PLAN ANUAL DE INGRESOS, INVERSIONES Y GASTOS LÍNEA DE INTERCONEXIÓN CAUCA - NARIÑO Y SUBESTACIONES ASOCIADAS 2025

CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.
SUBGERENCIA DE DISTRIBUCIÓN Y GENERACIÓN.
LÍNEA DE INTERCONEXIÓN CAUCA – NARIÑO
Y SUBESTACIONES ASOCIADAS.
CONTRATO ESPECIAL 680 DE 2017.

ENERO 2025

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN ---------- 4

1. PROYECCIÓN DE INGRESOS AÑO 2025 LÍNEA INTERCONEXIÓN CAUCA NARIÑO Y SUBESTACIONES ASOCIADAS. ---------- 5

1.1. Ingresos por Cargos de Uso Sobre las UC. ---------- 5

2. PROYECCIÓN DE COSTOS Y GASTOS DE AOM AÑO 2025 LÍNEA INTERCONEXIÓN CAUCA – NARIÑO Y SUBESTACIONES ASOCIADAS. ---------- 7

2.1. Administración. ---------- 7

2.2. Operación y Mantenimiento Infraestructura. ---------- 8

2.2.1. Subestaciones. ---------- 8

2.2.2. Líneas. ---------- 9

2.2.3. Poda y Apeo corredor de seguridad 115 kV, 34,5 kV. ---------- 9

2.2.4. Poda y Apeo corredor de seguridad 13,2 kV. ----------10

2.3. Mantenimiento Preventivo y Correctivo. ----------11

2.4. Plan de Inversión. ----------11

2.5. Conexión y Comunicaciones. ----------12

2.6. Pólizas y Seguros. ----------12

2.7. Procesos Jurídicos. ----------13

2.8. Otros Gastos. ----------13

ANEXOS ----------17

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Ingresos por AOM, Inversión y No Eléctricos - Línea de Interconexión Cauca – Nariño Proyección 2025. ---------- 5
Tabla 2. Costos de administración de Línea de Interconexión Cauca – Nariño Proyección Año 2025. ---------- 8
Tabla 3. Subestaciones de Línea de Interconexión Cauca – Nariño Proyección Año 2025.------ 8
Tabla 4. Contratos Líneas de Transmisión de Línea de Interconexión Cauca – Nariño Proyección Año 2025. ---------- 9
Tabla 5. Contratos de Poda de Línea de Interconexión Cauca – Nariño Proyección Año 2025.11
Tabla 6. Proyección Inversiones 2025 ----------12
Tabla 7. Comunicación de la Línea Interconexión Cauca – Nariño Proyección Año 2025. ------12
Tabla 8. Pólizas y Seguros Línea Interconexión Cauca – Nariño Proyección Año 2025.---------13
Tabla 9. Procesos Jurídicos Línea Interconexión Cauca – Nariño Proyección Año 2025. -------13
Tabla 10. Otros Gastos Proyección Año 2025. ----------13
Tabla 11. Resumen de Gastos AOM Proyección Año 2025. ----------14
Tabla 12. Proyección Plan de Ingresos, Inversión y Gastos - Año 2025.----------15
Tabla 13. Resumen Déficit Línea de Interconexión Cauca – Nariño 2025 ----------16

INTRODUCCIÓN

Colombia entre los años 2009 y 2017, ejecutó el proyecto más importante en la Costa Pacífica de Cauca y Nariño, consistente en Interconectar las nueve (9) cabeceras de los municipios Guapi, Timbiquí, López de Micay, Francisco Pizarro, Mosquera, Olaya Herrera, La Tola, El Charco y Santa Bárbara, al Sistema Interconectado Nacional (SIN) con el objetivo de llevar desarrollo a estas regiones a través de la prestación del servicio de energía eléctrica, que previo a la entrada en operación de esta línea, se suministraba con grupos electrógenos (plantas diésel), mejorando la calidad, confiabilidad y continuidad de este servicio esencial, además que se evita la emisión de gases de efecto invernadero (GEI), es decir, un servicio amigable con el medio ambiente.

El 29 de diciembre de 2017 la Nación – Ministerio de Minas y Energía, suscribió con CEDENAR S.A. E.S.P. el Contrato Especial No. 680/2017, en donde se transfirió a la Empresa el uso y goce de los activos que componen la infraestructura de la Línea de Interconexión eléctrica a 115 kV. desde Popayán a Guapi – Costa Pacífica - Cauca – Nariño y Subestaciones asociadas, con el fin de administrar, operar y mantener este sistema, para garantizar el servicio de energía a las cabeceras municipales antes mencionadas, cumpliendo la regulación vigente del Sistema Interconectado Nacional – SIN.

Teniendo en cuenta que CEDENAR S.A. E.S.P. es el operador de red y comercializador incumbentes, este documento describe el plan de ingresos, inversiones y gastos que se requieren para la vigencia del año 2025, el cual permite la correcta operación y funcionamiento de la infraestructura de la Interconexión Cauca-Nariño.

