

1 IDENTIFICADOR DEL PRESTADOR

1.1 Nombre o razón social: GESTIÓN ENERGÉTICA SA. ESP.

1.2 NIT: 800194208-9

1.3 ID (SUI - RUPS): 1757

**1.4 Servicio Público Domiciliario (SPD) prestado objeto de la vigilancia o inspección:
Energía Eléctrica.**

**1.5 Actividad del SPD objeto de la vigilancia o inspección: Generación,
Comercialización**

1.6 Fecha de inicio de operación en la actividad a vigilar o inspeccionar:

2 IDENTIFICACIÓN DE LA ACCIÓN DE VIGILANCIA E INSPECCIÓN REALIZADA:

2.1 Año del programa al que pertenece la acción: 2024

2.2 Clase acción: Vigilancia ☐ Inspección ☒

2.3 Motivo de la acción: Especial ☐ Detallada ☒ Concreta ☐

**2.4 Origen causal de la acción: Clasificación de nivel de riesgo ☐ Perfilamiento de
riesgo ☒ Evaluación de Gestión y Resultados ☐ Monitoreo de planes ☐
Denuncia ciudadana (Petición de interés general)**

**2.5 Ubicaciones físicas o virtuales objeto de la acción: Paipa, Boyacá y Manizales,
Caldas**

3 DELIMITACIÓN DEL MARCO DE EVALUACIÓN

3.1 Criterios evaluados:

Aspectos administrativos, financieros, técnicos operativos, comerciales, reglas generales de comportamiento y reporte de información al SUI.

3.2 Marco temporal de evaluación: 2024

4 DESCRIPCIÓN DE LO DESARROLLADO

4.1 Información fuente usada:

El prestador GENSA, a través de los radicados externos No. 20255291918312 de 2025, remite la información solicitada en el marco de la evaluación integral. La misma fue complementada en la fecha de la visita los días 04 a 06 de junio de 2025 registrada en acta.

4.2 Requerimientos realizados:

La información requerida a GENSA, fuente de insumo para la realización del presente informe, se solicitó a través de radicado 20252201308461 del 29 de abril de 2025.

4.3 Estado de respuesta de requerimientos:

Respuesta remitida a través de radicado SSPD 20255291918312 de 2025. Luego de verificar la información se encuentra que, respecto a algunos requerimientos específicos, es necesario complementar la información requerida, la cual se solicita en la visita y es entregada en su gran mayoría en la misma visita. Lo faltante se registra en el acta de reunión como compromisos y es remitida posteriormente por parte de GENSA.

5 EVALUACIONES REALIZADAS

5.1 Descripción general de la empresa

La empresa GESTIÓN ENERGÉTICA SA. ESP. (en adelante GENSA), se constituyó el día 07 de septiembre de 2005 y su última fecha de actualización en RUPS fue el día 09 de enero de 2024. Está clasificada para el sistema interconectado nacional para las actividades de Generación y Comercialización. A continuación, en la Tabla 1 se relacionan los datos generales del prestados

Tabla 1. Datos generales del prestador.

Tipo de Sociedad:	Sociedad Por Acciones Simplificada
Razón Social	GESTIÓN ENERGÉTICA SA. ESP.
Sigla:6	GENSA
Nit:	800194208-9
ID RUPS:	1757
Representante Legal	Henry William Cruz Casas
Actividades Desarrolladas	Generación y Comercialización
Año de Entrada en Operación	2004
Auditor – AEGR:	GESTIÓN Y RESULTADOS S.A.S.
Clasificación:	Sistema Interconectado Nacional
Fecha Última de Actualización RUPS:	09 Enero 2024

Fuente: Sistema Único de Información (SUI).

5.2 Aspectos comerciales

5.2.1 Código de Medida

De manera particular se revisaron algunas disposiciones del Código de Medida. En primer lugar, se realizan observaciones de la base de datos remitida por la empresa a la SSPD

respecto de las características de los elementos de los sistemas de medición de las fronteras comerciales con reporte al ASIC de las cuales GENSA es el representante de frontera. Al respecto, no se encuentran reportes que puedan generar algún interés particular dado que se reportan dentro de los parámetros que exige la regulación. Igualmente, se hizo la revisión de las hojas de vida de las fronteras comerciales validando que la documentación que se deba tener sobre estas se encuentre completa y conforme.

5.2.2 Frontera Caucheras

Un caso particular de interés tiene que ver con la frontera Caucheras – Riosucio que parte de un esquema transitorio de prestación del servicio de energía desde 2005, donde GENSA actuó como representante de la frontera comercial. Sobre el caso particular la empresa informa de los siguientes:

5.2.2.1 Antecedentes

- En el año 2005, el MME y el IPSE realizaron la construcción de la línea de 44kV, que permitió la incorporación al Sistema Interconectado Nacional – SIN del Municipio de RIOSUCIO (CHOCO). En su calidad de copropietarios de esta línea, el MME y el IPSE diseñaron un “esquema transitorio” para la prestación del servicio de energía eléctrica en dicho municipio, esto con el fin de garantizar la calidad, continuidad (24 horas al día) y atención del servicio, a tarifas eficientes.
- Considerando que ELECMURI, como empresa prestadora del servicio del municipio de Riosucio no estaba constituida como agente comercializador ante el Mercado de Energía Mayorista – MEM, ni tenía el conocimiento ni la capacidad para comprar la energía requerida para atender dicha demanda, el Ministerio de Minas requirió del concurso de GENSA (aunque no era el agente incumbente), como facilitador, para pactar los contratos de conexión y los demás requisitos exigidos por el Mercado de

Energía Mayorista – MEM, incluida la constitución de una frontera “especial” para que ELECMURI, sin ser un agente del Mercado, pudiera garantizar el suministro del servicio de energía eléctrica de manera eficiente a todos los usuarios del casco urbano del municipio, sin poner en riesgo la prestación del mismo.

- Dicho esquema, de carácter “transitorio”, se compuso de dos contratos, el primero, relativo a un COMODATO celebrado entre el MME, el IPSE y GENSA, para los activos de conexión y uso, contruidos por el IPSE y el MME, el cual dio vida jurídica al segundo, un contrato de GESTIÓN celebrado entre ELECMURI y GENSA, considerando que el prestador del servicio, es decir ELECMURI, continuaría con la estructura y fórmula tarifaria de la resolución CREG 077 de 1997, hasta tanto el IPSE desarrollara la solución empresarial definitiva para la prestación del servicio, y ELECMURI, y a su vez, obtuviera aprobación de cargos por uso por parte de la CREG. En las consideraciones de este contrato de gestión se reiteró que el IPSE se comprometía a promover la solución empresarial definitiva para la prestación del servicio, dentro del periodo de transición de 6 meses establecido en la regulación. EL CONTRATO en su clausulado aclaró que GENSA no estaba obligada a atender la ejecución del contrato con recursos propios. Es de anotar que ninguna de las dos condiciones antes descritas se ha cumplido, por causas ajenas a la voluntad de GENSA. El plazo del contrato se adicionó por solicitud del MME en siete (7) ocasiones, hasta llegar a un plazo total de diecinueve (19) meses, que finalizó el 22 de noviembre de 2006. Las prórrogas fueron consideradas convenientes por parte del MME y el IPSE, entre otras, para poder contar con el tiempo suficiente de elegir el esquema empresarial definitivo para la prestación de servicio, lo cual a la fecha no se ha cumplido.

- El 17 de noviembre de 2006, GENSA le notificó al COMODANTE la fecha de finalización del CONTRATO (22 de noviembre de 2006) y manifestó su interés para realizar el acta de liquidación y la restitución de los bienes recibidos, sin que hasta la fecha se haya podido culminar el proceso de liquidación, ya que el MME nunca respondió la solicitud. De igual forma, el 26 de diciembre de 2006, GENSA presentó al MME el acta de liquidación del contrato para su revisión y firma, así como las del IPSE, pero hasta la fecha no ha sido posible que los COMODANTES (MME – IPSE) liquiden el contrato y suscriban dicha acta.
- Adicionalmente sin el consentimiento de GENSA y por fuera del marco contractual y del esquema transitorio diseñado por el IPSE y el MME, y peor aún, desconociendo la exclusividad pactada (inicialmente solo se consideró la demanda del Municipio Riosucio -Chocó), los citados entes autorizaron la conexión de cargas adicionales, aumentando la demanda de la línea ya que se incorporaron a la conexión operada por GENSA (línea de media tensión a 44kV) los corregimientos de CURBARADÓ-Chocó, el 2 de noviembre de 2006 y DOMINGODÓ - Chocó, el 24 de diciembre de 2007; así como los municipios de CARMEN DEL DARIEN-Chocó y de MURINDÓ-Antioquia, el 23 de agosto de 2008; así mismo, e impulsado por el Ministerio de Minas y Energía y la Gobernación de Antioquia se instó a GENSA a permitir la adhesión de la demanda de la población de Vigía del Fuerte desde el pasado mes de diciembre de 2021. Esta demanda de energía tuvo que ser asumida de manera forzada por GENSA ante el MEM, situación que estresó aún más la caja y generó crecimiento de la cartera, pues la misma fue conectada sin contar con una solución empresarial definitiva y sostenible en el tiempo, así como sin tener en cuenta que el esquema no cerraba y que los prestadores no tenían herramientas ni solvencia financiera para sufragar los costos reales de la prestación.

