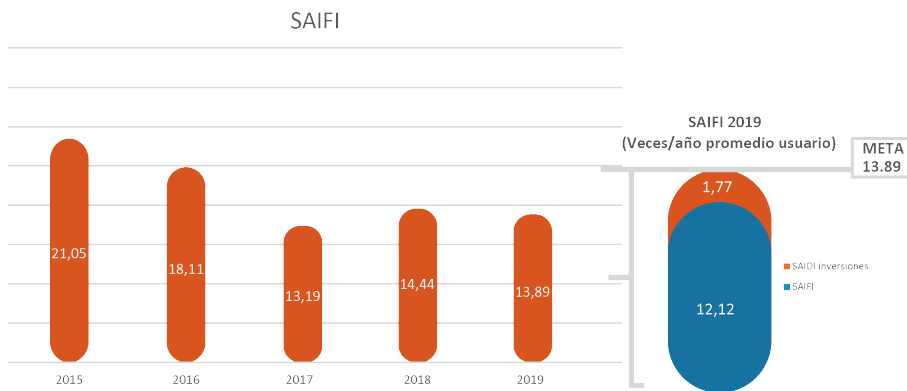


Ilustración 8. Comportamiento SAIFI e impacto inversiones 2019

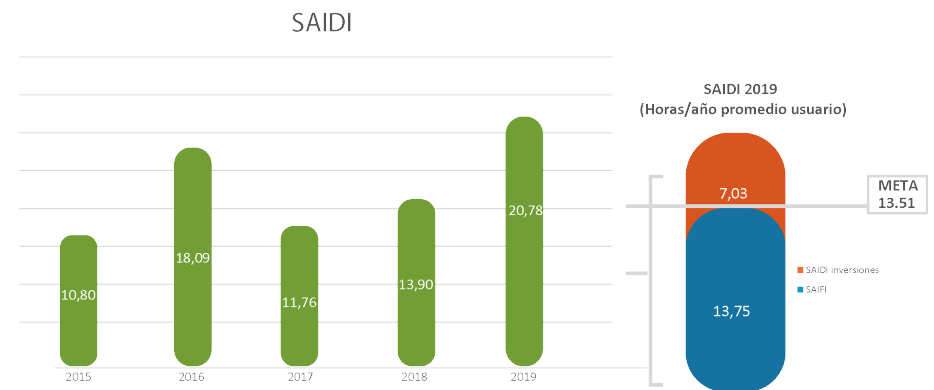


Ilustración 9. Comportamiento SAIFI e impacto inversiones 2019

El indicador SAIDI (Indicador promedio de horas anuales de indisponibilidad del servicio) presentó un aumento para el último año en 6,88 horas más de indisponibilidad promedio versus el año 2018. Esto se justifica en un aumento de inversiones por un valor de \$2.009 millones en 2018 a \$9.577 millones en el 2019, en lo que tiene que ver con redes de distribución y en concordancia con el primer año de ejecución del plan de inversiones de acuerdo con la metodología establecida por la Resolución CREG 015 de 2018, trayendo consigo un número considerable de horas y veces al año en promedio de interrupciones del servicio que regulatoriamente no son excluibles del cálculo de los

Desempeño 2019		
<b>SAIDI (Horas)</b>	Meta	13,705
	Ejecutado	20,78
<b>SAIFI (Veces)</b>	Meta	11,672
	Ejecutado	13,89

