



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

# EJECUCIÓN DE PLANES DE INVERSIÓN 2020

---

Circular CREG 024/2020

Gerencia Técnica

30/03/2021

Documento con el informe de ejecución del plan de inversión en el segundo 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.	Resumen ejecutivo .....	7
2.	Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios .....	10
2.1.	Medición nivel de satisfacción de los usuarios.....	11
2.2.	Medición nivel de satisfacción de los Grandes Clientes .....	12
3.	Descripción del sistema operado .....	13
3.1.	Área de influencia .....	13
3.2.	Activos operados .....	13
3.2.1.	Redes del Sistema de Distribución Local (SDL) .....	14
3.3.	Cantidad de Usuarios.....	15
3.4.	Demanda de energía (GWh – año) .....	17
3.4.1.	Demanda comercial regulada .....	18
3.4.2.	Demanda comercial no regulada .....	19
3.5.	Demanda de potencia [MW]: Demanda máxima y mínima presentada en el sistema .....	19
3.6.	Indicadores de calidad del servicio .....	20
3.7.	Proyectos nuevos por expansión .....	21
4.	Resumen del plan de inversiones aprobado .....	21
4.1.	Plan de inversiones aprobado por área geográfica .....	21
4.2.	Plan de inversión aprobado por tipo de inversión .....	22
4.3.	Plan de inversión aprobado por nivel de tensión .....	23
4.4.	Plan de inversión aprobado por categoría de activos .....	25
4.5.	Inversiones asociadas a expansión .....	26
4.6.	Inversiones asociadas a reposición.....	27
4.7.	Inversiones asociadas a calidad del servicio .....	29
4.8.	Proyectos relevantes .....	30
4.9.	Ejecución real para el 2020.....	31
4.9.1.	Ejecución con respecto a lo planeado por niveles de tensión.....	31
4.9.2.	Comparación con el CRR de la ejecución.....	32

4.10.	Metas propuestas del Plan para la calidad .....	32
4.10.1.	Indicadores de referencia de calidad media.....	32
4.10.2.	Indicadores de calidad individual .....	33
4.10.3.	Índices de referencia pérdidas eficientes .....	34
5.	Avance en el cumplimiento de metas-----	34
6.	Desviaciones del plan de inversión -----	36
7.	Inversiones asociadas al esquema de calidad del servicio -----	37
8.	Gestión de Activos -----	37
8.1.	Movilización del nivel de madurez obtenido por Energía de Pereira.....	38
8.2.	Software EAM .....	43
9.	UC Especiales-----	43
10.	Diagrama Unifilar del sistema-----	43
11.	Formatos -----	43

## ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1. INVERSIÓN APROBADA 2019 - 2023.....	7
TABLA 2. VALOR APROBADO VS EJECUTADO 2020 .....	7
TABLA 3. PROYECTOS DE INVERSIÓN EJECUTADOS EN 2020 .....	8
TABLA 4. META VS EJECUTADO SAIDI Y SAIFI 2020 .....	9
TABLA 5. RESULTADOS ATRIBUTOS CALIFICADOS ENCUESTA GRANDES CLIENTES .....	12
TABLA 6. PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS .....	13
TABLA 7. SUBESTACIONES OPERADAS POR EEP. ....	14
TABLA 8. CIRCUITOS. ....	15
TABLA 9. USUARIOS MR Y NR .....	17
TABLA 10. DEMANDA OPERATIVA 2018 – 2020 .....	17
TABLA 11. DEMANDA DE POTENCIA.....	19
TABLA 12. PROYECTOS NUEVOS DE EXPANSIÓN.....	21
TABLA 13. INVERSIONES APROBADAS POR MUNICIPIO. ....	21
TABLA 14. INVERSIÓN APROBADA. TIPO I .....	22
TABLA 15. INVERSIÓN APROBADA. TIPO II .....	22
TABLA 16. INVERSIÓN APROBADA. TIPO III .....	22
TABLA 17. INVERSIÓN APROBADA. TIPO IV .....	23
TABLA 18. RESUMEN INVERSIÓN APROBADA POR TIPO DE INVERSIÓN.....	23
TABLA 19. INVERSIÓN APROBADA EN NIVEL DE TENSIÓN 4. ....	23
TABLA 20. INVERSIÓN APROBADA EN NIVEL DE TENSIÓN 3. ....	24
TABLA 21. INVERSIÓN APROBADA EN NIVEL DE TENSIÓN 2. ....	24
TABLA 22. INVERSIÓN APROBADA EN NIVEL DE TENSIÓN 1. ....	24
TABLA 23. RESUMEN INVERSIÓN APROBADA POR NIVEL DE TENSIÓN.....	24
TABLA 24. INVERSIÓN APROBADA EN NIVEL DE TENSIÓN 4 POR CATEGORÍA.....	25
TABLA 25. INVERSIÓN APROBADA EN NIVEL DE TENSIÓN 3 POR CATEGORÍA.....	25
TABLA 26. INVERSIÓN APROBADA EN NIVEL DE TENSIÓN 2 POR CATEGORÍA.....	26
TABLA 27. INVERSIÓN APROBADA EN NIVEL DE TENSIÓN 1 POR CATEGORÍA.....	26
TABLA 28. INVERSIONES ASOCIADAS A EXPANSIÓN .....	26
TABLA 29. INVERSIONES ASOCIADAS A REPOSICIÓN. ....	29
TABLA 30. INVERSIONES ASOCIADAS A LA CALIDAD DEL SERVICIO.....	30
TABLA 31. PROYECTOS RELEVANTES .....	30
TABLA 32. PLANEADO VS EJECUTADO NT4 INVERSIONES 2019 Y 2020 .....	31
TABLA 33. PLANEADO VS EJECUTADO NT3 INVERSIONES 2019 Y 2020 .....	31
TABLA 34. PLANEADO VS EJECUTADO NT2 INVERSIONES 2019 Y 2020 .....	31
TABLA 35. PLANEADO VS EJECUTADO NT1 INVERSIONES 2019 Y 2020 .....	31
TABLA 36. COMPARACIÓN CON CRR PARA CADA UNO DE LOS NIVELES DE TENSIÓN.....	32
TABLA 37. INDICADORES DE REFERENCIA DE CALIDAD MEDIA.....	32
TABLA 38. METAS ANUALES PARA SAIDI .....	32
TABLA 39. METAS ANUALES PARA SAIFI.....	33
TABLA 40. DIUG NIVELES DE TENSIÓN 2 Y 3 [HORAS] .....	33

TABLA 41. DIUG NIVEL DE TENSIÓN 1 [HORAS] .....	33
TABLA 42. FIUG NIVELES DE TENSIÓN 2 Y 3 [VECES] .....	33
TABLA 43. FIUG NIVEL DE TENSIÓN 1 [VECES].....	34
TABLA 44. ÍNDICES DE PÉRDIDAS EFICIENTES, PEJ,N .....	34
TABLA 45. DESVIACIONES EN EL PLAN DE INVERSIÓN .....	36
TABLA 46. MOVILIZACIÓN DEL NIVEL DE MADUREZ DE LOS REQUISITOS DE LA ISO 55001 .....	40

## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

ILUSTRACIÓN 1. DIAGRAMA DE ARAÑA CON EL NIVEL DE MADUREZ ALCANZADO POR EEP (DIAGNÓSTICO POR PMM).	10
ILUSTRACIÓN 2. DESAGREGADO DE SATISFACCIÓN AL USUARIO 2019 VS 2020 .....	11
ILUSTRACIÓN 3. EVOLUCIÓN DE USUARIOS .....	16
ILUSTRACIÓN 4. DEMANDA OPERATIVA 2019 VS 2020 .....	18
ILUSTRACIÓN 5. DEMANDA COMERCIAL REGULADA [GWH - AÑO] .....	19
ILUSTRACIÓN 6. DEMANDA COMERCIAL NO REGULADA [GWH - AÑO] .....	19
ILUSTRACIÓN 7. COMPARATIVO SAIFI .....	20
ILUSTRACIÓN 8. COMPARATIVO SAIDI .....	21
ILUSTRACIÓN 9. COMPARATIVO SAIFI E IMPACTO DE LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN .....	34
ILUSTRACIÓN 10. COMPARATIVO SAIDI E IMPACTO DE LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN .....	35
ILUSTRACIÓN 11. METAS VS EJECUTADO SAIDI Y SAIFI 2020 .....	36
ILUSTRACIÓN 12. NIVEL DE MADUREZ ALCANZADO POR LA EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA ALINEADO A LA ISO 55001:2014 .....	38
ILUSTRACIÓN 13. NIVEL DE MADUREZ ALCANZADO POR LA EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA ALINEADO A LA ISO 55001:2014, MOSTRADO EN BASE A CADA REQUERIMIENTO .....	41
ILUSTRACIÓN 14. NIVEL DE MADUREZ ALCANZADO POR LA EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA ALINEADO A LA ISO 55001:2014, MOSTRADO EN BASE AL GRUPO DE REQUERIMIENTOS .....	41
ILUSTRACIÓN 15. MOVILIZACIÓN DEL NIVEL DE MADUREZ ALCANZADO POR LA EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA ALINEADO A LA ISO 55001:2014, MOSTRADO EN BASE AL GRUPO DE REQUERIMIENTOS .....	42
ILUSTRACIÓN 16. MOVILIZACIÓN DEL NIVEL DE MADUREZ ALCANZADO POR LA EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA ALINEADO A LA ISO 55001:2014, MOSTRADO EN BASE A CADA REQUERIMIENTO .....	42

## 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 segundo año (2020). 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 2020, el cual presenta un crecimiento de dos puntos porcentuales respecto al 2019, alcanzando un resultado del 82,4% de satisfacción general; 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 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; es de aclarar que actualmente se tiene en estudio por parte de CREG la solicitud de modificación del plan de inversiones 2021-2025. De igual forma, se evidencia la desviación entre el valor aprobado y el realmente ejecutado en el 2020.