5.2.3 Situación Actual

Respecto del estado actual sobre el caso de la frontera Caucheras – Riosucio, GENSA expone que:

- Desde el año 2005 y por solicitud expresa del Ministerio de minas y Energía, GENSA S.A. ESP., en su rol de facilitador dentro del esquema transitorio implementado por dicho Ministerio para la prestación del servicio de energía eléctrica en los Municipios de Riosucio (Choco), Murindó (Antioquia) y Carmen del Darien (Choco), ostenta la representación ante el Mercado de Energía Mayorista, de la frontera comercial ubicada en la subestación Chaucheras localizada en el Municipio de Mutatá - Antioquia, por tal razón la energía demandada actualmente por dichos municipios es facturada por XM a GENSA, así como también se reciben facturas mensuales por concepto de cargos por uso por parte de los operadores de red de la zona Centro – Sur a GENSA. Debido a los incumplimientos en sus obligaciones por parte de la empresa ELECMURI, prestadora del servicio en el Municipio de Riosucio, así como de las Alcaldías de los Municipios de Murindo, Carmen del Darien y Vigía del Fuerte (ésta última demanda adherida por solicitud del Ministerio de Minas desde el pasado mes de diciembre de 2021), originados entre otras por la difícil situación socio-económica de los habitantes de estas regiones, y de la frágil infraestructura de los que en la actualidad fungen como prestadores del servicio, a la fecha se ha acumulado una cartera estimada en \$37.000 (treinta y siete mil millones de pesos mcte), con corte al 31 de marzo de 2025, hecho que genera un estrés de caja a GENSA, que la ha obligado en algunas oportunidades a acudir a créditos de tesorería para poder cumplir con esta obligación ante el Mercado de Energía Mayorista, y que crece de manera mensual.

- GENSA para evitar seguir incurriendo en generación de cartera por su participación en un esquema en el cual actualmente no tiene razón de pertenecer, ha realizado todo tipo de gestiones ante el IPSE, el Ministerio de Minas y Energía y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD, XM (Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales) y la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, y ha hecho uso de los mecanismos regulatorios y de mercado que tiene a su alcance para desligarse del esquema (es decir incluir en las conversaciones y reuniones con los diferentes entes del Estado a los comercializadores incumbentes de las zonas de Antioquia y Chocó, hoy por hoy EPM y DISPAC, respectivamente para que asuman estos mercados) y procurar sanear su cartera, sin que hasta la fecha se hayan visto resultados claros en este sentido, dado que no ha habido acciones contundentes por parte de los entes involucrados, ni está facultada para exigir que los comercializadores que realmente deben atender esta zona lo hagan, así como tampoco puede cesar los pagos por energía ni por cargos por uso, ya que lo anterior le significaría una limitación de suministro con el Mercado Mayorista, poniendo en riesgo no solo la operación comercial de Termopaipa, sino la sostenibilidad misma del principal negocio de GENSA.

5.2.3.1 Alternativas

Para lograr una solución debido a la afectación que está ocasionando a GENSA la representación de la frontera comercial a causa de los hechos descrito, la empresa plantea lo que pudieran ser posibles soluciones a la problemática.

1. Gestión directa y decidida por parte del Ministerio de Minas y Energía y del IPSE para que los agentes activos del Mercado de Energía Mayorista, quienes tienen aprobados cargos por uso de red y cargos de comercialización para las áreas donde están ubicados los Municipios de Riosucio, Murindó, Carmen del Darien y Vigía del Fuerte, retomen dichos

mercados y acuerden un plan por medio del cual se sanee la cartera que se ha contraído para con GENSA.

2. En el entretanto y mientras se logra vincular a la prestación del servicio a los comercializadores naturales (EPM y DISPAC), el Ministerio de Minas y Energía realice las gestiones pertinentes para que vía subsidios, se le reconozca a GENSA el porcentaje no sufragado por los prestadores actuales; se aclara que desde finales del segundo semestre del año 2020, tanto la Electrificadora del Municipio de Riosucio – Choco, como la Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios del Carmen del Darién, se encuentran registradas ante el Administrador del Mercado de Energía Mayorista XM, como agentes comercializadores activos del mismo; sin embargo a la fecha de consulta, la CREG no le ha aprobado cargos por uso de red ni comercialización a ninguna de las dos empresas
3. Se aclara que derivado de la gestión de GENSA para reportar la información a la SSPD y a la Dirección de Energía Eléctrica del MME, de acuerdo con lo definido en la resolución MME 40241 de 2022, se presentó la distribución de subsidios a la tarifa, en aplicación del artículo 26 de la Ley 2099 de 2021, reglamentado a través de la resolución en mención, Capítulo II, para ser girados al representante de la frontera comercial de la línea Caucheras – Riosucio, es decir GENSA, respecto a los periodos comprendidos entre el Cuarto Trimestre de 2019 y el Cuarto Trimestre del 2022, logrando la expedición de la resolución 00930 de 2023, el pasado 1 de septiembre de 2023, con la cual se ordenó el giro de subsidios a la tarifa de energía a nombre de GENSA S.A. E.S.P., correspondientes a la interconexión Caucheras-Riosucio, periodos cuarto de 2021; y primero, segundo, tercero y cuarto de 2022, por valor de \$9.619.743.767 y de lo cual solo le fue girado a GENSA el valor de \$4.290.184.326, ya que debido al acuerdo suscrito entre los prestadores y GENSA, en noviembre de 2022, los prestadores solicitaron que se les reconociera parte de dichos subsidios. **Se aclara que el valor de la cartera a la fecha**

(facturado a marzo de 2025) es de \$37.309 millones, luego de descontar el anterior valor reconocido en la resolución 00930 de 2023.

5.3 Aspectos técnicos operativos

5.3.1 Información general

GENSA S.A. E.S.P. es una empresa de economía mixta con una participación mayoritaria del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, la compañía enfoca sus esfuerzos principalmente en tres componentes de negocio asociados al sector energético.

La Central Termoeléctrica TERMOPAIPA propiedad de GENSA S.A. E.S.P., constituye una planta de generación de energía eléctrica a base de vapor, que utiliza carbón como único combustible y está ubicada en el Kilómetro 3 vía Paipa – Tunja, Municipio de Paipa, Departamento de Boyacá.

La Central Termoeléctrica TERMOPAIPA, está integrada por la unidad I con 31MW, la unidad II con 70 MW y la unidad III con 70 MW, las 3 de propiedad de GENSA y hasta el 7 de enero de 2019, representó comercialmente ante el MEM, la Unidad IV de propiedad de la Compañía Eléctrica de Sochagota CES.

Debido a la continuidad del fenómeno de El Niño, que se materializó en 2023, el 2024 giró en torno a retos importantes, a raíz de la disminución en los niveles de los embalses de las empresas de generación hídrica, lo que implicó aumento en los precios de la energía en bolsa como consecuencia de la necesidad de dar cabida a la generación térmica para garantizar el suministro a través del SIN.

Considerando aspectos como el fenómeno de El Niño, los precios de energía en bolsa y el precio del combustible, influenciado por la crisis energética mundial de 2023 GENSA S.A. E.S.P. inició el 2024 con el reto de honrar compromisos con el sector energético.

5.3.2 Generación de energía de Termopaipa

Durante el 2024, la generación real de TERMOPAIPA, fue de 760,36 GWh-año, un 5,11 % menor a la del año 2023, la cual fue de 801,28 GWh-año, como consecuencia del mantenimiento de la Unidad 3 y las salidas puntuales o derrateos en la generación de las unidades por el agotamiento, al completar cerca de 20 meses de operación continua, alcanzando una despachabilidad de la planta para el periodo del 48,63%, según lo manifestado.

A continuación, en la Tabla 2 se presenta la generación real de cada una de las unidades de TERMOPAIPA, durante el 2024.

Tabla 2. *Generación real de las unidades de TERMOPAIPA a noviembre de 2024*

Unidad	Generación real [kWh-año]	Porcentaje acumulado
Paipa 1	133.873.838	42.34
Paipa 2	368.431.477	58.25
Paipa 3	258.060.220	41.97

Fuente: Elaboración DTGE.

No obstante que se presentaron fallas en las tuberías de las calderas de las tres unidades generadoras, se mantuvo en un 99,23% el programa de generación, al cumplir en general, el despacho de energía por mérito económico.

Tal como se observa en la Tabla 3 el factor de uso de las unidades generadoras se mantuvo en un 48,63%, ligeramente menor a la vigencia anterior, debido a aspectos como la parada de mantenimiento programado de la Unidad 3, las salidas de servicio forzadas y el derrateo en la generación de energía.

Tabla 3. *Factor de utilización de las unidades de TERMOPAIPA a noviembre de 2024.*

Unidad	Factor de utilización %
Paipa 1	42.34
Paipa 2	58.25

Paipa 3	41.97
Planta	48.63

Fuente: Elaboración DTGE.

