



**EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.**

# EJECUCIÓN DE PLANES DE INVERSIÓN 2021

---

Circular CREG 024/2020

Gerencia Técnica

30/03/2022

Documento con el informe de ejecución del plan de inversión en el tercer año, de acuerdo con los lineamientos establecidos en la circular CREG 024 de 2020; para dar cumplimiento con el numeral 6.5 de la resolución CREG015/2018.

## CONTENIDO

1.	<i>Resumen ejecutivo</i> -----	7
2.	<i>Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios</i> -----	11
2.1.	<i>Medición nivel de satisfacción de los usuarios</i> -----	12
2.2.	<i>Medición nivel de satisfacción de los Grandes Clientes</i> -----	13
3.	<i>Descripción del sistema operado</i> -----	14
3.1.	<i>Área de influencia</i> -----	14
3.2.	<i>Activos operados</i> -----	14
3.2.1.	<i>Redes del Sistema de Distribución Local (SDL)</i> -----	15
3.3.	<i>Cantidad de Usuarios</i> -----	17
3.4.	<i>Demanda de energía (GWh – año)</i> -----	18
3.4.1.	<i>Demanda comercial regulada</i> -----	20
3.4.2.	<i>Demanda comercial no regulada</i> -----	21
3.5.	<i>Demanda de potencia [MW]: Demanda máxima y mínima presentada en el sistema</i> -----	21
3.6.	<i>Indicadores de calidad del servicio</i> -----	21
3.7.	<i>Proyectos nuevos por expansión</i> -----	23
4.	<i>Resumen del plan de inversiones aprobado</i> -----	23
4.1.	<i>Plan de inversiones aprobado por área geográfica</i> -----	23
4.2.	<i>Plan de inversión aprobado por tipo de inversión</i> -----	23
4.3.	<i>Plan de inversión aprobado por nivel de tensión</i> -----	24
4.4.	<i>Plan de inversión aprobado por categoría de activos</i> -----	26
4.5.	<i>Inversiones asociadas a expansión</i> -----	27
4.6.	<i>Inversiones asociadas a reposición</i> -----	27
4.7.	<i>Inversiones asociadas a calidad del servicio</i> -----	30
4.8.	<i>Proyectos relevantes</i> -----	32
4.9.	<i>Ejecución real para el 2021</i> -----	33
4.9.1.	<i>Ejecución con respecto a lo planeado por niveles de tensión</i> -----	33
4.9.2.	<i>Comparación con el CRR de la ejecución</i> -----	34
4.10.	<i>Metas propuestas del Plan para la calidad</i> -----	34
4.10.1.	<i>Indicadores de referencia de calidad media.</i> -----	34
4.10.2.	<i>Indicadores de calidad individual</i> -----	35

<b>4.10.3. Índices de referencia pérdidas eficientes</b>	36
5. <i>Avance en el cumplimiento de metas</i>	36
6. <i>Desviaciones del plan de inversión</i>	38
7. <i>Inversiones asociadas al esquema de calidad del servicio</i>	39
8. <i>Gestión de Activos</i>	39
<b>8.1. Movilización del nivel de madurez obtenido por Energía de Pereira</b>	40
<b>8.2. Software EAM</b>	43
9. <i>UC Especiales</i>	43
10. <i>Diagrama Unifilar del sistema</i>	43
11. <i>Formatos</i>	43

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. INVERSIÓN APROBADA 2021 - 2025 .....	7
TABLA 2. VALOR APROBADO VS EJECUTADO 2021 .....	7
TABLA 3. PROYECTOS DE INVERSIÓN EJECUTADOS EN 2021 .....	9
TABLA 4. META VS EJECUTADO SAIDI Y SAIFI 2021 .....	10
TABLA 5. RESULTADOS ATRIBUTOS CALIFICADOS ENCUESTA GRANDES CLIENTES .....	14
TABLA 6. PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS .....	14
TABLA 7. SUBESTACIONES OPERADAS POR EEP. ....	15
TABLA 8. RESUMEN REDES DE DISTRIBUCIÓN. ....	15
TABLA 9. CIRCUITOS. ....	17
TABLA 10. USUARIOS MR Y NR.....	18
TABLA 11. DEMANDA OPERATIVA 2018 – 2020 .....	19
TABLA 12. DEMANDA DE POTENCIA 2021.....	21
TABLA 13. PROYECTOS NUEVOS DE EXPANSIÓN.....	23
TABLA 14. INVERSIONES APROBADAS POR MUNICIPIO. ....	23
TABLA 15. INVERSIÓN APROBADA. TIPO I .....	23
TABLA 16. INVERSIÓN APROBADA. TIPO II .....	23
TABLA 17. INVERSIÓN APROBADA. TIPO III .....	24
TABLA 18. INVERSIÓN APROBADA. TIPO IV .....	24
TABLA 19. RESUMEN INVERSIÓN APROBADA POR TIPO DE INVERSIÓN. ....	24
TABLA 20. INVERSIÓN APROBADA EN NIVEL DE TENSIÓN 4. ....	24
TABLA 21. INVERSIÓN APROBADA EN NIVEL DE TENSIÓN 3. ....	25
TABLA 22. INVERSIÓN APROBADA EN NIVEL DE TENSIÓN 2. ....	25
TABLA 23. INVERSIÓN APROBADA EN NIVEL DE TENSIÓN 1. ....	25
TABLA 24. RESUMEN INVERSIÓN APROBADA POR NIVEL DE TENSIÓN.....	25
TABLA 25. INVERSIÓN APROBADA EN NIVEL DE TENSIÓN 4 POR CATEGORÍA.....	26
TABLA 26. INVERSIÓN APROBADA EN NIVEL DE TENSIÓN 3 POR CATEGORÍA.....	26
TABLA 27. INVERSIÓN APROBADA EN NIVEL DE TENSIÓN 2 POR CATEGORÍA.....	26
TABLA 28. INVERSIÓN APROBADA EN NIVEL DE TENSIÓN 1 POR CATEGORÍA.....	27
TABLA 29. INVERSIONES ASOCIADAS A EXPANSIÓN .....	27
TABLA 30. INVERSIONES ASOCIADAS A REPOSICIÓN. ....	30
TABLA 31. INVERSIONES ASOCIADAS A LA CALIDAD DEL SERVICIO .....	32
TABLA 32. PROYECTOS RELEVANTES .....	33
TABLA 33. PLANEADO VS EJECUTADO NT4 INVERSIONES 2019, 2020 Y 2021 .....	33
TABLA 34. PLANEADO VS EJECUTADO NT3 INVERSIONES 2019, 2020 Y 2021 .....	33
TABLA 35. PLANEADO VS EJECUTADO NT2 INVERSIONES 2019, 2020 Y 2021 .....	33
TABLA 36. PLANEADO VS EJECUTADO NT1 INVERSIONES 2019, 2020 Y 2021 .....	33
TABLA 37. COMPARACIÓN CON CRR PARA CADA UNO DE LOS NIVELES DE TENSIÓN. ....	34
TABLA 38. INDICADORES DE REFERENCIA DE CALIDAD MEDIA.....	34
TABLA 39. METAS ANUALES PARA SAIDI .....	34
TABLA 40. METAS ANUALES PARA SAIFI.....	34
TABLA 41. DIUG NIVELES DE TENSIÓN 2 Y 3 [HORAS] .....	35

TABLA 42. DIUG NIVEL DE TENSIÓN 1 [HORAS].....	35
TABLA 43. FIUG NIVELES DE TENSIÓN 2 Y 3 [VECES] .....	35
TABLA 44. FIUG NIVEL DE TENSIÓN 1 [VECES] .....	35
TABLA 45. ÍNDICES DE PÉRDIDAS EFICIENTES, PEJ,N.....	36
TABLA 46.METAS VS EJECUTADO SAIDI Y SAIFI 2021 .....	37
TABLA 47. DESVIACIONES EN EL PLAN DE INVERSIÓN .....	39
TABLA 48. MOVILIZACIÓN DEL NIVEL DE MADUREZ DE LOS REQUISITOS DE LA ISO 55001 .....	43

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

ILUSTRACIÓN 1. DIAGRAMA DE ARAÑA CON EL NIVEL DE MADUREZ ALCANZADO POR EEP (DIAGNÓSTICO POR PMM).....	11
ILUSTRACIÓN 2. DESAGREGADO DE SATISFACCIÓN AL USUARIO 2020 VS 2021 .....	13
ILUSTRACIÓN 3. EVOLUCIÓN DE USUARIOS .....	17
ILUSTRACIÓN 4. DEMANDA OPERATIVA 2020 VS 2021.....	20
ILUSTRACIÓN 5. DEMANDA COMERCIAL REGULADA [GWH - AÑO].....	20
ILUSTRACIÓN 6. DEMANDA COMERCIAL NO REGULADA [GWH - AÑO].....	21
ILUSTRACIÓN 7. COMPARATIVO SAIFI.....	22
ILUSTRACIÓN 8. COMPARATIVO SAIDI .....	22
ILUSTRACIÓN 9. COMPARATIVO SAIFI E IMPACTO DE LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN .....	36
ILUSTRACIÓN 10. COMPARATIVO SAIDI E IMPACTO DE LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN .....	37
ILUSTRACIÓN 11. NIVEL DE MADUREZ ALCANZADO POR LA EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA.....	40

## 1. 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 tercer año (2021). 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; además, con las medidas tomadas en referencia a la pandemia del COVID-19 se habilitaron nuevos canales de atención al público y estrategias para mitigar el contagio en cuanto a solicitudes directas presentadas a la Empresa. 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.

Teniendo en cuenta la Resolución CREG 141-2021 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 2021.

RESUMEN - INVERSIÓN APROBADA					
2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
19.100.701.131	20.257.908.808	18.997.789.883	19.368.736.507	15.161.988.696	92.887.125.025

**Tabla 1. Inversión aprobada 2021 – 2025**

Valor Regulatorio Aprobado 2021	Valor de Ejecución Regulatorio 2021
19.100.701.131	15.430.037.648

**Tabla 2. Valor aprobado Vs Ejecutado 2021**

Los proyectos que fueron aprobados por parte de CREG para el año 2021, se presentan en la siguiente tabla:

Código Proyecto	Nombre	Valor UC
109	Nuevo Transformador T2 S/E DOSQUEBRADAS - 12,5 MVA	\$ 1.470.696.000
110	Nuevo Trafo T2 S/E VENTORRILLO 33/13,2 kV de 12,5 MVA	\$ 1.407.525.000
110.1	Nuevo Trafo T2 S/E VENTORRILLO 33/13,2 kV de 12,5 MVA	\$ 85.610.000
149	Nuevo Circuito 7VE	\$ 246.864.000
152	Cambio de transformadores de instrumentación para fronteras de distribución	\$ 544.246.254
148	Dosquebradas-Cambio de RC por celdas en el IDQ y ANDI	\$ 1.002.513.000
151	Celdas segundo piso Dosquebradas 33kV	\$ 2.331.367.000
151-IV	Celdas segundo piso Dosquebradas 33kV	\$ 757.500.000
119	Reemplazo Interruptores Nivel II Circuitos S/E CUBA	\$ 100.599.000
150	Nuevo Circuito 2CU	\$ 287.377.000
113	Reemplazo CT's, PT 's y DPS's bahía trafo T3CU 115 Kv	\$ 263.821.942
114	Reemplazo CT's y DPS's bahía trafo T3CU 33 kV	\$ 40.636.512
4	RAMAL CEDRALITO ALTO - VOLCANES	\$ 579.616.473
25	LAGO LOS PARAISOS - LA BELLA - EL CHOCHO.	\$ 652.486.493
27	CRUCERO- SAN MARINO	\$ 515.659.144
55	CONSTRUCCIÓN DE DOBLE CIRCUITO DESDE EL S0163 HASTA INTERCONECTARSE CON EL T4456. (RAMAL SAN MARINO)	\$ 284.367.288
73	COMPRA DE MATERIALES CTO. 3CE ETAPA II. CARRERA 5 A 7 ENTRE CALLES 11 Y 18	\$ 824.664.080
74	OBRA ELÉCTRICA. REMODELACION CTO. 3CE ETAPA II. CARRERA 5 A 7 ENTRE CALLES 11 Y 19	\$ 1.283.509.612
75	OBRA CIVIL. REMODELACION CIRCUITO 3CE ETAPA III. CALLES 21 A 27 CARRERAS 5 A 7	\$ 1.207.909.210
103	Conexión de usuarios en CARTAGO	\$ 386.991.653



174	REMODELACIÓN CUR 115KV. Etapa II	\$ 1.172.430.600
202	RAMALES VARIOS A 13,2KV ATENCIÓN PQR's	\$ 303.968.296
203	Remodelación IVE a 33kV	\$ 391.702.933
119-IV	Reemplazo Interruptores Nivel II Circuitos S/E CUBA	\$ 115.296.000
152-IV	Cambio de transformadores de instrumentación para fronteras de distribución	\$ 46.203.000
153-IV	Cambio de protecciones subestación Pavas	\$ 1.220.002.000
154-IV	Cambio de protecciones subestación Naranjito	\$ 509.336.000
154	Cambio de protecciones subestación Naranjito	\$ 38.432.000
156-IV	Cambio de protecciones 7CU, 1VE e IVE	\$ 165.766.000
73-IV	COMPRA DE MATERIALES CTO. 3CE ETAPA II. CARRERA 5 A 7 ENTRE CALLES 11 Y 18	\$ 269.079.000
74-IV	OBRA ELÉCTRICA. REMODELACION CTO. 3CE ETAPA II. CARRERA 5 A 7 ENTRE CALLES 11 Y 19	\$ 194.430.000
98	Expansión para conexión nuevos clientes Redes Nivel I	\$ 400.095.640
<b>TOTAL</b>		<b>\$ 19.100.701.131</b>

**Tabla 3. Proyectos de inversión ejecutados en 2021**

Algunos de los proyectos que se tenían planeados para ejecutar no se llevaron a cabo por distintas razones; casos como el de los proyectos 151 (Celdas segundo piso Dosquebradas 33kV), 174 (REMODELACIÓN CUR 115KV. Etapa II), 74 (OBRA ELÉCTRICA. REMODELACION CTO. 3CE ETAPA II. CARRERA 5 A 7 ENTRE CALLES 11 Y 19) y 75 (OBRA CIVIL. REMODELACION CIRCUITO 3CE ETAPA III. CALLES 21 A 27 CARRERAS 5 A 7) que no fueron ejecutados por necesidad de realizar replanteo en el diseño como fue el caso del proyecto 174 el cual de igual forma dependía de obras civiles previas, retrasos presentados por los contratistas y proveedores en el marco de las restricciones presentadas por el COVID-19, retrasos en las importaciones de equipos, materia prima necesaria para dar cumplimiento con los proyectos; tales como interruptores, bujes, acero, hierro entre otros.