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

**Tabla 1. Inversión aprobada 2019 - 2023**

Valor Regulatorio Aprobado 2020	Valor de Ejecución Regulatorio 2020
19'137'242'097	16'361'378'281

**Tabla 2. Valor aprobado Vs Ejecutado 2020**

Los proyectos que fueron aprobados por parte de CREG para el año 2020, se presentan en la tabla 3.

Código Proyecto	Nombre	Valor UC
3	RAMAL GENERAL LA BANANERA-LA FLORIDA Y BANANERA LA BELLA	\$ 317.746.583
9	RAMAL GENERAL XOCHIMILCO - JORDAN.	\$ 458.410.665
13	RAMAL DINAMARCA - DAMASCO	\$ 416.354.324
15	RAMAL GENERAL S/E CUBA - SAN JOAQUIN-VILLA DE LEYVA- ALTAGRACIA.	\$ 787.474.542
20	CRA. 27 CLL.14 - CIUDAD JARDÍN - GLORIETA FAVI - CANAAN - BLOQUE L - FACULTAD MEDICINA	\$ 99.745.979
24	PINARES ALTO - LAGO LOS PARAISOS.	\$ 609.016.114
36	CAMBIO DE CONDUCTOR EN TRAMOS ARBORIZADOS CTO. 6DQ	\$ 545.060.432
38	RAMAL CALLE 12 CARRERA 12 -CEDICAF-CRUZ ROJA. CLUB COMERCIO- LOS ALPES - CARRERA 15B-MAMA FLOR, LOS ROSALES. en 1/0	\$ 596.697.675
39	LA REBECA AVENIDA JUAN B. GUTIERREZ- CLUB COMERCIO- LINDARAJA.	\$ 186.421.551
40	RAMAL GENERAL S/E CUBA - SAN JOAQUÍN - MORELIA	\$ 684.690.531
45	CAMBIO DE CONDUCTOR EN TRAMOS ARBORIZADOS DEL RAMAL GENERAL CTO. 1CU	\$ 262.629.120
51	CONSTRUCCIÓN CIRCUITO 4NA A 13,2KV	\$ 338.846.303
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)	\$ 77.759.323
61	Obra civil y obra eléctrica para subterranizar el tramo desde el nodo 424921 hasta el 424639 (0,5km)	\$ 2.563.669.350
70	COMPRA DE MATERIALES CTO. 2CE ETAPA III. Calles 21 a 27.	\$ 860.661.568
72	OBRA CIVIL. REMODELACION CTO. 3CE ETAPA II. CARRERA 5 A 7 ENTRE CALLES 11 Y 18	\$ 1.173.105.730
97	Expansión para conexión nuevos clientes Redes Nivel I	\$ 798.197.820
102	Expansión para conexión nuevos clientes Redes Nivel II y III	\$ 796.801.840
117	Seccionador de acople barra de 33 kV S/E CUBA	\$ 43.004.093
118	Reemplazo Interruptores Circuitos 1CU y 3CU	\$ 201.198.800
121	Transformador monofásico 115/33 kV de 25 MVA S/E DQ	\$ 769.562.428
121.1	Transformador monofásico 115/33 kV de 25 MVA S/E DQ	\$ 1.415.569.000
146	GESTIÓN DE ACTIVOS	\$ 4.271.237.420
<b>TOTAL</b>		<b>\$ 18.273.861.190</b>

**Tabla 3. Proyectos de inversión ejecutados en 2020**

Algunos de los proyectos que se tenían planeados para ejecutar no se llevaron a cabo por distintas razones; casos como el de los proyectos 112 (Interruptor de la línea La Rosa – Cuba 115kV), 71 (Mano de obra eléctrica - Remodelación circuito 2CE etapa III, calles 21 a 27) y 72 (Obra civil - Remodelación circuito 3CE etapa III, carrera 5 a 7 entre calles 11 y 18) que no fueron ejecutados por retrasos con los contratistas en el marco de las



restricciones presentadas por el COVID-19 y los retrasos en las importaciones de los equipos que serían instalados en los proyectos; tales como interruptores, bujes, entre otros. Algunos de los proyectos que tampoco fueron realizados, como el 27 y 55 (Crucero San Marino) dependían de permisos de algunas entidades gubernamentales, para los cuales no se alcanzó en el 2020 a tener la autorización para iniciar las actividades correspondientes para estos proyectos.

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 2020; en la Tabla 4 se presenta la comparación entre la meta y lo alcanzado por parte de la Compañía.

Desempeño 2020		
SAIDI (Horas)	Meta	13,51
	Ejecutado	17,2
SAIFI (Veces)	Meta	13,98
	Ejecutado	11

**Tabla 4. Meta Vs Ejecutado SAIDI y SAIFI 2020**

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 11 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 3,59 horas menos de indisponibilidad promedio versus el año 2019. Los resultados de las horas promedio que se encuentra un usuario sin servicio, es justificado por la ejecución de las inversiones que se tienen en las categorías que relacionan redes de distribución tanto en media como en baja tensión, siendo un acumulado de \$8.527.444.533 en inversiones para este tipo de redes. En este contexto se observa que por inversiones en el marco de la Resolución CREG 015 se presentaron 8,29 horas de indisponibilidad y 2,48 veces de salida promedio a los usuarios. Actualmente la Empresa se encuentra en un proceso de compra de 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 2021 los indicadores SAIDI y SAIFI presenten una disminución respecto a lo presentado en anteriores años.

En lo referente a Gestión de Activos, durante el 2020 se logró un avance significativo en los planes de trabajo para la elaboración del Plan Estratégico de Gestión de Activos, enmarcados en: alcance, conocimiento de la organización y su contexto, objetivo y Política de Gestión de Activos. Igualmente, fue capacitado el equipo de implantación del EAM para la revisión de información histórica de los activos y el desarrollo del modelo del EAM IBM MAXIMO adecuado para la gestión de activos de la Empresa de Energía de Pereira. Lo anterior teniendo en cuenta que se inició con la implementación y puesta en marcha del software IBM – MAXIMO, el cual es el concentrador de toda la información de los activos con los que actualmente cuenta la Empresa; en la Tabla 5 se presenta el avance realizado en la implantación del EAM MAXIMO.

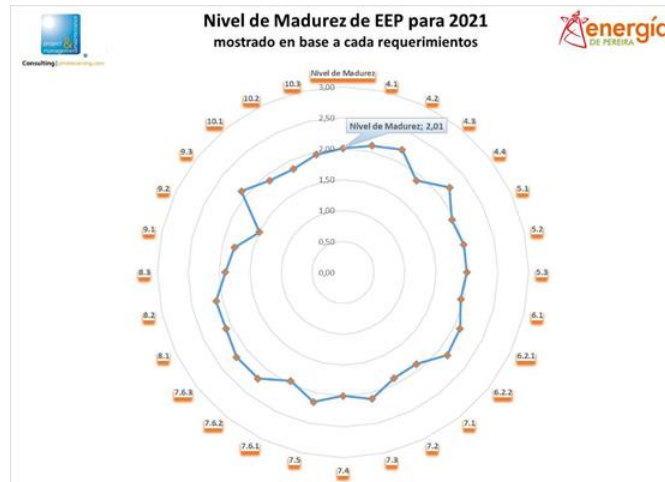


Ilustración 1. Diagrama de araña con el nivel de madurez alcanzado por EEP (Diagnóstico por PMM).

## 2. Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios

Las inversiones realizadas en el segundo 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 traen 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 del nuevo transformador 115/33kV; también, presentando una expansión de las redes de distribución con la creación de nuevos 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 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; 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:

- Demanda - Calidad del Servicio - Riesgo Operativo**
- Minimizar la frecuencia de daños en la red
  - Minimizar los mantenimientos correctivos
  - Instalación de red previendo las expansiones futuras.
  - Garantizar mayor continuidad en el servicio.
  - Brindar mayor estabilidad y confiabilidad.
  - Optimizar la capacidad de los transformadores instalados.
  - Mejorar la maniobrabilidad de los circuitos del SDL.

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

El resultado obtenido en materia de satisfacción del cliente en el 2020 presenta un crecimiento de más de dos puntos porcentuales respecto al 2019, alcanzando un resultado del 82,4% de satisfacción general. En el desagregado se aprecia una mejora significativa en los atributos: calidad del servicio, suministro de energía y atención al cliente; de igual manera, la satisfacción en general, que es la percepción global, sin entrar en detalles, ni desglosar los atributos; presentó incremento pasando del 73% en el año 2019 a 75% el último año. Se evidencia un incremento del 7,2% en atención al cliente, comparado con el año inmediatamente anterior y una mejora del 4,8% en la calidad en el servicio.



Ilustración 2. Desagregado de satisfacción al usuario 2019 Vs 2020

Es de resaltar que el 2020 fue un año atípico en todos los sectores por la incidencia de la pandemia del COVID-19 que implicó cambiar la forma en que se realiza la atención al usuario, donde la calidad del servicio y la solución oportuna de los fallos debe ser realizada en el menor tiempo posible; por esta razón se destacan los buenos resultados presentados durante este año; innovando constantemente gracias al dinamismo del sector, las nuevas tecnologías que se implementaron, la necesidad de prestar un servicio continuo y la apuesta por la sostenibilidad de estos proyectos en el largo y mediano plazo, hacen que la Empresa sea un referente nacional en temas de movilidad eléctrica, energías renovables (como la solar fotovoltaica) y la apuesta por la interacción de todos los grupos de interés en el modelo de negocio que maneja la Compañía.