5.3.3 Gestión de adquisición y consumo de combustible para generación de energía eléctrica

5.3.3.1 Gestión de adquisición y consumo de combustible para generación de energía eléctrica

De manera general GENSA S.A. E.S.P. lleva a cabo ante la comunidad proveedora procedimientos públicos de manifestación de interés para la compraventa de carbón térmico, destinado a las unidades I, II y III de TERMOPAIPA, con la participación de pequeños productores del departamento de Boyacá, quienes asisten como oferentes y observadores del proceso, con lo cual se busca entre otros aspectos, fortalecer la cadena productiva del carbón, para asegurar el abastecimiento energético del país.

Mediante una reciente convocatoria GENSA S.A. E.S.P. adjudicó 33 contratos para el suministro de 60 mil toneladas de carbón, de las cuales 20 mil se adquirirán durante la vigencia 2025, mientras que los 40 mil restantes, serán adquiridas en el primer semestre de 2026.

La Central Termoeléctrica de Paipa, como consecuencia del Fenómeno de El Niño, en el 2024, tuvo una alta generación de energía durante el 2024, de tal manera que la Empresa estructuró y ejecutó diversas estrategias con el fin de disponer del suministro del combustible principal para brindar confiabilidad.

El año 2024 las mayores dificultades fueron producto de las restricciones presupuestales y de caja, que llevaron a limitar los suministros de la materia prima de forma ideal acorde a la

planeación. Al respecto, fue necesaria una gestión permanente de relacionamiento con los proveedores para contar el carbón requerido para la generación de energía.

Los efectos del fenómeno de El Niño también fue otro factor que requirió de grandes esfuerzos, recursos y gestiones para lograr superar las implicaciones económicas y operativas que acarreo.

De acuerdo con lo señalado por la Empresa, a continuación, se describen los aspectos relacionados con la adquisición de carbón para la planta de generación:

- La ejecución contractual del año 2024, se cerró con un total de 98 contratos de compraventa y de suministro de carbón, de los cuales nueve (9) contratos de tracto sucesivo iniciados en 2023 y que continúan hasta el año 2028 y 89 contratos adicionales que fueron el respaldo para las necesidades puntuales del consumo mensual.
- Producto de las estrategias de la Compañía para el aprovisionamiento continuo y confiable, se realizaron contratos nuevos de corto plazo y 116 otros íes a dichos contratos, de esta manera se contó en todo momento con las herramientas contractuales para atender las necesidades del proceso.
- El 99% de los proveedores de carbón vigentes en el 2024 son provenientes del departamento de Boyacá.
- Durante la vigencia 2024 se recibieron 378.104 toneladas de carbón térmico con un aumento del 0,52% con respecto a lo recibido en el año 2023 equivalente a 1.959 toneladas. El carbón es proveniente principalmente de 12 municipios de Boyacá, con una mayor participación de las unidades productoras mineras de los municipios de Paipa, Tasco, Sogamoso, Tópaga y Corrales, en Boyacá, con una menor cantidad de

los municipios de Cúcuta, en el departamento de Norte de Santander y Cajibío, en Cauca.

- El poder calorífico promedio del año 2024 se comportó de manera muy similar a lo observado en el año 2023, logrando con esto dar confiabilidad a la Empresa que el mineral que está siendo suministrado de las mismas fuentes que registran en las bases de datos de años anteriores.
- Producto de las gestiones de negociación de precio y la efectiva lectura del mercado y aun con un 17% menos de presupuesto, según lo expresado, se logró la adquisición de 2.000 toneladas de carbón más que el año 2023, logrando una mayor eficiencia de los recursos financieros de la Organización,
- La Empresa logró contar con el mineral para la generación de energía en TERMOPAIPA durante todo el año 2024 con un promedio de reservas en patios de 27.000 toneladas mensuales.

5.3.3.2 Consumo de carbón

El consumo de carbón térmico en TERMOPAIPA durante el año 2024 fue de 395.888 toneladas con una variación del -6% con respecto al año anterior, equivalente a 23.189 toneladas.

El consumo de carbón térmico en Termopaipa durante el año 2024 fue de 395.888 toneladas con una variación del -6% con respecto al año anterior, equivalente a 23.189 toneladas.

Durante 2024 se tuvo un elevado consumo de carbón, debido a la alta despachabilidad de las unidades generadoras. No obstante, durante el 2024, los altos precios del carbón requerido por las unidades de generación de TERMOPAIPA ocasionaron a GENSA S.A. E.S.P. una situación comercial, lo cual, para la estabilidad financiera y la continuidad del

negocio de la Empresa, ocasionó la búsqueda de alternativas tanto de financiación como de manejo de caja, para cumplir con los compromisos energéticos adquiridos.

5.3.4 Gestión de mantenimientos

5.3.4.1 Aspectos generales

GENSA S.A. E.S.P. debió honrar los compromisos de venta de energía anticipada en contratos, atendiéndolos en parte con sus plantas de generación y en otra parte en el mercado spot a precios altos debido al mantenimiento de la Unidad 3 en el segundo semestre del 2024.

Según lo informado a través de la visita de evaluación integral, el mantenimiento de la Unidad 3 se venía aplazando por la importancia de aportar la generación continua durante el fenómeno de El Niño y según lo manifestado, lo anterior llevó a un alto costo de la operación comercial, lo cual ocasionó pérdidas económicas durante la mencionada vigencia.

5.3.4.1 Parada de mantenimiento programado unidad 3

Según lo informado, se logró ejecutar de manera satisfactoria la parada de mantenimiento programado de la Unidad 3, la cual está compuesta por un generador: marca Mitsubishi – S/N: 223367–87836 KvA y una caldera marca Foster Wheeler, fabricada por Distral S.A – 300 Ton/Hr – 92 kg/cm² y 510°C, Tipo SF, dos tambores y economizador integral.

Al respecto, se realiza overhaul tipo 39.000 – 41.000 h en la turbina, así como el mantenimiento tipo 8.000-10.000 h de la caldera y mantenimiento de equipos auxiliares.

El mantenimiento programado de la Unidad 3, fue realizado desde el 1 de junio al 9 de octubre 2024, a través de consignación nacional XM, N°C2015114. Previo a la parada, se habían adquirido desde el año 2021 los repuestos originales con el fabricante del generador Mitsubishi.

A continuación, se relacionan de forma general las principales actividades ejecutadas:

- Retiro las cubiertas metálicas, tapas, ménsulas, manholes, excitatriz y virador para liberar espacio que permita tomar metrología preliminar y extraer rotor.
- Ejecución del desarme del generador 3.
- Ejecución de la inspección visual inicial del generador y metrología aplicable.
- Reemplazo de componentes, se efectuaron los ensayos no destructivos (NDT).
- Se efectuaron las pruebas eléctricas a rotor y estator.
- Ejecución del figurado, maquillado y cambio de cableados de excitatriz.
- Ejecución de las maniobras de izaje para la instalación de componentes.
- Armado completo del generador 3 y todos los componentes intervenidos.
- Pruebas.
- Cambio de tubería Banco Principal y SBT.
- Limpieza general precipitador y caldera, cárcamos.
- Realización de ensayos no destructivos NDTs por componente de la caldera.
- Inspección videoscopía/ Boroscopía remota a turbina.
- Mantenimiento válvulas manuales, neumáticas,
- eléctricas y electrométricas.
- Mantenimiento general Sistema SO3.
- Mantenimiento válvulas de seguridad.
- Asistencia especializada mantenimiento precipitador electrostático.
- Mantenimiento APH Ljungstrom.
- Mantenimiento general transportador cangilones.
- Reparación del atemperador.
- Instalación andamios en caldera y equipos auxiliares.

- Revisión Mecánica Preventiva válvula principal de agua atemperación (bbfv-05) unidad 3.
- Ensayos eléctricos motores y trafos de medida.
- Instalación capacitores de acople.
- Cambio de aislamiento caldera y trabajos varios.
- Verificación infiltraciones en precipitador.
- Mantenimiento bahía 115 KV.
- Mantenimiento a motor VT1#1 y motor bomba agua de circulación B.
- Ensayos y mantenimiento a cargadores de baterías.
- Interconexión barraje entre U2 y U3.
- Instalación de estructura para izaje de motor VT12U3.
- Regeneración aceite transformador principal y de grupo.

Por otra parte, dentro de las actividades más relevantes a equipos auxiliares ejecutado por personal de mantenimiento de la Empresa en el overhaul, se destaca la reconstrucción de tubería por espesor mínimo caldera.

También se destaca la inspección a sistemas auxiliares para el ciclo agua vapor de turbina, como bombas, calentadores, enfriadores, condensador, desaireador, tanque de alimentación, extracciones, eyectores, compresores, virador, filtros, trampas de condensado.

También se destacan los ensayos eléctricos motores y transformadores de medida.

Finalmente, ante las expectativas de un fenómeno de La Niña, se había programó la salida de la unidad para mayo de 2024, pero atendiendo solicitudes del CND, se inició en junio de 2024 con fecha de terminación el 30 de agosto de 2024, sin embargo, en el curso del mantenimiento se presentó la necesidad técnica de una prórroga hasta el 26 de septiembre

y finalmente la unidad entró en operación comercial el día 16 de octubre de 2024 con un derrateo de 10 MW.