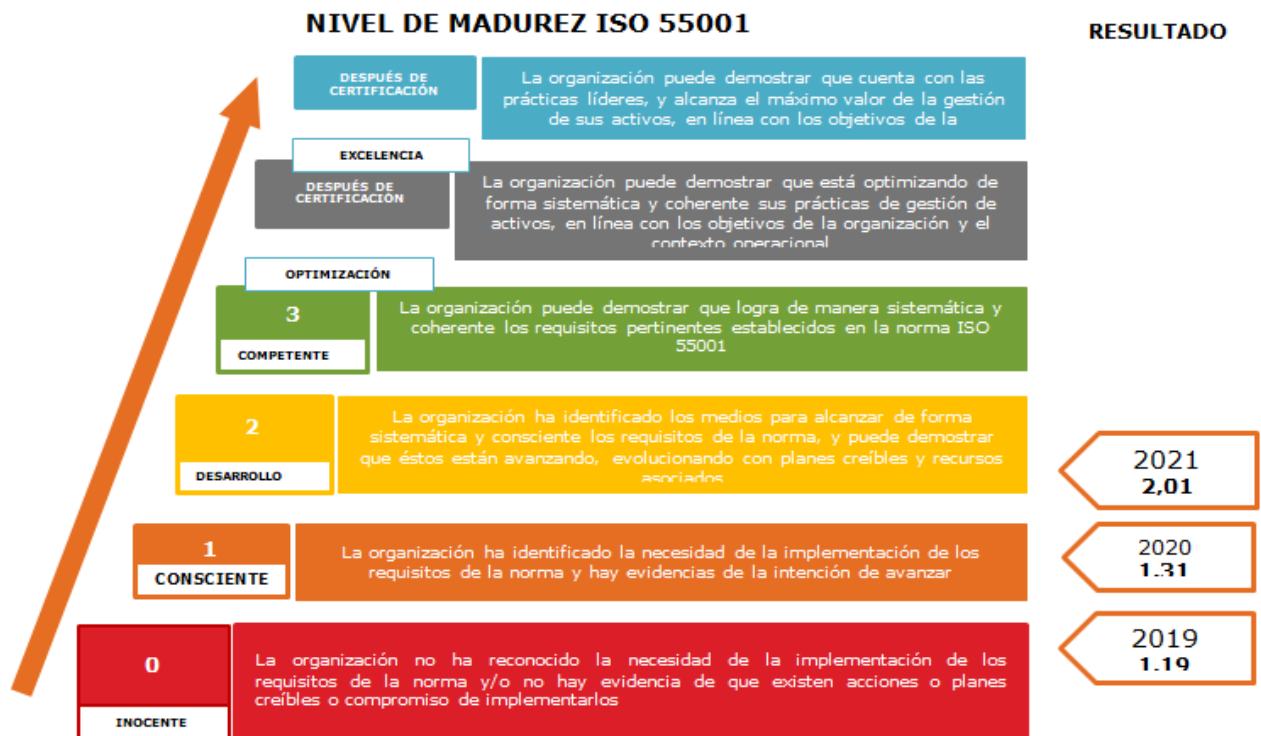
Teniendo en cuenta el avance en el cumplimiento de las metas propuestas en cuanto a la calidad del servicio (SAIDI y SAIFI) con corte a diciembre del 2021; en la Tabla 4 se presenta la comparación entre la meta y lo alcanzado por parte de la Compañía.

Desempeño 2021		
SAIDI (Horas)	Meta	11,6
	Ejecutado	8,86
SAIFI (Veces)	Meta	9,88
	Ejecutado	9,61

**Tabla 4. Meta Vs Ejecutado SAIDI y SAIFI 2021**

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 de 9,61, cumpliendo la meta del período, 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 una disminución de 8,86 horas respecto del año 2020. Actualmente la Empresa adquirió un equipo de suplencia temporal - big jumper, el cual permitirá realizar actividades en redes de media tensión sin la necesidad de suspender el suministro a los usuarios; teniendo en cuenta esto, se espera que para la vigencia 2022 los indicadores SAIDI y SAIFI presenten una disminución respecto a lo presentado en anteriores años.

De acuerdo con las acciones que ha realizado Energía de Pereira ha movilizado su nivel de madurez hasta un valor de 2,01 en el 2021, luego de evolucionar desde un valor inicial de 1,19 en el 2019 y pasando por 1,31 en el 2020. Es de recordar que la meta a alcanzar es Nivel de Madurez 3 – Competente.



**Nivel de Madurez alcanzado por la Empresa de Energía de Pereira alineado a la ISO 55001:2014**

*Ilustración 1. Diagrama de araña con el nivel de madurez alcanzado por EEP (Diagnóstico por PMM).*

**2. Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios**

Las inversiones realizadas en el tercer año del plan de inversión; fueron ejecutadas teniendo presente siempre la mejora de las redes, la atención de la demanda, calidad del servicio y riesgo operativo; esto trae consigo grandes beneficios a los usuarios finales, tanto usuarios del tipo industrial, comercial o residencial, teniendo en cuenta que se presentaron reposiciones en subestaciones, brindando una confiabilidad mayor en la cabecera de los circuitos y aumentando la confiabilidad con la entrada en operación de los nuevo transformador 33/13,2kV en las subestación Dosquebradas y Ventorrillo; también, presentando una expansión de las redes de distribución con la creación de un nuevo circuitos a 13,2kV que brindarán una mayor operatividad en el sistema de la ciudad, brindando mayor confiabilidad y mayores posibilidades en cuando a la maniobrabilidad de los circuitos. Teniendo en cuenta la obsolescencia de algunas redes que fueron repotenciadas, 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.

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, animales y plantas.

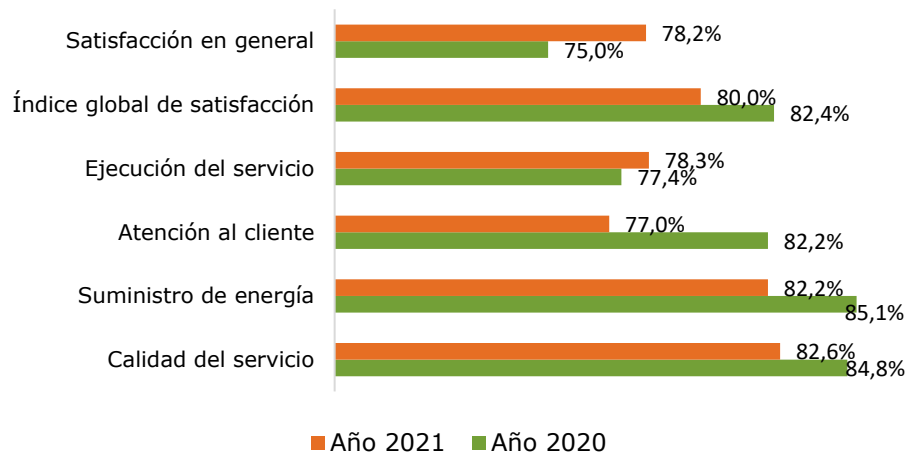
Todos los beneficios mencionados anteriormente, se ven materializados en la forma en que los usuarios podrán contar con mayor número de horas de disponibilidad del servicio; teniendo en cuenta que se tienen nuevos y mejores sistemas de corte y reconexión; además, del aumento en el recorrido de los circuitos, permitiendo realizar maniobras de suplencia entre circuitos, posibilitando el aislamiento de fallos de una manera más ágil y rápida; también, el cambio de redes desnudas a semi aisladas que mitigan los fallos por contacto con flora y fauna.

**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:**

- |  |   |  |
|--|---|--|
| <b>Demanda - Calidad del Servicio - Riesgo Operativo</b> | } | <ul style="list-style-type: none"> <li>· Minimizar la frecuencia de daños en la red</li> <li>· Minimizar los mantenimientos correctivos</li> <li>· Instalación de red previendo las expansiones futuras.</li> <li>· Garantizar mayor continuidad en el servicio.</li> <li>· Brindar mayor estabilidad y confiabilidad.</li> <li>· Optimizar la capacidad de los transformadores instalados.</li> <li>· Mejorar la maniobrabilidad de los circuitos del SDL.</li> </ul> |
|--|---|--|

### 2.1. Medición nivel de satisfacción de los usuarios

El resultado obtenido en la encuesta de satisfacción del cliente en Pereira presenta una leve variación del 2,91% para el año 2021 con respecto al año 2020, alcanzando un resultado del 80,0% de satisfacción general del cliente. El valor obtenido para el 2021 es una consecuencia de los resultados de la percepción de los atributos que componen el indicador global. En el siguiente grafico se aprecia de manera desagregada una mejora en los atributos: ejecución del servicio y satisfacción en general que es la percepción global sin entrar en detalles, ni desglosar los atributos, presentó incremento pasando del 75% en el año 2020 a 78,2% en el año 2021. Se evidencia una variación positiva de 1,16% en el atributo ejecución del servicio comparado con el año inmediatamente anterior.



**Ilustración 2. Desagregado de satisfacción al usuario 2020 Vs 2021**

## 2.2. Medición nivel de satisfacción de los Grandes Clientes

Durante el 2021 realizamos la encuesta de satisfacción de grandes clientes para usuarios regulados incumbentes (usuarios con consumo superior a 10.000 (kWh-mes), usuarios regulados no incumbentes y usuarios no regulados. Para calcular la muestra trabajamos con un modelo estadístico dando como resultado un total de 105 usuarios a encuestar.

Evaluamos 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 85% para los grandes clientes, donde se desataca el atributo de atención al cliente alcanzando 89,4% de satisfacción.

Atributo	Clientes R			Total
	Cientes MNR Pereira	Cientes MR Pereira	Otros OR (Chec)	
Suministro de energía	80,90%			81,90%
Atención al cliente	91,90%	88,20%	82,30%	89,40%
Condiciones del servicio	84,60%	85,30%	82,90%	83,60%
Imagen corporativa	90,00%	84,70%	78,50%	82,40%

Aspectos generales	88,20%	91,80%	77,10%	87,80%
<b>Índice global de satisfacción</b>	<b>87,10%</b>	<b>87,50%</b>	<b>80,20%</b>	<b>85,00%</b>

**Tabla 5. Resultados atributos calificados encuesta grandes clientes**

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 brindar un mejor servicio mucho más integral a cada uno de los clientes, y de esta manera mejorar el índice de satisfacción de este segmento de clientes representativos para la empresa, logrando también un mejor engranaje con las diferentes áreas de apoyo dentro de la empresa que juegan un papel muy importante en los resultados obtenidos.

Las categorías exploradas son las mismas de los últimos años: evaluación de calidad del servicio, suministro de energía, información y comunicación, factura de energía, ejecución del servicio, imagen corporativa y atención al cliente. Adicionalmente, incluimos variables sobre el conocimiento de los programas de responsabilidad social empresarial, satisfacción general, consumo racional y la percepción de precio.

### 3. Descripción del sistema operado

#### 3.1. 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.

#### 3.2. Activos operados

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

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

**Tabla 6. 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) y Santa Rosa de Cabal.

Subestaciones	Capacidad primaria a 115 kV [MVA]	Capacidad secundaria a 33 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 7. Subestaciones operadas por EEP.

### 3.2.1. Redes del Sistema de Distribución Local (SDL)

Para el 2021 se contó con 6.292 transformadores conectados a las redes de distribución del sistema de la Empresa, de los cuales el 49,26% se encuentran en zona urbana y el 50,74% 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; además, se realizan mediciones en los transformadores del sistema para comprobar su cargabilidad en horas pico, y de esta forma conocer el estado actual del equipo y en caso de que sea permitido unificar cargas.