Tabla 42. Meta Vs Ejecutado. SAIDI y SAIFI 2019



F

# DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN

Tabla 43. Desviaciones del Plan de Inversión

Proyecto	Objetivo del Proyecto Código	Valor Regulatorio Aprobado 2019	Valor de Ejecución Regulatorio 2019	Desviación
1	RAMAL GENERAL. S/E VE-BOCATOMA E INTERCONEXIÓN CON LIBARÉ	\$ 514.281.566	\$ 663.332.879	-\$ 149.051.313
2	RAMAL GENERAL. LA CARMENCITA-LA SUIZA-PEZ FRESCO	\$ 114.437.832	\$ 154.646.975	-\$ 40.209.143
7	CAMBIO DE CONDUCTOR EN TRAMOS ARBORIZADOS. 3CU	\$ 489.215.570	\$ 433.835.331	\$ 55.380.239
8	SANTA CRUZ DE BARBAS-HASTA INTERCONECTARLO CTO. 8CU	\$ 184.492.670	\$ 159.857.384	\$ 24.635.286
14	RAMAL ARABIA -PEREZ- YARUMAL- SANTA CRUZ DE BARBAS HASTA INTERCONECTARSE CON 3NA	\$ 567.201.610	\$ 631.131.029	-\$ 63.929.418
19	S/E VE - GLORIETA PINARES - CRA. 27 CLL. 14	\$ 228.767.924	\$ 215.966.735	\$ 12.801.189
22	S/E VE - PINARES ALTO.	\$ 364.459.226	\$ 310.264.448	\$ 54.194.779
23	CONSTRUCCIÓN DE RED DEL VHM PARA TRASLADO DE CARGA	\$ 148.880.186	\$ -	\$ 148.880.186
31	CAMBIO DE CONDUCTOR EN TRAMOS ARBORIZADOS 8DQ	\$ 831.713.348	\$ 1.117.202.895	-\$ 285.489.547
32	CONSTRUCCIÓN TRAMO DE RED 1,5 KM. GRANJA SOLAR	\$ 233.233.797	\$ -	\$ 233.233.797
37	RECONDUCTORIZACIÓN DE 0,32KM HACIA LA SUPLENCIA CON EL 3CE.	\$ 76.828.148	\$ 93.653.766	-\$ 16.825.618
52	CONSTRUCCIÓN DE INTERCONEXIÓN ENTRE LOS NODOS 199986 HASTA EL 180942	\$ 58.828.820	\$ 59.763.581	-\$ 934.761
53	CONSTRUCCIÓN DE INTERCONEXIONES PARA EL TRASLADO DE RAMALES DEL CTO. 1PA AL 2PA.	\$ 284.239.699	\$ 490.135.536	-\$ 205.895.837
57	CONSTRUCCIÓN DE INTERCONEXIÓN CON EL CTO. 8CU	\$ 78.354.685	\$ 166.899.370	-\$ 88.544.685
62	CONSTRUCCIÓN SALIDA CIRCUITO 2 CU MACROPROYECTO GVR	\$ 284.352.390	\$ 162.447.486	\$ 121.904.904
63	CONSTRUCCIÓN DOBLE CIRCUITO PAVAS-CERRITOS IPA1-1PA.	\$ 1.590.897.750	\$ -	\$ 1.590.897.750
64	CONSTRUCCIÓN SALIDA CIRCUITO INDUSTRIAL CUBA A 33KV	\$ 103.183.880	\$ -	\$ 103.183.880
65	CONSTRUCCIÓN TRAMO DE RED PARA URBANIZACIÓN EL REMANSO SECTORES B Y C (IV ETAPA)	\$ 95.370.700	\$ 99.624.875	-\$ 4.254.175
78	CONSTRUCCIÓN Y CONEXIÓN DEL CIRCUITO 7VE	\$ 293.322.090	\$ 147.646.552	\$ 145.675.538
96	EXPANSIÓN PARA CONEXIÓN NUEVOS CLIENTES REDES NIVEL I	\$ 734.195.440	\$ 1.199.805.245	-\$ 465.609.805
101	EXPANSIÓN PARA CONEXIÓN NUEVOS CLIENTES REDES NIVEL II Y III	\$ 826.941.260	\$ 1.941.606.432	-\$ 1.114.665.172
106	REMODELACIÓN CTO. 2CE ETAPA II. CRA. 7 A 9 ENTRE CLL. 13 A 17	\$ 1.733.945.969	\$ 732.920.723	\$ 1.001.025.247
115	REEMPLAZO SERVICIOS AUXILIARES EN SUBESTACIÓN CUBA	\$ 49.624.000	\$ 121.548.000	-\$ 71.924.000
122	REEMPLAZO CT'S, PT 'S Y DPS'S BAHÍA LÍNEA 115 KV DQ-PA	\$ 264.644.658	\$ 162.975.672	\$ 101.668.986
123	REEMPLAZO CT'S, PT 'S Y DPS'S BAHÍA LÍNEA 115 KV DQ-LR	\$ 264.644.658	\$ 237.237.804	\$ 27.406.854
124	REEMPLAZO INTERRUPTOR DE 33KV DEL TRANSFORMADOR T3DQ	\$ 87.803.892	\$ 90.332.988	-\$ 2.529.096
125	SISTEMA DE SUPERVISIÓN Y CONTROL S/E PAVAS	\$ 951.340.000	\$ 2.171.342.000	-\$ 1.220.002.000
126	SISTEMA DE SUPERVISIÓN Y CONTROL S/E NARANJITO	\$ 714.051.000	\$ 1.261.819.000	-\$ 547.768.000
127	NUEVO CIRCUITO 2CU	\$ 100.599.000	\$ 139.031.000	-\$ 38.432.000
128	NUEVO CIRCUITO ICU	\$ 260.919.000	\$ 259.647.012	\$ 1.271.988
129	NUEVO CIRCUITO 7VE	\$ 100.599.000	\$ 139.031.000	-\$ 38.432.000
130	REEMPLAZO INTERRUPTOR DE 33KV DEL TRANSFORMADOR T1CU	\$ 87.803.892	\$ 87.803.892	\$ -
139	VENTORRILLO-CAMBIO DE RC POR BAHÍA EN EL IVE, INCLUYENDO EQUIPO DE CALIDAD	\$ 261.078.000	\$ 349.980.000	-\$ 88.902.000
140	DOSQUEBRADAS-CAMBIO DE RC POR BAHÍA EN EL IDQ, INCLUYENDO EQUIPO DE CALIDAD	\$ 261.078.000	\$ -	\$ 261.078.000
141	DOSQUEBRADAS-CAMBIO DE RC POR BAHÍA EN EL ANDI, INCLUYENDO EQUIPO DE CALIDAD	\$ 261.078.000	\$ -	\$ 261.078.000
143	CAMBIO DE SECCIONADOR DE LÍNEA EN LA LÍNEA DVE EN LA SE DQ.	\$ 53.938.715	\$ 58.742.550	-\$ 4.803.835
146	SISTEMA DE GESTIÓN DE ACTIVOS	\$ 668.763.078	\$ 668.763.078	\$ -
9	RAMAL GENERAL XOCHIMILCO - JORDAN.	\$ 458.410.665	\$ 143.296.338	\$ 315.114.327
69	OBRA CIVIL. REMODELACIÓN CTO.2CE ETAPA III. Calles 21 a 27	\$ 956.085.717	\$ 295.028.434	\$ 661.057.283
O2019	OTRAS INVERSIONES EN LA RED	\$ -	\$ 358.415.000	-\$ 358.415.000
TOTAL		\$ 15.639.605.835	\$ 15.325.735.008	\$ 313.870.827

