

INFORME DE EJECUCIÓN PLAN DE INVERSIONES ELECTROHUILA 2021

CREG 015





ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.

**INFORME DE EJECUCIÓN DEL
PLAN DE INVERSIONES 2021**



**SUBGERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
MARZO DE 2022**



ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P.

**INFORME DE EJECUCIÓN DEL
PLAN DE INVERSIONES 2021**



**SUBGERENCIA DE DISTRIBUCIÓN
MARZO DE 2022**

CONTENIDO

1.	INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN	12
1.1	RESUMEN EJECUTIVO	12
1.2	ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS	14
2.	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERADO	15
2.1	AREA DE INFLUENCIA	15
2.2	ACTIVOS OPERADOS	16
2.3	USUARIOS ATENDIDOS.....	16
2.4	DEMANDAS DE ENERGÍA Y DE POTENCIA.....	17
2.5	INDICADORES DE CALIDAD	18
2.6	SOLICITUDES DE CONEXIÓN.....	18
3.	RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIÓN APROBADO PARA EL PERIODO 2019 – 2023.....	20
3.1	PLAN DE INVERSIONES POR MUNICIPIO	20
3.2	PLAN DE INVERSIONES POR DEPARTAMENTO.....	21
3.3	PLAN DE INVERSIONES POR TIPO DE INVERSION	21
3.4	PLAN DE INVERSIONES POR NIVELES DE TENSIÓN	22
3.5	PLAN DE INVERSIONES POR CATEGORIA DE ACTIVOS	22
3.6	PLAN DE INVERSIONES POR DESTINACIÓN.....	23
3.7	INVERSIONES POR ZONAS OPERATIVAS DE LA EMPRESA.....	24
3.8	PROYECTOS DE INVERSION MAS RELEVANTES PARA ELECTROHUILA Y SUS USUARIOS	24
3.9	METAS DE CALIDAD DEL SERVICIO, PERDIDAS DE ENERGIA E INVERSIONES APROBADAS EN UN HORIZONTE DE CINCO AÑOS.....	26
3.10	METAS ANUALES DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	28
3.11	METAS ANUALES DE INVERSIÓN.....	29
3.12	PLAN DE INVERSIONES 2019 – 2023 Y COSTO DE REPOSICION DE REFERENCIA.....	30
4.	AVANCE DEL CUMPLIMIENTO DEL PLAN DE INVERSIÓN	31
4.1	INVERSIONES APROBADAS PARA 2021.....	31
4.2	INVERSIONES EJECUTADAS EN 2021.....	32
4.3	INVERSIONES EJECUTADAS POR TIPO.....	35





5. INVERSIONES EN COMPONENTES SOCIO AMBIENTALES Y DE SERVIDUMBRES, ASOCIADAS A LOS PROYECTOS DE INVERSION	38
6. DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN	39
7. DIAGRAMAS UNIFILARES ACTUALIZADOS	41
8. FORMATOS.....	41



INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Activos Operados a 31 de diciembre de 2021.....	16
Tabla 2 Número de usuarios por tipo - Electrohuila OR año 2021	16
Tabla 3 Número de usuarios del área de influencia de Electrohuila para el periodo 2019 – 2023	17
Tabla 4 Demandas de Energía y de Potencia 2019 – 2021	18
Tabla 5 Metas y valores reales de los indicadores de calidad media del servicio.	18
Tabla 6 Solicitudes de Conexión del área de influencia de Electrohuila. -OR para el año 2021	19
Tabla 7 Plan de Inversiones 2019 – 2023 por municipio.	21
Tabla 8 Plan de Inversiones. 2019 – 2023 por departamento.....	21
Tabla 9 Plan de Inversiones 2019 -2023 por nivel de tensión, Millones de \$ de diciembre de 2017.	22
Tabla 10 Plan de Inversiones 2019 -2023 por nivel de tensión, Millones de \$ de diciembre de 2017.	23
Tabla 11 Plan de Inversiones por destinación, Millones de \$ de diciembre de 2017.....	23
Tabla 12 Plan de Inversiones por zonas operativas de Electrohuila, Millones de \$ de diciembre de 2017.	24
Tabla 13 Metas y valores reales del Indicador SAIDI.	27
Tabla 14 Metas y valores reales del Indicador SAIFI.....	27
Tabla 15 Metas del indicador de calidad individual DIUG y Valor real de 2021.....	28
Tabla 16 Metas del indicador de calidad individual FIUG y valor real de 2021.....	28
Tabla 17 Metas anuales del Índice de Pérdidas Totales de Electrohuila 2019 - 2023.	28
Tabla 18 Metas de inversión 2019 – 2023 por nivel de tensión, millones de pesos de diciembre de 2017.	29
Tabla 19 Metas de inversión 2019 – 2023 por categoría, millones de pesos de diciembre de 2017.	30
Tabla 20 Costo de Reposición de Referencia e inversiones de 2021, Millones de pesos de diciembre de 2017.	30
Tabla 21 Inversiones por nivel de tensión y categoría de activos aprobadas vs Ejecución 2021, millones de pesos de diciembre de 2017.....	31
Tabla 22 Valor de las Inversiones en activos eléctricos puestos en operación comercial en 2021, millones de pesos de diciembre de 2017.....	33
Tabla 23 Valor de la Variable INVR j,n,l,t acotada para 2021, millones de pesos de diciembre de 2017.	33
Tabla 24 Valor del exceso inversión acumulado a 31 de diciembre de 2020, millones de pesos de diciembre de 2017.	34
Tabla 25 Valor de la Variable INVR j,n,l,t acotada para 2021 con adición del exceso de inversión de los años 2019 y 2020, millones de pesos de diciembre de 2017	35
Tabla 26 Inversiones ejecutadas año 2021 asociadas a la expansión de la infraestructura...	36





Tabla 27 Inversiones ejecutadas año 2021 asociadas a la calidad del servicio.	36
Tabla 28 Inversiones ejecutadas año 2021 asociadas a la reducción y mtto de perdidas.	37
Tabla 29 Inversiones ejecutadas año 2021 asociadas a la reposición de activos.	37
Tabla 30 Costos socio ambientales y de servidumbres de los proyectos puestos en operación comercial en 2021.....	38
Tabla 31 Porcentaje de avance INVA vs INVR 2021.....	39
Tabla 32 Porcentaje desviación INVA vs INVR 2021.	40





INDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1 Demanda de Energía 2021, GWh.	17
Gráfico 2 Demanda de Potencia Máxima 2021, MW.	17
Gráfico 3 Solicitudes de conexión recibidas 2021	19
Gráfico 4 Plan de Inversiones por tipo de inversión, Millones de pesos de diciembre de 2017.	22
Gráfico 5 Inversión INVA vs INVR 2021.....	32





INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Área de influencia EH 15





INTRODUCCIÓN

La Resolución CREG 015 DE 2018 estableció una nueva metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

Para la remuneración de los activos eléctricos, operador de Red entregó en la solicitud de aprobación de ingresos, el inventario de activos existentes a la fecha de corte definido en la resolución CREG 015 de 2018 y un plan de inversiones en el que se compromete a ejecutar inversiones anuales en activos durante los cinco años de duración del periodo tarifario.

En concordancia con el numeral 6,5 de la Resolución CREG 015, cada operador de Red debe anualmente presentar un informe sobre la ejecución del plan de inversión en el cual se presente el avance de cada uno de los proyectos y los ajustes realizados.