La capacidad de transformación en Distribución de la Empresa presentó un incremento del 0.43% respecto del año 2020. Ingresaron al sistema de distribución 81 proyectos de diferentes niveles de tensión, para un total de 13,5MVA de carga nominal de cada proyecto.

#### ❖ Redes de distribución

Línea	Longitud (km)		Diferencia (km)
	2020	2021	
Líneas 115 kV	8,88	8,88	0
Líneas 33 kV	134,22	137,75	3,53
Líneas 13.2 kV	1.189,72	1.202,78	13,06
Líneas de Distribución < 1kV	3.745,61	3.804,52	58,91

Tabla 8. Resumen redes de distribución

Nombre del circuito	Circuito	Tensión nominal	Longitud [km]	Tipo	Número de usuarios
UNO CUBA	1CU	13,2	19,7781	AEREO	6097
DOS CUBA	2CU	13,2	9,1798	AEREO	8033
TRES CUBA	3CU	13,2	17,7797	AEREO	10601
CUATRO CUBA	4CU	13,2	11,0451	AEREO	3899
CINCO CUBA	5CU	13,2	11,4867	AEREO	13689
SEIS CUBA	6CU	13,2	14,9324	AEREO	4985
SIETE CUBA	7CU	13,2	133,0839	AEREO	3933
OCHO CUBA	8CU	13,2	103,2288	AEREO	11535
NUEVE CUBA	9CU	13,2	18,8694	AEREO	3868
UNO DOSQUEBRADAS	1DQ	13,2	3,7851	AEREO	1327
DOS DOSQUEBRADAS	2DQ	13,2	8,7813	AEREO	3525
TRES DOSQUEBRADAS	3DQ	13,2	5,9661	AEREO	3610
CUATRO DOSQUEBRADAS	4DQ	13,2	2,7016	AEREO	2154
CINCO DOSQUEBRADAS	5DQ	13,2	7,1148	AEREO	4954
SEIS DOSQUEBRADAS	6DQ	13,2	15,3156	AEREO	7065
SIETE DOSQUEBRADAS	7DQ	13,2	167,0369	AEREO	3534
OCHO DOSQUEBRADAS	8DQ	13,2	13,0448	AEREO	10748
INDUSTRIAL DOSQUEBRADAS	IDQ	33	4,5574	AEREO	11
UNO CENTRO	1CE	13,2	6,4004	SUBTERRANEO	3779
DOS CENTRO	2CE	13,2	4,9489	SUBTERRANEO	1930
TRES CENTRO	3CE	13,2	5,8629	SUBTERRANEO	2978
CUATRO CENTRO	4CE	13,2	3,4695	AEREO	2579
CINCO CENTRO	5CE	13,2	3,02	AEREO	2036
UNO VENTORRILLO	1VE	13,2	12,5353	AEREO	14924
DOS VENTORRILLO	2VE	13,2	3,9156	AEREO	3147
TRES VENTORRILLO	3VE	13,2	9,356	AEREO	5428
CUATRO VENTORRILLO	4VE	13,2	73,3491	AEREO	3451
CINCO VENTORRILLO	5VE	13,2	21,607	AEREO	7
SEIS VENTORRILLO	6VE	13,2	46,857	AEREO	6417
INDUSTRIAL VENTORRILLO	IVE	33	13,353	AEREO	113
INDUSTRIAL VENTORRILLO LA 14	V14	33	8,511	AEREO	294
HOTEL MELIA	VHM	13,2	6,7776	AEREO	2372



INDUSTRIAL ANDI	ANDI	33	10,6288	AEREO	20
POPA	POPA	13,2	1,6989	AEREO	174
MACARENA	MAC	13,2	2,7315	AEREO	437
BADEA	BADEA	13,2	2,802	AEREO	157
UNO NARANJITO	1NA	13,8	15,3198	AEREO	12793
DOS NARANJITO	2NA	13,8	16,5311	AEREO	8818
TRES NARANJITO	3NA	13,8	104,9352	AEREO	3944
UNO PAVAS	1PA	13,8	173,6841	AEREO	4756
DOS PAVAS	2PA	13,8	81,2473	AEREO	6149
TRES PAVAS	3PA	13,8	29,7225	AEREO	346
INDUSTRIAL PAVAS 1	IPA1	33	35,1368	AEREO	40
INDUSTRIAL PAVAS 2	IPA2	33	17,5579	AEREO	15
SIETE VENTORRILLO	7VE	13,2	11,5918	AEREO	3825
INDUSTRIAL CUBA	ICU	33	7,8733	AEREO	172

Tabla 9. Circuitos.

### 3.3. Cantidad de Usuarios

En relación con la cantidad de usuarios y en comparación con el año 2016, el comportamiento es creciente al registrarse 24.417 usuarios más facturados, resultado que se explica por la dinámica de la construcción en la ciudad, por los proyectos de vivienda de los programas VIS y VIP y el crecimiento sub-urbano de la ciudad.

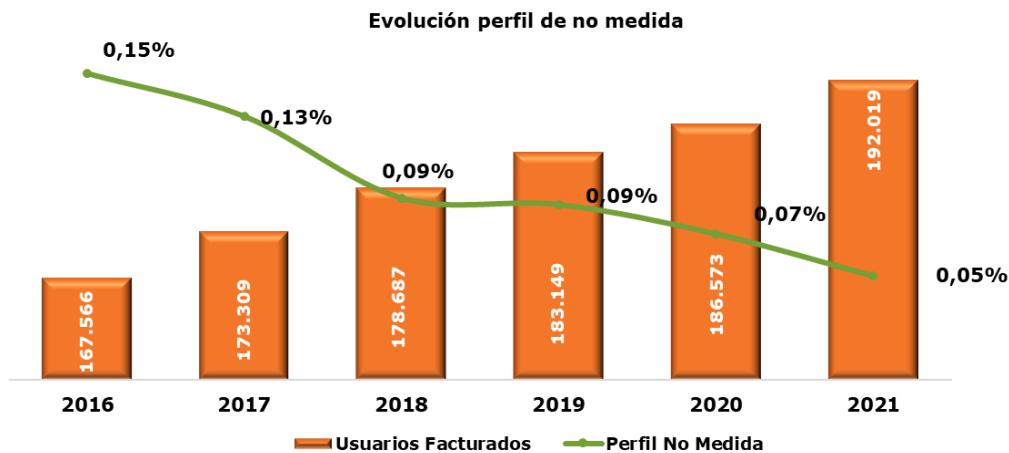


Ilustración 3. Evolución de usuarios

Actualmente contamos con 239.624 usuarios regulados, divididos en los mercados de Pereira con 192.019 usuarios y Cartago con 47.605 usuarios con corte a diciembre de 2021. Adicionalmente contamos con un mercado no regulado del cual hacen parte 102 usuarios de diferentes departamentos del país.

Para definir el segmento de usuarios que se clasifican como grandes clientes, se toman aquellos usuarios con consumos superiores a 10.000 kWh-mes, correspondientes a 494 usuarios distribuidos así:

- 308 usuarios regulados pertenecientes al mercado regulado de Pereira.
- 50 usuarios regulados pertenecientes al mercado regulado de Cartago.
- 10 usuarios pertenecientes al mercado no regulado de Cartago.
- 24 usuarios regulados pertenecientes al mercado de la CHEC.
- 102 usuarios no regulados que se distribuyen en ocho departamentos del país

Mercado regulado OR Pereira		
Clase de servicio	Cantidad	OR
Comercial	241	EEP
Industrial	24	EEP
Oficial	7	EEP
Áreas Comunes	10	EEP
Alumbrado Público	0	EEP
Provisionales	25	EEP
Residencial	1	EEP

Mercado no regulado Pereira	
Clase de servicio	Cantidad
Comercial	32
Industrial	52
Oficial	6
Áreas Comunes	3
Alumbrado Público	9

Clase de servicio	Cantidad	OR
Comercial	8	CHEC
Industrial	14	CHEC
Oficial	2	CHEC

**Tabla 10. Usuarios MR y NR**

### 3.4. 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.

<b>Totales (GWh-año)</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Importaciones	714,82	709,24	711,71	700,51	741,10
Exportaciones	78,20	69,24	60,38	73,84	76,22
Demanda Operativa	636,62	640,00	651,32	626,67	664,88
<b>Variación (GWh-año)</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Importaciones	- 25,37	- 5,58	2,46	- 11,20	40,59
Exportaciones	- 21,75	- 8,96	- 8,86	13,46	2,39
Demanda Operativa	- 3,62	3,38	11,32	- 24,65	38,21
<b>Variación (%)</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Importaciones	-3,43%	-0,78%	0,35%	-1,57%	5,79%
Exportaciones	-21,76%	-11,45%	-12,80%	22,28%	3,23%
Demanda Operativa	-0,57%	0,53%	1,77%	-3,78%	6,10%

**Tabla 11. Demanda Operativa 2017 – 2021**

La Demanda Operativa del mercado de Pereira para el 2021 nos representó un incremento del 6,10% (38,21 GWh-año) respecto al 2020, relacionado con la reactivación económica que se viene dando en el país después de la Pandemia. Ahora, si comparamos el comportamiento del 2021 respecto al 2019 también se evidencia un crecimiento del 2,08% (13,56 GWh-año) lo que confirma que el mercado de Pereira se encuentra por encima de los niveles de demanda que venía presentando en un año con condiciones normales como lo fue el 2019.

En el 2017 se presentó un decrecimiento de la demanda operativa en 0,57% relacionado con la campaña de “Apagar Paga” que impulsó el Gobierno Nacional para incentivar el ahorro de consumo de los usuarios a raíz de la crisis energética que afrontó el país en el 2016. Para el 2018, a pesar de la finalización de la campaña impulsada por el Gobierno Nacional, se presentó un incremento bajo del 0,53% donde los usuarios mantuvieron la cultura de ahorro en la ciudad de Pereira. Ya para el 2019 la demanda operativa presentó un incremento más representativo ubicándose en el 1,77%, esto es, un aumento de 11,32 GWh-año respecto al año anterior. Sin embargo, en el 2020 se presentó una caída fuerte de la demanda operativa del 3,78% (24,64 GWh-año) asociada a las medidas tomadas por el Gobierno Nacional para controlar la Pandemia, afectando de manera significativa principalmente los sectores industriales y comerciales de la ciudad.

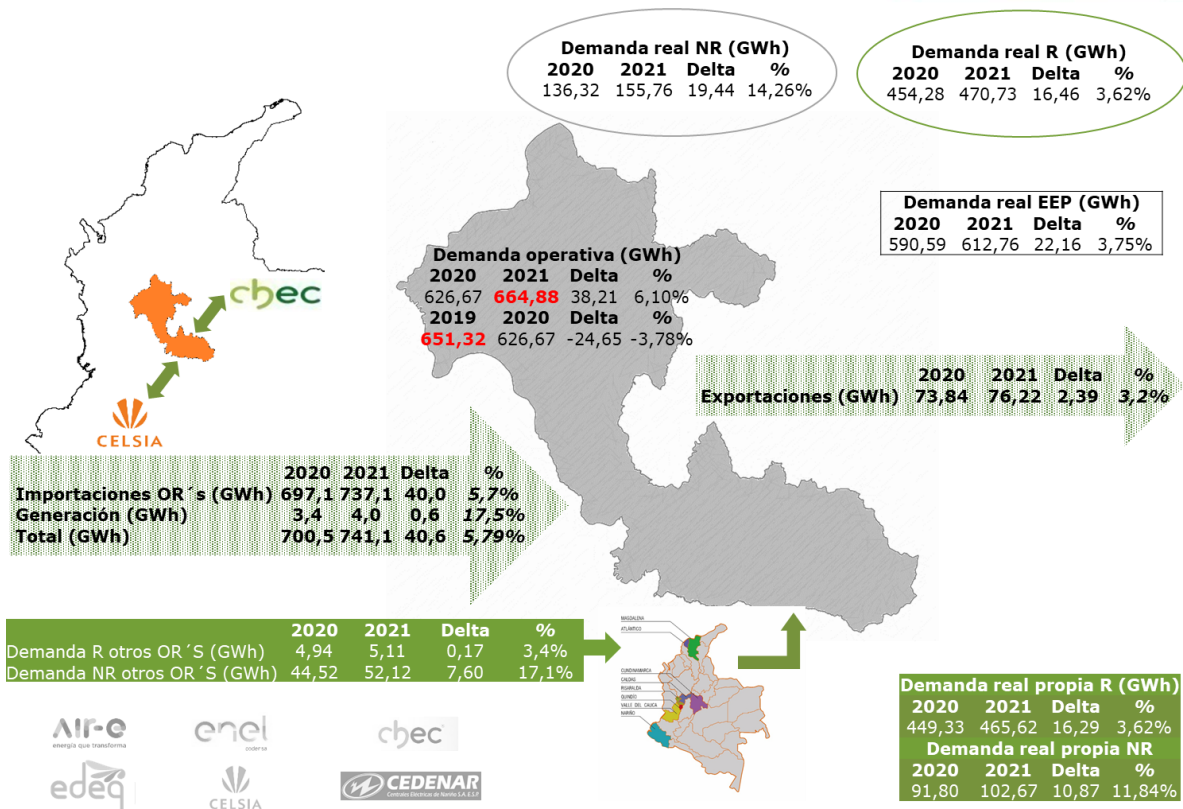


Ilustración 4. Demanda Operativa 2020 Vs 2021

### 3.4.1. Demanda comercial regulada

La demanda comercial regulada de Pereira presentó un incremento de 3,71% (17,09 GWh-año) para el 2021, ocasionado principalmente por la reactivación económica de la ciudad con la finalización de las medidas establecidas para controlar la Pandemia.