Los proyectos 9 – (Ramal General Xochimilco – Jordán), 69 – (Obra Civil. Remodelación Cto. 2CE Etapa III); son proyectos que hacen parte del plan de inversión aprobado para ser ejecutados en el 2020, pero se inició con su ejecución en el 2019, teniendo en cuenta que algunos de los proyectos aprobados para el 2019 como fue el caso del proyecto 23 – (Construcción de red del VHM para traslado de carga), 32 – (Construcción tramo de red 1,5 km. Granja Solar), 63 – Construcción doble circuito Pavas-Cerritos IPA1-IPA, 64 – (Construcción salida circuito Industrial Cuba a 33kv), 140 – (Dosquebradas-Cambio de RC por

bahía en el IDQ, incluyendo equipo de calidad) y 141 – (Dosquebradas-Cambio de RC por bahía en el ANDI, incluyendo equipo de calidad) no se pudieron iniciar en el 2019, debido a que algunos dependían de permisos de algunas entidades Gubernamentales, para los cuales no se alcanzó en el 2019 a tener la autorización por parte de estas para iniciar con dichos proyectos. Para otros proyectos, fue necesario realizar trabajos concernientes a obras civiles en Subestaciones para su ejecución, las cuales no se alcanzaron a tener listas en el mismo año.



# G. GESTIÓN DE ACTIVOS

El proyecto para la implementación del Sistema de Gestión de Activos se viene desarrollando desde dos perspectivas en paralelo: la implementación de un Software EAM y el desarrollo del Plan Estratégico de Gestión de Activos conforme a los requerimientos de la norma ISO – 55001.