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

Durante el año 2020 se realizó la encuesta de satisfacción de grandes clientes para usuarios regulados incumbentes (usuarios con consumo superior a 10.000 kWh-mes), usuarios regulados no incumbentes. Para calcular la muestra se trabajó con un modelo estadístico dando como resultado un total de 142 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 86,4%, donde se tienen en cuenta a los clientes del mercado no regulado, el mercado regulado de Pereira y los clientes que se encuentran en OR CHEC, sobre los cinco atributos evaluados.

Como se evidencia en los resultados, el atributo relacionado a los aspectos generales fue el de mejor aprobación entre todos los mercados.

Tipo de cliente	Cientes NR	Cientes R Pereira	Cientes Regulados otros OR (CHEC)	Total
<b>SUMINISTRO DE ENERGÍA</b>	83,0%	81,4%	86,7%	83,0%
<b>ATENCIÓN AL CLIENTE</b>	91,6%	88,6%	89,2%	90,2%
<b>CONDICIONES DEL SERVICIO</b>	92,0%	86,0%	88,3%	89,4%
<b>IMAGEN CORPORATIVA</b>	89,0%	58,8%	87,7%	78,4%
<b>ASPECTOS GENERALES</b>	92,5%	89,0%	91,7%	91,2%
<b>ÍNDICE GLOBAL DE SATISFACCIÓN AL CLIENTE</b>	<b>89,6%</b>	<b>80,7%</b>	<b>88,7%</b>	<b>86,4%</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.

Con el fin de identificar oportunidades de mejora en la prestación de nuestro servicio, brindando un oportuno entendimiento y atención de las necesidades de los usuarios, se realiza año tras año la medición del nivel de satisfacción del cliente con el Índice de Satisfacción del Cliente – ISCAL, por medio de una investigación realizada por la Universidad Tecnológica de Pereira, a través de su facultad de Ciencias Empresariales. En el

2020 el estudio consistió en la aplicación de encuestas telefónicas estructuradas en hogares de usuarios residenciales, del servicio de energía eléctrica, seleccionados aleatoriamente a través de una muestra calculada, con el objetivo de determinar el grado de satisfacción con los servicios prestados por la Empresa.

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 2020 se contó con 6.265 transformadores conectados a las redes de distribución del sistema de la Empresa, de los cuales el 49,41% se encuentran en zona urbana y el 50,59% 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 0.89% respecto del año 2019, debido a la entrada de proyectos significativos como Bodegas Ara Palomar vía la Virginia, Aeropuerto Internacional Matecaña, Universidad Tecnológica de Pereira con conexión a 33 kV, Wenco Zona Franca entre, así como también Corrugados del Risaralda y Comestibles Integrales en el municipio de Dosquebradas.

#### ❖ Redes de distribución

Línea	Longitud (km)		Diferencia %
	2019	2020	
Líneas 115 kV	8.88	8.88	0
Líneas 33 kV	133,18	134,22	0.8
Líneas 13.2 kV	1.186,81	1.189,72	0.2
Líneas de Distribución < 1kV	3.689,37	3.745,61	1.5

Tabla 8. Resumen redes de distribución

Nombre del circuito	Circuito	Tensión nominal	Longitud [km]	Tipo	Número de usuarios
UNO CUBA	1CU	13.2	19.81	AEREO	5845
DOS CUBA	2CU	13.2	9.03	AEREO	7282
TRES CUBA	3CU	13.2	17.76	AEREO	10176
CUATRO CUBA	4CU	13.2	11.05	AEREO	3792
CINCO CUBA	5CU	13.2	11.50	AEREO	12875
SEIS CUBA	6CU	13.2	14.91	AEREO	4723
SIETE CUBA	7CU	13.2	133.48	AEREO	3545
OCHO CUBA	8CU	13.2	102.88	AEREO	10235
NUEVE CUBA	9CU	13.2	18.65	AEREO	3819
UNO DOSQUEBRADAS	1DQ	13.2	3.79	AEREO	1317
DOS DOSQUEBRADAS	2DQ	13.2	7.04	AEREO	3500
TRES DOSQUEBRADAS	3DQ	13.2	5.97	AEREO	3541

CUATRO DOSQUEBRADAS	4DQ	13.2	2.70	AEREO	2118
CINCO DOSQUEBRADAS	5DQ	13.2	6.90	AEREO	4833
SEIS DOSQUEBRADAS	6DQ	13.2	14.47	AEREO	6942
SIETE DOSQUEBRADAS	7DQ	13.2	164.47	AEREO	3286
OCHO DOSQUEBRADAS	8DQ	13.2	13.00	AEREO	10286
INDUSTRIAL DOSQUEBRADAS	IDQ	33	11.88	AEREO	179
UNO CENTRO	1CE	13.2	6.40	SUBTERRANEO	3722
DOS CENTRO	2CE	13.2	4.32	SUBTERRANEO	1919
TRES CENTRO	3CE	13.2	5.86	SUBTERRANEO	2949
CUATRO CENTRO	4CE	13.2	3.47	AEREO	2503
CINCO CENTRO	5CE	13.2	3.02	AEREO	1989
UNO VENTORRILLO	1VE	13.2	12.43	AEREO	5227
DOS VENTORRILLO	2VE	13.2	3.92	AEREO	3098
TRES VENTORRILLO	3VE	13.2	19.44	AEREO	8658
CUATRO VENTORRILLO	4VE	13.2	73.25	AEREO	3086
CINCO VENTORRILLO	5VE	13.2	21.51	AEREO	9232
SEIS VENTORRILLO	6VE	13.2	43.49	AEREO	6029
INDUSTRIAL VENTORRILLO	IVE	33	13.19	AEREO	110
INDUSTRIAL VENTORRILLO LA 14	V14	33	8.12	AEREO	291
HOTEL MELIA	VHM	13.2	6.77	AEREO	2214
INDUSTRIAL ANDI	ANDI	33	9.45	AEREO	17
POPA	POPA	13.2	1.68	AEREO	55
MACARENA	MAC	13.2	2.72	AEREO	420
BADEA	BADEA	13.2	3.56	AEREO	128
UNO NARANJITO	1NA	13.8	15.96	AEREO	11969
DOS NARANJITO	2NA	13.8	13.64	AEREO	8518
TRES NARANJITO	3NA	13.8	104.56	AEREO	3600
UNO PAVAS	1PA	13.8	171.36	AEREO	4577
DOS PAVAS	2PA	13.8	78.95	AEREO	4949
TRES PAVAS	3PA	13.8	29.17	AEREO	251
INDUSTRIAL PAVAS 1	IPA1	33	34.35	AEREO	36
INDUSTRIAL PAVAS 2	IPA2	33	17.47	AEREO	14

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 18.973 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.

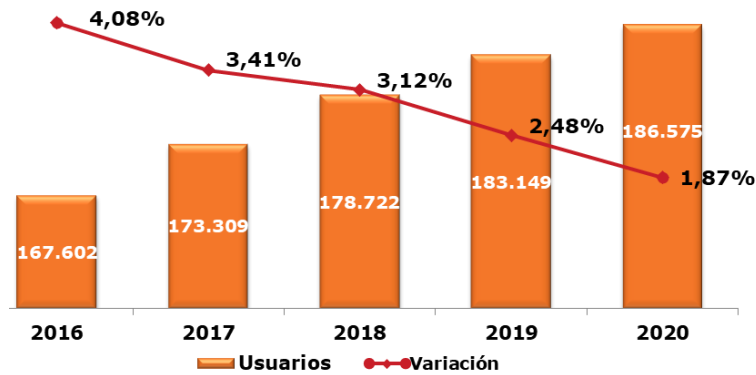


Ilustración 3. Evolución de usuarios

Para el año 2020, la participación de los usuarios del sector residencial fue del 88,4% del total de los usuarios del mercado; los estratos 2,3 y 4 registraron la mayor variación de nuevos usuarios facturados, localizados principalmente en los ciclos 7, 10, 16, 62 y 63 correspondiente a las zonas Norte, Oriente y Sur Occidente de la Ciudad; allí donde se han construido nuevas etapas de proyectos urbanísticos en estrato 3, 4 y 5, zonas de la ciudad donde se aplican en mayor medida los programas del gobierno para incentivar la compra de vivienda y en estrato 6 como respuesta a los planes de expansión de la ciudad.

Los proyectos de vivienda en los sectores suburbanos de la ciudad y que se han constituido como sitios de asentamiento de los estratos altos con la construcción de condominios y casas campestres, han constituido el principal crecimiento en los ciclos 16, 62 y 63 perteneciente a los sectores de Altagracia, Cerritos y Condina.

Actualmente contamos con un total de 233.469 usuarios regulados, los cuales se encuentran divididos en los mercados de Pereira con 186.575 usuarios con corte a diciembre de 2020.

Adicionalmente, contamos con un mercado no regulado del cual hacen parte 92 usuarios de diferentes departamentos del país. Para efectos de 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 458 usuarios los cuales se encuentran divididos en:

- 284 usuarios regulados pertenecientes al mercado regulado de Pereira
- 60 usuarios regulados pertenecientes al mercado regulado de Cartago
- 22 usuarios regulados pertenecientes al mercado de la CHEC
- 92 usuarios no regulados que se distribuyen en ocho (8) departamentos del país.