5.3.4.2 Principales proyectos de inversión ejecutados o en ejecución

A continuación, se relacionan los proyectos adelantados o que se adelantan, relacionados con la actividad de mantenimiento:

- Implementación torres de enfriamiento, contrato suspendido por coyuntura de liquidez.
- Interventoría a la implementación de las torres de enfriamiento, contrato suspendido por coyuntura de liquidez.
- Reforzamiento estructural de las tolvas de la Unidad 2 contrato suspendido por coyuntura de liquidez.
- Cambio parcial de tuberías haz de convección y sobrecalentadores de caldera Unidad 3, contrato terminado, en fase de cierre y liquidación.
- Reforzamiento estructural en tolvas de carbón calderas 2 y 3, contrato suspendido por coyuntura de liquidez.
- Cambio de los niveles visuales de domo de calderas U2 y U3, contrato suspendido por coyuntura de liquidez.
- Sistema Automático de limpieza de rejillas de las torres de enfriamiento, contrato suspendido por coyuntura de liquidez.
- Servicio de mantenimiento mayor u overhaul al generador de la Unidad 3, contrato en ejecución normal a la espera ajustes de alineación con la Unidad fuera de servicio.
- Cambio parcial tubería del hogar de la caldera de la Unidad 2, contrato en proceso de formalización de acta de suspensión por coyuntura financiera.

5.3.4.3 Logros alcanzados en el 2024

De acuerdo con lo anterior y con lo señalado por la Empresa, a continuación, se relacionan los principales logros:

- Se completó con éxito la compra, instalación, pruebas y puesta en operación de la tubería del haz de convección y los serpentines del sobrecalentador primario de la caldera de la Unidad 3 de Termopaipa.
- Contratación del servicio de asesoría técnica especializada, mano de obra técnica y herramientas para la realización del overhaul del generador de la unidad número tres de Termopaipa.
- Se contrató el servicio de asesoría técnica especializada, mano de obra técnica y herramientas para realizar el overhaul del generador de la Unidad 3 de Termopaipa, asegurando la optimización y mantenimiento del equipo para su operación eficiente y prolongada.
- Contratación de la compraventa de una sección de las tuberías del hogar de la caldera de la Unidad 2, incluida instalación, pruebas y puesta en operación.
- Se garantiza la adquisición, instalación, pruebas y puesta en operación de una sección de las tuberías del hogar de la caldera de la Unidad 2, lo que permitirá mejorar la fiabilidad y rendimiento de la caldera, optimizando su eficiencia operativa.
- Contratación de la compra de productos Chesterton, para el mantenimiento de los equipos de Termopaipa.
- Contratación del mantenimiento general de la planta generadora de trióxido de azufre gaseoso (SO₃), para el reacondicionamiento de los gases de escape de las calderas hacia los precipitadores electrostáticos de las unidades 1,2 y 3.

- Se contrató el mantenimiento general de la planta generadora de trióxido de azufre gaseoso (SO₃) para el reacondicionamiento de los gases de escape de las calderas hacia los precipitadores electrostáticos de las unidades 1, 2 y 3.

5.3.5 Disponibilidad de la planta de generación

5.3.5.1 Factor de indisponibilidad forzada IHF de la planta

Debido a salidas de servicio forzadas, que indispusieron las unidades generadoras, principalmente por fallas en las tuberías de las calderas y derrateos, debido a diferentes factores, se presenta para el 2024, un valor de este indicador, de 23,26%.

5.3.5.2 Disponibilidad operativa anual de la planta

Se presenta para el 2024, un valor de 76,74%. Unidades 1, 2 y 3 disponibles para la generación, se disminuyó la disponibilidad debido al derrateo en la generación de las tres unidades generadoras, y las salidas de servicio forzadas, por fallas en las tuberías de las calderas.

5.3.5.3 IHF, índice de indisponibilidad forzada Unidad 1

Se presenta para el 2024, un valor de 41,62%. Se presenta indisponibilidad forzada, durante el periodo, principalmente por las salidas de servicio por fallas en las tuberías de la caldera y por el derrateo forzado (13 MW), durante el periodo, como contingencia para reducir la frecuencia de las fallas, de la tubería de la caldera.

5.3.5.4 IHF, índice de indisponibilidad forzada Unidad 2

Se presenta para el 2024, un valor de 23,14%. Se presenta indisponibilidad forzada, durante el periodo, principalmente por las salidas de servicio por fallas en las tuberías de la caldera y

por el derrateo forzado (12 MW), durante el periodo, como contingencia para reducir la frecuencia de las fallas, de la tubería de la caldera.

5.3.5.5 IHF, índice de indisponibilidad forzada Unidad 3

Se presenta para el 2024, un valor de 13,25%. Se presenta indisponibilidad forzada, durante el periodo, principalmente por las salidas de servicio por fallas en las tuberías de la caldera y por el derrateo en la generación de energía. Sin embargo, este indicador mejoró con respecto a la vigencia anterior debido a que luego de la parada de mantenimiento programado se logró recuperar la capacidad efectiva neta; por lo tanto, al finalizar la vigencia la Unidad ya no presenta derrateo forzado.

5.3.6 Eficiencia y desempeño de la planta

5.3.6.1 Indicador de eficiencia acumulado de planta

Con corte a noviembre de 2024, se presenta para este indicador, un valor de 28,50%, el cual presenta cumplimiento de la meta de eficiencia establecida para la vigencia 2024 $\geq 28,13\%$, meta que, con el fin de reflejar la situación actual de la Organización y el estado de los equipos, fue actualizada durante el 2024.

5.3.6.2 Comportamiento del Heat Rate de las unidades y de la planta

A continuación, en la Tabla 4 se presenta el comportamiento del indicador Heat Rate, para cada una de las 3 unidades, así como también para la planta de generación TERMOPAIPA, en conjunto.

Tabla 4. *Comportamiento del indicador Heat Rate de TERMOPAIPA.*

Consumo Térmico Específico HR (MBTU/MWh)			
Paipa 1	Paipa 2	Paipa 3	Planta
13.47	11.66	11.52	11.97

Fuente: Elaboración DTGE.

Al respecto, mediante Acuerdo CNO 1952, se aprueba la ampliación del plazo para la realización de las pruebas de capacidad efectiva neta y consumo térmico específico de la unidad 2 de la planta TERMOPAIPA.

5.3.6.3 Indicador de eficiencia desempeño de planta (%) periodo 2015-2024

Como consecuencia del ajuste de metas para el nuevo Direccionamiento Estratégico 2024 - 2030, considerando que el desempeño energético logrado para la vigencia 2024 fue de 28,50%, se da alcance al cumplimiento de la meta propuesta para el año 2024.

Tal como se mencionó, para la vigencia 2024 se actualizaron dichas metas, con el objetivo que reflejaran la situación actual de la Organización y el estado de los equipos Debido a que en el 2023 se presentó desviación en el cumplimiento de la meta del desempeño energético.

A continuación, se presentan los motivos por los que se presentó desviación de la meta de desempeño energético:

- El aplazamiento de las actividades de mantenimiento mayor de las unidades generadoras.
- Restricciones del mercado debido a la alta exigencia de generación provocado por el fenómeno de El Niño.
- Derrateo forzado de 8 MW en las tres unidades generadoras.
- Las salidas forzadas de las unidades dado por fallas en las tuberías de la caldera.
- Desplazamiento del plan de acción de inversiones por falta de recursos.

5.3.7 Cumplimiento de disposición del RETIE

De acuerdo con lo señalado por la Empresa y lo indicado a través de visita de evaluación integral, adicional al cumplimiento de los permisos y requerimientos ambientales, de

planeación municipal o distrital, así como las concesiones la central de generación, según lo señalado en el Artículo 3.18.1 “Edificaciones de centrales de generación”, del RETIE, la Empresa da cumplimiento a los siguientes requisitos generales:

- a. Las edificaciones y estructuras de las centrales de generación cumplen con disposiciones de construcción Sismo Resistente al momento de la construcción.
- b. Los generadores, se deben instalan y operan en superficies secas y bajo una cubierta o estructura que impida que el agua alcance partes eléctricas activas.
- c. El edificio de la central de generación eléctrica debe ser independiente de toda construcción no relacionada con las instalaciones de generación.
- d. No existe almacenamiento de materiales combustibles en las proximidades de las canalizaciones y de las máquinas o equipos bajo tensión.
- e. El centro de control de la planta dispone de un mímico que represente el diagrama unifilar de la central, que cubre los sistemas de media y alta tensión de la central y subestación asociada, así como las líneas de transmisión con conexión física directa a la central.
- g. Las chimeneas deben pintarse con los requerimientos de la señalización aeronáutica.
- h. No existen depósitos de agua sin confinar en el interior de la central de generación, ni en las zonas próximas a las instalaciones de alta tensión.
- i. En los cuartos de baterías no existen vapores de alcohol, amoníaco, ácido acético, clorhídrico, nítrico o residuos volátiles, ni estos cuartos deben tener comunicación directa con el centro de control.