Los ajustes a los proyectos incluidos en el plan de inversión aprobado deben responder a la planeación de corto plazo adelantada por el operador de Red de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 070 de 1998 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

En concordancia con las disposiciones antes mencionadas, en concordancia con las disposiciones antes mencionadas, en este documento se presenta el informe de avance de la ejecución del plan de inversiones 2019 – 2023 que le fue aprobado a la Electrificadora del Huila S.A ESP mediante la Resolución CREG 008 de 2021; el avance se presenta para el tercer año del periodo tarifario 2022, acorde con los formatos y el contenido mínimo definido en las circulares emitidas por la CREG para tal fin.





OBJETO

Presentar el informe de ejecución del plan de inversiones aprobado para la Electrificadora Del Huila en el año 2021, en cumplimiento de lo dispuesto en los literales a., b., y c. del numeral 6.5 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 y lo establecido en las circulares CREG 024 y 047 de 2020.

ALCANCE

El informe presenta el sistema de distribución que operará Electrificadora Del Huila, en términos de las demandas de energía y de potencia, el área de influencia, los activos eléctricos operados y los puestos en operación comercial durante el año 2021, los indicadores de calidad del servicio, el índice de pérdidas totales de energía de la actividad de distribución. De igual manera se identifican los beneficios que recibirán los usuarios con la puesta en operación comercial de los nuevos proyectos, para el año 2020 se presenta información comparativa y seguimiento entre las inversiones, las metas aprobadas a la compañía y la ejecución real, presentando las justificaciones necesarias relativas a las desviaciones presentadas en la ejecución del plan de inversiones.



1. INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN

1.1 RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe detalla el avance del plan de inversión de ElectroHuila SA ESP en su tercer año de implementación, mostrando beneficios en la mejora en la calidad del servicio hacia los clientes del departamento del Huila y reduciendo el nivel de pérdidas que se tiene en el sistema eléctrico.

Como resultado de los indicadores de calidad media del servicio ELECTROHUILA S.A. E.S.P. obtiene en el año 2021 valores de SAIDI=41.72 Horas/ año y SAIFI=20.09 Interrupciones/año, con relación al año 2020 se aprecia una mejora en ambos indicadores (23% y 41% en los indicadores SAIDI y SAIFI, respectivamente). Aunque se obtiene una mejora en los indicadores de calidad del servicio del año 2021 respecto al resultado del año 2020, para el 2022, Electrohuila sigue fortaleciendo las estrategias dispuestas dentro de la compañía para seguir mejorando la calidad del servicio hacia nuestros usuarios.

Año del periodo tarifario	Límite superior banda indiferencia	SAIDI_Mj,t	Límite inferior banda indiferencia	SAIDI_Real
2019	34,47600	34,30500	34,13300	42,73000
2020	31,71800	31,56000	31,40200	54,07000
2021	29,18100	29,03500	28,89000	41,72000

Tabla 1 Metas y valores reales del Indicador SAIDI.

Año del periodo tarifario	Límite superior banda indiferencia	SAIFI_Mj,t	Límite inferior banda indiferencia	SAIFI_Real
2019	13,20100	13,13500	13,06900	29,44000
2020	12,14500	12,08400	12,02400	34,34000
2021	11,17300	11,11800	11,06200	20,09000

Tabla 2 Metas y valores reales del Indicador SAIFI.



TRANSMITIMOS BUENA ENERGIA





De acuerdo con la expansión del sistema eléctrico, el cual está relacionado con el crecimiento poblacional, se han dirigido las inversiones a garantizar el suministro confiable de energía eléctrica de los nuevos usuarios de la compañía.

De igual forma, apuntamos a tener un sistema eléctrico resiliente, el cual sea capaz de sobreponerse de forma efectiva a las diferentes adversidades que se puedan presentar, adaptando la operación a dar una respuesta inmediata.

Lo anteriormente expuesto, está muy relacionado con la implementación del Sistema de Gestión de Activos, de acuerdo con la norma internacional ISO 55.001: 2014.



1.2 ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS

Los beneficios más relevantes que reciben los usuarios en el corto y mediano plazo como resultado de la ejecución de los proyectos del plan de inversiones son:

- ✓ **Mejora en la calidad de la prestación del servicio de energía:** los proyectos relacionados con la calidad del servicio están dirigidas a reducir el número de veces y el tiempo que los usuarios están desconectados de la Red o no tienen servicio de energía eléctrica.
- ✓ **Infraestructura para el aumento de cobertura:** teniendo en cuenta el crecimiento poblacional del área de influencia de la compañía, las inversiones dirigidas a la expansión de la infraestructura garantizan el suministro confiable de energía eléctrica de los nuevos usuarios de la compañía.
- ✓ **Aumento de la confiabilidad del sistema:** La ejecución del plan de inversiones se logrará la puesta en operación comercial de nuevos activos eléctricos, ya sea para expandir la Red eléctrica o para reponer activos existentes; con lo anterior se logra reducir, las fallas en el servicio por obsolescencia de elementos de la red, lo cual implica una mayor confiabilidad del sistema de distribución, que se traduce en una mejor calidad del servicio mediante alternativas de respaldo en los elementos del sistema.
- ✓ **Reducción de las pérdidas de energía eléctrica:** las inversiones dirigidas a la disminución y al mantenimiento de las pérdidas de energía eléctrica tienen un gran beneficio a corto y mediano plazo para los usuarios, por cuanto estas reducen los costos del servicio que se pagan mensualmente para costear las pérdidas de energía eléctrica.



2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERADO

2.1 AREA DE INFLUENCIA

Actualmente ELECTROHUILA – OPERADOR DE RED atiende el departamento del Huila, así como unos sectores del municipio de Ataco (Tolima) y San Vicente del Caguán (Caquetá).

El sistema operado cuenta con tres (3) puntos de conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN):

- Central Betania: a través de dos (02) bancos de transformadores 230/115 kV.
- Subestación Altamira: a través de dos (02) bancos de transformadores 230/115 kV.
- Subestación Prado: conexión a 115 kV con la Subestación El Bote de propiedad de ELECTROHUILA.



TRANSMITIMOS
BUENA ENERGIA

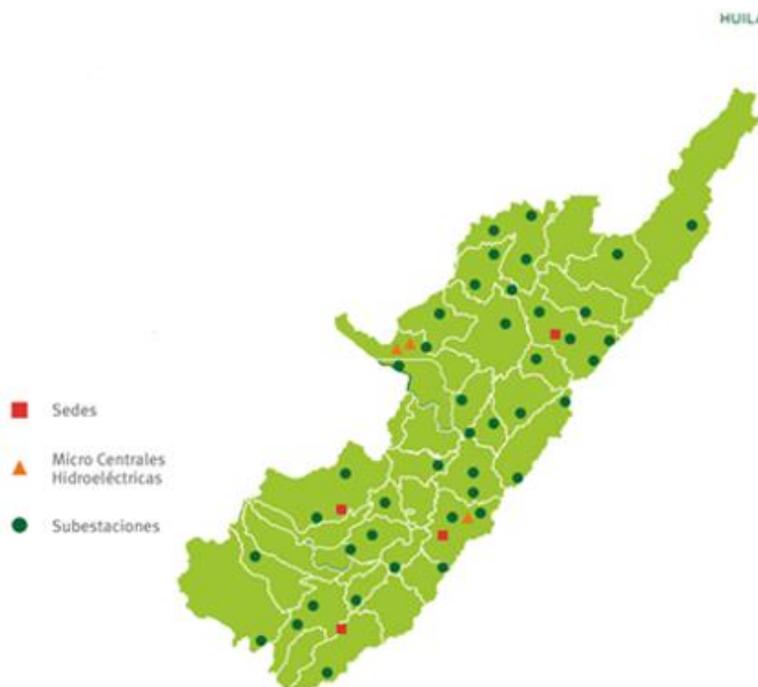


Ilustración 1 Área de influencia EH

2.2 ACTIVOS OPERADOS

En la tabla No.3 se aprecia la infraestructura operada por Electrohuila – OR con fecha de corte 31 de diciembre de 2021 y la comparación con las proyecciones presentadas por la empresa.