**MERCADO REGULADO OR PEREIRA**

Clase de servicio	Cantidad
Comercial	207
Industrial	40
Oficial	6
Áreas Comunes	12
Provisionales	19

**MERCADO NO REGULADO**

Clase de servicio	Cantidad
Comercial	29
Industrial	47
Oficial	6
Áreas Comunes	3
Alumbrado Publico	7

**MERCADO REGULADO OR CHEC**

Clase de servicio	Cantidad
Comercial	7
Industrial	13
Oficial	2

**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.

Totales (GWh-año)	2018	2019	2020
Importaciones	709.24	711.71	700.51
Exportaciones	69.24	60.38	73.84
<b>Demanda Operativa Pereira</b>	<b>640.00</b>	<b>651.32</b>	<b>626.67</b>
Variación (GWh-año)			
Importaciones	-5.58	2.46	-11.20
Exportaciones	-8.96	-8.86	13.46
<b>Demanda Operativa Pereira</b>	<b>3.38</b>	<b>11.32</b>	<b>-24.65</b>
Variación (%)			
Importaciones	-0.78%	0.35%	-1.57%
Exportaciones	-11.45%	-12.80%	22.28%
<b>Demanda Operativa Pereira</b>	<b>0.53%</b>	<b>1.77%</b>	<b>-3.78%</b>

**Tabla 11. Demanda Operativa 2018 – 2020**

En Pereira, para el último año se presentó una disminución de 3,78% equivalentes a 24,65 GWh por debajo del año 2019, esta disminución se debe principalmente a la reducción en la demanda de usuarios en su mayoría clase de servicio comercial e industrial, consecuencia de los cambios en la rutina diaria de este tipo de establecimientos por causa de las medidas de aislamiento preventivo obligatorio ordenado por el Gobierno Nacional.

Dentro de los eventos relevantes en el mediano plazo referentes a variaciones en la demanda de energía en el país, se tiene la contracción en la demanda en los años (2016-2017) consecuencia de la campaña Apagar Paga encabezada por el Gobierno Nacional, que se basó en otorgar incentivos a usuarios residenciales y comerciales que disminuyeran su consumo de energía y penalizar a los usuarios que aumentaran su consumo respecto a

un mes de referencia. En consecuencia, se presentó una disminución de la demanda a nivel Nacional, la campaña finalizó en el año 2017; sin embargo, en el año 2018 si bien se presentó un crecimiento del 0,53%, se mantenía una cultura de ahorro en el comercio y en los hogares de Pereira. En el año 2019 se presentó un aumento del 1,77% en la demanda de la ciudad, equivalente a 11,32 GWh-año respecto al año anterior.

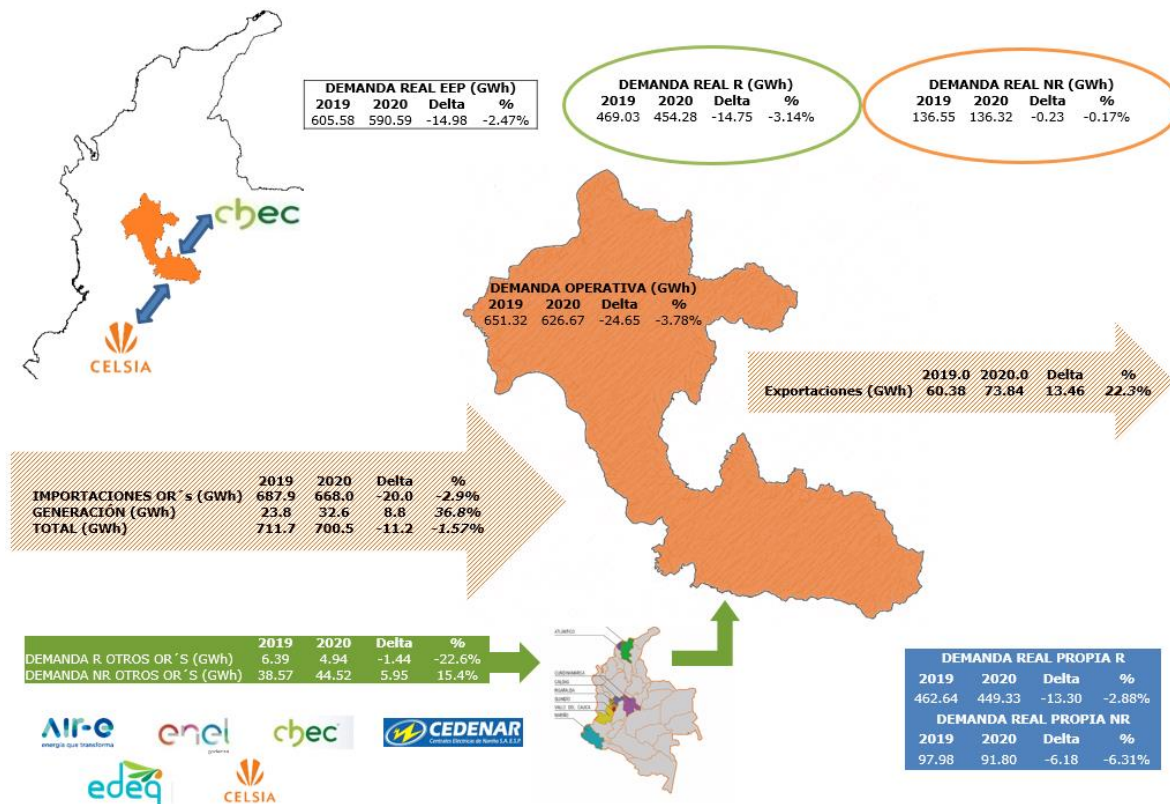


Ilustración 4. Demanda Operativa 2019 Vs 2020

### 3.4.1. Demanda comercial regulada

Para el mercado Pereira, la demanda comercial regulada presentó una disminución de 3,06%, es decir 14,54 GWh menos, respecto al año 2019, generado por la contracción de la demanda desde el mes de abril por razón del aislamiento obligatorio; si bien en la demanda de uso residencial se tuvo un crecimiento de hasta el 13% en algunos periodos del año, éste no compensó la caída en las demás clases de servicio. Adicionalmente, se realizó cambio del Mercado Regulado al Mercado No Regulado, de los usuarios Colflex (0,33 GWh-año); Industrias Tommy (0,48 GWh-año, CEDI Jerónimo Martins Cerritos (1,53 GWh-año) e Indubolsas (0,10 GWh-año), lo que contribuye a la reducción en la demanda regulada.

### Demanda Comercial Regulada Pereira (GWh-año)

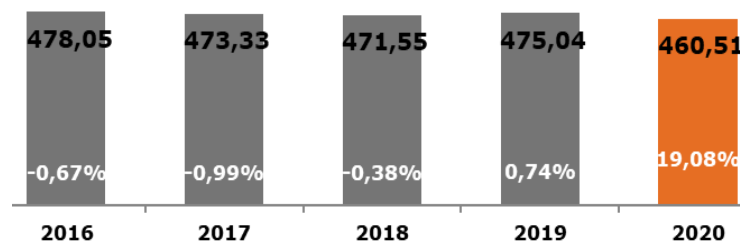


Ilustración 5. Demanda Comercial Regulada [GWh - año]

### 3.4.2. Demanda comercial no regulada

La Demanda Comercial No Regulada presentó un decrecimiento con respecto al año inmediatamente anterior de 0,1 GWh-año (-0,1%) debido principalmente a la disminución en consumo a causa de la emergencia sanitaria establecida en el país, ocasionando 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 como: Alumbrado Público de Circasia (0,22 GWh-año), CEDI Jerónimo Martins Gachancipa (0,55 GWh-año) y usuarios en la costa caribe como Globenet (1,13 GWh-año), Rapimercar Terminal (0,66 GWh-año), Rapimercar Calle 12 (0,79 GWh-año), Rapimercar Cra 4 (0,72 GWh-año) y Agrotienda San Jose (0,38 GWh-año).

### Demanda Comercial No Regulada (GWh-año)

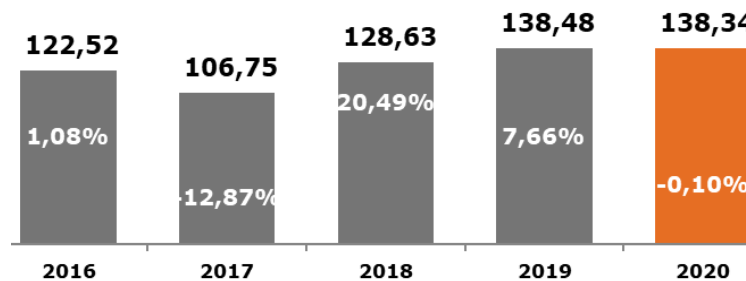


Ilustración 6. Demanda Comercial No Regulada [GWh - año]

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

Clasificación	2020
Máximo valor del sistema (MW)	104.37
Mínimo valor del sistema (MW)	40.54

Tabla 12. Demanda de potencia

### 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 3,59 horas respecto del año 2019; 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. En este contexto se observa que por inversiones en el marco de la Resolución CREG 015 se presentaron 8,29 horas de indisponibilidad y 2,48 veces de salida promedio a los usuarios.

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.