1. PROYECCIÓN DE INGRESOS AÑO 2025 LÍNEA INTERCONEXIÓN CAUCA NARIÑO Y SUBESTACIONES ASOCIADAS.

1.1. Ingresos por Cargos de Uso Sobre las UC.

La Resolución CREG 015 de 2018 establece la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica para las empresas del sector eléctrico, regulando las variables que componen la tarifa, con base en el inventario de activos y calidad del servicio entre otros, así mismo, el contrato especial 680 de 2017 suscrito entre Ministerio de Minas y Energía y CEDENAR S.A. E.S.P. le transfiere el uso y goce de los activos de la Línea de Interconexión Cauca – Nariño a CEDENAR SA ESP. De esta manera la proyección de los ingresos por concepto de AOM del cargo de distribución D e Inversión del STR, tiene en cuenta las Unidades Constructivas de la infraestructura de la Línea de Interconexión Cauca – Nariño y Subestaciones asociadas.

El Ministerio de Minas y Energía por medio de la Resolución 40162 de 2022, establece los lineamientos para el reconocimiento del componente de inversión en la tarifa. Es así como, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG aprobó en la Resolución 501 055 del 11 de julio de 2024 a CEDENAR S.A. E.S.P., los cargos de uso incluyendo los activos mencionados anteriormente, permitiendo que la empresa perciba ingresos vía tarifa para cubrir el déficit a la fecha y los costos reales de AOM que se causen mes a mes para su operación.

De acuerdo con lo anterior, se realizó la proyección de ingresos para el año de 2025 con base en los valores obtenidos desde la aprobación de cargos a finales de 2024, teniendo en cuenta el incremento del IPC del 5,2%, los cuales se relacionan en la Tabla 1:

Tabla 1. Ingresos por AOM, Inversión y No Eléctricos - Línea de Interconexión Cauca – Nariño Proyección 2025.

AÑO 2025	INGRESOS			TOTAL INGRESOS
	AOM	INVERSIÓN	NO ELÉCTRICOS	
ENERO	$ 213.169.241	$ 1.607.627.334	$ 68.422.327	$ 1.889.218.903
FEBRERO	$ 213.169.241	$ 1.614.095.393	$ 68.422.327	$ 1.895.686.962
MARZO	$ 213.169.241	$ 1.620.589.476	$ 68.422.327	$ 1.902.181.044
ABRIL	$ 213.169.241	$ 1.627.109.687	$ 68.422.327	$ 1.908.701.255
MAYO	$ 213.169.241	$ 1.633.656.130	$ 68.422.327	$ 1.915.247.699
JUNIO	$ 213.169.241	$ 1.640.228.913	$ 68.422.327	$ 1.921.820.481
JULIO	$ 213.169.241	$ 1.646.828.140	$ 68.422.327	$ 1.928.419.708
AGOSTO	$ 213.169.241	$ 1.653.453.918	$ 68.422.327	$ 1.935.045.486
SEPTIEMBRE	$ 213.169.241	$ 1.660.106.354	$ 68.422.327	$ 1.941.697.922
OCTUBRE	$ 213.169.241	$ 1.666.785.555	$ 68.422.327	$ 1.948.377.123
NOVIEMBRE	$ 213.169.241	$ 1.673.491.629	$ 68.422.327	$ 1.955.083.197
DICIEMBRE	$ 213.169.241	$ 1.680.224.683	$ 68.422.327	$ 1.961.816.252
TOTAL	**$ 2.558.030.897**	**$ 19.724.197.210**	**$ 821.067.924**	**$ 23.103.296.031**

La Tabla 1 muestra mes a mes los ingresos proyectados para el año 2025.

La columna AOM corresponde a los ingresos aprobados para las actividades de adminsitración, operación y mantenimiento, los cuales son insuficientes para cubrir los gastos reales de AOM. Este valor esta definido por la regulación vigente, y lo publica mes a mes el XM S.A. E.S.P. para todo el sector eléctrico.

La columna INVERSIÓN indica los Ingresos Regulados de los Cargos por uso del STR de los activos de esta infraestructura. Este valor esta definido por la regulación vigente, y lo publica mes a mes el XM S.A. E.S.P. para todo el sector eléctrico.

La columna NO ELÉCTRICOS corresponden a los ingresos percibidos por el alquiler de infraestructura (torres y fibra óptica) a empresas dedicadas a la prestación del servicio de telecomunicaciones, atendiendo las disposiciones de la Resolución No. 5890 de 2020 de la Comisión de Regulación de Comunicaciones – CRC.

Se proyecta que al finalizar el año 2025, la empresa perciba ingresos totales por valor de **VEINTITRES MIL CIENTO TRES MILLONES DOSCIENTOS NOVENTA Y SEIS MIL TREINTA Y UN PESOS M/CTE ($ 23.103.296.031).**

2. PROYECCIÓN DE COSTOS Y GASTOS DE AOM AÑO 2025 LÍNEA INTERCONEXIÓN CAUCA – NARIÑO Y SUBESTACIONES ASOCIADAS.

2.1. Administración.

Para el desarrollo de las obligaciones del contrato especial 680 de 2017, se requiere contar con personal técnico y administrativo idóneo que realice la coordinación del AOM de la Línea de Interconexión Cauca – Nariño, que para el año 2025 se proyecta en un costo estimado por la suma de **$1.158.752.376,** para realizar entre otras, las siguientes actividades:

- Enlace entre el MME y CEDENAR S.A. E.S.P. en lo relacionado con el seguimiento de las actividades del Contrato Especial 680-2017.
- Elaboración de informes financieros para la supervisión del MME, en coordinación con la Subgerencia Administrativa y Financiera de CEDENAR S.A. E.S.P. y Revisoría Fiscal.
- Elaboración de informes técnicos de operación en coordinación con la Subgerencia de Distribución y Generación, en donde se describen las actividades propias del AOM y necesidades de inversión.
- Velar por el cumplimiento de la regulación vigente.
- Adelantar los procesos para la contratación de las actividades derivadas de la administración, operación y mantenimiento, seguimiento a la constitución y pago de pólizas, mantenimientos preventivos o correctivos, procesos judiciales, gestiones ambientales, requerimientos realizados por entes gubernamentales, de control, entes territoriales y particulares, transportes, y demás servicios que se requieran.
- Realizar interventoría a los procesos o actividades contratadas.