### • Diagnóstico

Durante la vigencia 2019 se inició con el diagnóstico de procesos valorado en nivel de madurez y hoja de ruta del Sistema de Gestión de Activos para Energía de Pereira. Mediante este estudio realizado por la Firma PMM, se determinó que Energía de Pereira obtuvo un nivel de madurez de 1,19 (Consciente) y la meta a alcanzar es nivel de madurez 3 (Competente).

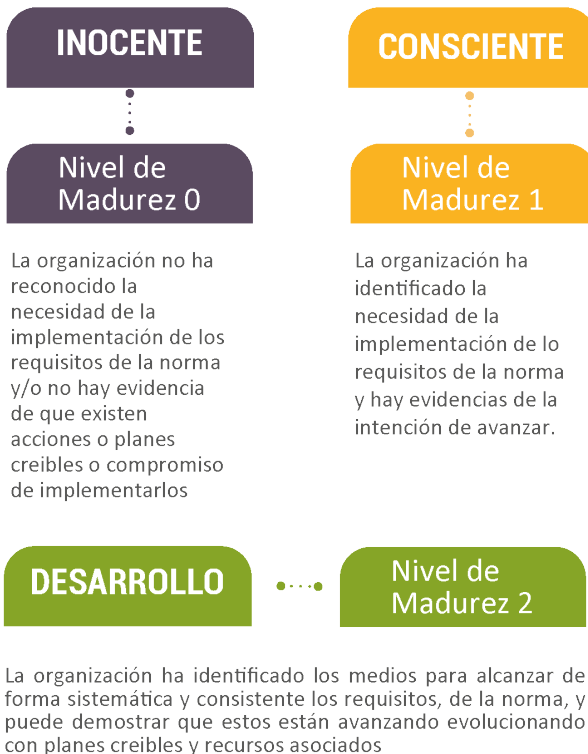


Ilustración 10. Diagrama De Araña Con El Nivel De Madurez Alcanzado por Eep En Cada Uno De Los Requerimientos Evaluados De La Iso 5500



Ilustración 10. Diagrama De Araña Con El Nivel De Madurez Alcanzado por Eep En Cada Uno De Los Requerimientos Evaluados De La Iso 5500

No.	Requerimiento	Puntuación
4.1	CONOCIMIENTO DE LA ORGANIZACIÓN Y SU CONTEXTO	1,50
4.2	CONOCIMIENTO DE LAS NECESIDADES Y EXPECTATIVAS DE LAS PARTES INTERESADAS	1,50
4.3	DETERMINACIÓN DEL ALCANCE DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE ACTIVOS	1,00
4.4	SISTEMA DE GESTIÓN DE ACTIVOS	1,00
5.1	LIDERAZGO Y COMPROMISO	1,00
5.2	POLÍTICA	1,00
5.3	ROLES, RESPONSABILIDADES Y AUTORIDAD ORGANIZACIONAL	1,00
6.1	ACCIONES PARA ABORDAR LOS RIESGOS Y LAS OPORTUNIDADES PARA EL SISTEMA DE GESTIÓN DE ACTIVOS	1,00
6.2.1	OBJETIVOS DE GESTIÓN DE ACTIVOS	1,00
6.2.2	PLANIFICACIÓN PARA LOGRAR LOS OBJETIVOS DE LA GESTIÓN DE ACTIVOS	1,00
7.1	RECURSOS	1,00
7.2	COMPETENCIA	1,00
7.3	TOMA DE CONCIENCIA	1,50
7.4	COMUNICACIÓN	1,50
7.5	REQUISITOS DE INFORMACIÓN	1,00
7.6.1	INFORMACIÓN DOCUMENTADA	1,00
7.6.2	CREACIÓN, REDACCIÓN Y ACTUALIZACIÓN DE LA INFORMACIÓN DOCUMENTADA	2,00
7.6.3	CONTROL DE LA INFORMACIÓN DOCUMENTADA	2,00
8.1	PLANIFICACIÓN Y CONTROL OPERACIONAL	1,00
8.2	GESTIÓN DEL CAMBIO	1,00
8.3	CONTRATACIÓN A TERCEROS (ALCANCE Y CONTROL)	1,50
9.1	SEGUIMIENTO, MEDICACIÓN, ANÁLISIS Y EVALUACIÓN	1,00
9.2	AUDITORÍA INTERNA	1,00
9.3	REVISIÓN POR LA DIRECCIÓN	1,50
10.1	NO CONFORMIDAD Y ACCIONES CORRECTIVAS	1,00
10.2	ACCIONES PREVENTIVAS	1,00
10.3	MEJORA CONTINUA	1,00
<b>Nivel de Madurez</b>		<b>1,19</b>