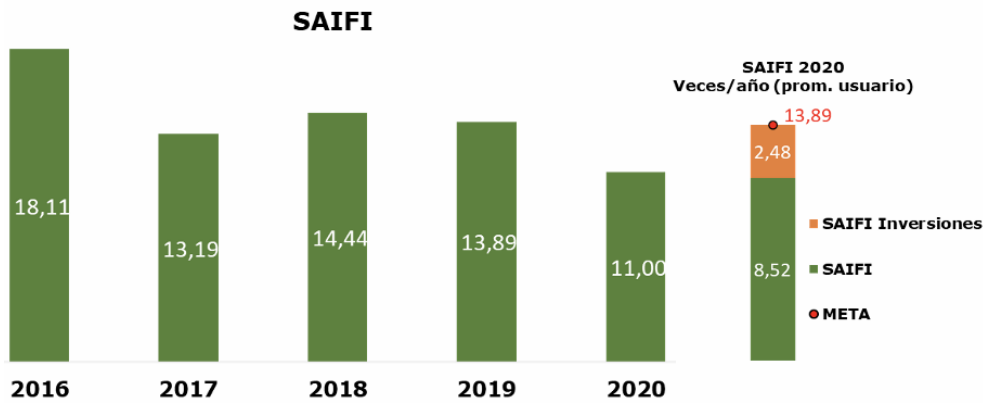
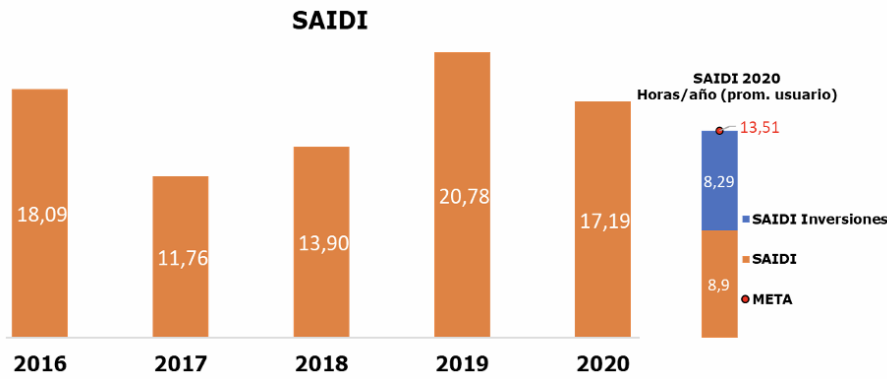


Ilustración 7. Comparativo SAIFI



*Ilustración 8. Comparativo SAIDI*

### 3.7. Proyectos nuevos por expansión

En total Ingresaron al sistema 45 proyectos nuevos con una capacidad de transformación nominal de 10.57 MVA discriminados así:

PROYECTOS NUEVOS		
PROPIEDAD	Cantidad	kVA
EEP	9	600
PARTICULAR	36	9970

*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	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	91.387.370.764
	SANTA ROSA DE CABAL 66682			774.423.781		1.033.932.415	1.808.356.195
<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>	<b>94.317.850.490</b>

*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

<b>Tipo de inversión I</b>						
<b>Nivel de Tensión</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>TOTAL</b>
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 15. Inversión aprobada. Tipo I

<b>Tipo de inversión II</b>						
<b>Nivel de Tensión</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>TOTAL</b>
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 16. Inversión aprobada. Tipo II

<b>Tipo de inversión III</b>						
<b>Nivel de Tensión</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>TOTAL</b>
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 17. Inversión aprobada. Tipo III

<b>Tipo de inversión IV</b>						
<b>Nivel de Tensión</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>TOTAL</b>
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 18. Inversión aprobada. Tipo IV

<b>RESUMEN - INVERSIÓN APROBADA POR TIPO DE INVERSIÓN</b>						
<b>Tipo</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>TOTAL</b>
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 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

<b>Nivel de Tensión 4</b>						
<b>TIPO</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>TOTAL</b>
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 20. Inversión aprobada en 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 21. Inversión aprobada en nivel de tensión 3.

Nivel de Tensión 2						
TIPO	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
I	-	-	1.976.518.500	-	-	1.976.518.500
II	1.466.768.580	938.226.974	2.549.753.520	575.907.920	2.911.311.020	8.441.968.014
III	5.123.073.435	8.101.125.796	5.767.093.307	7.820.768.227	7.295.962.300	34.108.023.065
IV	1.788.551.013	1.402.047.297	948.941.883	2.077.646.860	2.450.145.867	8.667.332.920
<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 22. Inversión aprobada en 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	6.964.076.220
III	587.024.760	2.536.108.373	1.562.165.194	1.957.216.840	2.435.688.433	9.078.203.600
IV	14.540.600	3.755.000	82.989.783	119.562.000	39.854.000	260.701.383
<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 23. Inversión aprobada en nivel de tensión 1.

RESUMEN - INVERSIÓN APROBADA POR NIVEL DE TENSIÓN						
Nivel de Tensión	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
NT4	1.307.340.675	1.226.147.661	263.821.942	206.102.667	226.074.667	3.229.487.612
NT3	3.099.636.448	3.461.511.177	844.218.768	7.936.228.177	6.249.944.608	21.591.539.177
NT2	8.378.393.029	10.441.400.067	11.242.307.209	10.474.323.007	12.657.419.187	53.193.842.499
NT1	1.439.739.300	4.008.183.193	3.326.740.797	3.395.912.660	4.132.405.253	16.302.981.203
<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 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						
Categoría de activos I	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
I = 1	-	-	-	-	-	-
I = 2	-	-	-	-	-	-
I = 3	325.997.316	182.471.949	162.175.942	-	-	670.645.207
I = 4	-	-	-	-	-	-
I = 5	203.292.000	-	101.646.000	-	-	304.938.000
I = 6	-	-	-	70.245.000	-	70.245.000
I = 7	-	-	-	-	-	-
I = 8	-	-	-	-	-	-
I = 9	-	-	-	-	-	-
I = 10	778.051.359	1.043.675.712	-	135.857.667	226.074.667	2.183.659.405
<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 25. Inversión aprobada en nivel de tensión 4 por categoría

Nivel de Tensión 3						
Categoría de activos I	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
I = 1	-	2.185.129.000	-	-	-	2.185.129.000
I = 2	-	-	-	-	-	-
I = 3	1.273.699.499	43.004.145	665.664.768	2.924.709.000	2.914.616.000	7.821.693.411
I = 4	-	-	-	-	-	-
I = 5	-	-	-	154.647.000	119.199.000	273.846.000
I = 6	-	-	-	634.819.000	765.274.000	1.400.093.000
I = 7	815.925.600	115.965.000	94.173.000	3.790.301.120	2.040.252.532	6.856.617.252
I = 8	179.738.990	50.350.320	64.380.000	114.256.390	93.757.790	502.483.490
I = 9	52.221.000	23.387.000	20.001.000	181.638.000	90.770.619	368.017.619
I = 10	778.051.359	1.043.675.712	-	135.857.667	226.074.667	2.183.659.405
<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 26. Inversión aprobada en nivel de tensión 3 por categoría.

<b>Nivel de Tensión 2</b>						
<b>Categoría de activos I</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>TOTAL</b>
I = 1	-	-	3.336.136.500	765.804.000	2.891.223.000	6.993.163.500
I = 2	-	-	-	-	-	-
I = 3	250.822.000	201.198.000	379.123.185	704.193.000	1.357.411.000	2.892.747.185
I = 4	-	-	-	-	-	-
I = 5	403.800.000	504.041.000	285.074.000	324.584.000	463.353.000	1.980.852.000
I = 6	-	-	342.440.000	256.830.000	428.050.000	1.027.320.000
I = 7	5.068.082.728	5.358.362.498	4.671.210.854	5.742.846.870	4.505.201.730	25.345.704.680
I = 8	1.118.964.942	2.305.801.857	1.408.522.670	1.543.679.470	1.993.845.790	8.370.814.729
I = 9	758.672.000	1.028.321.000	819.800.000	1.000.528.000	792.260.000	4.399.581.000
I = 10	778.051.359	1.043.675.712	0	135.857.667	226.074.667	2.183.659.405
<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 27. Inversión aprobada en nivel de tensión 2 por categoría**

<b>Nivel de Tensión 1</b>						
<b>Categoría de activos I</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2022</b>	<b>2023</b>	<b>TOTAL</b>
I = 11	776.447.000	1.219.822.000	828.082.000	1.012.437.000	1.263.860.000	5.100.648.000
I = 12	663.292.300	2.788.361.193	2.498.658.797	2.383.475.660	2.868.545.253	11.202.333.203
<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 28. Inversión aprobada en nivel de tensión 1 por categoría**

#### 4.5. Inversiones asociadas a expansión

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

<b>Código proyecto</b>	<b>Nombre del proyecto</b>	<b>Nivel Tensión</b>	<b>Tipo inversión</b>	<b>Año entrada operación</b>	<b>Inversión</b>
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 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
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
119.2	Reemplazo Interruptores Nivel II Circuitos S/E CUBA	2	III	2023	\$ 301.798.199,37

**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
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 acople barra de 33 kV S/E CUBA	3	IV	2020	\$ 43.004.093,50
120	Seccionador de acople barra de 13,2kV S/E CUBA	2	IV	2021	\$ 65.727.257,25
120.1	Seccionador de acople 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 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

**Tabla 32. Proyectos relevantes**

#### 4.9. Ejecución real para el 2020

##### 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	
	Aprobado	Ejecutado	Aprobado	Ejecutado
<b>Total</b>	1'307'340'675	1'042'696'017	1'226'147'661	1'043'675'712

Tabla 33. Planeado Vs Ejecutado NT4 inversiones 2019 y 2020

Nivel de Tensión 3				
	2019		2020	
	Aprobado	Ejecutado	Aprobado	Ejecutado
<b>Total</b>	3'099'636'448	1'856'160'223	3'461'511'177	3'481'600'496

Tabla 34. Planeado Vs Ejecutado NT3 inversiones 2019 y 2020

Nivel de Tensión 2				
	2019		2020	
	Aprobado	Ejecutado	Aprobado	Ejecutado
<b>Total</b>	8'378'393'029	7'613'488'631	10'441'400'067	9'565'396'881

Tabla 35. Planeado Vs Ejecutado NT2 inversiones 2019 y 2020

Nivel de Tensión 1				
	2019		2020	
	Aprobado	Ejecutado	Aprobado	Ejecutado
<b>Total</b>	1'439'739'300	1'583'713'231	4'008'183'193	2'270'705'192

Tabla 36. Planeado Vs Ejecutado NT1 inversiones 2019 y 2020

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

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

NT	2019		2020	
	Ejecución	Comparación Crr	Ejecución	Comparación Crr
NT3	\$ 1'856'160'223	2.98%	\$ 3'481'600'496	5.58%
NT2	\$ 7'613'488'631	4.95%	\$ 9'565'396'881	6.22%
NT1	\$ 1'583'713'231	1.40%	\$ 2'270'705'192	2.01%
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 11'053'362'085</b>		<b>\$ 15'317'702'568</b>	
<b>CRR</b>	<b>3.07%</b>		<b>4.25%</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
<b>SAIDI</b>	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

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 41. 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 42. 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 43. 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 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

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.