Por otra parte, las cláusulas SEXTA y DÉCIMA CUARTA del Contrato Especial 680 de 2017, exigen a CEDENAR S.A. E.S.P. la constitución de un encargo fiduciario que se alimentará con los recursos provenientes del recaudo de la remuneración tarifaria del cargo de inversión, los cuales serán destinados para cubrir el **Fondo de Déficit de Mantenimiento y Reposición** de la infraestructura perteneciente a la Interconexión Cauca – Nariño; en consecuencia, la empresa adelantó este proceso con la Fiduciaria Bogotá S.A.. y que para el año 2025 tendrá costos por concepto de administración por un valor estimado de **$ 28.403.000**.

Tabla 2. Costos de administración de Línea de Interconexión Cauca – Nariño Proyección Año 2025.

ADMINISTRACIÓN	
Contrato de Dirección de las Actividades de AOM Línea Interconexión Cauca – Nariño y subestaciones asociadas.	$ 1.130.349.456
Administración del Encargo Fiduciario.	$ 28.402.920
TOTAL	**$ 1.158.752.376**

2.2. Operación y Mantenimiento Infraestructura.

Para la ejecución de las actividades de operación y mantenimiento de las líneas de transmisión 115 y 34,5 kV y Subestaciones, CEDENAR S.A. E.S.P., en su calidad de Operador de Red de la Línea de Interconexión Cauca – Nariño, requiere para el año 2025 la suma de **$12.483.559.772,00** de acuerdo a lo siguiente:

2.2.1. Subestaciones.

Para el año 2025, las actividades de AOM necesarias en las subestaciones Guapi y Olaya Herrera que coordinan el sistema eléctrico de las nueve (09) subestaciones y requieren monitoreo 24 horas al día, demandan un presupuesto por valor de **$1.806.006.624.**

A continuación, se describen las actividades de AOM a ejecutar en las subestaciones de Cauca y Nariño:

1) Administración, operación, mantenimiento, seguridad y vigilancia de la subestación eléctrica Olaya Herrera 115 kV – 34,5 kV ubicada en el Municipio Olaya Herrera y la operación de las subestaciones asociadas de Mosquera, Francisco Pizarro, La Tola, El Charco e Iscuandé en el Departamento de Nariño.

2) Administración, operación, mantenimiento, seguridad y vigilancia de la subestación eléctrica Guapi 115 kV – 34 kV, ubicada en la Vereda Bonanza Municipio de Guapi y la operación de las subestaciones asociadas de Timbiquí y López de Micay en el Departamento del Cauca.

Tabla 3. Subestaciones de Línea de Interconexión Cauca – Nariño Proyección Año 2025.

SUBESTACIONES	
AOM Subestación Eléctrica Olaya Herrera - Nariño	$ 936.877.188
AOM Subestación Eléctrica, Guapi-Cauca.	$ 869.129.436
TOTAL	**$ 1.806.006.624**

2.2.2. Líneas.

La realización de actividades de mantenimiento preventivo y correctivo a las estructuras y líneas de transmisión 115 kV y 34.5 kV son necesarias, debido a factores climáticos, ambientales y sociales que afectan la Infraestructura. Por esta razón, es de vital importancia disponer en la zona del personal técnico y calificado para desarrollar este mantenimiento. Para el año 2025 se proyecta un costo de **$5.642.957.148** es cual se describe a continuación:

1) Mantenimiento Zona Andina Cauca entre San Bernardino estructura E001 – Cerro del Pinche torre estructura E180.

2) Mantenimiento Zona Pie de Monte Costero Cauca de las líneas de transmisión 115 kV y 34,5 kV Guapi-Belén, Belén-Timbiquí, Belén-Cerro del Pinche.

3) Mantenimiento Zona Pie de Monte Costero Cauca de las líneas de transmisión 34,5 kV Timbiquí - López de Micay.

4) Mantenimiento Zona Pie de Monte Costero Nariño de las líneas de transmisión 115 kV y 34,5 kV Guapi - Olaya herrera, Olaya herrera - Alto Guandipa.

5) Mantenimiento eléctrico de la infraestructura de las líneas de transmisión a 34,5 kV Alto Guandipa - Mosquera y Alto Guandipa - Francisco Pizarro en el Departamento de Nariño.

Tabla 4. Contratos Líneas de Transmisión de Línea de Interconexión Cauca – Nariño Proyección Año 2025.