Tabla 44. Nivel de madurez – Requerimientos ISO 55001

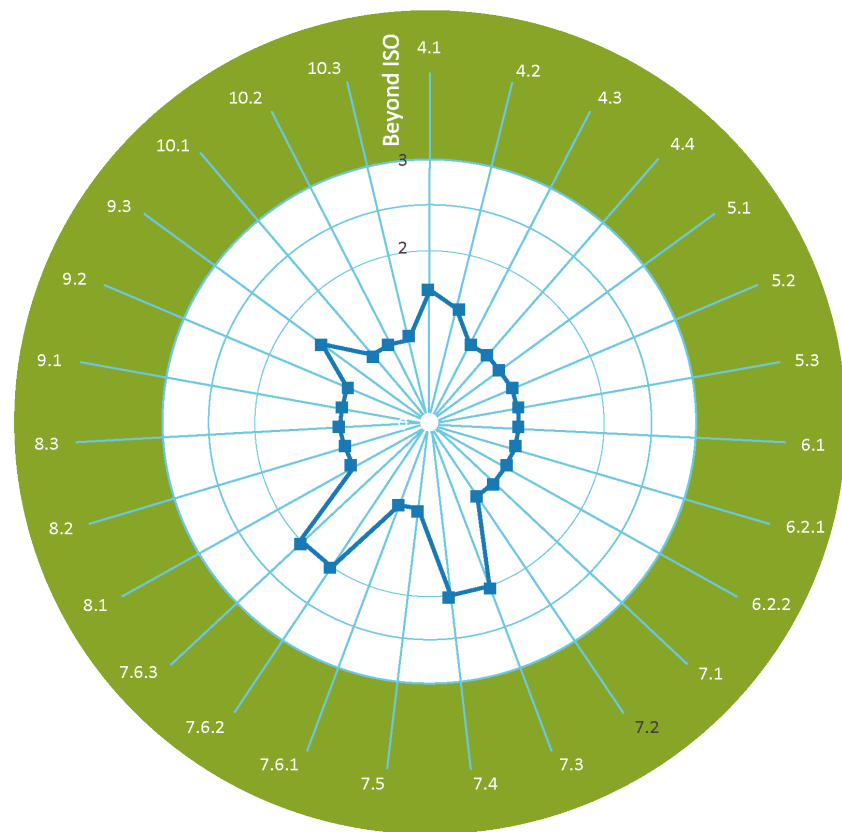


Ilustración 10. Diagrama de araña con el nivel de madurez alcanzado por EEP en cada uno de los requerimientos evaluados de la ISO 55001  
Fuente: Diagnóstico PMM

### • Software EAM

Se adelantó la selección de la mejor herramienta para el manejo de la información que garantice la gestión del ciclo de vida del activo, en donde se determinó la compra del software EAM Máximo-IBM, su implementación se llevará a cabo en el 2020, para lo cual se están solucionando los requisitos de infraestructura tecnológica para la instalación de este.

Generalidades: IBM Máximo permite gestionar todo tipo de activos (lineales, plantas, automotriz y locativo), durante todo su ciclo de vida (planeación, diseño, adquisición, construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento, baja y disposición final), equilibrando costo, riesgo y desempeño de los activos, alineado con mejores prácticas y estándares como ISO 55.000.

Dadas las instrucciones de la consultoría especializada en Gestión de Activos – PMM, para la implementación de la norma ISO-50001 y el desarrollo de cada uno de sus requisitos, se propuso abarcar desde tres perspectivas o niveles: Nivel Estratégico, Táctico y Operativo, de acuerdo con la siguiente imagen a fin de abarcar los requisitos de la norma.

### • Inversión ejecutada en el 2019

Proyecto	Objetivo del Proyecto	Inversión Ejecutada 2019
146	Sistema de Gestión de activos	\$ 668.763.078

Tabla 45. Inversión ejecutada 2019\_Gestión de Activos