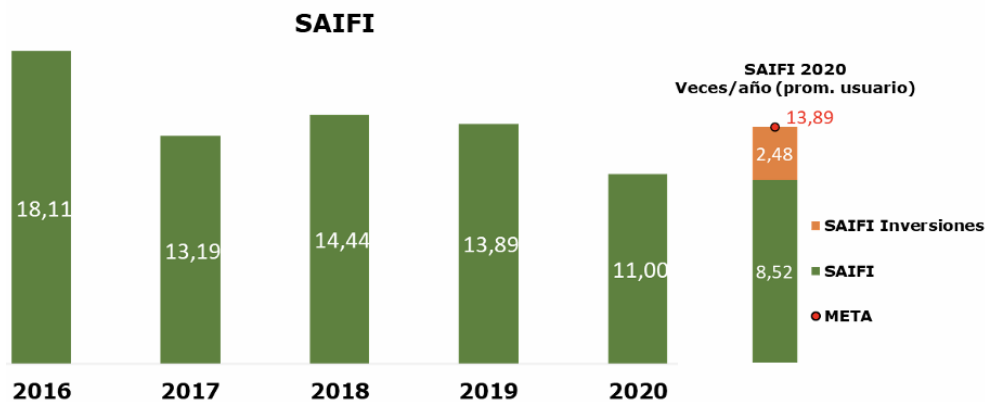


Ilustración 9. Comparativo SAIFI e impacto de los proyectos de inversión

El indicador SAIDI (Indicador promedio de horas anuales de indisponibilidad del servicio) presentó una disminución de 3,59 horas respecto del año 2019; 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. En este contexto se observa que por inversiones en el marco de la Resolución CREG 015 se presentó 8,29 horas de indisponibilidad y 2,48 veces de salida promedio a los usuarios.

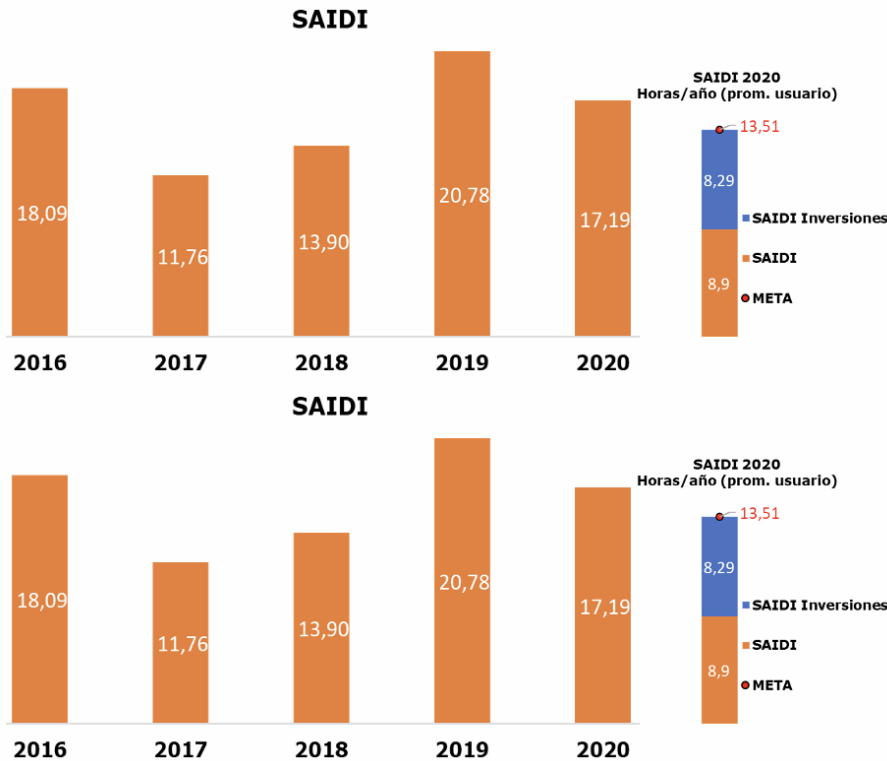


Ilustración 10. Comparativo SAIDI e impacto de los proyectos de inversión

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 11 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 3,59 horas menos de indisponibilidad promedio versus el año 2019. Los resultados de las horas promedio que se encuentra un usuario sin servicio, es justificado por la ejecución de las inversiones que se tienen en las categorías que relacionan redes de distribución tanto en media como en baja tensión, siendo un acumulado de \$8,527,444,533 en inversiones para este tipo de redes. En este contexto se observa que por inversiones en el marco de la Resolución CREG 015 se presentaron 8,29 horas de indisponibilidad y 2,48 veces de salida promedio a los usuarios. 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 2020		
SAIDI (Horas)	Meta	13,51
	Ejecutado	17,2
SAIFI (Veces)	Meta	13,98
	Ejecutado	11

Ilustración 11. Metas Vs Ejecutado SAIDI y SAIFI 2020

## 6. Desviaciones del plan de inversión

Cód. Proyecto	Nombre Proyecto	Ejecutado en 2020	Planeado para 2020	Desviación
3	RAMAL GENERAL LA BANANERA-LA FLORIDA Y BANANERA LA BELLA	\$ 252'962'184.54	\$ 317'746'582.97	\$ 64'784'398.43
9	RAMAL GENERAL XOCHIMILCO - JORDAN. 3 meses	\$ 391'150'880.07	\$ 458'410'665.02	\$ 67'259'784.95
13	RAMAL DINAMARCA - DAMASCO. 4 meses	\$ 568'923'082.40	\$ 416'354'324.31	-\$ 152'568'758.09
15	RAMAL GENERAL S/E CUBA - SAN JOAQUIN-VILLA DE LEYVA- ALTAGRACIA.	\$ 896'832'160.07	\$ 787'474'541.50	-\$ 109'357'618.57
20	CRA. 27 CLL.14 - CIUDAD JARDÍN - GLORIETA FAVI - CANAAN - BLOQUE L - FACULTAD MEDICINA	\$ 320'276'152.78	\$ 99'745'979.48	-\$ 220'530'173.29
24	PINARES ALTO - LAGO LOS PARAISOS.	\$ 716'044'312.69	\$ 609'016'114.27	-\$ 107'028'198.42
36	CAMBIO DE CONDUCTOR EN TRAMOS ARBORIZADOS CTO. 6DQ	\$ 530'977'807.71	\$ 545'060'432.17	\$ 14'082'624.46
38	RAMAL CALLE 12 CARRERA 12 - CEDICAF-CRUZ ROJA. CLUB COMERCIO- LOS ALPES - CARRERA 15B-MAMA FLOR, LOS ROSALES. en 1/0	\$ 650'778'393.82	\$ 596'697'675.14	-\$ 54'080'718.68
39	LA REBECA AVENIDA JUAN B. GUTIERREZ- CLUB COMERCIO- LINDARAJA.	\$ 221'166'093.18	\$ 186'421'550.91	-\$ 34'744'542.27
40	RAMAL GENERAL SAN JOAQUÍN - MORELIA	\$ 721'592'916.62	\$ 684'690'530.62	-\$ 36'902'386.00
45	CAMBIO DE CONDUCTOR EN TRAMOS ARBORIZADOS DEL RAMAL GENERAL 1CU	\$ 280'206'147.02	\$ 262'629'119.83	-\$ 17'577'027.19
51	CONSTRUCCIÓN CIRCUITO 4NA A 13,2KV	\$ 458'762'525.93	\$ 338'846'302.72	-\$ 119'916'223.22
117	Seccionador bahía DVE en subestación Dosquebradas	\$ 59'705'542.62	\$ 43'004'093.50	-\$ 16'701'449.12
112	Reemplazo Interruptores Circuitos 1CU y 3CU	\$ 207'848'725.80	\$ 181'830'682.60	-\$ 26'018'043.20
97	EXPANSIÓN PARA CONEXIÓN NUEVOS CLIENTES REDES NIVEL I	\$ 756'556'777.07	\$ 798'197'820.00	\$ 41'641'042.93
102	EXPANSIÓN PARA CONEXIÓN NUEVOS CLIENTES REDES NIVEL II y III	\$ 1'861'377'812.79	\$ 796'801'840.00	-\$ 1'064'575'972.79
121	Transformador monofásico 115/33 kV de 25 MVA S/E DQ	\$ 2'440'843'177.34	\$ 2'440'843'177.41	\$ 0.06
27	CRUCERO- SAN MARINO	\$ -	\$ 545'266'967.75	\$ 545'266'967.75
55	CONSTRUCCIÓN DE DOBLE CIRCUITO DESDE EL S0163 HASTA INTERCONECTARSE CON EL T4456. (RAMAL SAN MARINO)	\$ -	\$ 333'763'288.00	\$ 333'763'288.00
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)	\$ -	\$ 77'759'322.62	\$ 77'759'322.62
61	Obra civil y obra eléctrica para subterranizar el tramo desde el nodo 424921 hasta el 424639 (0,5km)	\$ -	\$ 2'563'669'349.88	\$ 2'563'669'349.88
70	COMPRA DE MATERIALES CTO. 2CE ETAPA III. Calles 21 a 27.	\$ -	\$ 860'661'567.75	\$ 860'661'567.75
71	MANO DE OBRA ELÉCTRICA. REMODELACION CTO. 2CE ETAPA III. Calles 21 a 27.	\$ -	\$ 366'599'963.05	\$ 366'599'963.05
72	OBRA CIVIL. REMODELACION CTO. 3CE ETAPA II. CARRERA 5 A 7 ENTRE CALLES 11 Y 18	\$ -	\$ 1'173'105'730.00	\$ 1'173'105'730.00
146	GESTIÓN DE ACTIVOS	\$ 3'497'434'806.82	\$ 3'497'434'807.74	\$ 0.92
62	Construcción salida circuito 2 CU macroproyecto GVR	\$ 383'723'038.77	\$ -	-\$ 383'723'038.77
64	Construcción salida circuito Industrial Cuba a 33kV	\$ 25'334'024.50	\$ -	-\$ 25'334'024.50
78	CONSTRUCCIÓN Y CONEXIÓN DEL CIRCUITO 7VE	\$ 16'080'748.10	\$ -	-\$ 16'080'748.10
32	Construcción tramo de red 1,5 km. Granja Solar	\$ 74'719'905.54	\$ -	-\$ 74'719'905.54
106	REMODELACIÓN M.O ELÉCTRICA ETAPA II CTO.2CE	\$ 968'728'360.45	\$ -	-\$ 968'728'360.45
<b>Total</b>		<b>\$ 16'302'025'577</b>	<b>\$ 18'982'032'429</b>	<b>\$ 2'680'006'852.62</b>