LINEAS	
Mantenimiento eléctrico Zona Andina Cauca	$ 1.291.379.570
Mantenimiento eléctrico Zona Costera Cauca (sede Guapi)	$ 1.288.686.056
Mantenimiento eléctrico Zona López de Micay	$ 803.339.425
Mantenimiento eléctrico Zona Costera Nariño (sede Olaya H)	$ 1.129.238.452
Mantenimiento eléctrico Zona Francisco Pizarro – Mosquera	$ 1.130.313.649
TOTAL	**$ 5.642.957.148**

2.2.3. Poda y Apeo corredor de seguridad 115 kV, 34,5 kV.

En cumplimiento al reglamento técnico RETIE art. 22.2 - zona de servidumbre en donde especifica que el ancho del corredor de la línea debe ser mínimo de 20 metros, se realizan actividades de poda y apeo al corredor de la línea en 115 kV y 34,5 kV,

actividades que deben ejecutarse permanentemente debido a la espesa vegetación y crecimiento exponencial arbórea y alta pluviosidad en la zona. Para el año 2025 se proyecta un valor de **$3.300.635.000** para desarrollar estas labores de acuerdo a los siguientes tramos:

1) Poda, apeo y limpieza del corredor de seguridad en la línea de transmisión 115 kV y 34,5 kV Belén – Guapi y Guapi- Olaya Herrera (91,5 km).
2) Poda, apeo y limpieza del corredor de seguridad en la línea de transmisión 34,5 kV Belén – Timbiquí (33 km) y en la línea de transmisión 115 kV Belén-Cerro del Pinche (29 km).
3) Poda, apeo y limpieza del corredor de seguridad en la línea de transmisión 34,5 kV Timbiquí – López de Micay (52 km).
4) Poda, apeo y limpieza del corredor de seguridad en la línea de transmisión 34,5 kV Olaya Herrera – Alto Guandipa, Alto Guandipa – Mosquera y Alto Guandipa – Francisco Pizarro (88 km).

2.2.4. Poda y Apeo corredor de seguridad 13,2 kV.

Durante el año 2024 se han anexado al sistema de Distribución de las cabeceras municipales de Cauca y Nariño, redes de distribución para llevar el servicio de energía al sector rural de estas localidades, aproximadamente se construyeron 374 kilómetros de red en 13,2 kV, aumentando la responsabilidad del mantenimiento de los nuevos kilómetros de red y usuarios.

En cumplimiento al reglamento RETIE art. 22.2 literal h - zona de servidumbre en donde especifica que el ancho del corredor en líneas de distribución local, debe ser mínimo de 15 metros, se realizaran actividades de poda, apeo y limpieza de vegetación para los nuevos circuitos en 13,2 kV construidos en las veredas de los municipios beneficiados con la interconexión.

Para el año 2025 se proyecta un valor de **$1.733.961.000** para desarrollar los siguientes contratos:

1) Poda, apeo y limpieza del corredor de seguridad en las líneas de distribución rural 13,2 kV del departamento del Cauca (145 km aprox.)
2) Poda, apeo y limpieza del corredor de seguridad en las líneas de distribución rural 13,2 kV del departamento de Nariño (229 km aprox.)

Tabla 5. Contratos de Poda de Línea de Interconexión Cauca – Nariño Proyección Año 2025.

PODA	
Poda del corredor de seguridad, 115 KV y 34.5 KV	$ 3.300.635.000
Poda del corredor de seguridad, 13.2 KV fase 1 zona rural	$ 1.733.961.000
TOTAL	**$ 5.034.596.000**

2.3. Mantenimiento Preventivo y Correctivo.

Aunque la Línea de Interconexión Cauca – Nariño fue entregada a CEDENAR S.A. E.S.P. hace 7 años, los equipos e infraestructura que la componen tienen más de 10 años de estar en la zona, razón por lo cual requieren la intervención oportuna realizando los mantenimientos y adecuaciones preventivas y correctivas. Año a año se requiere cumplir con tareas de mantenimiento establecidos en la regulación vigente, necesitando recursos para realizar dichas inversiones, que no han sido posibles realizar debido a la falta de remuneración del cargo de inversión para compensar este déficit. Es de vital importancia se inicie su ejecución durante la vigencia 2025 y así, evitar que la infraestructura siga deteriorándose, demandando un presupuesto estimado de **$ 1.301.404.000.**

Ver Anexo 1. Mantenimientos Eléctricos y de Comunicaciones S/E Proyección Año 2025.

2.4. Plan de Inversión.

De acuerdo con lo definido en el numeral 6.6. de la Resolución CREG 015 de 2018, CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.- CEDENAR S.A. E.S.P. como operador de red, podrá solicitar ajustes al plan de inversión cada dos años contados a partir del 1 de enero del primer año del plan de inversión inicial.

Teniendo en cuenta lo anterior, se presenta el plan de inversión para la Línea de Interconexión Cauca – Nariño para el año 2025, considerando lo establecido en los numerales 6.1 y 6.3 de la Resolución en mención, para lo cual se presenta el anexo No. 2 de este documento, donde se listan los equipos para ser reemplazados, instalación de nuevos equipos de control, protección, corte y maniobra de baja carga, que permitan mejorar la condición de operatividad, medición de parámetros eléctricos, y así optimizando el servicio a los usuarios. Los valores de cada equipo para reposición se encuentran en pesos de diciembre de 2017 y se proyectan a pesos del año 2025.

Las Inversiones para el año 2025 se proyectan por un valor de **$3.040.259.995**

Tabla 6. Proyección Inversiones 2025

INVERSIONES		
Inversiones - Suministro de equipos y materiales	$	3.040.259.995
TOTAL	**$**	**3.040.259.995**

Ver Anexo 2. Suministros de Equipos y Materiales Subestaciones Proyección Año 2025.