ACTIVOS OPERADOS	REAL	UNIDAD
Longitud de líneas STR	328,5	km
Longitud de líneas M.T.	11.931,4	km
S/E U4	542,6	MVA
S/E U3	241,1	MVA
S/E U2	2,0	MVA
Transformadores de Distribución	18.565	Un

Tabla 3 Activos Operados a 31 de diciembre de 2021

2.3 USUARIOS ATENDIDOS

El número total de usuarios del área de influencia del Electrohuila – OR fue en el año 2021 de. 421.122 usuarios, lo que representa un crecimiento del 3,2% respecto al año 2020.

En la tabla No.4 se presenta el número de usuarios atendidos por tipo para el año 2021.



TIPO DE USUARIOS	CANTIDAD
ALUMBRADO	1.070
COMERCIAL	24.614
INDUSTRIAL	781
OFICIAL	4.596
OTRO	810
RESIDENCIAL	388.682
SDL	420
NR	149

Tabla 4 Número de usuarios por tipo - Electrohuila OR año 2021



ITEM	2019	2020	2021
NÚMERO DE USUARIOS	397.869	407.901	421.122

Tabla 5 Número de usuarios del área de influencia de Electrohuila para el periodo 2019 – 2023

2.4 DEMANDAS DE ENERGÍA Y DE POTENCIA

La demanda neta de energía del Operador de Red ELECTROHUILA para el 2021 fue de 119,95 GWh real.

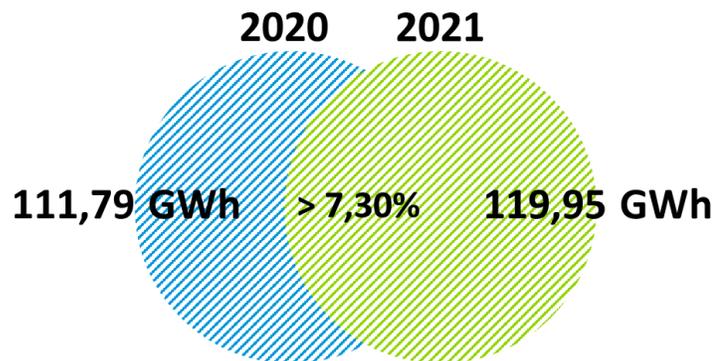


Gráfico 1 Demanda de Energía 2021, GWh.

La demanda máxima de potencia del Operador de Red ELECTROHUILA para el 2021 fue de 198,1 MW real.

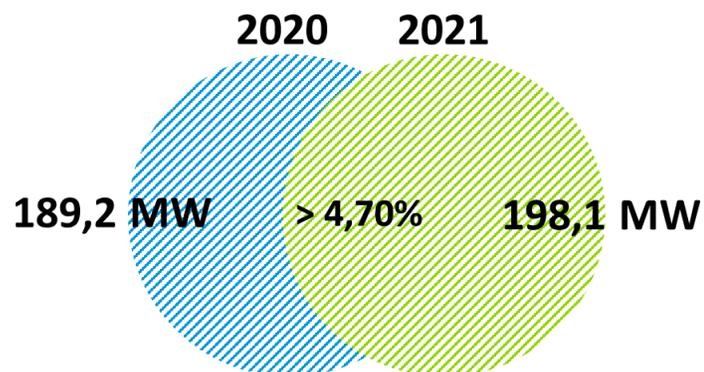


Gráfico 2 Demanda de Potencia Máxima 2021, MW.

En la tabla No. 6, se presenta el valor real de las demandas de energía y potencia para el periodo transcurrido entre el 2019 - 2021.

ITEM	2019	2020	2021
Demanda de energía, GWH	114,16	111,79	119,95
Demanda de potencia, MW	179,8	189,2	198,1

Tabla 6 Demandas de Energía y de Potencia 2019 – 2021

2.5 INDICADORES DE CALIDAD

Las metas y los valores reales de los indicadores de calidad media del servicio, SAIDI y SAIFI, se presentan en la tabla No. 7.

INDICADOR		2019	2020	2021
SAIDI, horas año	Meta	34,305	31,561	29,036
	Valor Real	42,73	54,07	41,72
SAIFI, veces año	Meta	13,135	12,084	11,117
	Valor Real	29,44	34,34	20,09

Tabla 7 Metas y valores reales de los indicadores de calidad media del servicio.

El cumplimiento de los indicadores de calidad media es positivo cuando el valor real es igual o menor a la meta.

2.6 SOLICITUDES DE CONEXIÓN

Durante el 2021 se recibieron un total de 12.218 solicitudes, de las cuales 138 fueron solicitudes de conexión recibidas por AGPE, GD entre otros. Las restantes 12.080 solicitudes de conexión fueron de usuarios no regulados y regulados.



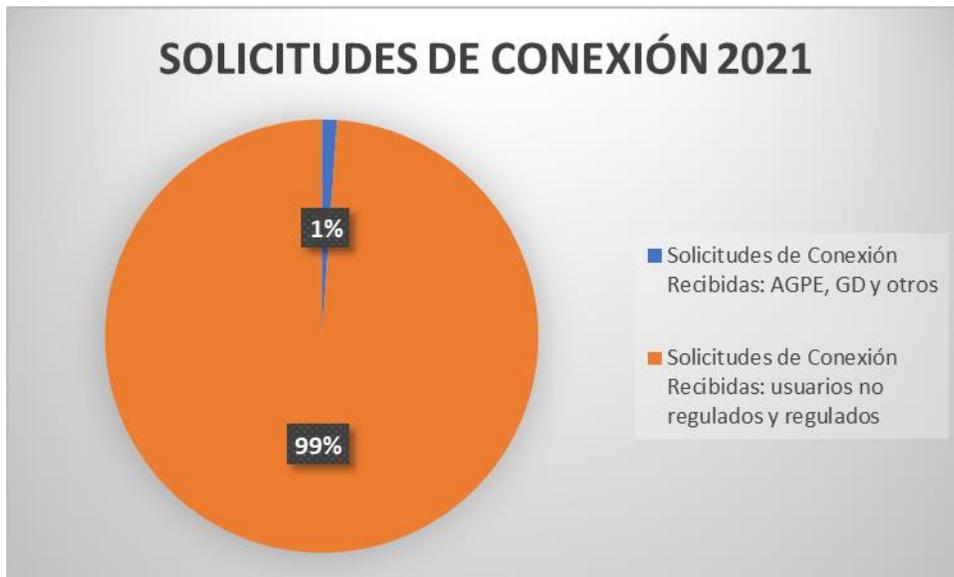


Gráfico 3 Solicitudes de conexión recibidas 2021

En la tabla No. 8 se presenta la proyección del número de conexiones a atender en el periodo 2019 – 2023 y la cantidad obtenida en los años 2019, 2020 y 2021.

ITEM	NIVEL	REAL
Solicitudes de Conexión Recibidas: usuarios no regulados y regulados	Nivel 1	12.018
	Nivel 2	61
	Nivel 3	1
	Total	12.080
Solicitudes de Conexión Recibidas: AGPE, GD y otros	Total	138

Tabla 8 Solicitudes de Conexión del área de influencia de Electrohuila. -OR para el año 2021



3. RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIÓN APROBADO PARA EL PERIODO 2019 – 2023

De acuerdo con la Resolución CREG 008 de 2021, mediante la cual se aprobaron las variables para el cálculo de los ingresos y cargos de Electrohuila para el periodo 2019 – 2023, se presenta el plan de inversiones aprobado, en los siguientes tipos de desagregación: por municipio, por tipo de inversión; por nivel de tensión, por categoría de activos.