l. La central de generación cuenta con un sistema automático de detección y extinción de incendios en las partes críticas susceptibles a incendio y un plan de emergencias. Los sistemas de protección contra incendios operan mínimo a las señales de temperatura y humo.

n. Todos los circuitos de baja tensión situados en las proximidades de máquinas, aparatos u otros circuitos de alta tensión, se consideran como pertenecientes a instalaciones de alta tensión, en los casos en que, por falta de protección, se pueda presentar un contacto entre ellos.

p. Todos los sitios de circulación de personas, tales como accesos, salas, pasillos, etc., se encuentran libres de objetos que puedan dar lugar a accidentes o interrumpan visiblemente la salida en casos de emergencia y las rutas de evacuación están demarcadas con avisos y señales de salida que sean luminosas, conectadas al circuito de emergencia de la central.

q. Para evitar los peligros que pudieran originar el incendio de un transformador refrigerados en aceite, de más de 100 kVA o un interruptor de gran volumen de aceite, se cuenta con un foso o sumidero en el que se colocan varias capas de gravilla que servirán como filtro y para ahogar la combustión.

r. Los transformadores aislados en aceite con potencia igual o mayor 100 kVA, ubicados al interior de la casa de máquinas son instalados en celdas diseñadas con muros y puertas cortafuego.

s. Las subestaciones siguen los requisitos de protección contra incendios del numeral 8.7.2 de la norma IEC 61936-1.

t. Las conducciones de gas van siempre separadas de las canalizaciones eléctricas.

La Empresa, según lo informado adelantó medición de niveles de campos electromagnéticos

5.3.8 Transición energética

5.3.8.1 Aspectos generales

El Ministerio de Hacienda y Crédito Público aprobó en diciembre de 2024 una capitalización a GENSA S.A. E.S.P. por \$90.000.000.000 destacándose entre otros aspectos, para el SIN, a) la consolidación de un inventario de 10 proyectos con FNCER listos para construir, construidos o en construcción que ascienden a 1.427 MW sobre los que se encuentra viabilidad para la Empresa implementar aceleradamente un plan de transición energética y descarbonización, b) el inicio de estructuración de cinco (5) alternativas concretas de reconversión de Termopaipa sobre las que se seguirá avanzando en 2025 y que tienen por objetivo estar implementadas en 2030, y c) el preacuerdo con una firma con acreditación ante el mercado para negociar la venta del carbón evitado de Termopaipa, el cual servirá de pilar financiero para el plan de transición de la Organización.

Como inicio del camino hacia la Transición Energética para sustituir la generación de carbón con energías renovables, el proceso de descarbonización de TERMOPAIPA pretende dar un rumbo diferente a la generación y comercialización con energías limpias.

5.3.8.2 Proyecto PCH Río Hondo

En general, se han consolidado proyectos potenciales Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) y proyectos con Fuentes Renovables de Energía (FRE), que permitirán incrementar la canasta energética de la Organización en aproximadamente 120 MW.

Al respecto, con la PCH Río Hondo, proyecto localizado en el departamento de Caldas, en el municipio de Samaná, con una capacidad instalada de 19,9 MW, a filo de agua, se pretende aportar

5.3.8.3 Otras acciones relacionadas con la transición energética

A continuación, se relacionan otras acciones adelantadas por la Empresa, en el contexto de la transición energética:

- Gracias al buen relacionamiento que se ha tenido con empresas mineras de Boyacá, se estructuró un proyecto de implementación de una granja solar de 2 MW en terreno de proveedor de carbón en el municipio de Sogamoso; como piloto para buscar una nueva alternativa de negocio para los mineros, el de generación de energía y de esta manera aprovechar las grandes extensiones de tierra.
- La Empresa avanzó en negociaciones con entidades acreditadas ante mercado de carbono voluntario para negociación de bonos de carbono reducido de TERMOPAIPA.
- En 2024 se celebra alianza con Power China para desarrollo de 1.600 MW eólicos off-shore.
- Se avanza en la estructuración del plan reconversión tecnológica de TERMOPAIPA.
- Se fortalecen las competencias técnicas en modelos de negocios de FNCE y transición energética.

5.3.9 Gestión ambiental

5.3.9.1 Aspectos generales

De acuerdo con lo señalado, para la Empresa, el componente ambiental integra la estrategia empresarial, trasciende el propósito de resolver, mitigar, corregir y compensar los temas de carácter ambiental. En el escenario de los asuntos materiales se definieron los siguientes aspectos:

- Gestión de Impactos ambientales de la operación, que reúne las acciones de cumplimiento de la norma ambiental colombiana para los procesos de generación de energía, y Gestión del Cambio climático.
- Se asume la gestión ambiental como un deber en coherencia con la adopción de los Objetivos de Desarrollo Sostenible y los principios del Pacto Global para aportar a la agenda 2030 Política Nacional para gestionar los Objetivos de Desarrollo sostenible.

5.3.9.2 Acciones generales adelantadas

En relación con las acciones que debe adelantar la Empresa, se atiende de manera general, lo siguiente:

- Gestión de autorizaciones, licencias y permisos ambientales.
- Estudios de Impacto Ambiental.
- Diagnóstico Ambiental de Alternativas y Planes de Manejo Ambiental.
- Relacionamiento y acercamiento con las autoridades ambientales.
- Asesoría y construcción de la Geodatabase (base de datos de información ambiental especializada en los medios abiótico, biótico y socioeconómico).
- Gestión de monitoreo, mediciones y estudios relacionados con los componentes: agua, aire, suelo, fauna y flor.

5.3.9.3 Gestión del cambio climático

En cuanto a la gestión del cambio climático, según lo manifestado, la Empresa se ajusta a lo establecido en la normatividad y atiende de manera general, lo siguiente:

- Medición de la huella de carbono.
- Mejoramiento de los sistemas de generación de energía.
- Establecimiento de mejores prácticas operativas.

- Aplicación en proyectos de FNCE.
- Gestión educativa.
- Desarrollo del programa Actúa Responsable.
- Programa de Eficiencia Energética.

5.3.9.4 Gestión del cambio climático

En relación con las acciones que debe adelantar la Empresa, respecto de la gestión de impactos ambientales de la operación, según lo informado, se atiende de manera general, lo siguiente:

- Realización de campañas de monitoreo isocinéticos en las tres (3) unidades de generación, con el fin de evaluar el comportamiento de las emisiones atmosféricas, con cumplimiento del 80% de los parámetros medidos, según lo expresado.
- Realización de monitoreos de calidad de aire, emisión de ruido y ruido ambiental, según lo informado, con resultados positivos acordes al cumplimiento de la normatividad vigente.
- En atención al requerimiento de Corpoboyacá, se continúa reportando la información del monitoreo de calidad de aire en un punto específico del área de influencia
- Elaboración del modelo de dispersión de contaminantes de la central.
- Continuidad del tratamiento para el manejo de los lixiviados del patio de carbón, (Resolución 631 de 2015 en un 95%) y mantenimiento de la planta.
- Realización de campañas de monitoreo de calidad de agua superficial y vertimientos.
- Mantenimiento preventivo anual de la planta de tratamiento de aguas residuales domésticas.

5.3.9.1 Reducción en el indicador de intensidad de emisiones

Según lo informado, en la operación de TERMOPAIPA se observa una reducción de un 20%, en el indicador de intensidad de emisiones, el cual se encuentra en 1.207 Ton CO₂eq/MWh.

5.3.10 Responsabilidad social empresarial, estrategia, objetivos específicos y certificaciones de calidad

5.3.10.1 Responsabilidad social empresarial

A continuación, se relacionan las principales acciones llevadas a cabo por la Empresa respecto de Responsabilidad Social Empresarial:

- Con el propósito de llevar a cabo una acción colectiva en pro del desarrollo de las zonas y de la Organización, se identificaron actividades para interactuar con los diferentes grupos de interés.
- Se promueve la ciudadanía corporativa a través de procesos de sensibilización social, ambiental y económica.
- Se implementan con los proveedores, iniciativas de formación y acompañamiento técnico, ambiental y social para que integraran en su día a día, acciones sostenibles.
- Con el grupo de interés Comunidad se continuó con el compromiso de aportar al proceso educativo profesional de jóvenes de las áreas de influencia, procesos con las comunidades indígenas
- Inversión social estratégica “Abriendo fronteras”, con direccionamiento hacia una minería sostenible, recuperación ancestral y acciones de economía circular.
- A través de sus diferentes equipos de trabajo, LaA Empresa apoyó dos iniciativas de personal a cargo de minas en el municipio de Corrales para la implementación de un

jardín de plantas ornamentales y aromáticas para el embellecimiento de las instalaciones mediante la reutilización de cascos mineros descartados, como materos.

- En el mes de diciembre, se entregaron un total de 150 plántulas para recuperación ambiental en el municipio de Tópaga en un área equivalente a una cuadra dentro del título minero.