Tabla 46. Desviaciones en el plan de inversión

Los proyectos 32 (Construcción tramo de red – Granja Solar), 62 (Construcción salida circuito 2CU), 64 (Construcción salida circuito Industrial Cuba 33kV) y 78 (Construcción y conexión del circuito 7VE) hacen parte del plan de inversión aprobado para ser ejecutados en el 2019, pero teniendo en cuenta que estos proyectos no pudieron ser ejecutados para la vigencia donde se tenían verdaderamente planeados, se finalizan en el 2020; esto teniendo en cuenta que en el 2019 se había presentado ejecución de algunos de los proyectos del 2020. Para el caso del proyecto 112 (Reemplazo del interruptor de la línea Cuba – La Rosa 115kV) no fue posible adelantar su ejecución por los retrasos en la logística ocasionados por la pandemia del COVID-19; además, la imposibilidad para adelantar ejecución de ciertos proyectos durante los meses de marzo a junio del 2020. Los proyectos 27 y 55 (Crucero San Marino) no presentaron ejecución por la expedición de licencias con entes gubernamentales. Mientras tanto, proyectos como el 60 (Subterranizar cable para interconectar los circuitos 1VE-1CE), 61 (Obra civil para subterranizar 0,5km de tramo de red), 71 (Mano de obra eléctrica remodelación circuito 2CE, etapa III) y 72 (Obra civil para remodelación del circuito 3CE, etapa II) no fue posible finalizar su ejecución por retrasos en los cortes que se podían presentar en diferentes zonas de la ciudad, teniendo en cuenta los confinamientos y trabajo en casa virtual presentados a lo largo del año; la Empresa implementó una estrategia para evitar que se presentaran múltiples cortes en la misma zona durante cierto tiempo, por esta razón se presentaron retrasos en la ejecución de los proyectos, pero se brindó un servicio continuo en los momentos en que la ciudad se encontraba la mayoría del tiempo en confinamiento. Para evitar este tipo de inconvenientes a futuro, actualmente la Compañía se encuentra en un proceso para la adquisición de un equipo Big Jumper, el cual permite realizar trabajos sobre las redes sin interrumpir el suministro de energía.

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

Para el año 2020 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 construyeron nuevos circuitos, tales como el 4 Naranjito y el 7 Ventorrillo, los cuales permitirán que la topología del sistema sea más dinámica, realizando suplencias entre unos circuitos y otros, brindando un servicio continuo y donde los indicadores de calidad no se vean afectados por los fallos que se puedan presentar en las redes de distribución.

## 8. Gestión de Activos

La estrategia para la evolución y mejora del Sistema de Gestión de Activos se desarrolla en dos fases.

La primera fase fue enfocada al cierre de brechas, en donde está la realización de tres grandes actividades:

1. Controles operacionales para validar avance y cierre de brechas, estableciendo puntos de control en el plan de trabajo. (Seguimiento continuo, reuniones de trabajo).

- Entrenamientos continuos y coaching en las diferentes áreas de conocimiento para el eficaz desarrollo e implantación de la Norma ISO 55.001.
- Reprogramación de actividades y ajustes por condiciones de una baja disponibilidad del personal motivado al impacto que la pandemia generada por el COVID-19 ha producido en el desarrollo de las actividades de trabajo en equipo, condición que indudablemente ha impactado en la velocidad de avance de las tareas y/o hitos programados en el proyecto de implantación.

La segunda fase se orientó a las actividades para el sostenimiento y la mejora continua del sistema de gestión. En esta fase se plantea un proceso de análisis y evaluación en el cumplimiento de los requisitos de la norma, e iniciará una vez se alcance el Nivel de Madurez 3: Competente, donde la empresa demuestra que cumple de manera sistemática y coherente los requisitos establecidos en 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. Es de recordar que la meta a alcanzar es Nivel de Madurez 3 – Competente

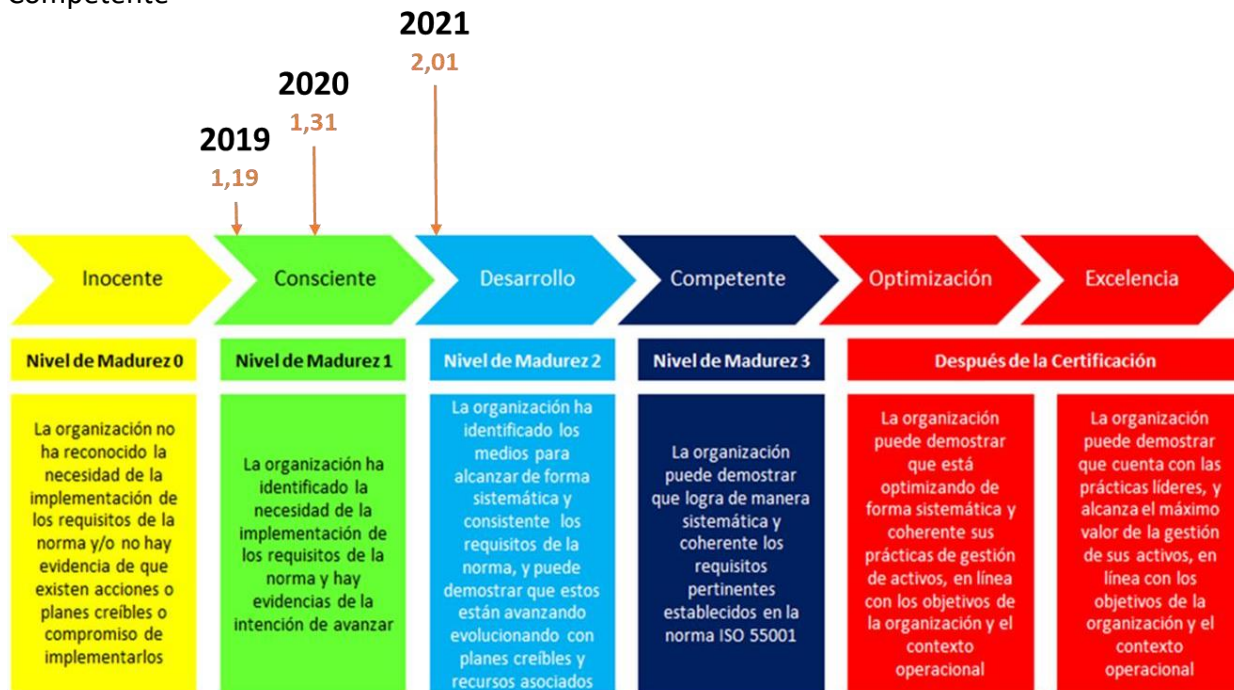


Ilustración 12. Nivel de Madurez alcanzado por la Empresa de Energía de Pereira alineado a la ISO 55001:2014

Los requerimientos que en este último lapso han obtenido un avance significativo son:

1. Requerimiento 4.2. Comprensión de las necesidades y expectativas de las partes interesadas
2. Requerimiento 4.4. Sistema de Gestión de Activos
3. Requerimiento 6.2.2. Planificación para lograr los objetivos de la gestión de activos
4. Requerimiento 7.5. Requisitos de Información
5. Requerimiento 7.6.2. Redacción y Actualización
6. Requerimiento 7.6.3. Control de la Información Documentada
7. Requerimiento 8.1. Planificación y control operacional
8. Requerimiento 8.2. Gestión de cambio
9. Requerimiento 9.1. Seguimiento, medición, análisis y evaluación
10. Requerimiento 10.1. No conformidad y acciones correctivas

La siguiente tabla muestra la movilización del nivel de madurez para las tresevaluaciones realizadas