3.1 PLAN DE INVERSIONES POR MUNICIPIO

A continuación, se presentan las inversiones para treinta y cinco (35) municipios del departamento del Huila, municipios de influencia de Electrohuila – Operador de red.

MUNICIPIO	MILLONES DE PESOS DE DICIEMBRE DE 2017
GIGANTE	3.646
NEIVA	64.127
ISNOS	2.857
PALERMO	14.928
TIMANA	2.162
PITAL	1.116
AIPE	14.218
IQUIRA	1.773
GARZON	3.614
PITALITO	24.609
COLOMBIA	1.240
LA ARGENTINA	818
TESALIA	23.584
ALTAMIRA	582
ALGECIRAS	13.934
VILLAVIEJA	682
ACEVEDO	8.753
CAMPOALEGRE	2.015
SAN AGUSTÍN	2.399
RIVERA	881
LA PLATA	17.261
YAGUARA	2.333
GUADALUPE	5.661
NATAGA	343



MUNICIPIO	MILLONES DE PESOS DE DICIEMBRE DE 2017
SANTA MARÍA	897
AGRADO	2.235
ELIAS	951
OPORAPA	707
TARQUI	6.036
PALESTINA	476
SALADO BLANCO	9.651
HOBO	1.359
BARAYA	3.154
VEGALARGA	631
SUAZA	3.467
Total, Municipios	243.101

Tabla 9 Plan de Inversiones 2019 – 2023 por municipio.

3.2 PLAN DE INVERSIONES POR DEPARTAMENTO

Se presentan las inversiones en los tres departamentos, en los cuales se encuentra el área de influencia de Electrohuila – Operador. De red.

MUNICIPIO	MILLONES DE PESOS DE DICIEMBRE DE 2017
CAQUETÁ	0.0
HUILA	243.101
TOLIMA	0.0

Tabla 10 Plan de Inversiones. 2019 – 2023 por departamento.



3.3 PLAN DE INVERSIONES POR TIPO DE INVERSION

El plan de inversiones para el periodo tarifario 2019 – 2023 se puede considerar de acuerdo con los cuatro (4) tipos de inversión, previstos en el Capítulo Sexto del anexo general del a Resolución CREG 015 de 2018.

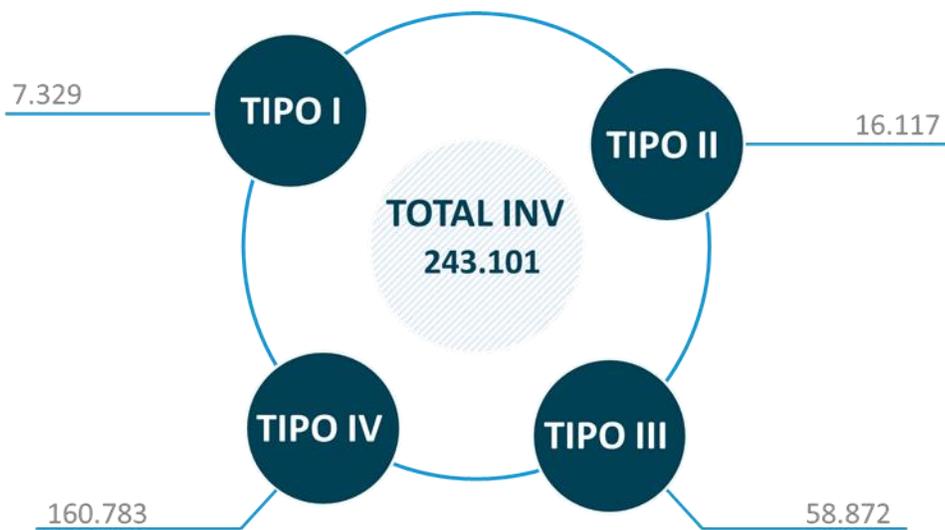


Gráfico 4 Plan de Inversiones por tipo de inversión, Millones de pesos de diciembre de 2017.

3.4 PLAN DE INVERSIONES POR NIVELES DE TENSIÓN

Las inversiones para cada uno de los niveles de tensión se aprecian a continuación:

INVERSIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
U = 4	4.500	109	17.896	1.744	4.181	13.050
U = 3	15.636	6.345	33.936	28.759	28.869	88.076
U = 2	26.133	6.983	29.498	16.982	8.481	113.545
U = 1	5.014	2.723	3.292	1.445	575	28.431
Total, por Nivel de Tensión	51.283	16.160	84.622	48.931	42.105	243.101

Tabla 11 Plan de Inversiones 2019 -2023 por nivel de tensión, Millones de \$ de diciembre de 2017.



TRANSMITIMOS BUENA ENERGIA



3.5 PLAN DE INVERSIONES POR CATEGORIA DE ACTIVOS

El plan de inversiones para cada una de las categorías de activos se presenta en la tabla No. 12.

CATEGORÍA DE ACTIVOS L	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
I = 1	2.153	443	7.606	2.309	9.309	21.819
I = 2	-	-	-	-	-	-
I = 3	3.992	240	9.574	3.643	2.245	19.695
I = 4	3.603	6	3.110	1.156	2.484	10.359
I = 5	1.971	185	1.163	660	456	4.435
I = 6	89	-	1.825	773	758	3.444
I = 7	17.713	11.171	43.538	28.031	19.510	119.962
I = 8	105	72	1.662	247	57	2.143
I = 9	8.660	992	6.528	5.440	3.114	24.733
I = 10	7.983	328	6.325	5.227	3.599	23.462
I = 11	1.566	792	1.183	696	220	4.457
I = 12	3.448	1.931	2.109	749	354	8.593
Total, por Categorías	51.283	16.160	84.622	48.931	42.105	243.101

Tabla 12 Plan de Inversiones 2019 -2023 por nivel de tensión, Millones de \$ de diciembre de 2017.

3.6 PLAN DE INVERSIONES POR DESTINACIÓN

De acuerdo con la Resolución CREG 015 de 2018, las inversiones se pueden clasificar en cinco (5) objetivos o destinaciones:

- Expansión de la infraestructura
- Calidad del servicio
- Reposición de activos existentes
- Reducción y mantenimiento de pérdidas de energía eléctrica
- Gestión de Activos

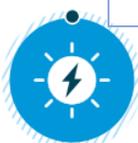
En la Tabla No.13. se aprecia esta clasificación.

INVERSIÓN POR TIPO DE DESTINACIÓN	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
Expansión	2.657	1.385	1.768	921	1.433	8.164
Calidad del Servicio	25.137	14.333	73.473	41.350	37.219	191.512
Reposición	19.863	443	684	-	1.826	22.816
Reducción y Mto de pérdidas de EE	3.626	-	7.884	4.220	-	15.730
Gestión de Activos	-	-	813	2.440	1.627	4.880
Total, por destinación	51.283	16.160	84.622	48.931	42.105	243.101

Tabla 13 Plan de Inversiones por destinación, Millones de \$ de diciembre de 2017.



TRANSMITIMOS BUENA ENERGÍA



3.7 INVERSIONES POR ZONAS OPERATIVAS DE LA EMPRESA

El plan de inversiones para cada una de las zonas operativas se presenta en la Tabla No. 14.

ZONA	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
Zona Centro	13.019	1.881	6.992	1.198	5.126	28.216
Zona Norte	29.005	9.335	34.434	18.412	24.992	116.178
Zona Sur	5.935	4.801	15.388	16.580	11.580	54.284
Zona Occidente	3.324	143	27.809	12.740	407	44.424
Total, Zonas	51.283	16.160	84.622	48.931	42.105	243.101

Tabla 14 Plan de Inversiones por zonas operativas de Electrohuila, Millones de \$ de diciembre de 2017.