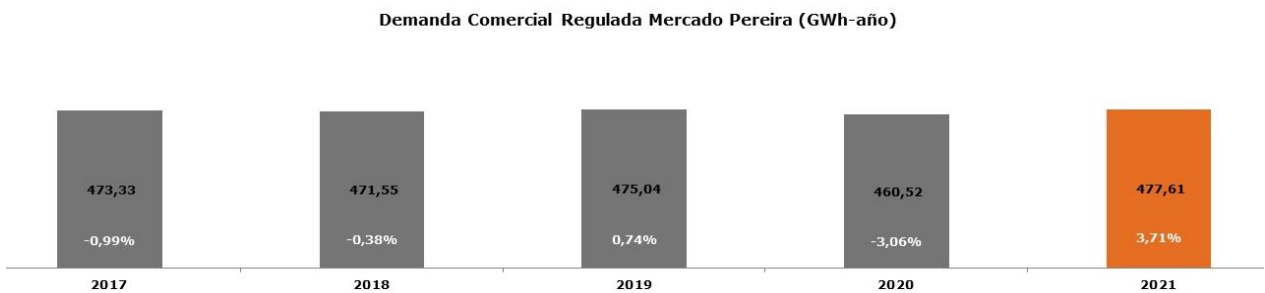


Ilustración 5. Demanda Comercial Regulada [GWh - año]

### 3.4.2. Demanda comercial no regulada

La demanda comercial no regulada Pereira presentó para el año 2021 un incremento del 13,58% como consecuencia del cambio de mercado de usuarios (5,25 GWh-año), captura de nuevos usuarios (3,31 GWh-año) y la finalización de las restricciones asociadas a la Pandemia que incentivaron la reactivación económica (10 GWh-año).



**Ilustración 6. Demanda Comercial No Regulada [GWh - año]**

Para el 2017 y 2018 logramos la captura de nuevos usuarios (2,76 GWh-mes) y realizamos cambio del mercado regulado al mercado no regulado, los cuales cumplían con los requerimientos mínimos de consumos para pertenecer a este mercado.

La Demanda Comercial No Regulada para el 2019 presentó un aumento de 9,85 GWh-año (7,66%) debido principalmente a la gestión de usuarios No Regulados en otros mercados y al cambio del Mercado Regulado al Mercado No Regulado de usuarios que, por su consumo, representan un riesgo de migración a otros comercializadores.

Por último, en el 2020 presentamos un decrecimiento de 0,1 GWh-año (-0,1%) principalmente a la disminución en consumo a causa de la emergencia sanitaria, que ocasionó que los niveles de producción de las empresas se vieran afectados y por ende la disminución de los consumos. Sin embargo, esto no fue mayor gracias a la gestión de ingresos de usuarios No Regulados de otros mercados (0,37 GWh-mes).

### 3.5. Demanda de potencia [MW]: Demanda máxima y mínima presentada en el sistema

Clasificación	2021
Máximo valor del sistema (MW)	103.5
Mínimo valor del sistema (MW)	97.67

**Tabla 12. Demanda de potencia 2021**

### 3.6. Indicadores de calidad del servicio

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 de 11 puntos cumpliendo la meta del período, 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 una disminución de 8,33 horas respecto del año 2020; no obstante, el plan de inversiones de acuerdo con la metodología establecida por la Resolución CREG 015 de 2018, trae 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. El indicador SAIFI (promedio anual de la frecuencia de las interrupciones del servicio) presentó un desempeño de 9,61, cumpliendo la meta del período, 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.

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

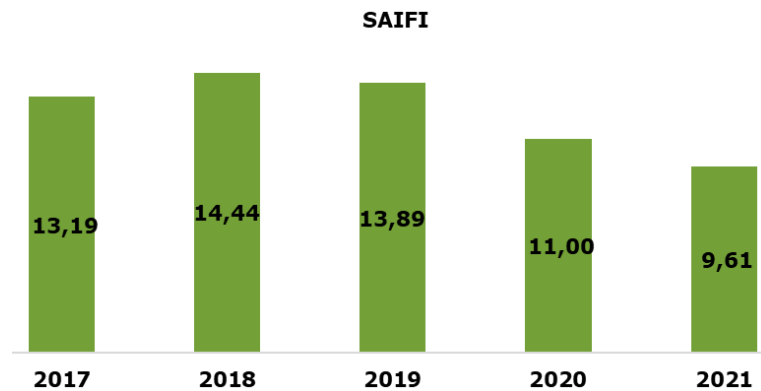


Ilustración 7. Comparativo SAIFI

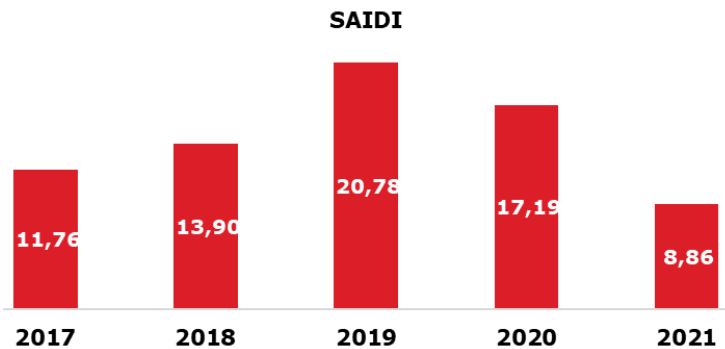


Ilustración 8. Comparativo SAIDI

### 3.7. Proyectos nuevos por expansión

Ingresaron al sistema de distribución 81 proyectos de diferentes niveles de tensión, para un total de 13,5MVA de carga nominal de cada proyecto:

Proyectos energizados				
Año	2020		2021	
Propiedad	Cantidad	KVA.	Cantidad	KVA.
Energía de Pereira	7	515	5	142,5
Suscriptor	37	10.107,50	76	13.395

Tabla 13. Proyectos nuevos de expansión.

## 4. Resumen del plan de inversiones aprobado

### 4.1. Plan de inversiones aprobado por área geográfica

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

Área Geográfica									
DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total general
RISARALDA	DOSQUEBRADAS 66170			246.864.000				765.804.000	1.012.668.000
	PEREIRA 66001	14.225.109.453	19.137.242.097	18.274.220.658	20.257.908.808	18.189.503.428	18.605.392.538	14.396.184.696	123.085.561.678
	SANTA ROSA DE CAB 66682		579.616.473	579.616.473		808.286.455	763.343.969		2.730.863.371
Total general		14.225.109.453	19.137.242.097	19.100.701.131	20.257.908.808	18.997.789.883	19.368.736.507	15.161.988.696	126.249.476.575

Tabla 14. Inversiones aprobadas por municipio.

### 4.2. 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	2024	2025	TOTAL
NT4	-	-	-	-	-	-	-	0
NT3	-	-	-	-	-	-	-	0
NT2	-	-	-	-	-	2.002.900.792	765.804.000	2.768.704.792
NT1	-	-	-	-	-	-	-	0
TOTAL			0	0	0	2.002.900.792	765.804.000	2.768.704.792

Tabla 15. Inversión aprobada. Tipo I

Tipo de inversión II								
Nivel de Tensión	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
NT4	-	-	73.180.000	-	24.393.333	105.785.333	24.393.333	227.752.000
NT3	494.540.240	189.702.320	712.421.800	163.616.547	150.554.447	1.223.960.880	682.348.880	3.617.145.113
NT2	1.466.768.580	938.226.974	3.099.461.853	1.202.804.087	1.675.581.020	2.327.631.920	3.521.791.920	14.232.266.354
NT1	838.173.940	1.468.319.820	400.095.640	777.190.940	845.047.940	773.601.540	772.440.240	5.874.870.060
TOTAL	2.799.482.760	2.596.249.114	4.285.159.293	2.143.611.573	2.695.576.740	4.430.979.673	5.000.974.373	23.952.033.527

Tabla 16. Inversión aprobada. Tipo II

Tipo de inversión III								
Nivel de Tensión	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
NT4	529.289.316	182.471.949	1.974.787.737	2.788.317.800		420.488.949	1.000.126.667	6.895.482.418
NT3	229.546.499	2.185.129.000	1.802.659.539	1.024.157.800	2.270.938.767	1.189.826.433	2.314.459.421	11.016.717.459
NT2	4.567.943.102	8.101.125.796	4.686.863.010	4.583.613.556	7.453.943.715	7.589.138.273	5.737.523.648	42.720.151.100
NT1	587.024.760	2.536.108.373	1.748.307.264	1.016.951.420	1.025.773.156	2.272.627.386	194.220.400	9.381.012.759
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>10.212.617.550</b>	<b>9.413.040.575</b>	<b>10.750.655.638</b>	<b>11.472.081.042</b>	<b>9.246.330.136</b>	<b>71.678.754.736</b>

**Tabla 17. Inversión aprobada. Tipo III**

Tipo de inversión IV								
Nivel de Tensión	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
NT4	-	-	670.550.667	288.856.667	226.074.667			1.185.482.000
NT3	1.597.498.350	43.004.145	2.017.966.667	6.075.968.323	3.837.894.032	266.706.000		13.839.037.517
NT2	1.565.629.987	358.371.585	1.914.406.955	2.336.431.669	1.487.588.806	1.196.069.000	148.880.186	9.007.378.188
NT1	14.540.600	3.755.000						18.295.600
NT0	668.763.078	3.131.027.136						3.799.790.214
<b>TOTAL</b>	<b>3.846.432.015</b>	<b>3.536.157.866</b>	<b>4.602.924.288</b>	<b>8.701.256.659</b>	<b>5.551.557.505</b>	<b>1.462.775.000</b>	<b>148.880.186</b>	<b>27.849.983.520</b>

**Tabla 18. Inversión aprobada. Tipo IV**

RESUMEN - INVERSIÓN APROBADA POR TIPO DE INVERSIÓN								
Nivel de Tensión	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
I	-	-	-	-	-	2.002.900.792	765.804.000	2.768.704.792
II	2.799.482.760	2.596.249.114	4.285.159.293	2.143.611.573	2.695.576.740	4.430.979.673	5.000.974.373	23.952.033.527
III	7.579.194.678	13.004.835.117	10.212.617.550	9.413.040.575	10.750.655.638	11.472.081.042	9.246.330.136	71.678.754.736
IV	3.846.432.015	3.536.157.866	4.602.924.288	8.701.256.659	5.551.557.505	1.462.775.000	148.880.186	27.849.983.520
<b>TOTAL</b>	<b>14.225.109.453</b>	<b>19.137.242.097</b>	<b>19.100.701.131</b>	<b>20.257.908.808</b>	<b>18.997.789.883</b>	<b>19.368.736.507</b>	<b>15.161.988.696</b>	<b>126.249.476.575</b>

**Tabla 19. Resumen inversión aprobada por tipo de inversión.**

#### 4.3. Plan de inversión aprobado por nivel de tensión

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

Nivel de Tensión 4								
Nivel de Tensión	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
I								0
II			73.180.000		24.393.333	105.785.333	24.393.333	227.752.000
III	1.084.419.649	182.471.949	1.974.787.737	2.788.317.800		420.488.949	1.000.126.667	7.450.612.751
IV	222.921.026	1.043.675.712	670.550.667	288.856.667	226.074.667			2.452.078.738
<b>TOTAL</b>	<b>1.307.340.675</b>	<b>1.226.147.661</b>	<b>2.718.518.404</b>	<b>3.077.174.467</b>	<b>250.468.000</b>	<b>526.274.282</b>	<b>1.024.520.000</b>	<b>10.130.443.489</b>

**Tabla 20. Inversión aprobada en nivel de tensión 4.**



Nivel de Tensión 3								
Nivel de Tensión	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
I								0
II	494.540.240	189.702.320	712.421.800	163.616.547	150.554.447	1.223.960.880	682.348.880	3.617.145.113
III	784.676.832	2.185.129.000	1.802.659.539	1.024.157.800	2.270.938.767	1.189.826.433	2.314.459.421	11.571.847.792
IV	1.820.419.376	1.086.679.857	2.017.966.667	6.075.968.323	3.837.894.032	266.706.000		15.105.634.255
<b>TOTAL</b>	<b>3.099.636.448</b>	<b>3.461.511.177</b>	<b>4.533.048.005</b>	<b>7.263.742.670</b>	<b>6.259.387.246</b>	<b>2.680.493.313</b>	<b>2.996.808.301</b>	<b>30.294.627.161</b>

**Tabla 21. Inversión aprobada en nivel de tensión 3.**

Nivel de Tensión 2								
Nivel de Tensión	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
I						2.002.900.792	765.804.000	2.768.704.792
II	1.466.768.580	938.226.974	3.099.461.853	1.202.804.087	1.675.581.020	2.327.631.920	3.521.791.920	14.232.266.354
III	5.123.073.435	8.101.125.796	4.686.863.010	4.583.613.556	7.453.943.715	7.589.138.273	5.737.523.648	43.275.281.433
IV	1.788.551.013	1.402.047.297	1.914.406.955	2.336.431.669	1.487.588.806	1.196.069.000	148.880.186	10.273.974.926
<b>TOTAL</b>	<b>8.378.393.028</b>	<b>10.441.400.067</b>	<b>9.700.731.818</b>	<b>8.122.849.311</b>	<b>10.617.113.542</b>	<b>13.115.739.985</b>	<b>10.173.999.755</b>	<b>70.550.227.506</b>