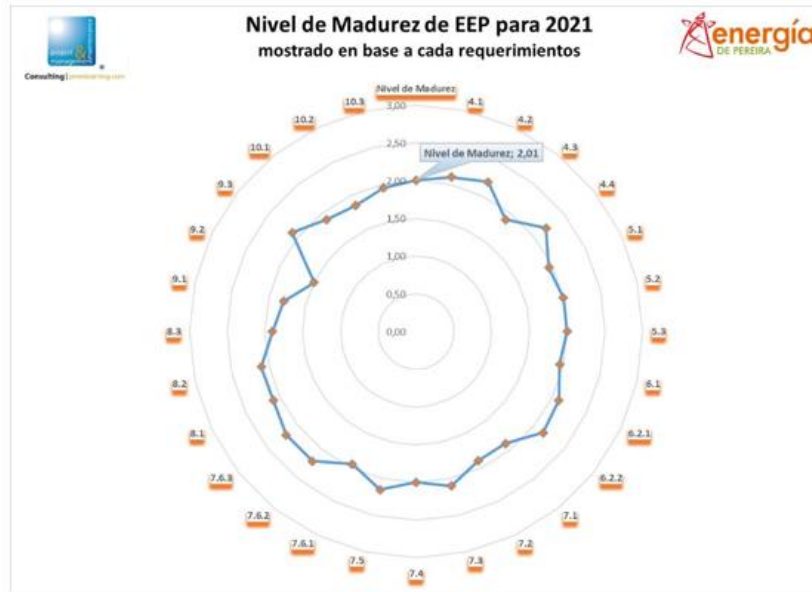


No.	Requerimientos	Nivel de Madurez 2019	Movilización Nivel de Madurez 2020	Movilización Nivel de Madurez 2021
4.1	Comprensión de la organización y su contexto	1,50	2,00	2,10
4.2	Comprensión de las necesidades y expectativas de las partes interesadas	1,50	2,00	2,20
4.3	Determinación del alcance del sistema de gestión de activos	1,00	1,50	1,90
4.4	Sistema de gestión de activos	1,00	1,50	2,20
5.1	Liderazgo y compromiso	1,00	1,00	1,95
5.2	Política	1,00	1,50	2,00
5.3	Roles, Responsabilidades y autoridad organizacional	1,00	1,50	2,00
6.1	Acciones para abordar los riesgos y las oportunidades para el sistema de gestión de activos	1,00	1,00	1,95
6.2.1	Objetivos de la gestión de activos	1,00	1,50	2,10
6.2.2	Planificación para lograr los objetivos de la gestión de activos	1,00	1,00	2,15
7.1	Recursos	1,00	1,00	1,90
7.2	Competencia	1,00	1,00	1,90
7.3	Toma de conciencia	1,50	1,50	2,10
7.4	Comunicación	1,50	1,50	2,00
7.5	Requisitos de información	1,00	1,00	2,15
7.6.1	Información documentada - Generalidades	1,00	1,00	1,95
7.6.2	Redacción y actualización	2,00	2,00	2,20
7.6.3	Control de la Información Documentada	2,00	2,00	2,20
8.1	Planificación y control operacional	1,00	1,00	2,10
8.2	Gestión de cambio (implementación planes y mejoras)	1,00	1,00	2,10
8.3	Tercerización (Alcance/Control)	1,50	1,50	1,90
9.1	Seguimiento, medición, análisis y evaluación	1,00	1,00	1,80
9.2	Auditoría Interna	1,00	1,00	1,50
9.3	Revisión por la dirección	1,50	1,50	2,10
10.1	No conformidad y acciones correctivas	1,00	1,00	1,90
10.2	Acciones preventivas	1,00	1,00	1,85
10.3	Mejora continua	1,00	1,00	1,95
<b>Promedio</b>	<b>Nivel de Madurez</b>	<b>1,19</b>	<b>1,31</b>	<b>2,01</b>

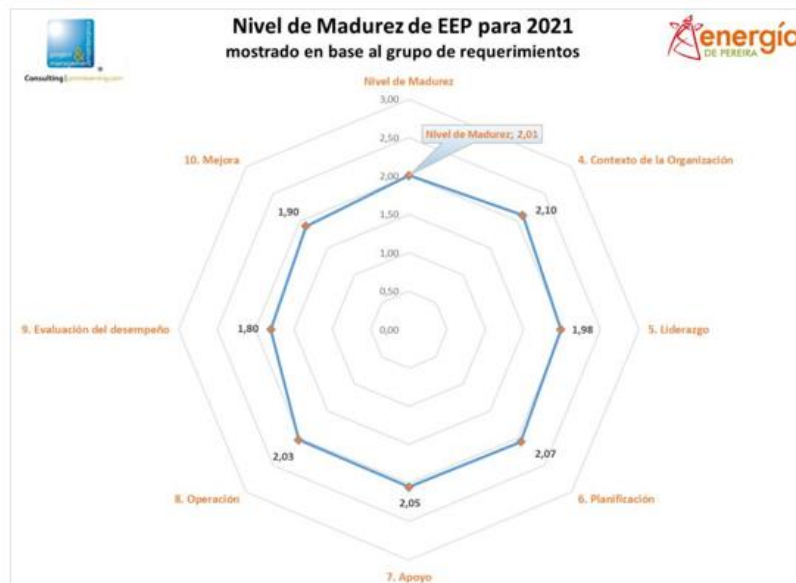
**Tabla 47. Movilización del nivel de madurez de los requisitos de la ISO 55001**



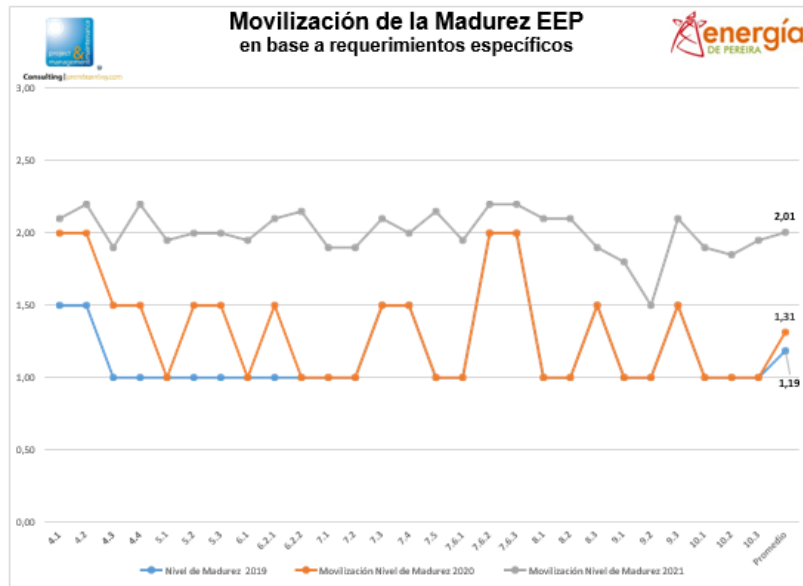
Las siguientes figuras muestran los valores de madurez para cada requerimiento y por grupo de requerimientos para esta última evaluación y luego la movilización o evolución de esta madurez a lo largo de los tres (3) años.



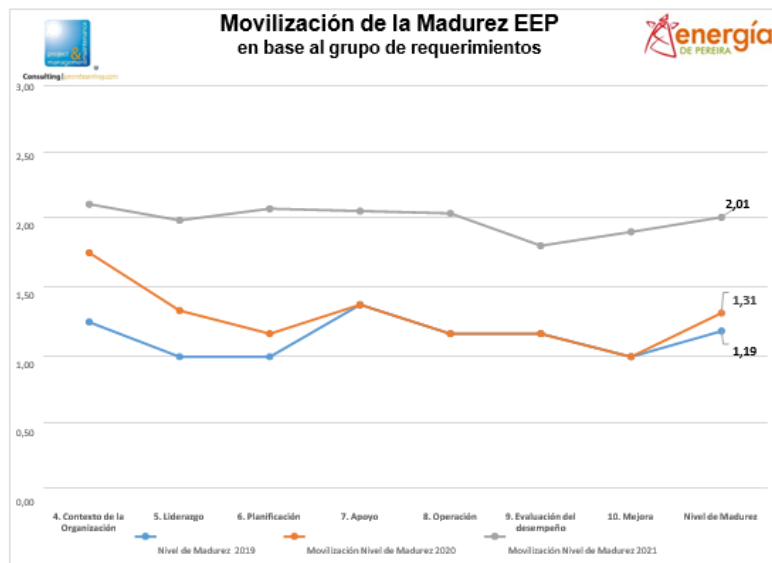
**Ilustración 13. Nivel de Madurez alcanzado por la Empresa de Energía de Pereira alineado a la ISO 55001:2014, mostrado en base a cada requerimiento**



**Ilustración 14. Nivel de Madurez alcanzado por la Empresa de Energía de Pereira alineado a la ISO 55001:2014, mostrado en base al grupo de requerimientos**



**Ilustración 15. Movilización del Nivel de Madurez alcanzado por la Empresa de Energía de Pereira alineado a la ISO 55001:2014, mostrado en base al grupo de requerimientos**



**Ilustración 16. Movilización del Nivel de Madurez alcanzado por la Empresa de Energía de Pereira alineado a la ISO 55001:2014, mostrado en base a cada requerimiento**

## 8.2. Software EAM

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.

Durante el 2020 hemos logrado un avance significativo en los planes de trabajo para la elaboración del Plan Estratégico de Gestión de Activos, enmarcados en: alcance, conocimiento de la organización y su contexto, objetivo y Política de Gestión de Activos. Igualmente, capacitamos el equipo de implantación del EAM para la revisión de información histórica de los activos y el desarrollo del modelo del EAM IBM MAXIMO adecuado para la gestión de activos de la Empresa de Energía de Pereira.

## 9. UC Especiales

Para el año 2020 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 disco compacto, 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 en disco compacto como “Resumen\_Año2\_Rev1”, “EEP\_BRA0\_Año2\_Rev1”, “EEP\_BRAFO\_Año2\_Rev1”, “EEP\_INVA\_Año2\_Rev1”, “EEP\_INVTR\_Año1\_Rev1”.

Para el “EEP\_GEORREFERENCIADA” se envía una carta anexa “CARTA\_GEORREFERENCIACIÓN” donde se exponen las razones por las cuales no se envía este punto del informe.