5.3.10.2 Estrategia y objetivos específicos

Mediante la estrategia de la Empresa, para acelerar los pasos hacia una organización más flexible que se adapta a los cambios que el entorno exige, se busca cumplir cinco (5) objetivos estratégicos, de la siguiente manera:

- Generar valor sostenible
- Fortalecer los negocios de política pública y eficiencia energética.
- Ampliar y diversificar la canasta energética en 135 MW con FNCER
- Gestionar la operación y producción basados en la confiabilidad
- Desarrollar y fortalecer capacidades organizacionales

5.3.10.3 Certificaciones de calidad

Con el propósito de alinear su estrategia con los estándares que le permitan actuar de forma organizada y responder a las exigencias del momento, por parte de GENSA S.A. E.S.P., se promueve la recertificación de Icontec en las normas de Calidad ISO 9001:2015, Ambiental ISO 14001:2015, Seguridad y salud ISO 45001:2018 y Eficiencia energética ISO 50001:2018.

Por otra parte, la Empresa mantiene la recertificación en Responsabilidad Social Empresarial en la Worldcob WORLDCOB-CSR:2011.3.

5.4 Plan de Gestión del Riesgo de Desastres GESTION ENERGETICA S.A. ESP – GENSA (Decreto 2157 de 2017)

El Plan de Gestión del Riesgo de Desastres «PGRD» del prestador **GESTION ENERGETICA S.A. ESP - GENSA**, correspondió al «Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas – Decreto 2157 de 2017- Central Termoeléctrica de Paipa – Boyacá», vigencia 2024, bajo los lineamientos estratégicos del prestador, según el cual se estableció el siguiente objetivo:

«Formular las acciones requeridas para la implementación de los procesos de GRD, en el marco de la operación de la Central Termoeléctrica de Paipa, de manera articulada a los sistemas de gestión de GENSA y a los instrumentos de GRD del ámbito territorial, contribuyendo con la protección de la población, la mejora de la seguridad, el bienestar y la sostenibilidad de las entidades».

La evaluación del PGRD se realizó en cumplimiento de la normativa establecida por el Decreto 2157 de 2017 y la Ley 1523 de 2012, que regulan la gestión del riesgo y la planificación de emergencias en el sector de servicios públicos, con base en la herramienta de verificación de requerimientos mínimos indicados en el mencionado Decreto, para la formulación de los Planes de Gestión de Riesgos de Desastres de las empresas públicas y privadas.

Este plan, incorporó la actividad de generación del servicio de energía eléctrica, fijando el alcance del documento de PGRD, en los siguientes términos:

«El alcance del PGRDEPP para la Central Termoeléctrica de Paipa incluye el desarrollo de los tres procesos de la GRD en el marco de la operación y la infraestructura de la central. Comprende la identificación, caracterización, análisis y

evaluación de escenarios de riesgos exógenos y endógenos, asociados a la operación misma de las 3 unidades de generación de energía eléctrica a base de carbón».

Según lo incorporado en PGRDEPP de la central Termoeléctrica de Paipa, el prestador conformó el documento dentro del contexto de las «Políticas de Gestión del Riesgo de Desastres» que a su vez se enmarcan en la visión estratégica y sectorial, en sincronía con el Sistema Integrado de Gestión – SIG de GENSA, bajo estándares de normas ISO, la política sectorial en materia de sostenibilidad, riesgo de desastres y cambio climático.

Así mismo, el PGRDEPP de GENSA refiere a la ejecución de sus actividades en tres componentes del negocio del sector energético así:

- La generación y comercialización de energía eléctrica en el Mercado de Energía Mayorista - MEM (Propia e Intermediación).
- La generación y comercialización de energía eléctrica en las zonas no interconectadas ZNI.
- La gestión de proyectos de infraestructura energética en todo el territorio nacional (Rentabilidad y de Política Pública) (GENSA, 2020).

Para la evaluación de la incorporación de los procesos del «Conocimiento del riesgo», «Reducción del riesgo», «Proceso de manejo del desastre» y «Otros aspectos complementarios», y contenidos mínimos establecidos en el decreto 2157 de 2017, se tomó como base la siguiente documentación aportada por el prestador, referente al PGRDEPP vigencia 2024, así:

1. Oficio SSPD 20245291070372 de marzo de 2024, mediante el cual se presentó el documento denominado «Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas – Central Termoeléctrica de Paipa - Boyacá».

2. Oficio de la GENSA - 2025-IE-00001121, correspondiente a la respuesta del prestador al requerimiento SSPD 20252201308461 de abril 2025, que contiene las observaciones y aclaraciones requeridas, así como el documento «Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas – Decreto 2157 de 2017 – Central Termoeléctrica de Paipa – Boyacá 2024»- PGRD Termopaipa.
3. Informe de Sostenibilidad GENSA 2024.
4. Matrices de Riesgos Estratégicos, Matrices de Riesgos Impactos Ambientales, Matrices Riesgos Operacionales y Matriz de Riesgos Peligros.
5. D-040 Manual de Comunicación.
6. D-112 Metodología AxV
7. Decisión Directiva No.010 del 15 de febrero de 2024
8. Decisión Administrativa No.042 – 2018.
9. M-005-005-PTP Manual de Procedimientos Contingencias Operativas Consolidado.
10. M-005-015-ALTP C2. Plan de Prevención y Control de Emergencias.
11. PLAN DE GESTIÓN DE RIESGO DE DESASTRES TERMOPAIPA 2023
12. F-012-A Matriz RO GGEN SIN (Excel)
13. F-012-A Matriz RO Riesgos (Excel)

En el proceso de establecimiento del contexto externo, interno, conocimiento y caracterización de amenazas, GENSA determinó su área de influencia directa para las veredas Río Arriba, Mirabal, Volcán, Llano grande, Canocas y Sativa y como área de influencia indirecta el municipio de Paipa.

5.4.1 Aspectos Generales de Conocimiento del Riesgo

En cuanto al conocimiento de riesgo e identificación de factores amenazantes y valoración del riesgo, el prestador priorizó, como escenarios externos, los eventos de «inundación» de la central, dado que la central de encuentra ubicada por debajo de la cota del río Alto

Chicamocha, la amenaza «sísmica» teniendo en cuenta el movimiento de fallas geológicas aledañas y la amenaza de «incendio de cobertura vegetal», considerando las prácticas humanas inadecuadas y cobertura vegetal susceptibles a las altas temperaturas.

Ahora bien, respecto a las Matrices de Riesgo Operativas, el prestador identificó otras amenazas y valoración del riesgo adicionales, a saber:

- Siniestros por eventos naturales o socio naturales como pandemias, incremento de precipitaciones, bajo nivel del río Chicamocha, nivel cerámico de la región e incendio forestal.
- Eventos antrópicos, como asonadas, paros sectoriales, huelga interna, conmoción civil, entre otros.
- Incumplimiento normativo, o regulatorio en factores externos. Incorpora gestión contractual para disposición de ceniza, restricciones de almacenamiento temporal, requerimientos ambientales, entre otros.
- Fallas en unidades de operación o en componentes (sin respaldo).
- Obsolescencia tecnológica, instrumentos y control.
- Desabastecimiento de combustible líquido e insumos químicos.

En lo que corresponde a las amenazas internas, se caracterizaron y analizaron los eventos referentes a de incendios internos (piscina, chorro, llamarada), explosión, dispersión tóxica, fugas o derrames de productos inflamables.

Por otra parte, en término de impactos del riesgo, el PGRDEPP desarrolla los escenarios exógenos correspondientes a los eventos de inundación, sismos e incendios de cobertura vegetal y escenarios internos liberación de sustancias químicas peligrosas, fuego, incendio y explosión de nube de vapor y nube de vapor asfixiante, y niveles de afectación a personas, infraestructura, viviendas, vías y ambiente. Si bien algunos de los riesgos del PGRDEPP, son

consecuentes con las matrices de riesgos operacionales o ambientales, es preciso que guarden, igualmente consistencia con los resultados del Informe de Sostenibilidad GENSA 2024, en especial los riesgos enunciados en dicho documento, como sigue:

- «RE-3 Riesgos del sector que amenazan el modelo de negocio de Gensa».
- «RE-5 Impactos en la estrategia del negocio por materialización de riesgos del entorno (ambiente, social, natural)».
- «RE-8 Afectación en la generación de energía».
- «RE-11 Desabastecimiento del carbón para la generación normal de la planta»

5.4.2 Aspectos del proceso de Reducción del Riesgo

Respecto al proceso de reducción del riesgo, el prestador presentó alternativas de intervención correctiva, intervención prospectiva, y medias de protección financiera, estas últimas referidas a la actualización o adquisición de pólizas de aseguramiento contra todo riesgo de daño o pérdida física de la central y servicios auxiliares.

El PGRDEPP de GENSA refiere como medidas de intervención correctiva la implementación de sistemas de monitoreo en puntos críticos del río Chicamocha, protección de orillas como mitigación del proceso de socavación lateral de dicho río, reconstrucción de jarillones y manejo de sedimentación del fondo de la piscina de enfriamiento, bajo escenarios de riesgos de inundación.