3.8 PROYECTOS DE INVERSION MAS RELEVANTES PARA ELECTROHUILA Y SUS USUARIOS

El plan de inversiones del operador de red, Electrohuila, se compone de Doscientos setenta y seis (276) proyectos de 2019 al 2023, de los cuales se destacan como prioritarios para Electrohuila y sus usuarios los siguientes:

- ✓ CAMBIO DE TRANSFORMADOR DE POTENCIA SUBESTACIÓN AIPE

Una vez adelantado el análisis técnico del transformador de potencia 34.5 / 13.8 kV de la subestación Aipe conforme a la valoración de activos y clasificación de las UC dispuestas en la Resolución CREG 015 de 2018, se ve la necesidad de realizar el cambio del transformador de potencia de la subestación, en vista de que ya culminó su ciclo de vida útil con más de 47 años en funcionamiento.

- Los usuarios que se van a ver beneficiados con el proyecto son aproximadamente 6.700.



✓ CUMPLIMIENTO RES CREG 015-2018 TERCER ELEMENTO DE CORTE EN LINEA.

Se considera la instalación de reconectores para los circuitos de nivel de tensión 3 y 2, con el fin de cumplir lo estipulado por el numeral F del artículo 10 de la resolución 085 del 2018 de la CREG, y aumentar la seguridad de las redes de distribución del departamento del Huila ante una eventualidad. Por otro lado, se evitan que los elementos de corte y maniobra que se encuentran sobre circuitos de nivel de tensión II y III del departamento del Huila presenten fallas propias causadas por la obsolescencia y no puedan actuar frente alguna eventualidad, por lo cual se añade un tercer elemento de respaldo sobre estos circuitos, lo anterior con el fin de apuntar a la resiliencia del sistema eléctrico.

- Se aumenta la capacidad detectar, aislar y despejar en el menor tiempo posible las fallas eléctricas que se puedan presentar en las redes de distribución del departamento del Huila.
- Se garantiza la capacidad de atención en la evolución de la demanda futura, reduciendo las afectaciones en el servicio a los usuarios existentes, generando confianza y desarrollo en la región.

✓ LINEA 34.5KV ALTAMIRA-S/E SAN ANTONIO Y ADECUACION DE CIRCUITOS LA PITA-FÁTIMA DE GARZON Y LOS CAUCHOS DE GUADALUPE

Para el mejoramiento de los niveles de tensión en los ramales finales del circuito la Pita - Fátima, se considera la construcción de una nueva subestación eléctrica, cuya localización óptima de acuerdo con el criterio de mayor concentración de carga es en la vereda San Antonio del Pescado; La subestación planteada tiene un poder de transformación de 2,5 MVA, una alimentación y barraje en 34.5 kV de la subestación Guadalupe y dos salidas de circuitos en 13.8 kV. El trazado de la línea 34.5 kV es por el antiguo circuito 13.8 kV los Guadalupe – Los Cauchos, la carga de los circuitos nuevos 13.8 kV corresponden al 44% del circuito la Pita - Fátima y el 62.07% del circuito Guadalupe – Los Cauchos.

- Los usuarios que se van a ver beneficiados con el proyecto son aproximadamente 4.655.



✓ CONSTRUCCION LINEA 34.5KV PARA SUBESTACION JUNCAL Y REFORMA DE CIRCUITOS ASOCIADOS

Para el mejoramiento de los niveles de tensión en los ramales finales del circuito Palermo – Juncal, se determinó la construcción de una nueva subestación, cuya localización es el centro poblado El Juncal; la subestación planteada tiene un poder de transformación de 2,5 MVA, una alimentación en 34.5 kV por la línea Bote – Neiva I y dos salidas de circuitos en 13.8 kV.

La carga de los circuitos nuevos 13.8 kV corresponden al 70% del circuito Palermo – Juncal y el 20.73% del circuito Rivera – La Ulloa, la salida tiene conductor ecológico con calibre 1/0, el cual permite garantizar una mejora en el servicio de energía en condiciones normales y de contingencias. Cada circuito integra 3 reconectores, ubicados en zonas estratégicas para facilitar las operaciones en la red eléctrica.

- Los usuarios que se van a ver beneficiados con el proyecto son aproximadamente 5.724.

Lo anterior con base la relación beneficio costo que representan estos proyectos y su impacto positivo en la confiabilidad y calidad del servicio de energía para todos los usuarios finales clientes de Electrohuila.

3.9 METAS DE CALIDAD DEL SERVICIO, PERDIDAS DE ENERGIA E INVERSIONES APROBADAS EN UN HORIZONTE DE CINCO AÑOS

➤ METAS DE CALIDAD MEDIA DEL SERVICIO

La calidad media del sistema distribución local se mide por medio del indicador SAIDI que contabiliza el número total anual de horas de desconexión y el indicador SAIFI que mide el número de desconexiones en un año.

Cada uno de estos dos indicadores tiene una banda de indiferencia del 0,5% por encima y por debajo de la meta, se considera que la meta se cumple cuando el valor real del indicador está dentro de la banda de indiferencia. En las Tablas No. 15 y 16 aparecen las metas y los valores reales de los indicadores de calidad media.



Año del periodo tarifario	Límite superior banda indiferencia	SAIDI_Mj,t	Límite inferior banda indiferencia	SAIDI_Real
2019	34,47600	34,30500	34,13300	42,73000
2020	31,71800	31,56000	31,40200	54,07000
2021	29,18100	29,03500	28,89000	41,72000

Tabla 15 Metas y valores reales del Indicador SAIDI.

Año del periodo tarifario	Límite superior banda indiferencia	SAIFI_Mj,t	Límite inferior banda indiferencia	SAIFI_Real
2019	13,20100	13,13500	13,06900	29,44000
2020	12,14500	12,08400	12,02400	34,34000
2021	11,17300	11,11800	11,06200	20,09000

Tabla 16 Metas y valores reales del Indicador SAIFI.

Como resultado de los indicadores de calidad media del servicio ELECTROHUILA S.A. E.S.P. obtiene en el año 2021 valores de SAIDI=41.72 Horas/ año y SAIFI=20.09 Interrupciones/año, se aprecia que no se alcanzó el cumplimiento de metas regulatorias; sin embargo, con relación al año 2020 se aprecia una mejora en ambos indicadores (23% y 41% en los indicadores SAIDI y SAIFI, respectivamente). Aunque se obtiene una mejora en los indicadores de calidad del servicio del año 2021 respecto al resultado del año 2020, es necesario para el 2022 fortalecer aún más las estrategias que se han dispuesto dentro de la compañía para alcanzar un horizonte de cumplimiento de las metas regulatorias.



➤ METAS DE CALIDAD INDIVIDUAL DEL SERVICIO

De acuerdo con lo previsto en el numeral 5.5.2 de la Resolución CREG 015 de 2018, la calidad individual del servicio que recibe cada usuario del sistema de distribución local esta medida por medio de dos indicadores, DIUG, horas/año, para la duración de eventos. Y FIUG, veces/año, para la frecuencia de eventos. Electrohuila al igual que los demás OR tiene metas de calidad mínima garantizada, DIUG j,n,q y FIUG j,n,q; estos valores son constantes para todo el periodo tarifario.



Se cumple con la calidad mínima garantizada si los valores reales de los indicadores son iguales o inferiores a las metas de calidad mínima

garantizada. En las tablas No. 17 y 18, se presentan las metas y los valores reales de 2021 de los indicadores de calidad mínima garantizada.

		DIUG nivel de tensión 2 y 3			DIUG nivel de tensión 1		
		Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Meta	Riesgo 1	15,47	37,67	46,62	29,00	62,37	81,02
	Riesgo 2		49,28	4,99		41,70	125,98
Real	Riesgo 1	9,77	10,50	36,74	21,32	35,10	144,70
	Riesgo 2		9,56	49,61		26,14	183,21

Tabla 17 Metas del indicador de calidad individual DIUG y Valor real de 2021.

		FIUG nivel de tensión 2 y 3			FIUG nivel de tensión 1		
		Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Meta	Riesgo 1	15	40	18	15	21	27
	Riesgo 2		16	11		14	29
Real	Riesgo 1	7	11,2	17	13	31	44
	Riesgo 2		12,4	15		26	50

Tabla 18 Metas del indicador de calidad individual FIUG y valor real de 2021.

3.10 METAS ANUALES DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA



TRANSMITIMOS
BUENA ENERGÍA

Electrohulla cuenta con una senda de reducción de pérdidas, aprobada en la Resolución CREG 008 de 2021, la cual se presenta en la Tabla No. 19.

MNTO. Y REDUCCION PERDIDAS, %	2019	2020	2021
IPT Meta	13,67%	13,62%	13,23%
IPT Real	12,28%	12,58%	14,16%

Tabla 19 Metas anuales del Índice de Pérdidas Totales de Electrohulla 2019 - 2023.

El rezago de lo acontecido al país en el 2020 por la emergencia sanitaria que afectó, sumado al paro nacional en Colombia que se extendió por casi un mes y medio a mediados de los meses de marzo y abril de 2021, afectó notoriamente la intervención en el control de las pérdidas toda vez que el



personal operativo no pudo desplazarse a realizar acciones de inspección, días de bloqueos en las principales vías del país que generaron reducción de la demanda de energía, aumento de precios de alimentos, pérdidas millonarias de productos agrícolas y una amenaza para la recuperación económica del país que ya venía sufriendo por cuenta de la crisis de la pandemia.

Según el gobierno y sectores empresariales. Durante seis (6) meses se identificó discontinuidad en la operación de gestión de pérdidas, esto, como consecuencia de la situación económica de algunos sectores residenciales y comerciales, que motivó el uso indebido del servicio por parte de algunos clientes, impidiendo el registro confiable de los consumos y no se facturó la energía real suministrada causando un crecimiento del indicador general de pérdidas de energía.

3.11 METAS ANUALES DE INVERSIÓN

Las metas anuales de inversión por nivel de tensión y por categoría de activos se presentan en las tablas No. 20 y 21.

INVERSIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
U = 1	5.014	2.723	3.292	1.445	575	13.050
U = 2	26.133	6.983	29.498	16.982	8.481	88.076
U = 3	15.636	6.345	33.936	28.759	28.869	113.545
U = 4	4.500	109	17.896	1.744	4.181	28.431
Total, por Nivel de Tensión	51.283	16.160	84.622	48.931	42.105	243.101

Tabla 20 Metas de inversión 2019 – 2023 por nivel de tensión, millones de pesos de diciembre de 2017.



TRANSMITIMOS
BUENA ENERGÍA



CATEGORÍA DE ACTIVOS I	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
I = 1	2.153	443	7.606	2.309	9.309	21.819
I = 2	-	-	-	-	-	-
I = 3	3.992	240	9.574	3.643	2.245	19.695
I = 4	3.603	6	3.110	1.156	2.484	10.359
I = 5	1.971	185	1.163	660	456	4.435
I = 6	89	-	1.825	773	758	3.444
I = 7	17.713	11.171	43.538	28.031	19.510	119.962
I = 8	105	72	1.662	247	57	2.143

I = 9	8.660	992	6.528	5.440	3.114	24.733
I = 10	7.983	328	6.325	5.227	3.599	23.462
I = 11	1.566	792	1.183	696	220	4.457
I = 12	3.448	1.931	2.109	749	354	8.593
Total, por Categorías	51.283	16.160	84.622	48.931	42.105	243.101

Tabla 21 Metas de inversión 2019 – 2023 por categoría, millones de pesos de diciembre de 2017.

3.12 PLAN DE INVERSIONES 2019 – 2023 Y COSTO DE REPOSICION DE REFERENCIA

El costo de reposición de referencia para el inicio del periodo tarifario (CRR) aprobado para Electrohuila en la resolución CREG 072 de 2021 se presenta en la tabla No. 22.

VARIABLE	PESOS DE DICIEMBRE DE 2017	LÍMITE VALOR DEL PLAN [8%] CRR	INVERSIÓN 2021
CRRj	991.967	79.357	84.622
Crrj,4	161.594	12.928	17.896
Crrj,3	199.963	15.997	33.936
Crrj,2	473.826	37.906	29.498
Crrj,1	156.584	12.527	3.292

Tabla 22 Costo de Reposición de Referencia e inversiones de 2021, Millones de pesos de diciembre de 2017.



En concordancia con el literal b del numeral 6.4 de la Resolución CREG 015 de 2018, el valor anual del plan de inversiones, por nivel de tensión no debe superar el 8% del costo de reposición de referencia CRR, salvo que la CREG en la Resolución de aprobación de variables para el cálculo de ingresos y cargos haya aprobado dicha diferencia como se aprecia en la tabla No. 22.

4. AVANCE DEL CUMPLIMIENTO DEL PLAN DE INVERSIÓN

En este capítulo se presenta las inversiones puestas en operación comercial durante 2021 así como las metas de los indicadores de calidad del servicio y de recuperación y mantenimiento de pérdidas de energía eléctrica.

Los resultados se comparan con las metas aprobadas por la CREG a Electrohuila, con el objeto de hacer seguimiento e identificar las desviaciones en la ejecución del plan.

4.1 INVERSIONES APROBADAS PARA 2021

Para el año 2021, la CREG aprobó a Electrohuila las inversiones que se presentan a continuación y que corresponden a la variable INVA j,n,l,t.

CATEGORÍA DE ACTIVOS l	N4		N3		N2		N1		TOTAL	
	INVA	INVR	INVA	INVR	INVA	INVR	INVA	INVR	INVA	INVR
I = 1	-	-	3.715	-	3.891	924	-	-	7.606	924
I = 2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
I = 3	2.153	-	4.819	912	2.601	554	-	-	9.574	1.466
I = 4	934	-	1.721	2	455	4	-	-	3.110	6
I = 5	203	-	461	18	499	49	-	-	1.163	67
I = 6	987	-	526	122	312	307	-	-	1.825	429
I = 7	11.511	-	17.539	351	14.488	10.739	-	-	43.538	11.090
I = 8	-	-	1.256	-	405	-	-	-	1.662	-
I = 9	-	-	1.790	399	4.738	713	-	-	6.528	1.112
I = 10	2.108	63	2.108	63	2.108	63	-	-	6.325	189
I = 11	-	-	-	-	-	-	1.183	3.622	1.183	3.622
I = 12	-	-	-	-	-	-	2.109	4.837	2.109	4.837
Total, por Categorías	17.896	63	33.936	1.868	29.498	13.352	3.292	8.459	84.622	23.742

Tabla 23 Inversiones por nivel de tensión y categoría de activos aprobadas vs Ejecución 2021, millones de pesos de diciembre de 2017.





Gráfico 5 Inversión INVA vs INVR 2021.

4.2 INVERSIONES EJECUTADAS EN 2021

Las inversiones en activos eléctricos puestos en operación comercial durante el año 2021 se incluyen en la variable INVR_{j,n,l,3}. Esta variable se calcula por nivel de tensión y por categoría de activos. En la tabla No. 24 aparece el valor total de esta variable por categorías.



CATEGORÍA DE ACTIVOS <i>l</i>	NIVEL 4	NIVEL 3	NIVEL 2	NIVEL 1	TOTAL
<i>l</i> = 1	-	-	924	-	924
<i>l</i> = 2	-	-	-	-	-
<i>l</i> = 3	-	912	554	-	1.466
<i>l</i> = 4	-	2	4	-	6
<i>l</i> = 5	-	18	49	-	67
<i>l</i> = 6	-	122	307	-	429
<i>l</i> = 7	-	351	10.739	-	11.090
<i>l</i> = 8	-	-	-	-	-
<i>l</i> = 9	-	399	713	-	1.112
<i>l</i> = 10	63	63	63	-	189

I = 11	-	-	-	3.622	3.622
I = 12	-	-	-	4.837	4.837
Total, por Categorías	63	1.868	13.352	8.459	23.742

Tabla 24 Valor de las Inversiones en activos eléctricos puestos en operación comercial en 2021, millones de pesos de diciembre de 2017.

El numeral 3.1.1.2 de la Resolución CREG 015 de 2018 establece para la variable INVR j,n,l,t “Para los niveles de tensión 1, 2 y 3 el valor máximo de esta variable para el año t es 1.1 veces la variable INVA j,n,l,t . En caso de superarse este valor, la diferencia se puede incorporar en el INVR j,n,l,t del siguiente año”

Con base en la norma antes transcrita, a los valores de las diferentes categorías de los niveles de tensión 1, 2 y 3, de la tabla No.24, se les aplica el acotamiento correspondiente a $(1,1 * INVA j,n,l,t)$, con lo cual se obtienen el INVR j,n,l,t acotado previsto en la Resolución CREG 015 de 2018. Los valores se aprecian en la tabla No.25

CATEGORÍA DE ACTIVOS I	NIVEL 4	NIVEL 3	NIVEL 2	NIVEL 1	TOTAL
I = 1	-	-	924	-	924
I = 2	-	-	-	-	-
I = 3	-	912	554	-	1.466
I = 4	-	2	4	-	6
I = 5	-	18	49	-	67
I = 6	-	122	277	-	400
I = 7	-	351	10.739	-	11.090
I = 8	-	-	-	-	-
I = 9	-	399	713	-	1.112
I = 10	63	63	63	-	189
I = 11	-	-	-	1.301	1.301
I = 12	-	-	-	2.552	2.552
Total, por Categorías	63	1.868	13.323	3.853	19.107

Tabla 25 Valor de la Variable INVR j,n,l,t acotada para 2021, millones de pesos de diciembre de 2017.



Ahora bien, en los dos años anteriores de ejecución del plan de inversiones, 2019 y 2020, se presentaron diferencias entre las variables INVR j,n,l,t sin Acotamiento y con acotamiento, tal y como lo establece la Resolución CREG 015 de 2018, estos excesos de inversión, se pueden incluir en la variable INVR



j,n,l,t del siguiente año, sin que el valor de la variable sobre para el 110% del INVA j,n,l,t en los niveles de tensión 1, 2 y 3.

En la tabla No. 26, se presenta el exceso de inversión acumulado a 31 de diciembre de 2020.

CATEGORÍA DE ACTIVOS <i>l</i>	NIVEL 4	NIVEL 3	NIVEL 2	NIVEL 1	TOTAL
<i>l</i> = 1	-	-	-	-	-
<i>l</i> = 2	-	-	-	-	-
<i>l</i> = 3	-	-	-	-	-
<i>l</i> = 4	-	2.575	266	-	2.840
<i>l</i> = 5	-	-	-	-	-
<i>l</i> = 6	-	-	-	-	-
<i>l</i> = 7	-	-	-	-	-
<i>l</i> = 8	-	248	637	-	885
<i>l</i> = 9	-	-	1.162	-	1.162
<i>l</i> = 10	-	-	-	-	-
<i>l</i> = 11	-	-	-	3.779	3.779
<i>l</i> = 12	-	-	-	895	895
Total, por Categorías	-	2.823	2.065	4.674	9.562

Tabla 26 Valor del exceso inversión acumulado a 31 de diciembre de 2020, millones de pesos de diciembre de 2017.

Considerando el valor del exceso de inversión que se puede incluir en el INVR j,n,l,t del año 2021, el valor definitivo de la variable INVR j,n,l,t de 2021 equivale a 28.668 millones de pesos de diciembre de 2017; la desagregación de este valor se aprecia en la tabla No. 27:



CATEGORÍA DE ACTIVOS <i>l</i>	NIVEL 4	NIVEL 3	NIVEL 2	NIVEL 1	TOTAL
<i>l</i> = 1	-	-	924	-	924
<i>l</i> = 2	-	-	-	-	-
<i>l</i> = 3	-	912	554	-	1.466
<i>l</i> = 4	-	2.577	270	-	2.847
<i>l</i> = 5	-	18	49	-	67
<i>l</i> = 6	-	122	277	-	400
<i>l</i> = 7	-	351	10.739	-	11.090

<i>I</i> = 8	-	248	637	-	885
<i>I</i> = 9	-	399	1.875	-	2.274
<i>I</i> = 10	63	63	63	-	189
<i>I</i> = 11	-	-	-	5.080	5.080
<i>I</i> = 12	-	-	-	3.447	3.447
Total, por Categorías	63	4.690	15.388	8.527	28.668

Tabla 27 Valor de la Variable INVR j,n,l,t acotada para 2021 con adición del exceso de inversión de los años 2019 y 2020, millones de pesos de diciembre de 2017

4.3 INVERSIONES EJECUTADAS POR TIPO

De acuerdo con la Resolución CREG 015 de 2018, las inversiones ejecutadas para el año 2021 se clasificaron en cuatro (4) objetivos o destinaciones:

- Expansión de la infraestructura
- Calidad del servicio
- Reposición de activos existentes
- Reducción y mantenimiento de pérdidas de energía eléctrica

En la Tabla No.28, 29, 30 y 31 se aprecia esta clasificación:

✓ INVERSIONES ASOCIADAS A LA EXPANSIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA



CATEGORÍA DE ACTIVOS <i>l</i>	NIVEL 4	NIVEL 3	NIVEL 2	NIVEL 1	TOTAL
<i>I</i> = 1	-	-	-	-	-
<i>I</i> = 2	-	-	-	-	-
<i>I</i> = 3	-	-	-	-	-
<i>I</i> = 4	-	-	-	-	-
<i>I</i> = 5	-	-	-	-	-
<i>I</i> = 6	-	-	-	-	-
<i>I</i> = 7	-	134	6.904	-	7.038
<i>I</i> = 8	-	-	-	-	-
<i>I</i> = 9	-	309	481	-	790
<i>I</i> = 10	-	-	-	-	-

I = 11	-	-	-	3.447	3.447
I = 12	-	-	-	3.895	3.895
Total, por Categorías	-	443	7.385	7.342	15.170

Tabla 28 Inversiones ejecutadas año 2021 asociadas a la expansión de la infraestructura.

✓ INVERSIONES ASOCIADAS A LA CALIDAD DEL SERVICIO

CATEGORÍA DE ACTIVOS 1	NIVEL 4	NIVEL 3	NIVEL 2	NIVEL 1	TOTAL
I = 1	-	-	241	-	241
I = 2	-	-	-	-	-
I = 3	-	129	252	-	382
I = 4	-	2	4	-	6
I = 5	-	18	49	-	67
I = 6	-	44	50	-	94
I = 7	-	217	3.132	-	3.349
I = 8	-	-	-	-	-
I = 9	-	90	231	-	322
I = 10	63	63	63	-	189
I = 11	-	-	-	175	175
I = 12	-	-	-	360	360
Total, por Categorías	63	564	4.023	535	5.185

Tabla 29 Inversiones ejecutadas año 2021 asociadas a la calidad del servicio.



TRANSMITIMOS
BUENA ENERGÍA



✓ INVERSIONES DEL PROYECTO REDUCCIÓN Y MANTENIMIENTO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

CATEGORÍA DE ACTIVOS 1	NIVEL 4	NIVEL 3	NIVEL 2	NIVEL 1	TOTAL
I = 1	-	-	-	-	-
I = 2	-	-	-	-	-
I = 3	-	-	-	-	-
I = 4	-	-	-	-	-
I = 5	-	-	-	-	-

I = 6	-	-	-	-	-
I = 7	-	-	22	-	22
I = 8	-	-	-	-	-
I = 9	-	-	-	-	-
I = 10	-	-	-	-	-
I = 11	-	-	-	-	-
I = 12	-	-	-	36	36
Total, por Categorías	-	-	22	36	58

Tabla 30 Inversiones ejecutadas año 2021 asociadas a la reducción y mtto de perdidas.

✓ INVERSIONES DEL PROYECTO REPOSICIÓN

CATEGORÍA DE ACTIVOS	NIVEL 4	NIVEL 3	NIVEL 2	NIVEL 1	TOTAL
I = 1	-	-	684	-	684
I = 2	-	-	-	-	-
I = 3	-	783	302	-	1.085
I = 4	-	-	-	-	-
I = 5	-	-	-	-	-
I = 6	-	78	257	-	335
I = 7	-	-	681	-	681
I = 8	-	-	-	-	-
I = 9	-	-	-	-	-
I = 10	-	-	-	-	-
I = 11	-	-	-	-	-
I = 12	-	-	-	545	545
Total, por Categorías	-	861	1.923	545	3.329

Tabla 31 Inversiones ejecutadas año 2021 asociadas a la reposición de activos.



5. INVERSIONES EN COMPONENTES SOCIO AMBIENTALES Y DE SERVIDUMBRES, ASOCIADAS A LOS PROYECTOS DE INVERSION

Las inversiones de algunos proyectos incluyen componentes socio ambientales y de servidumbres que no son remunerados mediante unidades constructivas previstas en la resolución CREG 015 de 2018, sino que deben ser reportados tal y como lo establece el párrafo 2 del capítulo 14 del anexo general de la resolución CREG 015 de 2018: “los costos socio ambientales y de servidumbres relacionadas estrictamente con los proyectos de activos de uso serán reportados y reconocidos según su ejecución, en la anualidad del año siguiente al de entrada en operación del proyecto”

Los costos de estas dos partidas en las que incurrió Electrohuila de los proyectos puestos en operación comercial durante 2021, se presentan en la tabla No. 32.

No.	ID Proyecto	Nombre del proyecto	Concepto	Valor por nivel de tensión				
				N4	N3	N2	N1	TOTAL
1	20160076	RED ANILLO ENTRE LOS CIRCUITOS PAICOL NÁTAGA Y RIO NEGRO RIO CHIQUITO	Costo Ambiental			795.441		795.441
			Costo servidumbre					-
2	20170236	RED ANILLO ENTRE LOS CIRCUITOS YAGUARÁ RURAL 1 E ÍQUIRA 1 ÍQUIRA	Costo Ambiental			385.949		385.949
			Costo servidumbre			7.723.479		7.723.479
3	20160025	REFORMA PARCIAL DEL CIRCUITO ALGECIRAS-URBANO Y SECTOR RURAL VDA LA PERDIZ MUNICIPIO DE ALGECIRAS	Costo Ambiental			121.810		121.810
			Costo servidumbre					-
4	20160024	REFORMA PARCIAL DEL CIRCUITO ALGECIRAS-URBANO ZONA RURAL VDA LA PERDIZ MCPIO DE ALGECIRAS	Costo Ambiental			121.810		121.810
			Costo servidumbre					-
5	20170515	RED ANILLO ENTRE LOS CIRCUITOS GARZÓN RIO LORO Y GIGANTE HONDA COROZAL	Costo Ambiental					-
			Costo servidumbre		79.798.292	101.561.463		181.359.755
6	20170307	CONSTRUCCION DOBLE CIRCUITO BOTE-FORTELECILLAS I 34.5KV Y BOMBEO 13.8KV TRAMO VENADO-FORTELECILLAS (NUEVA RUTA)	Costo Ambiental		294.207	124.313		418.520
			Costo servidumbre					-
7	20180214	CONSTRUCCION LINEA 34.5KV PARA SUBESTACION JUNCAL Y REFORMA DE CIRCUITOS ASOCIADOS	Costo Ambiental		632.611	655.616		1.288.227
			Costo servidumbre		25.461.438	26.387.308		51.848.746
TOTAL			Costo Ambiental	-	926.818	2.204.939	-	3.131.757
			Costo servidumbre	-	105.259.730	135.672.250	-	240.931.980

Tabla 32 Costos socio ambientales y de servidumbres de los proyectos puestos en operación comercial en 2021.



TRANSMITIMOS BUENA ENERGIA



6. DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN

A continuación, se relaciona el porcentaje de ejecución alcanzado con referencia al INVA proyectado por nivel de tensión en cada una de las categorías, alcanzando un 28% del cumplimiento total del plan de inversiones para el año 2021.

CATEGORÍA DE ACTIVOS I	N1	N2	N3	N4	TOTAL
I= 1 Transformadores de potencia	-	24%	0%	0%	12%
I= 2 Compensación reactiva	-	0%	0%	0%	0%
I= 3 Bahías y celdas	-	21%	19%	0%	15%
I= 4 Equipos de control y comunicaciones	-	1%	0%	0%	0,2%
I= 5 Equipos de subestación	-	10%	4%	0%	6%
I= 6 Otros activos subestación	-	98%	23%	0%	24%
I= 7 Líneas aéreas	-	74%	2%	0%	25%
I= 8 Líneas subterráneas	-	0%	0%	0%	0%
I= 9 Equipos de línea	-	15%	22%	0%	17%
I= 10 Centro de control	-	3%	3%	3%	3%
I= 11 Transformadores de distribución	306%	-	-	-	306%
I= 12 Redes de distribución	229%	-	-	-	229%
Total, por Categorías	257%	45%	6%	0,4%	28%

Tabla 33 Porcentaje de avance INVA vs INVR 2021.

De lo anterior, podemos establecer una relación directa en las desviaciones que se presentaron con relación al INVA vs el valor INVR ejecutado por nivel de tensión en cada una de las categorías para el año 2021, como se logra evidenciar en la tabla 34.



TRANSMITIMOS BUENA ENERGIA



CATEGORÍA DE ACTIVOS I	N1	N2	N3	N4	TOTAL
I= 1 Transformadores de potencia	-	-76%	-100%	0%	-88%
I= 2 Compensación reactiva	-	0%	0%	0%	0%
I= 3 Bahías y celdas	-	-79%	-81%	-100%	-85%
I= 4 Equipos de control y comunicaciones	-	-99%	-100%	-100%	-100%
I= 5 Equipos de subestación	-	-90%	-96%	-100%	-94%
I= 6 Otros activos subestación	-	-2%	-77%	-100%	-76%
I= 7 Líneas aéreas	-	-26%	-98%	-100%	-75%



I = 8	Líneas subterráneas	-	-100%	-100%	0%	-100%
I = 9	Equipos de línea	-	-85%	-78%	0%	-83%
I = 10	Centro de control	-	-97%	-97%	-97%	-97%
I = 11	Transformadores de distribución	206%	-	-	-	206%
I = 12	Redes de distribución	129%	-	-	-	129%
Total, por Categorías		157%	-55%	-94%	-100%	-71,94%

Tabla 34 Porcentaje desviación INVA vs INVR 2021.





7. DIAGRAMAS UNIFILARES ACTUALIZADOS

Anexo 02 - UNIFILARES SUBESTACIONES ELECTROHUILA.

8. FORMATOS

Anexo 01 - FORMATOS DE REPORTE.