**Tabla 22. Inversión aprobada en nivel de tensión 2.**

Nivel de Tensión 1								
Nivel de Tensión	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
I								0
II	838.173.940	1.468.319.820	400.095.640	777.190.940	845.047.940	773.601.540	772.440.240	5.874.870.060
III	587.024.760	2.536.108.373	1.748.307.264	1.016.951.420	1.025.773.156	2.272.627.386	194.220.400	9.381.012.759
IV	14.540.600	3.755.000						18.295.600
<b>TOTAL</b>	<b>1.439.739.300</b>	<b>4.008.183.193</b>	<b>2.148.402.904</b>	<b>1.794.142.360</b>	<b>1.870.821.096</b>	<b>3.046.228.926</b>	<b>966.660.640</b>	<b>15.274.178.419</b>

**Tabla 23. Inversión aprobada en nivel de tensión 1.**

RESUMEN - INVERSION APROBADA POR NIVEL DE TENSIÓN								
Nivel de Tensión	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
NT4	1.307.340.675	1.226.147.661	2.718.518.404	3.077.174.467	250.468.000	526.274.282	1.024.520.000	10.130.443.489
NT3	3.099.636.448	3.461.511.177	4.533.048.005	7.263.742.670	6.259.387.246	2.680.493.313	2.996.808.301	30.294.627.161
NT2	8.378.393.028	10.441.400.067	9.700.731.818	8.122.849.311	10.617.113.542	13.115.739.985	10.173.999.755	70.550.227.506
NT1	1.439.739.300	4.008.183.193	2.148.402.904	1.794.142.360	1.870.821.096	3.046.228.926	966.660.640	15.274.178.419
<b>TOTAL</b>	<b>14.225.109.451</b>	<b>19.137.242.098</b>	<b>19.100.701.131</b>	<b>20.257.908.808</b>	<b>18.997.789.883</b>	<b>19.368.736.507</b>	<b>15.161.988.696</b>	<b>126.249.476.574</b>

**Tabla 24. Resumen inversión aprobada por nivel de tensión.**

#### 4.4. Plan de inversión aprobado por categoría de activos

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

Nivel de Tensión 4								
Nivel de Tensión	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
l=1	0	0	0	0	0	0	0	0
l=2	0	0	0	0	0	0	0	0
l=3	325.997.316	182.471.949	135.591.804	0	0	182.471.949	0	826.533.018
l=4	0	0	621.764.000	0	0	0	0	621.764.000
l=5	203.292.000	0	203.292.000	0	0	0	0	406.584.000
l=6	0	0	0	0	0	0	0	0
l=7	0	0	1.172.430.600	2.788.317.800	0	0	0	3.960.748.400
l=8	0	0	0	0	0	0	0	0
l=9	0	0	0	0	0	0	0	0
l=10	778.051.359	1.043.675.712	585.440.000	288.856.667	250.468.000	343.802.333	1.024.520.000	4.314.814.071
<b>TOTAL</b>	<b>1.307.340.675</b>	<b>1.226.147.661</b>	<b>2.718.518.404</b>	<b>3.077.174.467</b>	<b>250.468.000</b>	<b>526.274.282</b>	<b>1.024.520.000</b>	<b>10.130.443.489</b>

**Tabla 25. Inversión aprobada en nivel de tensión 4 por categoría**

Nivel de Tensión 3								
Nivel de Tensión	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
l=1	0	2.185.129.000	0	0	0	0	0	2.185.129.000
l=2	0	0	0	0	0	0	0	0
l=3	1.273.699.499	43.004.145	1.642.976.272	1.565.673.000	1.285.560.000	521.838.000	532.598.888	6.865.349.803
l=4	0	0	1.471.389.000	679.212.000	500.337.000	494.538.000	113.916.000	3.259.392.000
l=5	0	0	191.781.000	119.199.000	119.199.000	76.038.000	38.019.000	544.236.000
l=6	0	0	80.382.000	628.019.000	510.886.000	128.851.000	81.485.000	1.429.623.000
l=7	815.925.600	115.965.000	418.941.267	3.714.353.040	3.443.843.185	1.021.767.767	1.112.611.200	10.643.407.058
l=8	179.738.990	50.350.320	48.791.467	89.331.963	69.602.061	67.731.213	67.731.213	573.277.228
l=9	52.221.000	23.387.000	93.347.000	179.098.000	79.492.000	25.927.000	25.927.000	479.399.000
l=10	778.051.359	1.043.675.712	585.440.000	288.856.667	250.468.000	343.802.333	1.024.520.000	4.314.814.071
<b>TOTAL</b>	<b>3.099.636.448</b>	<b>3.461.511.177</b>	<b>4.533.048.005</b>	<b>7.263.742.670</b>	<b>6.259.387.246</b>	<b>2.680.493.313</b>	<b>2.996.808.301</b>	<b>30.294.627.160</b>

**Tabla 26. Inversión aprobada en nivel de tensión 3 por categoría.**

Nivel de Tensión 2								
Nivel de Tensión	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
l=1	0	0	1.530.838.000	885.725.500	1.326.574.000	3.131.872.500	3.657.027.000	10.532.037.000
l=2	0	0	0	0	0	0	0	0
l=3	250.822.000	201.198.000	1.432.648.632	704.193.000	1.005.990.000	1.037.750.292	188.402.892	4.821.004.816
l=4	0	0	941.276.000	388.739.000	504.035.000	355.342.000	62.375.000	2.251.767.000
l=5	403.800.000	504.041.000	581.897.000	600.242.000	69.150.000	664.700.000	6.398.000	2.830.228.000
l=6	0	0	463.979.000	211.733.000	126.123.000	423.466.000	126.123.000	1.351.424.000
l=7	5.068.082.728	5.358.362.498	1.773.128.836	3.486.556.285	5.082.765.322	4.836.021.800	3.789.815.943	29.394.733.411
l=8	1.118.964.942	2.305.801.857	2.053.568.350	952.645.860	1.362.374.220	1.334.887.060	71.943.920	9.200.186.209
l=9	758.672.000	1.028.321.000	337.956.000	604.158.000	889.634.000	987.898.000	1.247.394.000	5.854.033.000
l=10	778.051.359	1.043.675.712	585.440.000	288.856.667	250.468.000	343.802.333	1.024.520.000	4.314.814.071
<b>TOTAL</b>	<b>8.378.393.029</b>	<b>10.441.400.067</b>	<b>9.700.731.818</b>	<b>8.122.849.311</b>	<b>10.617.113.542</b>	<b>13.115.739.985</b>	<b>10.173.999.755</b>	<b>70.550.227.507</b>

**Tabla 27. Inversión aprobada en nivel de tensión 2 por categoría**

Nivel de Tensión 1								
Nivel de Tensión	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	TOTAL
I=11	776.447.000	1.219.822.000	1.313.439.000	1.185.909.000	487.236.000	2.028.735.000	478.526.000	7.490.114.000
I=12	663.292.300	2.788.361.193	834.963.904	608.233.360	1.383.585.096	1.017.493.926	488.134.640	7.784.064.419

**Tabla 28. Inversión aprobada en nivel de tensión 1 por categoría**

#### 4.5. Inversiones asociadas a expansión

Código proyecto	Nombre del proyecto	Nivel Tensión	Tipo inversión	Año entrada operación	Inversión
107	Ampliación Capacidad del transformador T1 Subestación POPA - 2,5 MVA	2	I	2024	\$ 240.649.500,00
108	Reemplazo Trafo T1CU 33/13,2 kV - 30 MVA	2	I	2024	\$ 1.676.641.292,00
160	Cambio transformador Macarena	2	I	2025	\$ 382.902.000,00
161	Cambio transformador Badea	2	I	2025	\$ 382.902.000,00
108.1	Reemplazo Trafo T1CU 33/13,2 kV - 30 MVA	2	I	2024	\$ 85.610.000,00

**Tabla 29. Inversiones asociadas a expansión**

#### 4.6. 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
152	Cambio de transformadores de instrumentación para fronteras de distribución	4	III	2021	\$ 544.246.254,00
165	Cambio interruptor línea La Rosa en subestación Ventorrillo	3	III	2025	\$ 90.332.988,00
151	Celdas segundo piso Dosquebradas 33kV	3	III	2021	\$ 2.331.367.000,00
155	Reemplazo Interruptores Nivel II Circuitos S/E Dosquebradas 33kV	2	III	2023	\$ 301.797.000,00
159	Cambio de interruptores DQ115	4	III	2024	\$ 182.471.949,00
119	Reemplazo Interruptores Nivel II Circuitos S/E CUBA	2	III	2021	\$ 100.599.000,00
119.1	Reemplazo Interruptores Nivel II Circuitos S/E CUBA	2	III	2022	\$ 201.198.000,00
119.2	Reemplazo Interruptores Nivel II Circuitos S/E CUBA	2	III	2023	\$ 301.797.000,00
157	Retrofit circuitos a 13,2kV subestación Centro	2	III	2024	\$ 502.995.000,00
166	Cambio interruptor T4VE	2	III	2025	\$ 87.803.892,00
113	Reemplazo CT's, PT 's y DPS's bahía trafo T3CU 115 Kv	3	III	2021	\$ 263.821.942,00

116	Reposición de equipos de la bahía 33 kV del T2 CUBA	3	III	2023	\$ 241.884.000,00
114	Reemplazo CT's y DPS's bahía trafo T3CU 33 kV	3	III	2021	\$ 40.636.512,00
170	Cambio de interruptor línea La Rosa en subestación Cuba	3	III	2025	\$ 181.346.900,00
4	RAMAL CEDRALITO ALTO - VOLCANES	2	III	2021	\$ 579.616.473,40
5	RAMAL ALTO DEL TORO	2	III	2023	\$ 808.286.454,72
6	RAMAL LAS MANGAS CALICHALES	2	III	2024	\$ 763.343.969,40
10	RAMAL GENERAL EL JORDAN - EL MANZANO	2	III	2022	\$ 409.367.037,32
11	RAMAL DE GUACARÍ-ALEGRÍAS. INTERCONEXIÓN 8CU.	2	III	2023	\$ 470.854.753,00
12	RAMALES VARIOS CTO. 3NA	2	III	2024	\$ 371.587.265,72
16	RAMAL GENERAL ALTAGRACIA - LA SELVA - BETULIA - SUCRE	2	III	2022	\$ 1.807.505.155,33
17	ALTAGRACIA ALEGRÍAS. INTERCONEXIÓN 3NA.	2	III	2023	\$ 675.096.194,00
18	ALTAGRACIA-ARABIA-LA INDIA.	2	III	2024	\$ 313.375.382,28
21	AV. BELALCAZAR CALLE 14 - TERMINAL SAN LUIS - MUSEO DE ARTE - BOSTON - LA UNIDAD - GAVIOTAS - OLAYA	2	III	2022	\$ 148.434.152,72
25	LAGO LOS PARAISOS - LA BELLA - EL CHOCHO.	2	III	2021	\$ 652.486.493,12
26	S/E VE - CANCELES-LAS BRISAS-TOKYO-REMANSO	2	III	2023	\$ 282.743.700,82
27	CRUCERO- SAN MARINO	2	III	2021	\$ 515.659.144,06
28	RAMAL GENERAL SAN MARINO - SUECIA- LA HONDA	2	III	2022	\$ 674.149.546,41
29	RANCHO QUEMADO-EL PITAL-LA AMOLADORA	2	III	2023	\$ 718.758.312,96
30	LA BODEGA - LA CONVENCION Y BODEGA - LA ORIENTAL	2	III	2024	\$ 702.234.806,28
34	RAMAL CERRITOS - PEAJE - EL DESCANSO.	2	III	2023	\$ 1.704.122.784,81
35	RAMALES VARIOS A 13,2KV CTO. 1PA	2	III	2024	\$ 1.878.911.594,14
41	RAMAL GENERAL MORELIA- EL CONTENTO	2	III	2022	\$ 438.319.279,88
42	RAMAL GENERAL EL CONTENTO - LA PALMILLA	2	III	2024	\$ 623.251.913,01
43	RAMAL LA PALMILLA - BRASILIA - BETULIA	2	III	2024	\$ 485.955.584,84
44	SUB/ DQ-SUB/CENTRO-LA POPA.	2	III	2023	\$ 524.133.702,59
46	CAMBIO DE CONDUCTOR EN TRAMOS ARBORIZADOS DE LOS RAMALES CTO. 1CU	2	III	2022	\$ 156.405.155,60
47	RECONDUCTORIZAR TRAMO DE RED DE LA SUPLENCIA CON EL 5CU	2	III	2024	\$ 229.220.544,40
48	CAMBIO DE CONDUCTOR EN TRAMOS ARBORIZADOS CTO. 1NA	2	III	2023	\$ 426.707.503,90
49	RECONDUCTORIZAR TRAMO DE RED DE LA SUPLENCIA CON EL 2NA	2	III	2024	\$ 541.607.866,94