Igualmente, medidas como la demolición y reemplazo por construcción nueva de la bodega 3, amarre de muros de mampostería e instalación de arriostramiento en la bodega 4, construcción de pórticos metálicos para rigidizar, reforzar y conectar el edificio de tovas 3 de las tolvas 2 y revisión detallada de estabilidad de equipos, tanques, tuberías tableros, equipos electrónicos, para la reducción del riesgo frente a eventos sísmicos.

Para el caso de escenarios de desastre por incendios forestales, presentó acciones de intervención correctiva, como la inspección periódica de las zonas aledañas a las instalaciones por parte de los colaboradores, implementación de sistemas de alerta con las comunidades y socialización de este escenario con personal de GENSA y entidades del Sistema de Gestión de Riesgo de Desastres de Paipa.

Así mismo, el documento refirió a las medidas de intervención prospectiva como la verificación del cumplimiento de la normativa asociada a la Gestión del Riesgo de Desastres y reglamentación sectorial, ajustar medidas de intervención por riesgo de inundación, apoyo técnico a los entes municipales, entre otros aspectos, orientado a no propiciar nuevas situaciones de riesgos en sus elementos o actividades y reducir las medidas de intervención frente a eventos futuros.

No obstante, respecto al mencionado proceso, el documento PGRDEPP de GENSA para 2024, no identificó claramente los alcances y estado actual de ejecución de las actividades de intervención del riesgo implementadas, principalmente en los siguientes escenarios:

- Reducción del riesgo ante amenaza sísmica y adecuación de la infraestructura a los requisitos o consideraciones del Código Colombiano Sismo-resistente NSR-10.
- Reducción o medidas de mitigación del riesgo de inundación de la central e impactos de crecientes del río Chicamocha.
- Intervención del riesgo por incendios externos (forestales o cobertura vegetal) o internos (generados por gases inflamables, combustión de materia prima, entre otros combustibles).
- Reducción de riesgos operativos internos identificados en las matrices operativas.

Lo anterior, atendiendo la finalidad establecida en el numeral 2.1 Intervención correctiva del Decreto 2157 de 2017, cuyo «(...) objetivo es disminuir el nivel de riesgo existente de la

población y los bienes sociales, económicos y ambientales del área de influencia de probable afectación de las entidades, a través de acciones de mitigación, en el sentido de disminuir o reducir las condiciones de amenaza, cuando sea posible, y la vulnerabilidad de los elementos expuestos de la entidad. Para abordar las causas y las consecuencias (...).

Al respecto es pertinente indicar la necesidad de actualizar dicho PGRDEPP, a las revisiones y ajustes que se realicen, consecuente con los criterios establecidos en el Decreto 2157 de 2017, e igualmente dirigidos a evitar o mitigar impactos, en caso de la materialización de algún riesgo actual y futuro.

5.4.3 Aspectos del proceso de Manejo del Desastre

En lo que hace referencia al proceso de «Manejo del Desastre», el prestador indicó utilizar el instrumento denominado Plan de Emergencias y Contingencias – PEC, cuyo objetivo es «(...) *garantizar la respuesta oportuna y efectiva ante cualquier situación de contingencia y emergencia que se presente en el proceso de operación de las centrales de generación de energía y que permita proteger a las personas, la infraestructura y el ambiente (...)*».

Componente de preparación.

Respecto al componente de preparación para la respuesta a emergencias GENSA refirió los siguientes documentos, para la Central Termoeléctrica de Paipa:

- Protocolo de comunicación en crisis
- Comité de Emergencias con roles y responsabilidades
- Equipamiento de emergencias que contiene el inventario de elementos y equipos para las brigadas
- Procedimientos operativos. Manual de procedimientos para contingencias operativas consolidado de 2022 y 18 guías de manejo específicas de 2019.

- Procedimientos de actuación y Plan de prevención y control de emergencias
- Simulacros y simulaciones con informes de atención de emergencias del 2022

Para volver operativo dicho instrumento empresarial, GENSA organiza y estructura el «Comité de Emergencias», mediante Directiva No. 010 de febrero de 2024, cuyas funciones están relacionadas con la aprobación de protocolos de actuación, declaración de emergencia, acciones para enfrentar las crisis, acciones que afecten la operación, seguridad del personal y prestación del servicio, garantizar manejo oportuno de recursos y en caso de superar la emergencia informar al Consejo Municipal de Gestión del Riesgo de Desastres (CMGRD).

Componente de ejecución para la respuesta.

Corresponde al marco institucional, instrumentos, recursos, niveles de activación de la emergencia, logística, protocolos y procedimientos para cada tipo de emergencia. GENSA incorporó dentro del documento de PGRDEPP los siguientes protocolos:

- Procedimiento general para la respuesta a emergencias.
- Procedimiento en caso de inminente inundación.
- Procedimiento en caso de incendio forestal.
- Procedimiento en caso de incendio estructural.
- Procedimiento por incendios en tanques.
- Procedimiento por incendio por fuga de gas.
- Procedimiento por incendio en subestación eléctrica.
- Procedimiento por explosión por nube y/o sobrepresión del gas.
- Procedimiento por fuga de sustancia tóxica.
- Procedimiento por dispersión de nube de vapores.
- Procedimiento por derrame de producto.
- Procedimiento por pérdida o sospecha de contención de materiales peligrosos.

- Procedimiento por incendio de facilidades.

Como resultado del proceso de verificación y revisión de requerimientos mínimos en la temática de Gestión del Riesgo de Desastres, se evidenció que el instrumento «*Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas – Decreto 2157 de 2017 – Central Termoeléctrica de Paipa – Boyacá 2024*», enfatizados en los procesos de conocimiento y reducción del riesgo, no se encontraron ajustados y actualizados en atención a dicha normativa.

Así mismo, es preciso indicar que el PGRDEPP no se encontró ajustado y alineado, consecuente con el marco estratégico para otros activos del prestador, considerando toda las conclusiones y documentación del Informe de Sostenibilidad 2024, protocolos operativos, histórico de eventos amenazantes materializados, concordante con todos los requerimientos del Decreto 2157. En particular lo indicado en el artículo 2.3.1.5.2.1.1. así:

«(...) ARTÍCULO 2.3.1.5.2.1.1. *Formulación del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP). El PGRDEPP desarrolla los procesos de la gestión del riesgo establecidos por la Ley 1523 de 2012 bajo los siguientes lineamientos, en articulación con lo pertinente a lo referido en los **sistemas de gestión que maneje la entidad**: (...)*

(...) PARÁGRAFO 3°. *En el Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP), se deben incluir **todas las instalaciones** donde se adelante la actividad que puede generar riesgo de desastre. En caso que dichas instalaciones tengan distinta ubicación geográfica a la sede principal, así pertenezcan a la misma entidad, cada una de estas deberá respectivamente adelantar el Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP)*».
(resaltado fuera de texto).

5.5 Calidad y reporte de la información al SUI

A continuación, se presenta la Información del cumplimiento de los reportes por parte de la empresa GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. ESP - GENSA S.A. ESP al Sistema Único de Información – SUI.

5.5.1 Inscripción y actualización RUPS

El prestador GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. ESP - GENSA S.A. ESP realizó actualización en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS bajo imprimible No. 202541757445626 del 23 de abril del 2025 donde realizó el registro de los siguientes datos:

- Fecha de constitución: 04 de mayo de 1993.
- Fecha de inicio de operaciones: 04 de mayo de 1993.
- NIT: 800194208 - 9
- Servicios Registrados: Energía Eléctrica
- Actividades Desarrolladas:

Tabla 5. *Registro actividades RUPS.*

Servicio	Actividad	Fecha de Inicio	Fecha Final
Energía	Comercialización	05/04/2002	
Energía	Generación	01/11/2005	

Fuente: Registro Único de Prestadores (RUPS)

Conforme a lo establecido en la Resolución SSPD No. 20181000120515 del 25 de septiembre de 2018, el prestador ha venido certificando año a año las correspondientes actualizaciones del Registro Único de Prestadores (RUPS).

5.5.2 Cargue y Calidad de Información

Según la revisión realizada en el Sistema Único de Información – SUI, se evidenció que el prestador a la fecha presenta 2 reportes en estado pendiente para el servicio de energía eléctrica. El porcentaje de cargue del prestador se evidencia en la

Figura 1.

Tabla 6. Porcentaje de cargue.

ID Empresa	Empresa	Año	Certificado	Certificado No Aplica	Pendiente	Porcentaje Cargue
1757	GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. ESP - GENSA S.A. ESP	2024	98	47	0	100%

Fuente: Sistema Único de Información SUI.

Tomando como base, el porcentaje de cargue de la Tabla 6, el prestador, para la vigencia 2024, no tiene formatos pendientes.

Para los demás formatos, el prestador manifestó que, se pondría al día con el cargue de la información en el SUI; verificando el estado de cargue se evidencia que el prestador ha cumplido con los compromisos y se encuentra en la corrección de los formatos pendientes, aunque existen aún varios formatos aun sin certificar al SUI.

Evaluando la oportunidad de cargue de la información al Sistema Único de Información SUI, del año 2024 se pudo constatar que la empresa GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. ESP - GENSA S.A. ESP presentó el 40.96% de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes (Tabla 7).