2.5. Conexión y Comunicaciones.

El punto de conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN), se realiza en la subestación San Bernardino, ubicada en el Municipio de Popayán (Cauca) y es operada por la Compañía Energética de Occidente - CEO, con quién CEDENAR S.A. E.S.P. suscribió un contrato de conexión. Para cumplir con esta obligación, durante el año 2025, se presupuestó un valor de **$116.623.000.**

Por otra parte, es necesario contar con el servicio de internet satelital 30 a 50 Mbps y canal de datos 20 Mbps, que permita la comunicación entre el nodo en San Bernandino en Popayán, hasta la Subestación Pasto, para dicho servicio se solicita un valor de **$33.374.000.**

Tabla 7. Comunicación de la Línea Interconexión Cauca – Nariño Proyección Año 2025.

COMUNICACIÓN DE LA LÍNEA		
Contrato de conexión CEO	$	116.623.000
Servicio de canal de datos	$	32.374.000
TOTAL	**$**	**148.997.000**

2.6. Pólizas y Seguros.

La cláusula séptima del Contrato Especial 680-2017, CEDENAR S.A. E.S.P., debe asegurar los activos pertenecientes a la Infraestructura de la Línea Interconexión Cauca – Nariño, es necesario contar con el amparo de varias pólizas, tales como:

- Póliza de responsabilidad civil extracontractual.
- Póliza reaseguro facultativo de huelga, asonada, conmoción civil, actos mal intencionados de terceros, sabotaje y terrorismo.
- Póliza seguro facultativo de todo riesgo daño material, incluyendo subestaciones, torres y líneas de transmisión.

La adquisición de estas pólizas es de carácter obligatorio, como mecanismo de protección y respaldo frente a cualquier eventualidad y se estima que para el año 2025 el valor ascienda a **$1.403.884.000.**

Tabla 8. Pólizas y Seguros Línea Interconexión Cauca – Nariño Proyección Año 2025.

PÓLIZAS Y SEGUROS	
Responsabilidad civil extracontractual	$ 88.617.000
Sabotaje y terrorismo	$ 244.609.000
Todo riesgo daños materiales	$ 1.070.658.000
TOTAL	**$ 1.403.884.000**

2.7. Procesos Jurídicos.

En la fase de construcción de la Línea de Interconexión Cauca – Nariño, se negociaron las servidumbres para el montaje de las torres que soportan las líneas de transmisión, y aún se encuentran sin sentencia 6 de 18 procesos judiciales de imposición de servidumbres en los Juzgados Civiles de los Municipios de Popayán y El Tambo, en el Departamento del Cauca y en Pasto, Departamento de Nariño, que le fueron entregados a la empresa. Para tal efecto, CEDENAR S.A. E.S.P. debe disponer de recursos para el pago de la representación judicial en estos procesos y pago de las sentencias que se desprendan de los mismos, por lo cual se proyectó un valor estimado de **$126.240.000.**

Tabla 9. Procesos Jurídicos Línea Interconexión Cauca – Nariño Proyección Año 2025.

PROCESOS JURÍDICOS	
Representación Judicial	$ 113.616.000
Indemnizaciones	$ 12.624.000
TOTAL	**$ 126.240.000**

2.8. Otros Gastos.

En el transcurso de la operación, surgen imprevistos o emergencias que requieren atención inmediata, por ejemplo: contratación de personal o equipo especializado, transporte de materiales, transporte de personal, adecuaciones, emergencias en subestaciones y canal de comunicaciones, requerimientos regulatorios, sobrevuelos helicoportados, visitas de las corporaciones autónomas para seguimiento de la licencia ambiental, etc., siendo imprescindible contar con los recursos económicos necesarios para atender de manera oportuna lo expuesto anteriormente, para el año 2025 se requiere un total de **$50.000.000.**

Tabla 10. Otros Gastos Proyección Año 2025.

OTROS GASTOS	
Imprevistos y Emergencias	$ 50.000.000
TOTAL	**$ 50.000.000**

Para la prestación del servicio de energía eléctrica a los nueve municipios y las actividades de AOM de la Línea Interconexión Cauca – Nariño, se ha presupuestado gastos totales por valor de **$19.713.097.143**, tal como se resume en la Tabla 12.

Tabla 11. Resumen de Gastos AOM Proyección Año 2025.

CLASIFICACIÓN PRESUPUESTAL	VALOR
Administración	$ 1.158.752.376
Operación y Mantenimiento Infraestructura	$ 12.483.559.772
Inversiones	$ 3.040.259.995
Mantenimiento preventivo, correctivo	$ 1.301.404.000
Conexión y Comunicaciones	$ 148.997.000
Pólizas y Seguros	$ 1.403.884.000
Procesos Jurídicos	$ 126.240.000
Otros Gastos	$ 50.000.000
TOTAL	**$ 19.713.097.143**

Tabla 12. Proyección Plan de Ingresos, Inversión y Gastos - Año 2025.

CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P. LÍNEA INTERCONEXIÓN CAUCA - NARIÑO PLAN DE INGRESOS, INVERSIÓN Y GASTOS - AÑO 2025				
PROYECCIÓN INGRESOS			**TOTAL**	
INGRESOS DISTRIBUCIÓN	**CÓDIGO**	**DESCRIPCIÓN**	**VALOR ANUAL**	**$ 23.103.296.031**
POR COMPONENTE DE AOM	I1112	SERVICIOS APOYO A LA DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD	$ 2.558.030.897	
POR COMPONENTE DE INVERSIÓN	I1112	SERVICIOS APOYO A LA DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD	$ 19.724.197.210	
POR ALQUILER DE INFRAESTRUCTURA ELÉCTRICA	I111401	SERVICIOS ALQUILER INFRAESTRUCTURA	$ 821.067.924	
TOTAL INGRESOS AÑO 2025			**$**	**23.103.296.031**
PROYECCIÓN GASTOS			**TOTAL**	
ADMINISTRACIÓN	**CÓDIGO**	**DESCRIPCIÓN**	**VALOR ANUAL**	**$ 1.158.752.376**
DIRECCIÓN	G221405	PROYECTO COCANA	$ 1.130.349.456	
ENCARGO FIDUCIARIO	G221405	PROYECTO COCANA	$ 28.402.920	
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO INFRAESTRUCTURA	**CÓDIGO**	**DESCRIPCIÓN**	**VALOR ANUAL**	**$ 12.483.559.772**
AOM SUBESTACIONES	G221405	PROYECTO COCANA	$ 1.806.006.624	
MANTENIMIENTOS ELÉCTRICOS	G221405	PROYECTO COCANA	$ 5.642.957.148	
PODA DEL CORREDOR DE SEGURIDAD DE LA LÍNEA, 115 KV Y 34,5 KV	G221405	PROYECTO COCANA	$ 3.300.635.000	
PODA DEL CORREDOR DE SEGURIDAD DE LA LÍNEA, 13,2 kV FASE 1	G221405	PROYECTO COCANA	$ 1.733.961.000	
PROYECTOS MANTENIMIENTO PREVENTIVO, CORRECTIVO Y PLAN DE INVERSIÓN	**CÓDIGO**	**DESCRIPCIÓN**	**VALOR ANUAL**	**$ 4.341.663.995**
MANTENIMIENTO ELÉCTRICO Y DE COMUNICACIÓN SUBESTACIONES	G221405	PROYECTO COCANA	$ 1.301.404.000	
INVERSIONES - SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES SUBESTACIONES	G221405	PROYECTO COCANA	$ 3.040.259.995	
CONEXIÓN Y COMUNICACIONES	**CÓDIGO**	**DESCRIPCIÓN**	**VALOR ANUAL**	**$ 148.997.000**
CONTRATO DE CONEXIÓN CEO.	G221405	PROYECTO COCANA	$ 116.623.000	
SERVICIO DE CANAL DE DATOS	G221405	PROYECTO COCANA	$ 32.374.000	
PÓLIZAS Y SEGUROS	**CÓDIGO**	**DESCRIPCIÓN**	**VALOR ANUAL**	**$ 1.403.884.000**
PÓLIZA DE RESPONSABILIDAD CIVIL EXTRACONTRACTUAL	G221405	PROYECTO COCANA	$ 88.617.000	
PÓLIZA SABOTAJE Y TERRORISMO	G221405	PROYECTO COCANA	$ 244.609.000	
PÓLIZA TODO RIEGO DAÑOS MATERIALES	G221405	PROYECTO COCANA	$ 1.070.658.000	
PROCESOS JURÍDICOS	**CÓDIGO**	**DESCRIPCIÓN**	**VALOR ANUAL**	**$ 126.240.000**
REPRESENTACIÓN JUDICIAL- PROCESOS DE IMPOSICIÓN DE SERVIDUMBRES.	G221405	PROYECTO COCANA	$ 113.616.000	
INDEMNIZACIONES.	G221405	PROYECTO COCANA	$ 12.624.000	
OTROS GASTOS	**CÓDIGO**	**DESCRIPCIÓN**	**VALOR ANUAL**	**$ 50.000.000**
IMPREVISTOS O EMERGENCIAS	G221405	PROYECTO COCANA	$ 50.000.000	
TOTALGASTOS AÑO 2025			**$**	**19.713.097.143**
TOTAL DÉFICIT O SUPERÁVIT			**$**	**3.390.198.888**

Tabla 13. Resumen Déficit Línea de Interconexión Cauca – Nariño 2025

.AÑO 2025	INGRESOS			GASTOS	DÉFICIT
	AOM	INVERSIÓN	NO ELÉCTRICOS	REAL AOM	
ENERO	$ 213.169.241	$ 1.607.627.334	$ 68.422.327	$ 1.642.758.095	-$ 1.498.011.181
FEBRERO	$ 213.169.241	$ 1.614.095.393	$ 68.422.327	$ 1.642.758.095	-$ 1.498.011.181
MARZO	$ 213.169.241	$ 1.620.589.476	$ 68.422.327	$ 1.642.758.095	-$ 1.498.011.181
ABRIL	$ 213.169.241	$ 1.627.109.687	$ 68.422.327	$ 1.642.758.095	-$ 1.498.011.181
MAYO	$ 213.169.241	$ 1.633.656.130	$ 68.422.327	$ 1.642.758.095	-$ 1.498.011.181
JUNIO	$ 213.169.241	$ 1.640.228.913	$ 68.422.327	$ 1.642.758.095	-$ 1.498.011.181
JULIO	$ 213.169.241	$ 1.646.828.140	$ 68.422.327	$ 1.642.758.095	-$ 1.498.011.181
AGOSTO	$ 213.169.241	$ 1.653.453.918	$ 68.422.327	$ 1.642.758.095	-$ 1.498.011.181
SEPTIEMBRE	$ 213.169.241	$ 1.660.106.354	$ 68.422.327	$ 1.642.758.095	-$ 1.498.011.181
OCTUBRE	$ 213.169.241	$ 1.666.785.555	$ 68.422.327	$ 1.642.758.095	-$ 1.498.011.181
NOVIEMBRE	$ 213.169.241	$ 1.673.491.629	$ 68.422.327	$ 1.642.758.095	-$ 1.498.011.181
DICIEMBRE	$ 213.169.241	$ 1.680.224.683	$ 68.422.327	$ 1.642.758.095	-$ 1.498.011.181
TOTAL	**$ 2.558.030.897**	**$ 19.724.197.210**	**$ 821.067.924**	**$ 19.713.097.140**	**-$ 17.976.134.167**

Esta tabla muestra la proyección de los ingresos de AOM y los gastos reales de AOM de la Línea de Interconexión Cauca - Nariño; se evidencia que los ingresos reconocidos por AOM más los ingresos no eléctricos en el mes ascienden a **$ 281.591.568,** y los gastos reales de AOM equivalen a **$1.642.758.095,** generando un déficit mensual de **$ 1.498.011.181**, que en al año representaría un déficit total de **$ 17.976.134.167.**

Se observa claramente que, de no apropiar los ingresos por inversión, el déficit al final del año alcanzaría los **$ 17.976.134.167**, resaltando que el déficit que presenta CEDENAR S.A. E.S.P. por el desarrollo de las actividades derivadas desde la entrada en operación la operación de la Interconexión Cauca – Nariño (desde mayo de 2018 a diciembre de 2024), asciende al valor de **$ 63.814.870.462,72**

Ver Anexo 3. Déficit registrado a 31 de diciembre de 2024.

Atentamente,

JORGE RAÚL LUCERO REVELO
Subgerente de Distribución y Generación (E)

Proyectó: Jairo A. Meneses – Director Interconexión Cauca – Nariño

ANEXOS

Anexo 1. Mantenimientos Eléctricos y de Comunicaciones S/E Proyección Año 2025.

MANTENIMIENTOS ELÉCTRICOS Y DE COMUNICACIONES S/E PROYECCIÓN AÑO 2025				
ÍTEM	**DESCRIPCIÓN**	**CANT**	**SUBESTACIÓN O LÍNEA**	**COSTOS 2025**
1	Recuperación del enlace de fibra óptica.	N/A	San Bernardino - Guapi	$ 117.712.735
2	Análisis dieléctrico y físico-químico cromatografía a aceites de transformadores de potencia de las subestaciones CANA	12	CANA	$ 46.432.481
3	Pruebas termográficas a transformadores y equipos de protección de las subestaciones CANA.	9	CANA	$ 28.752.500
4	Pruebas del sistema de puesta a tierra (Tensión de paso, tensión de contacto y medición de resistencia de puesta a tierra) de las subestaciones	9	CANA	$ 28.752.500
5	Pruebas eléctricas e inspección y diagnostico a transformadores de potencia.	12	CANA	$ 164.562.583
6	Inspección, pruebas eléctricas y diagnostico a interruptores y equipos de protección	9	CANA	$ 703.534.491
7	Recarga de gas SF6 a interruptores 115 kV	18	Guapi y Olaya Herrera	$ 36.803.200
8	Inspección, pruebas eléctricas y diagnostico a interruptores y equipos de protección	2	Guapi y Olaya Herrera	$ 35.469.084
9	Estudio de coordinación de protecciones	1	Guapi	$ 34.710.018
10	Reparación de la bomba de extracción de agua principal y mantenimiento de la secundaria.	1	Olaya Herrera	$ 6.488.864
11	Seccionador trifásico de mando manual 36 kV	3	Mosquera - Iscuandé	$ 30.345.389
12	Seccionador trifásico de mando manual 15 kV	3	La Tola - El Charco	$ 26.895.089
13	Extintores satélites	11	CANA	$ 25.302.200
14	50 fusible de Expulsión 15kV, Tipo H, 100A.	1	CANA	$ 15.642.510
	50 fusible de Expulsión 15kV, Tipo K, 100A.			
	50 fusible de Expulsión 36kV, Tipo H, 100A.			
	6 cortacircuitos 34,5 kV, 200A, BIL 150 kV.			
	6 cortacircuitos 15 kV, 100A-150A, BIL 110 kV.			
	4 pararrayos Polimérico tipo estación 30 kV, 10 kA, BIL 170 kV.			
	4 pararrayos Polimérico tipo estación 12 kV, BIL 95 kV.			
TOTAL				**$ 1.301.403.644**

Anexo 2. Proyección Inversiones - Suministros de Equipos y Materiales Subestaciones - Año 2025

Valoración de Costos Nominales de Activos Plan de Inversiones 2025-2029 Proyecto Reposición de equipos en las diferentes subestaciones de CANA (Res CREG 015/2018)								
Descripción		**Reemplazo e instalación de nuevos equipos de control, protección,corte y maniobra bajo carga, que permitan mejorar la condición de operación, medición de parametros eléctricos, selectividad en la detecccción de fallas y mejorar y acelerar la atención a usuarios.**						
Codigo de proyecto	**Subestación**	**Nivel de tensión [kV]**	**Activos de Conexión de subestaciones**	**Código U.C: CREG015 2018**	**Cant.**	**Costos Activos en Pesos de Dic 2017(V.U) CREG015/2018 (Capitulo 14)**	**Costos Activos COP (Diciembre 2017) CREG 015/2018**	**Costos Activos COP (Junio 2024) CREG 015/2018 (Notas 1, 2)**
906	**SAN BERNARDINO**	**115**	Control y protección Bahía de Línea - N4	N4P1	2	$ 133.249.000	$ 266.498.000	$ 420.625.536
			Control subestación Tipo 1 (1-2 Bahías) ($/bahía)	N0P1	1	$ 125.195.000	$ 125.195.000	$ 197.600.785
907	**GUAPI**	**115**	Control y protección Bahía de Línea - N4	N4P1	4	$ 133.249.000	$ 532.996.000	$ 841.251.071
			Control subestación Tipo 3 (5-8 Bahías) ($/bahía)	N0P3	1	$ 84.778.000	$ 84.778.000	$ 133.808.853
		34,5	Reconectador - N3	N3EQ5	2	$ 60.774.000	$ 121.548.000	$ 191.844.564
		13,2	Equipo de medida - N2	N2EQ10	2	$ 1.023.000	$ 2.046.000	$ 3.229.292
908	**OLAYA HERRERA**	**115**	Control y protección Bahía de Línea - N4	N4P1	2	$ 133.249.000	$ 266.498.000	$ 420.625.536
			Control subestación Tipo 3 (5-8 Bahías) ($/bahía)	N0P3	1	$ 84.778.000	$ 84.778.000	$ 133.808.853
		34,5	Reconectador - N3	N3EQ5	1	$ 60.774.000	$ 60.774.000	$ 95.922.282
		13,2	Equipo de medida - N2	N2EQ10	2	$ 1.023.000	$ 2.046.000	$ 3.229.292
909	**TIMBIQUI**	**34,5**	Reconectador - N3	N3EQ5	1	$ 60.774.000	$ 60.774.000	$ 95.922.282
			Transformador de corriente - N3	N3EQ27	3	$ 6.765.000	$ 20.295.000	$ 32.032.493
		13,2	Equipo de medida - N2	N2EQ10	2	$ 1.023.000	$ 2.046.000	$ 3.229.292
910	**LOPEZ DE MICAY**	**34,5**	Transformador de corriente - N3	N3EQ27	3	$ 6.765.000	$ 20.295.000	$ 32.032.493
		13,2	Equipo de medida - N2	N2EQ10	2	$ 1.023.000	$ 2.046.000	$ 3.229.292
911	**ISCUANDE**	**34,5**	Reconectador - N3	N3EQ5	1	$ 60.774.000	$ 60.774.000	$ 95.922.282
		13,2	Equipo de medida - N2	N2EQ10	2	$ 1.023.000	$ 2.046.000	$ 3.229.292
912	**LA TOLA**	**13,2**	Equipo de medida - N2	N2EQ10	2	$ 1.023.000	$ 2.046.000	$ 3.229.292
913	**EL CHARCO**	**34,5**	Reconectador - N3	N3EQ5	1	$ 60.774.000	$ 60.774.000	$ 95.922.282
		13,2	Equipo de medida - N2	N2EQ10	2	$ 1.023.000	$ 2.046.000	$ 3.229.292
914	**MOSQUERA**	**34,5**	Reconectador - N3	N3EQ5	1	$ 60.774.000	$ 60.774.000	$ 95.922.282
		13,2	Equipo de medida - N2	N2EQ10	2	$ 1.023.000	$ 2.046.000	$ 3.229.292
915	**FRANCISCO PIZARRO**	**34,5**	Reconectador - N3	N3EQ5	1	$ 60.774.000	$ 60.774.000	$ 95.922.282
			Transformador de corriente - N3	N3EQ27	3	$ 6.765.000	$ 20.295.000	$ 32.032.493
		13,2	Equipo de medida - N2	N2EQ10	2	$ 1.023.000	$ 2.046.000	$ 3.229.292
TOTAL							**$ 1.926.234.000**	**$ 3.040.259.995**
RELACION B/C								**3,65**
TIR								**0,52**

Anexo 3. Déficit registrado a 31 de diciembre de 2024

INGRESOS VS COSTOS Y GASTOS REALES								
AÑO	PROYECCION INGRESOS			TOTAL INGRESOS	COSTOS Y GASTOS REALES	TOTAL COSTOS Y GASTOS	BALANCE INGRESOS / GASTOS	DÉFICIT ACUMULADO
	AOM	INVERSIÓN	INGRESOS NO ELÉCTRICOS		AOM			
2018	$ -	$ -	$ -	**$ -**	$ 4.757,84	**$ 4.757,84**	**-$ 4.757,84**	-$ 4.757,84
2019	$ 560,93	$ 3.146,48	$ -	**$ 3.707,41**	$ 11.657,43	**$ 11.657,43**	**-$ 7.950,02**	-$ 12.707,87
2020	$ 648,84	$ 3.639,59	$ -	**$ 4.288,43**	$ 12.936,17	**$ 12.936,17**	**-$ 8.647,75**	-$ 21.355,61
2021	$ 783,96	$ 4.397,52	$ -	**$ 5.181,47**	$ 11.061,03	**$ 11.061,03**	**-$ 5.879,56**	-$ 27.235,17
2022	$ 933,01	$ 5.233,63	$ 2.445,05	**$ 8.611,69**	$ 12.477,84	**$ 12.477,84**	**-$ 3.866,15**	-$ 31.101,32
2023	$ 947,38	-$ 9.236,61	$ 679,25	**-$ 7.609,98**	$ 14.610,31	**$ 14.610,31**	**-$ 22.220,29**	-$ 53.321,61
2024	$ 1.482,15	$ 4.688,85	$ 852,45	**$ 7.023,45**	$ 17.516,71	**$ 17.516,71**	**-$ 10.493,26**	-$ 63.814,87