50	SUB/ DQ-SUB/CENTRO-VIADUCTO. Nuevo urbano 4/0 y ramales en 1/0	2	III	2023	\$ 328.320.054,35
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	2024	\$ 1.451.040.218,00
68	MANO DE OBRA ELÉCTRICA. REMODELACION CTO. 1CE Calles 11 a la 22	2	III	2024	\$ 1.448.880.218,00
73	COMPRA DE MATERIALES CTO. 3CE ETAPA II. CARRERA 5 A 7 ENTRE CALLES 11 Y 18	2	III	2021	\$ 824.664.080,00
74	OBRA ELÉCTRICA. REMODELACION CTO. 3CE ETAPA II. CARRERA 5 A 7 ENTRE CALLES 11 Y 19	2	III	2021	\$ 1.283.509.612,00
75	OBRA CIVIL. REMODELACION CIRCUITO 3CE ETAPA III. CALLES 21 A 27 CARRERAS 5 A 7	2	III	2021	\$ 1.207.909.210,00
76	COMPRA MATERIALES. REMODELACION CIRCUITO 3CE ETAPA III. CALLES 21 A 27 CARRERAS 5 A 7	2	III	2022	\$ 821.094.620,00
77	MANO DE OBRA ELÉCTRICA. REMODELACION CIRCUITO 3CE ETAPA III. CALLES 21 A 27 CARRERAS 5 A 7	2	III	2022	\$ 944.092.028,00
174	REMODELACIÓN CUR 115KV. Etapa II	4	III	2021	\$ 1.172.430.600,00
175	REMODELACIÓN CUR 115KV. Etapa II	4	III	2022	\$ 2.788.317.800,00
176	REMODELACIÓN LÍNEA VLR 33KV	3	III	2022	\$ 1.024.157.800,00
177	REMODELACIÓN LÍNEA DCU A 33KV	3	III	2023	\$ 1.031.165.933,33
178	REMODELACIÓN CADENA EL TIGRE-GLORIETA-EL POLLO	2	III	2023	\$ 303.249.910,18
179	REMODELACIÓN LÍNEA CER A 33KV	3	III	2024	\$ 951.809.433,33
180	REMODELACIÓN LÍNEA DCE A 33KV	3	III	2023	\$ 997.888.833,33
183	RAMALES VARIOS A 13,2KV ATENCIÓN PQR'S	2	III	2024	\$ 311.344.296,24
186	RAMALES VARIOS CTO. 1NA	2	III	2025	\$ 370.881.682,17
187	RAMALES VARIOS CTO. 2NA	2	III	2025	\$ 242.458.763,83
188	RAMALES VARIOS CTO. 3NA	2	III	2025	\$ 301.343.180,84
189	RAMALES VARIOS CTO. 3VE	2	III	2025	\$ 379.467.943,31
190	RAMALES VARIOS CTO. 4VE	2	III	2025	\$ 345.213.555,56
191	RAMALES VARIOS CTO. 4CU	2	III	2025	\$ 226.098.904,09
192	RAMALES VARIOS CTO. 8CU	2	III	2025	\$ 284.978.741,30
193	RAMALES VARIOS CTO. 7CU	2	III	2025	\$ 382.340.572,41
194	RAMALES VARIOS CTO. 9CU	2	III	2025	\$ 242.458.763,83
195	RAMALES VARIOS CTO. 1PA	2	III	2025	\$ 316.565.455,33
196	RAMALES VARIOS CTO. 2PA	2	III	2025	\$ 314.387.851,00
197	RAMALES VARIOS CTO. 3PA	2	III	2025	\$ 163.701.239,47
198	RAMALES VARIOS CTO. 7DQ	2	III	2025	\$ 496.021.431,37

199	RAMALES VARIOS CTO. 6VE	2	III	2025	\$ 455.282.108,76
200	RAMALES VARIOS A 13,2KV ATENCIÓN PQR's	2	III	2025	\$ 322.613.296,24
201	REMODELACIÓN LÍNEA NAV A 33KV	3	III	2025	\$ 1.042.652.866,67
202	RAMALES VARIOS A 13,2KV ATENCIÓN PQR's	2	III	2021	\$ 303.968.296,24
203	Remodelación IVE a 33kv	3	III	2021	\$ 391.702.933,33
158	Cambio de comunicaciones subestación Centro	4	III	2024	\$ 714.051.000,00
164	Cambio de comunicaciones subestación Ventorrillo	4	III	2025	\$ 1.609.960.000,00
171	Cambio de comunicaciones subestación Cuba	4	III	2025	\$ 1.390.420.000,00

**Tabla 30. Inversiones asociadas a reposición.**

#### 4.7. 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
148	Dosquebradas-Cambio de RC por celdas en el IDQ y ANDI	3	IV	2021	\$ 1.002.513.000,00
144	SUBESTACIÓN CUBA (CONEXIÓN DE SUBESTACIÓN ALTAGRACIA)	3	IV	2022	\$ 592.556.000,00
120	Seccionador de acople barra de 13,2kv S/E CUBA	2	IV	2024	\$ 221.565.000,00
107.1	Ampliación Capacidad del transformador T1 Subestación POPA - 2,5 MVA	2	IV	2024	\$ 85.610.000,00
151-IV	Celdas segundo piso Dosquebradas 33kv	2	III	2021	\$ 757.500.000,00
145	SUBESTACIÓN NARANJITO (CONEXIÓN DE SUBESTACIÓN ALTAGRACIA)	3	IV	2022	\$ 539.266.000,00
172	Conexión con subestación Cerritos en subestación Pavas	3	IV	2023	\$ 615.577.000,00
133	Nueva Subestación Altagracia S/E	3	IV	2022	\$ 1.198.593.000,00
134	Nueva Subestación Altagracia S/E	2	IV	2022	\$ 1.272.067.000,00
137	Nueva Subestación Cerritos S/E	2	IV	2023	\$ 1.445.138.000,00
138	Nueva Subestación Cerritos S/E	2	IV	2023	\$ 518.540.000,00
131	Nueva Subestación Altagracia S/E	3	IV	2022	\$ 331.155.000,00
135	Nueva Subestación Cerritos S/E	3	IV	2023	\$ 291.015.000,00
23	CONSTRUCCIÓN DE RED DEL VHM PARA TRASLADO DE CARGA	2	IV	2025	\$ 148.880.186,40
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	2022	\$ 95.788.201,00

55	CONSTRUCCIÓN DE DOBLE CIRCUITO DESDE EL S0163 HASTA INTERCONECTARSE CON EL T4456. (RAMAL SAN MARINO)	2	IV	2021	\$ 284.367.288,00
56	RECONDUCTORIZAR TRAMO DE RED DESDE EL 568414 HASTA CONECTARLO CON EL RC044	2	IV	2023	\$ 48.971.620,00
58	CONSTRUCCIÓN DE RAMAL ENTRE LOS NODOS 358927 - 396042	2	IV	2023	\$ 56.260.653,00
59	CONSTRUCCIÓN DE INTERCONEXIÓN TERMINAL - SAN LUIS	2	IV	2022	\$ 78.827.548,00
79	CONSTRUCCIÓN LÍNEA CUBA-ALTAGRACIA 33KV	3	IV	2022	\$ 339.582.366,67
80	CONSTRUCCIÓN LÍNEA NARANJITO-ALTAGRACIA 33KV	3	IV	2022	\$ 196.164.726,67
81	CONSTRUCCIÓN LÍNEA CUBA-ALTAGRACIA 33KV	3	IV	2022	\$ 753.139.320,00
82	CONSTRUCCIÓN LÍNEA NARANJITO-ALTAGRACIA 33KV	3	IV	2022	\$ 445.449.666,67
83	CONSTRUCCIÓN LÍNEA CUBA-ALTAGRACIA 33KV	3	IV	2022	\$ 652.290.090,00
84	CONSTRUCCIÓN LÍNEA NARANJITO-ALTAGRACIA 33KV	3	IV	2022	\$ 374.506.486,67
85	CONSTRUCCIÓN CIRCUITO 1AL A 13,2KV	2	IV	2022	\$ 104.367.146,67
86	CONSTRUCCIÓN CIRCUITO 2AL A 13,2KV	2	IV	2022	\$ 57.269.386,67
87	CONSTRUCCIÓN CIRCUITO 3AL A 13,2KV	2	IV	2022	\$ 14.011.720,00
88	CONSTRUCCIÓN LÍNEA CRN 33KV	3	IV	2023	\$ 139.417.339,00
89	CONSTRUCCIÓN LÍNEA CRP 33KV	3	IV	2023	\$ 139.417.339,00
90	CONSTRUCCIÓN LÍNEA CRN 33KV	3	IV	2023	\$ 305.614.060,00
91	CONSTRUCCIÓN LÍNEA CRP 33KV	3	IV	2023	\$ 305.614.060,00
92	CONSTRUCCIÓN LÍNEA CRN 33KV	3	IV	2023	\$ 281.900.607,50
93	CONSTRUCCIÓN LÍNEA CRP 33KV	3	IV	2023	\$ 265.757.960,00
94	CONSTRUCCIÓN CIRCUITO 1CR A 13,2KV	2	IV	2023	\$ 46.191.813,33
95	CONSTRUCCIÓN CIRCUITO 2CR A 13,2KV	2	IV	2023	\$ 17.983.053,33
67-IV	COMPRA DE MATERIALES. REMODELACION CTO. 1CE Calles 11 a la 22	2	IV	2024	\$ 394.203.000,00
68-IV	MANO DE OBRA ELÉCTRICA. REMODELACION CTO. 1CE Calles 11 a la 22	2	IV	2024	\$ 264.099.000,00
73-IV	COMPRA DE MATERIALES CTO. 3CE ETAPA II. CARRERA 5 A 7 ENTRE CALLES 11 Y 18	2	IV	2021	\$ 269.079.000,00
74-IV	OBRA ELÉCTRICA. REMODELACION CTO. 3CE ETAPA II. CARRERA 5 A 7 ENTRE CALLES 11 Y 19	2	IV	2021	\$ 194.430.000,00
76-IV	COMPRA MATERIALES. REMODELACION CIRCUITO 3CE ETAPA III. CALLES 21 A 27 CARRERAS 5 A 7	2	IV	2022	\$ 290.763.000,00

77-IV	MANO DE OBRA ELÉCTRICA. REMODELACION CIRCUITO 3CE ETAPA III. CALLES 21 A 27 CARRERAS 5 A 7	2	IV	2022	\$ 232.818.000,00
119-IV	Reemplazo Interruptores Nivel II Circuitos S/E CUBA	2	IV	2021	\$ 115.296.000,00
119.1-IV	Reemplazo Interruptores Nivel II Circuitos S/E CUBA	2	IV	2022	\$ 76.864.000,00
119.2-IV	Reemplazo Interruptores Nivel II Circuitos S/E CUBA	2	IV	2023	\$ 115.296.000,00
152-IV	Cambio de transformadores de instrumentación para fronteras de distribución	3	IV	2021	\$ 46.203.000,00
153-IV	Cambio de protecciones subestación Pavas	4	IV	2021	\$ 1.220.002.000,00
154-IV	Cambio de protecciones subestación Naranjito	3	IV	2021	\$ 509.336.000,00
154	Cambio de protecciones subestación Naranjito	2	IV	2021	\$ 38.432.000,00
155-IV	Reemplazo Interruptores Nivel II Circuitos S/E Dosquebradas 33kV	2	IV	2023	\$ 115.296.000,00
156-IV	Cambio de protecciones 7CU, 1VE e IVE	2	IV	2021	\$ 165.766.000,00
157-IV	Retrofit circuitos a 13,2kV subestación Centro	2	IV	2024	\$ 192.160.000,00
173-IV	Cambio de protecciones subestación Centro	3	IV	2024	\$ 305.138.000,00

**Tabla 31. Inversiones asociadas a la calidad del servicio**

#### 4.8. Proyectos relevantes

Nombre	Tipo Inversión	Año
Reemplazo Trafo T1CU 33/13,2 kV - 30 MVA	I	2021
Construcción Circuito 4NA a 13,2kV	II	2020
Nuevo Transformador T2 S/E DOSQUEBRADAS - 12,5 MVA	II	2021
Nuevo Trafo T2 S/E VENTORRILLO 33/13,2 kV de 12,5 MVA	II	2021
Nuevo Trafo T2 S/E NARANJITO 33/13,2 kV de 30 MVA	II	2023
Transformador monofásico 115/33 kV de 25 MVA S/E DQ	III	2020
Reemplazo CT's, PT 's y DPS's bahía trafo T3CU 115 kV	III	2021
Nueva Subestación Altagracia S/E	IV	2022
Nueva Subestación Cerritos S/E	IV	2023



Nuevo Circuito 7VE	II	2021
Nuevo Circuito 2CU	II	2021

**Tabla 32. Proyectos relevantes**

#### 4.9. Ejecución real para el 2021

##### 4.9.1. Ejecución con respecto a lo planeado por niveles de tensión

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

Nivel de Tensión 4						
	2019		2020		2021	
	Aprobado	Ejecutado	Aprobado	Ejecutado	Aprobado	Ejecutado
<b>Total</b>	\$ 1.307.340.675	\$ 1.042.696.017	\$ 1.226.147.661	\$ 1.043.675.712	\$ 2.718.518.404	\$ 869.770.000

**Tabla 33. Planeado Vs Ejecutado NT4 inversiones 2019, 2020 y 2021**

Nivel de Tensión 3						
	2019		2020		2021	
	Aprobado	Ejecutado	Aprobado	Ejecutado	Aprobado	Ejecutado
<b>Total</b>	\$ 3.099.636.448	\$ 1.856.160.223	\$ 3.461.511.177	\$ 3.481.600.496	\$ 4.533.048.005	\$ 3.967.932.826

**Tabla 34. Planeado Vs Ejecutado NT3 inversiones 2019, 2020 y 2021**

Nivel de Tensión 2						
	2019		2020		2021	
	Aprobado	Ejecutado	Aprobado	Ejecutado	Aprobado	Ejecutado
<b>Total</b>	\$ 8.378.393.029	\$ 7.613.488.631	\$ 10.441.400.067	\$ 9.565.396.881	\$ 9.700.731.818	\$ 7.707.260.831

**Tabla 35. Planeado Vs Ejecutado NT2 inversiones 2019, 2020 y 2021**

Nivel de Tensión 1						
	2019		2020		2021	
	Aprobado	Ejecutado	Aprobado	Ejecutado	Aprobado	Ejecutado
<b>Total</b>	\$ 1.439.739.300	\$ 1.583.713.231	\$ 4.008.183.193	\$ 2.270.705.192	\$ 2.148.402.903	\$ 2.885.073.992

**Tabla 36. Planeado Vs Ejecutado NT1 inversiones 2019, 2020 y 2021**

#### 4.9.2. Comparación con el CRR de la ejecución

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

NT	2019		2020		2021	
	Ejecución	Comparación Crr	Ejecución	Comparación Crr	Ejecución	Comparación Crr
NT3	\$ 1.856.160.223	2.98%	\$ 3.481.600.496	5.58%	\$ 3.967.932.826	6,29%
NT2	\$ 7.613.488.631	4.95%	\$ 9.565.396.881	6.22%	\$ 7.707.260.831	5,01%
NT1	\$ 1.583.713.231	1.40%	\$ 2.270.705.192	2.01%	\$ 2.885.073.992	2,55%
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 11.053.362.085</b>		<b>\$ 15.317.702.568</b>		<b>\$ 14.560.267.648</b>	
<b>CRR</b>	<b>3.07%</b>		<b>4.25%</b>		<b>4,04%</b>	

Tabla 37. Comparación con Crr para cada uno de los niveles de tensión.

#### 4.10. Metas propuestas del Plan para la calidad

##### 4.10.1. 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 38. 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 39. 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 40. Metas anuales para SAIFI

#### 4.10.2. Indicadores de calidad individual

- ❖ Indicadores de calidad individual de duración de eventos

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

**Tabla 41. DIUG niveles de tensión 2 y 3 [horas]**

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

**Tabla 42. DIUG nivel de tensión 1 [horas]**

- ❖ Indicadores de calidad individual de frecuencia de eventos

<i>FIUG niveles de tensión 2 y 3, veces</i>			
<i>Riesgo</i>	<i>Ruralidad 1</i>	<i>Ruralidad 2</i>	<i>Ruralidad 3</i>
<b>1</b>	-	-	-
<b>2</b>	15	-	19
<b>3</b>	4	-	12

**Tabla 43. FIUG niveles de tensión 2 y 3 [veces]**

<i>FIUG nivel de tensión 1, veces</i>			
<i>Riesgo</i>	<i>Ruralidad 1</i>	<i>Ruralidad 2</i>	<i>Ruralidad 3</i>
<b>1</b>	-	-	-
<b>2</b>	19	25	35
<b>3</b>	15	50	41

**Tabla 44. FIUG nivel de tensión 1 [veces]**

#### 4.10.3. 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 45. Índices de pérdidas eficientes,  $Pe_{j,n}$

#### 5. Avance en el cumplimiento de metas

Los indicadores internacionales SAIDI y SAIFI 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 de 9,61, tener en cuenta que el impacto de esta causal con relación a años anteriores se redujo 0,72, ya que las actividades relacionadas con proyectos de inversión en su mayoría fueron excluidas por la causal 11 con soporte del POT 2016.

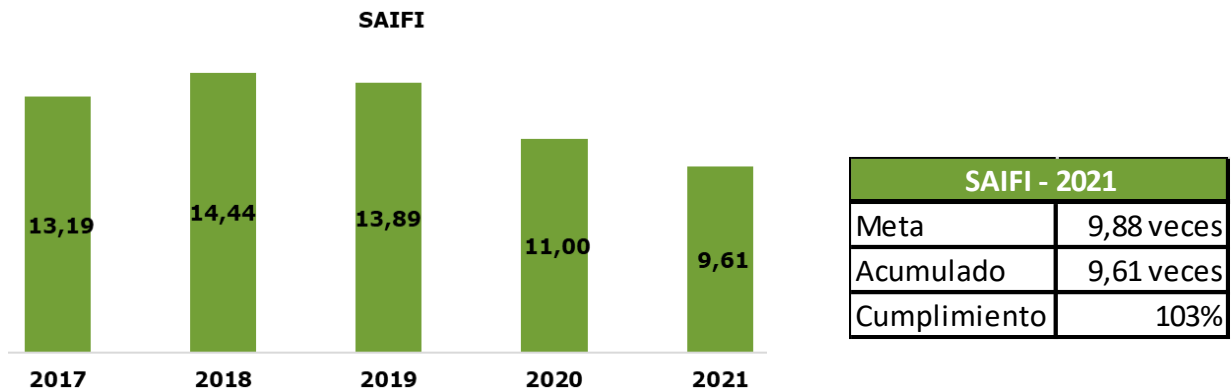
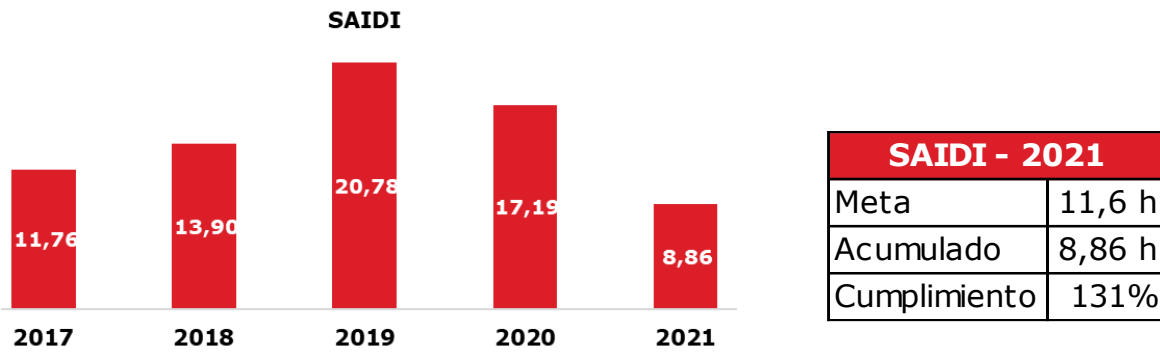


Ilustración 9. Comparativo SAIFI e impacto de los proyectos de inversión

El indicador SAIDI (Indicador promedio de horas anuales de indisponibilidad del servicio) presentó una disminución de 8,33 horas respecto del año 2020.



*Ilustración 10. Comparativo SAIDI e impacto de los proyectos de inversión*

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 9,61 veces en promedio; 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 una disminución para el último año en 8,33 horas menos de indisponibilidad promedio versus el año 2019. Tener en cuenta que el impacto de esta causal con relación a años anteriores se redujo, ya que las actividades relacionadas con proyectos de inversión en su mayoría fueron excluidas por la causal 11 con soporte del POT 2016. Actualmente la Empresa se encuentra en un proceso de compra de un equipo big jumper, el cual permitirá realizar actividades en redes de media tensión sin la necesidad de cortar el suministro a los usuarios; teniendo en cuenta esto, se espera que para la vigencia 2021 los indicadores SAIDI y SAIFI presenten una disminución respecto a lo presentado en anteriores años.

Desempeño 2021		
SAIDI (Horas)	Meta	11,6
	Ejecutado	8,86
SAIFI (Veces)	Meta	9,88
	Ejecutado	9,61

**Tabla 46. Metas Vs Ejecutado SAIDI y SAIFI 2021**

## 6. Desviaciones del plan de inversión

Código Proyecto	Nombre	Planeado 2021	Ejecutado 2021	Desviación
109	Nuevo Transformador T2 S/E DOSQUEBRADAS - 12,5 MVA	\$ 1.470.696.000	\$ 1.193.758.500,00	\$ 276.937.500,00
110	Nuevo Trafo T2 S/E VENTORRILLO 33/13,2 kV de 12,5 MVA	\$ 1.407.525.000	\$ 1.574.945.500,00	<b>-\$ 167.420.500,00</b>
110.1	Nuevo Trafo T2 S/E VENTORRILLO 33/13,2 kV de 12,5 MVA	\$ 85.610.000	\$ 85.610.000,00	\$ 0,00
149	Nuevo Circuito 7VE	\$ 246.864.000	\$ 246.864.000,00	\$ 0,00
152	Cambio de transformadores de instrumentación para fronteras de distribución	\$ 544.246.254	\$ 332.916.450,00	\$ 211.329.804,00
148	Dosquebradas-Cambio de RC por celdas en el IDQ y ANDI	\$ 1.002.513.000	\$ 952.573.000,00	\$ 49.940.000,00
151	Celdas segundo piso Dosquebradas 33kV	\$ 2.331.367.000	\$ 569.724.000,00	\$ 1.761.643.000,00
151-IV	Celdas segundo piso Dosquebradas 33kV	\$ 757.500.000	\$ 177.804.000,00	\$ 579.696.000,00
119	Reemplazo Interruptores Nivel II Circuitos S/E CUBA	\$ 100.599.000	\$ 100.599.000,00	\$ 0,00
150	Nuevo Circuito 2CU	\$ 287.377.000	\$ 287.377.000,00	\$ 0,00
113	Reemplazo CT's, PT 's y DPS's bahía trafo T3CU 115 Kv	\$ 263.821.942	\$ 263.821.942,00	\$ 0,00
114	Reemplazo CT's y DPS's bahía trafo T3CU 33 kV	\$ 40.636.512	\$ 40.636.512,00	\$ 0,00
4	RAMAL CEDRALITO ALTO - VOLCANES	\$ 579.616.473	\$ 20.311.000,00	\$ 559.305.473,40
25	LAGO LOS PARAISOS - LA BELLA - EL CHOCHO.	\$ 652.486.493	\$ 340.589.145,60	\$ 311.897.347,52
27	CRUCERO- SAN MARINO	\$ 515.659.144	\$ 707.841.731,80	<b>-\$ 192.182.587,74</b>
55	CONSTRUCCIÓN DE DOBLE CIRCUITO DESDE EL S0163 HASTA INTERCONECTARSE CON EL T4456. (RAMAL SAN MARINO)	\$ 284.367.288	\$ 63.370.565,00	\$ 220.996.723,00
73	COMPRA DE MATERIALES CTO. 3CE ETAPA II. CARRERA 5 A 7 ENTRE CALLES 11 Y 18	\$ 824.664.080	\$ 10.966.399,20	\$ 813.697.680,80
74	OBRA ELÉCTRICA. REMODELACION CTO. 3CE ETAPA II. CARRERA 5 A 7 ENTRE CALLES 11 Y 19	\$ 1.283.509.612	\$ 538.253.916,30	\$ 745.255.695,70
75	OBRA CIVIL. REMODELACION CIRCUITO 3CE ETAPA III. CALLES 21 A 27 CARRERAS 5 A 7	\$ 1.207.909.210	\$ 1.188.518.637,90	\$ 19.390.572,10
103	Conexión de usuarios en CARTAGO	\$ 386.991.653	\$ 1.446.769.288,34	<b>-\$ 1.059.777.635,01</b>
174	REMODELACIÓN CUR 115KV. Etapa II	\$ 1.172.430.600	\$ -	\$ 1.172.430.600,00
202	RAMALES VARIOS A 13,2KV ATENCIÓN PQR's	\$ 303.968.296	\$ 337.757.698,00	<b>-\$ 33.789.401,76</b>
203	Remodelación IVE a 33kV	\$ 391.702.933	\$ 331.306.630,60	\$ 60.396.302,73
119-IV	Reemplazo Interruptores Nivel II Circuitos S/E CUBA	\$ 115.296.000	\$ 38.432.000,00	\$ 76.864.000,00
152-IV	Cambio de transformadores de instrumentación para fronteras de distribución	\$ 46.203.000	\$ 20.295.000,00	\$ 25.908.000,00
153-IV	Cambio de protecciones subestación Pavas	\$ 1.220.002.000	\$ 1.293.182.000,00	<b>-\$ 73.180.000,00</b>
154-IV	Cambio de protecciones subestación Naranjito	\$ 509.336.000	\$ 547.768.000,00	<b>-\$ 38.432.000,00</b>

154	Cambio de protecciones subestación Naranjito	\$ 38.432.000	\$ -	\$ 38.432.000,00
156-IV	Cambio de protecciones 7CU, 1VE e IVE	\$ 165.766.000	\$ 165.766.000,00	\$ 0,00
73-IV	COMPRA DE MATERIALES CTO. 3CE ETAPA II. CARRERA 5 A 7 ENTRE CALLES 11 Y 18	\$ 269.079.000	\$ 110.168.740,00	\$ 158.910.260,00
74-IV	OBRA ELÉCTRICA. REMODELACION CTO. 3CE ETAPA II. CARRERA 5 A 7 ENTRE CALLES 11 Y 19	\$ 194.430.000	\$ -	\$ 194.430.000,00
98	Expansión para conexión nuevos clientes Redes Nivel I	\$ 400.095.640	\$ 2.442.110.991,73	-\$ 2.042.015.351,73
<b>TOTAL</b>		<b>\$ 19.100.701.131</b>	<b>\$ 15.430.037.648,47</b>	<b>\$ 3.670.663.483</b>

**Tabla 47. Desviaciones en el plan de inversión**

Los proyectos 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), 61 (Obra civil y obra eléctrica para subterranizar el tramo desde el nodo 424921 hasta el 424639 (0,5km)) y 71 (MANO DE OBRA ELÉCTRICA. REMODELACION CTO. 2CE ETAPA III. Calles 21 a 27.) hacen parte del plan de inversión aprobado para ser ejecutados en el 2020, pero teniendo en cuenta que estos proyectos no pudieron ser ejecutados debido a la contingencia por COVID 19 para la vigencia donde se tenían verdaderamente planeados y solo se finalizan en el año 2021, dichos proyectos reemplazaron los proyectos 73 (COMPRA DE MATERIALES CTO. 3CE ETAPA II. CARRERA 5 A 7 ENTRE CALLES 11 Y 18), 74 (OBRA ELÉCTRICA. REMODELACION CTO. 3CE ETAPA II. CARRERA 5 A 7 ENTRE CALLES 11 Y 19) y 75 (OBRA CIVIL. REMODELACION CIRCUITO 3CE ETAPA III. CALLES 21 A 27 CARRERAS 5 A 7) de la actual vigencia 2021. El proyecto 174 (REMODELACIÓN CUR 115KV. Etapa I) no presentaron ejecución por la expedición de licencias y permisos con entes gubernamentales.

## 7. Inversiones asociadas al esquema de calidad del servicio

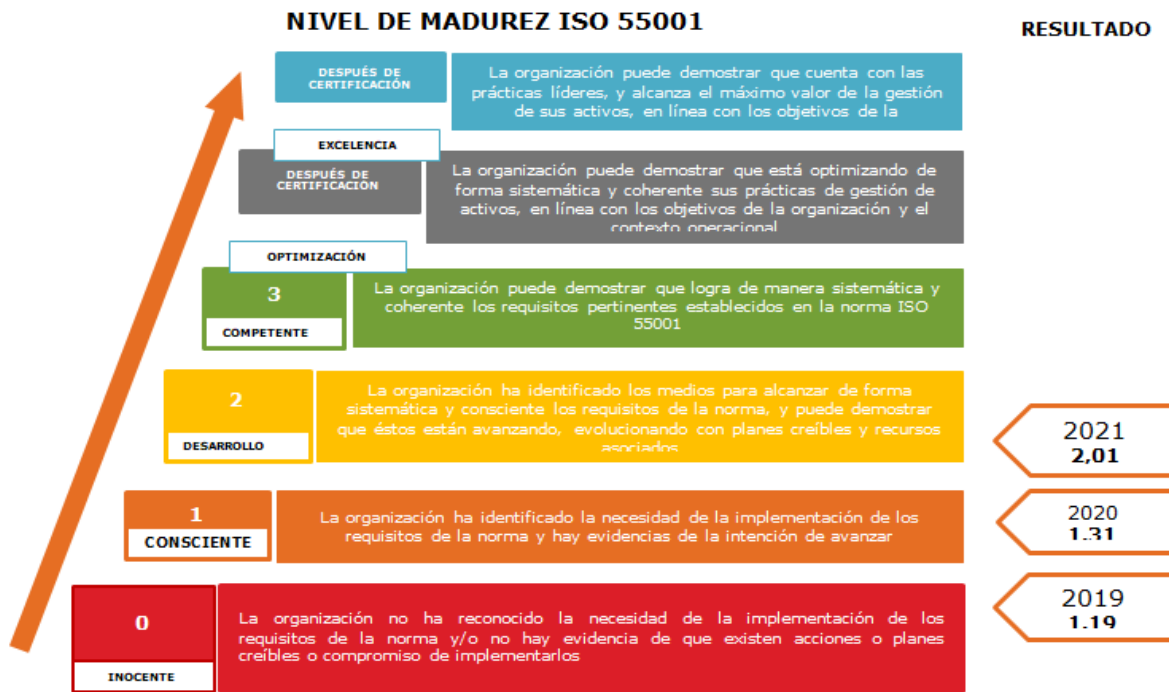
Para el año 2021 se realizaron cambios en los conductores en las redes aéreas de cable desnudo a semi aislado, el cual disminuye las salidas de los circuitos por contacto con fauna y flora en los sectores rurales, se realizó el replanteo de muchas de las redes, cambiando el recorrido para que circunde por espacios abiertos donde no se encuentre con arborización que pueda afectar el servicio; además, para las redes subterráneas de la ciudad se instalaron nuevos barrajes para permitir seccionamientos entre las redes y permitir de manera más rápida la identificación y el aislamiento de fallos. También se instalaron nuevos equipos tele controlados, los cuales nos permiten realizando suplencias entre circuitos, además de disminuir significativamente el tiempo de operación.

## 8. Gestión de Activos

El proyecto para la implementación del sistema de Gestión de activos lo estamos desarrollando para Pereira y Cartago, ello desde dos perspectivas en paralelo. Implementación de un Software EAM y el desarrollo del Plan estratégico de Gestión de Activos conforme a los requerimientos de la norma ISO – 55001.

### 8.1. Movilización del nivel de madurez obtenido por Energía de Pereira

De acuerdo con las acciones que ha realizado Energía de Pereira ha movilizado su nivel de madurez hasta un valor de 2,01 en el 2021, luego de evolucionar desde un valor inicial de 1,19 en el 2019 y pasando por 1,31 en el 2020. Recordando que la meta a alcanzar es Nivel de Madurez – Competente. (Diagnóstico realizado por la firma PMM).



### Nivel de Madurez alcanzado por la Empresa de Energía de Pereira alineado a la ISO 55001:2014

Ilustración 11. Nivel de Madurez alcanzado por la Empresa de Energía de Pereira alineado a la ISO 55001:2014

Para la implementación de la norma ISO -55001 hemos realizado actividades mediante el apoyo de diferentes áreas, buscando aplicar los lineamientos necesarios para el cumplimiento de los requisitos de la norma, con el fin de integrar el sistema de gestión de activos a los sistemas existentes y de esa manera avanzar en el cierre de brechas, estableciendo las estrategias necesarias para la evolución y mejora en cuanto al manejo de los activos de la Compañía.



Requisito de la norma	Actividades SIG + GA	Nivel de cumplimiento
		51%
<b>Contexto de la Organización</b>		<b>92%</b>
<b>Comprensión de la organización y su contexto</b>	Actualizar Matriz DOFA: Análisis de Contexto interno y externo	100%
	Actualizar Matriz DOFA según nueva matriz de riesgos.	100%
	Revisar Objetivos y estrategias de gestión de activos según DOFA	80%
<b>Comprensión de las necesidades y expectativas de las partes interesadas</b>	Actualizar Matriz de partes interesadas	100%
	Elaborar diagrama para criterios de toma de decisiones.	60%
<b>Determinación del Alcance del sistema de gestión de activos</b>	Definir Taxonomía de activos	100%
	Definir Portafolio de activos (Avalúos, planes de inversión, MAXIMO)	100%
	Definir Indicadores de salud de los activos y mantenimiento	70%
<b>Sistema de Gestión de Activos</b>	Modificar el Modelo de Gestión de Activos	100%
	Elaborar PEGA (anexo C)	91%
	Política de Gestión de Activos	100%
	Objetivos de Gestión de Activos (Objetivo transversal PEC)	100%
<b>Liderazgo</b>		<b>100%</b>
<b>Liderazgo y compromiso</b>	Establecer Presupuesto para GA	100%
<b>Roles, responsabilidades y autoridad</b>	Socializar Perfiles de Cargo (Desarrollo humano)	100%
	Roles en perfiles de cargo	100%
<b>Planificación</b>		<b>63%</b>
<b>Acciones para hacer frente a riesgos y oportunidades para el Sistema de Gestión de Activos</b>	Elaborar Matriz de riesgos operativos- matriz de criticidad de activos	100%
	Normalizar Matriz de Riesgos operativos- matriz de criticidad	50%
	Actualizar Modelo Análisis de criticidad de activos	100%
	Actualizar Modelo de análisis del costo del ciclo de vida	20%
<b>Objetivos de Gestión de Activos</b>	PEGA (anexo C)	80%
<b>6.2.2 Planificación para lograr los objetivos de gestión de activos</b>	Documentar modelo de Criticidad de activos	40%
	Documentar Modelo de Análisis del costo de ciclo de vida	20%
	Establecer Planes de Mantenimiento- MAXIMO	70%
	Establecer Planes de Optimización de Inventarios	100%
	Definir Presupuesto GA 2022	100%

	Implementar modelo de Compras para activos críticos	15%
	Implementar el Modelo de selección de ofertas-actualizar procedimiento de compras	20%
	Elaborar Plan de implementación EAM MAXIMO	100%
	Establecer Indicadores de gestión	60%
<b>Soporte</b>		<b>60%</b>
<b>Competencia</b>	Actualizar Plan de formación y socializar a Desarrollo Humano	50%
	Actualizar la Matriz de funciones y responsabilidades: incluir competencia y experiencia	80%
	Evidenciar la competencia del personal Propio y tercerizado: Finalización de capacitaciones 2020 - 2021	30%
<b>Requisitos de información</b>	Actualizar información de Gobierno del Dato-Matriz RACI	100%
	Actualizar Ficha de manejo de datos por proceso	100%
	Ingresar documentación de GA en BINAPS	0%
<b>Operación</b>		<b>41%</b>
<b>Planificación y control operacional</b>	Modelo de control operacional que incluya todos los criterios para la toma de decisiones: indicadores, gestión del ciclo de vida, procesos y responsables, ¿cómo se gestionan los riesgos?, roles, asignación de recursos, requisitos de competencia, gestión del cambio	0%
<b>Gestión del Cambio</b>	Formato de revisión de cambios:	100%
	Cambios en la estructura organizacional- roles	80%
	Procesos, procedimientos, instructivos	20%
<b>Evaluación del Desempeño</b>	Establecer requisitos del SGA para proveedores de servicios	80%
	Roles y responsabilidades de contratistas-Términos	0%
	Evaluación de contratistas- Evaluación de proveedores	10%
<b>Auditoría Interna</b>	Cronograma	0%
<b>Seguimiento, medición, análisis y evaluación</b>	Cierre de planes de acción	0%
	Evaluación de desempeño y competencias del personal	0%
<b>Auditoría Externa</b>	Cronograma	0%
<b>Revisión por la Dirección</b>		0%
<b>Mejora</b>		<b>0%</b>
<b>No Conformidad y acciones correctivas</b>		0%

<b>Acciones preventivas</b>		0%
<b>Mejora continua</b>		0%

*Tabla 48. Movilización del nivel de madurez de los requisitos de la ISO 55001*

## 8.2. Software EAM

Con el equipo conformado por personas de las áreas Técnica, Financiera, Tecnología y Gestión de Activos, realizamos el levantamiento de la información necesaria para alimentar las plantillas requeridas para el cargue al EAM tanto para Pereira como Cartago, generando sinergia en la recopilación de datos. Estableciendo estrategias para que al consolidar la información contemos con las condiciones adecuadas a las actividades propias de las áreas. Así mismo, logramos integrar con los distintos proveedores los sistemas que son necesarios para el correcto funcionamiento del modelo configurado de MAXIMO.

La puesta en marcha del sistema se tiene estimada para enero 2022, a partir de allí gestionaremos los activos durante su ciclo de vida (planeación, diseño, adquisición, construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento, baja y disposición final) permitiendo equilibrar costo, riesgo y desempeño.

## 9. UC Especiales

Para el año 2021 no se instalaron nuevas UC Especiales, actualmente la Empresa de Energía de Pereira S.A. ESP. Se encuentra a la espera de la aprobación de la unidad constructiva de cajas de maniobra 15kV de 4 vías en SF<sub>6</sub>.

## 10. Diagrama Unifilar del sistema

Diagrama unifilar del sistema y para cada una de las subestaciones que lo conforman.

Los diagramas unificables se envían en la carpeta “Unificables EEP”.

## 11. Formatos

Los formatos; resumen de la ejecución de los planes de inversión y para el reporte de activos, se envían como “EEP\_BRA0\_Año3\_Rev1”, “EEP\_BRAFO\_Año3\_Rev1”, “EEP\_INVA\_Año3\_Rev1”, “EEP\_INVTR\_Año3\_Rev1”.

Las carpetas que contienen la geodatabase con los diferentes tipos de archivo se envían en la carpeta “Anexo. EEP\_GEORREFERENCIADA”