Tabla 7. Oportunidad en el cargue.

Variable	Fuera de Término	Con Oportunidad
Cantidad N°	86	59
Porcentaje %	59.31%	40.69%

Fuente: Elaboración DTGE.

Figura 1. *Distribución de oportunidad de cargue.*



Fuente: Elaboración DTGE.

En cuanto a reversiones, durante 2024 la empresa GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. ESP - GENSA S.A. ESP solicitó las relacionadas en la Tabla 8.

Tabla 8. *Formatos reservados*

Año de la solicitud de reversión	Nombre formato o formulario reversado	Periodo
2024	ICL2. Certificación de Existencia y Generación en las ZNI	2024-1

Fuente: Elaboración DTGE.

Cabe destacar, que verificando la oportunidad de cargue del prestador y teniendo en cuenta lo dispuesto en el artículo 15 de la Ley 1955 de 2019, que establece:

«(...)

Artículo 15. Funciones de la Superintendencia. Modifíquese el numeral 8 y adiciónense los numerales 34, 35 y 36 al artículo 79 de la Ley 142 de 1994, así:

8. Solicitar documentos, inclusive contables y financieros, a los prestadores, entidades públicas, privadas o mixtas, auditores externos, interventores o supervisores y privados, entre otros, que tengan información relacionada con la prestación de los servicios públicos domiciliarios. Adicionalmente, practicar las visitas, inspecciones y pruebas que sean necesarias para el cumplimiento de sus funciones, en la oportunidad fijada por la Superintendencia.

34. Sancionar a los prestadores de servicios públicos y vigilados, auditores externos y otras entidades con naturaleza pública, privada o mixta, que tengan información relacionada con los servicios públicos domiciliarios, cuando no atiendan de manera oportuna y adecuada las solicitudes y requerimientos que la Superintendencia realice en ejercicio de sus funciones

(...)»

Verificado la oportunidad de cargue del prestador y teniendo en cuenta lo dispuesto en la Resolución No. SSPD - 20172000188755 de 2017:

«(...)

Fecha límite para reporte: La información será reportada trimestralmente a más tardar el último día del mes siguiente al trimestre a reportar. Lo anterior para cada uno de los formatos y formularios establecidos.

(...)»

De acuerdo a lo antes mencionado, el prestador **no cumple**, esto debido al porcentaje de oportunidad de cargue de la información reportada en el SUI de los formatos habilitados al prestador corte 2024 (40.69% con oportunidad) y establecidos las fechas límites de cargue en los lineamientos de la Resoluciones, SSPD No. 20211000859995 de 2021, SSPD No. 20192200020155 de 2019 y SSPD No. 20212200012515 de 2021.

5.6 Reglas generales de comportamiento

Para la Evaluación integral respecto de las reglas generales de comportamiento se procedió inicialmente con la revisión y visualización de cada uno de los procedimientos que están relacionados con el cumplimiento de la Resolución CREG 080 de 2019. Estos se visualizan al inicio de la página web de la empresa, los cuales se muestran a continuación (ver Figura 2).

Figura 2. *visualización normas de comportamiento página web GENSA.*



Fuente: Pagina web GENSA.

Al respecto la empresa publicó en su página web: <https://gensa.com.co/>, los procedimientos que a continuación se relacionan con su respectivo enlace:

Tabla 9. *Procedimientos publicados por GENSA S.A. ESP, Resolución CREG 080.*

Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
Acceso a la prestación del servicio de energía eléctrica al usuario	https://gensa.com.co/wp-content/uploads/2024/01/GCE-NA-Manual-de-procedimientos-para-acceder-a-servicios-de-GENSA.pdf
Cambio de prestador de servicio de energía eléctrica	https://gensa.com.co/wp-content/uploads/2024/01/GCE-NA-Pmto-para-el-cambio-de-prestador-por-parte-de-los-usuarios-o-empresas-de-SPE.pdf
Declaración de cumplimiento Res. CREG 080 2019	https://gensa.com.co/wp-content/uploads/2025/05/Declaracion-de-acatamiento-resolucion-CREG-080-2019.pdf

Fuente: Elaboración DTGE.

De la revisión general de los procedimientos, se observó que la empresa tiene establecidos y publicados los procedimientos que determinó eran necesarios para dar cumplimiento a la normativa citada, al realizar la revisión de los citados procedimientos y documentos se

encontró que de manera general dan cumplimiento a la premisa establecida por la Comisión en cuanto a la información que se debe suministrar por los agentes.

De acuerdo con lo anterior, se halló que a nivel general los procedimientos y la información suministrada por la empresa GESTIÓN ENERGÉTICA S.A. ESP a los usuarios de su mercado, están diseñados en función de la comprensión clara, didáctica e instructiva que debieran aportar, en cumplimiento de la regulación citada.

Por último, se aclara que la revisión realizada corresponde a la verificación de los requerimientos formales que fueron incorporados en la resolución CREG 080 de 2019 y no se manifiesta respecto del cumplimiento que debe realizar la empresa en función de la gestión de la citada norma.

6 HALLAZGOS:

Tabla 10. *Relación Hallazgos para la empresa GESTIÓN ENERGÉTICA SA. ESP.*

N.º	Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
1	PGRD: Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP)	De acuerdo con lo establecido en el decreto 2157 de 2017, artículo ARTÍCULO 2.3.1.5.2.1.1. la formulación del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas PGRDEPP debe formularse en articulación con los sistemas de gestión que maneje la entidad.	«Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas – Central Termoeléctrica de Paipa - Boyacá» vigencia 2024.	NO CUMPLE

Fuente: Elaboración DTGE

7 ACCIONES CORRECTIVAS DEFINIDAS:

7.1. Plan de Gestión de Riesgo de Desastres (PGRD)

Se requiere que el Prestador, adelante la formulación e implementación de Planes de Gestión del Riesgo de Desastres (PGRDEPP) consecuente con los sistemas de gestión del prestador. Estas acciones buscan alinear el documento de PGRDEPP e instrumentos para conocer y reducir las condiciones de riesgo actual y futuro, según el Decreto 2157 de 2017, con instrumentos de planeación del prestador y los sistemas de gestión de la entidad, los ámbitos territoriales, sectoriales e institucionales de la gestión del riesgo de desastres y los demás instrumentos de planeación estipulados en la Ley 1523 de 2012. Estos documentos o instrumentos formulados para todas las instalaciones y actividades que desarrolla el prestador, incluyendo sedes administrativas en la ciudad de Manizales, actividades e infraestructura de Zonas No Interconectadas en Chocó, Guainía y Vaupéz.

8 CONCLUSIONES:

Tópico comercial

- Respecto del caso de la frontera Caucheras – Riosucio, se evidencia una constante gestión por parte de GENSA, mediante los mecanismos posibles para sanear la cartera que, como se citó previamente, es de un valor aproximado a los \$37.309 millones a corte de marzo de 2025. Es importante tener presente que la afectación a GENSA, proveniente del esquema «transitorio», viene dada por la obligación de la empresa de realizar los pagos por la energía demandada en la frontera, hecho que pone en riesgo la operación comercial de Termopaipa.

Tópico Plan de Gestión de Riesgo de Desastres (PGRD)

- Con base en los documentos aportados por el prestador, la visita de inspección realizada en sitio y como resultado del proceso de verificación y revisión de requerimientos mínimos en la temática de Gestión del Riesgo de Desastres, se evidenció que el instrumento «Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas – Decreto 2157 de 2017 – Central Termoeléctrica de Paipa – Boyacá 2024», no se encontró alineado y conforme a los lineamientos mínimos establecidos en el Decreto 2157 de 2017, en particular los procesos de «conocimiento del riesgo» y «reducción del riesgo».
- Los riesgos identificados por el prestador dentro en el instrumento del «Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas – Decreto 2157 de 2017 – Central Termoeléctrica de Paipa – Boyacá 2024», no guardan una completa consistencia y articulación con los riesgos corporativos y sistemas de gestión de la entidad, de tal manera que sea concordantes con lo indicado en el parágrafo 1, artículo 2.3.1.5.2.3.1. Subsección 3. «Implementación sectorial y armonización territorial» y Subsección 2 Artículo 2.3.1.5.2.1. «Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP)» del Decreto 2157 del 2017.

Tópico Reglas generales de comportamiento

- Una vez verificada el cumplimiento a las normas de comportamiento, Resolución CREG 080 de 2019, en especial lo referente a los artículos 9 y 25, se informa que el prestador cuenta con los procedimientos de acuerdo con la norma citada y estos de manera general son adecuados y están diseñados en función de la comprensión clara e instructiva que deben aportar, dando cumplimiento a la norma citada.

**9 MEDIDAS RECOMENDADAS QUE PUDIERA SER OPORTUNO O PERTINENTE
APLICAR**

10 RESPONSABLES DE LA REALIZACIÓN

10.1 Responsable general

Héctor Horacio Suárez Bernal – Director técnico de gestión de energía

10.2 Equipo de evaluación

Nelson Yesid González – Tópico Comercial

Diego Martin Castillo Pinilla – Tópico PGRD

11 ANEXOS: