CONTRALORÍA
GENERAL DE LA REPÚBLICA

INFORME AUDITORÍA DE CUMPLIMIENTO

ECOPETROL S.A.

VIGENCIA 2024

CGR- CDSME No. 40
CAT_2013_2025_1
Diciembre 2025

INFORME AUDITORÍA DE CUMPLIMIENTO

ECOPETROL S.A.

Contralor General de la República	Carlos Hernán Rodríguez Becerra
Vicecontralor	Carlos Mario Zuluaga Pardo
Contralor Delegado	German Castro Ferreira
Director de Vigilancia Fiscal	Fulton Ronny Vargas Caicedo
Supervisora encargada	Alba Yolanda Castillo Cruz
Líder de auditoría	Jeisson Zapata Rincón
Equipo auditor	Ana Beatriz Berdugo Sánchez Betsy Alejandra Tobar Otero Brenda Magaly Restrepo Plazas Ginna Teresa Marines Palacio Gloria Marcela Gaitán Chiriví Jakson Velásquez Muñoz Jaime Alejandro Mesa Garzón Mateo González Carreño Leonardo Briceño Moreno William Hernando Flórez Villamizar

CONTRALORÍA
General de la República

TABLA DE CONTENIDO

1. CARTA DE CONCLUSIONES 5
1.1. OBJETIVO DE LA AUDITORÍA 6
1.2. FUENTES DE CRITERIO 6
1.3. ALCANCE DE LA AUDITORÍA 9
1.4. LIMITACIONES DEL PROCESO 10
1.5. RESULTADOS EVALUACIÓN CONTROL INTERNO 10
1.6. CONCLUSIONES GENERALES Y CONCEPTO DE LA EVALUACIÓN REALIZADA 11
1.7. RELACIÓN DE HALLAZGOS 12
1.8. PLAN DE MEJORAMIENTO 12
2. OBJETIVOS Y CRITERIOS 13
2.1. OBJETIVOS ESPECÍFICOS 13
2.2. CRITERIOS DE AUDITORÍA 13
3. RESULTADOS DE LA AUDITORÍA 18
3.1. RESULTADOS GENERALES SOBRE EL ASUNTO O MATERIA AUDITADA 18
3.1.1. RESULTADOS DE SEGUIMIENTO A AUDITORÍAS ANTERIORES 20
3.2. RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 1 22
Hallazgo No.01. Aplicación de la cláusula de multas y afectación extemporánea de la póliza de cumplimiento (Contrato NO. 3050857 – MORELCO S.A.S.) 25
Hallazgo No.02. Demora en la activación de la cláusula de toma de posesión ante incumplimientos del contratista. (Contrato No. 3050857 – MORELCO S.A.S.) 30
Hallazgo No.03. Puesta en operación de activo incompleto 33
Hallazgo No.04. PDT Cronograma de actividades en estaciones del proyecto Modulo Integral Desarrollo Secundario GDT 35
Hallazgo No.05. Control de Cambios Línea base tiempo, alcance y costo del proyecto Modulo Integral Desarrollo Secundario GDT 39
Hallazgo No.06. Control sobre el suministro y destino del ACPM 44
3.3. RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 2 47
Hallazgo No.07. Maduración del caso de negocio en el proyecto Aura 50
Hallazgo No.08. Ejecución del Convenio Interadministrativo GGC No. 453 de 2022 53

Hallazgo No.09. Supervisión integral y gestión de riesgos conjunta ECP – MME al Convenio Interadministrativo GGC No. 453 de 2022 60

Hallazgo No.10. Gestión inmobiliaria Proyecto Ecoparque Providencia 64

3.4. RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 3 66

Hallazgo No.11. Estimación de costos y control de contingencias 67

3.5. OTROS TEMAS DE AUDITORIA 70

3.5.1. Contrato CW207382 suscrito con Covington & Burling 70

Hallazgo No.12. Estado de ejecución del Contrato: CW207382 – Otrosí 01 “Vigente y en Pausa” - Covington 71

3.5.2. Desinversión cuenca del Permian 80

3.5.3. Recursos postconflicto 81

3.5.4. Plan de mejoramiento 82

3.6. Denuncias tramitadas dentro del proceso auditor 82

4. ANEXO 1 TABLA RESUMEN DE HALLAZGOS 105

5. ANEXO 2 RESPUESTAS A LAS OBSERVACIONES 106

Bogotá D.C,

RICARDO ROA BARRAGÁN
Presidente
ECOPETROL S.A
Cr. 13 No. 36 – 24
comunicadoscontraloria@ecopetrol.com.co
Bogotá, Colombia.

Asunto: Informe Final de Auditoría de Cumplimiento Ecopetrol S.A, Vigencia 2024

Respetado Doctor Roa:

Con fundamento en las facultades otorgadas por el Artículo 267 de la Constitución Política y de conformidad con lo estipulado en la Resolución Orgánica 0022 del 31 de agosto de 2018, la Contraloría General de la República realizó auditoria de cumplimiento sobre la inversión de recursos públicos destinados al desarrollo de proyectos de los objetivos de producción de Hidrocarburos, Energías para la Transición, y Gerencia Refinería de Barrancabermeja (GRB) que tuvieran ejecución durante la vigencia 2024.

Es responsabilidad de Ecopetrol S.A., el contenido en calidad y cantidad de la información suministrada, así como con el cumplimiento de las normas que le son aplicables a su actividad institucional en relación con el asunto auditado.

Es obligación de la CGR expresar con independencia una conclusión sobre el cumplimiento de las disposiciones aplicables a Ecopetrol S.A., en los temas señalados, y a la normatividad aplicable en la ejecución de los recursos públicos, conclusión que debe estar fundamentada en los resultados obtenidos en la auditoría realizada.

Este trabajo se ajustó a lo dispuesto en los Principios fundamentales de auditoría y las directrices impartidas para la auditoría de cumplimiento, conforme a lo establecido en la Resolución Orgánica 0022 del 31 de agosto de 2018, proferida por la Contraloría General de la República, en concordancia con las Normas Internacionales de las Entidades Fiscalizadoras Superiores (ISSAI[1]), desarrolladas por la Organización Internacional de las Entidades Fiscalizadoras Superiores (INTOSAI[2]) para las Entidades Fiscalizadoras Superiores.

Estos principios requieren de parte de la CGR la observancia de las exigencias profesionales y éticas que requieren de una planificación y ejecución de la auditoría

[1] ISSAI: The International Standards of Supreme Audit Institutions.

[2] INTOSAI: International Organisation of Supreme Audit Institutions.

destinadas a obtener garantía limitada, de que los procesos consultaron la normatividad que le es aplicable.

La auditoría incluyó el examen de las evidencias y documentos que soportan el proceso auditado y el cumplimiento de las disposiciones legales y que fueron remitidos por la entidad.

Los análisis y conclusiones se encuentran debidamente documentados en papeles de trabajo, los cuales reposan en el Sistema de información de Auditorías establecido para tal efecto y en los archivos de la Contraloría Delegada para el Sector Minas y Energía.

La auditoría se adelantó en las instalaciones de Ecopetrol S.A, el periodo auditado comprendió la vigencia 2024.

Las observaciones se dieron a conocer oportunamente a la entidad dentro del desarrollo de la auditoría, las respuestas fueron analizadas y en este informe se incluyen los hallazgos que la CGR consideró pertinentes.

1.1. OBJETIVO DE LA AUDITORÍA

Evaluar el cumplimiento de la normatividad aplicable a la gestión de la entidad, respecto a la correcta ejecución de los recursos asignados para el desarrollo de los objetivos institucionales, incluye Gerencia Refinería de Barrancabermeja - GRB.

1.2. FUENTES DE CRITERIO

De acuerdo con el objeto de la evaluación, el marco legal sujeto a verificación fue:

Normas generales

- Ley 840 de 1873 Código Civil
- Decreto 410 de 1971 Código de Comercio
- Ley 489 de 1998 por la cual se dictan normas sobre la organización y funcionamiento de las entidades del orden nacional, se expiden las disposiciones, principios y reglas generales para el ejercicio de las atribuciones previstas en los numerales 15 y 16 del artículo 189 de la Constitución Política y se dictan otras disposiciones. En especial sus artículos 3, 38, 68 y 97.
- Decreto 1760 de 2003, por medio del cual se escinde la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol S.A., se modifica su estructura orgánica y se crean la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la sociedad Promotora de Energía de Colombia S. A
- Ley 1118 de 2006 por la cual se modifica la naturaleza jurídica de Ecopetrol S. A. y se dictan otras disposiciones.
- Ley 80 de 1993 Por la cual se expide el Estatuto General de Contratación de la Administración Pública en sus artículos 3, 4, 8, 9, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29 y 32.

- Ley 1150 de 2007 por medio de la cual se introducen medidas para la eficiencia y la transparencia en la Ley 80 de 1993 y se dictan otras disposiciones generales sobre la contratación con Recursos Públicos en sus artículos 13 y 14
- Ley 1474 de 2011 por la cual se dictan normas orientadas a fortalecer los mecanismos de prevención, investigación y sanción de actos de corrupción y la efectividad del control de la gestión pública Art. 34, 82, 83, 84, 85, 92, 93.
- Ley 2195 de 2022 por medio de la cual se adoptan medidas en materia de transparencia, prevención y lucha contra la corrupción y se dictan otras disposiciones. Articulo 2 modifica el artículo 34 de la Ley 1474 de 2011, articulo 19 modifica el artículo 2 de la Ley 1778 de 2016 y artículo 56 Aplicación de los documentos tipo a entidades de régimen especial.
- Decreto No. 1073 de 2015 - "Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía"

Normas de Gobierno Corporativo

- Estatutos sociales de Ecopetrol S.A. GOC-ES-001 V 4,5, 6 y 7
- Libro Procesos Versión 3.0 Ecopetrol desarrollo de Proyectos EDP

Normas de abastecimiento - Contratación

- GAB-N-001 Versión: 7. GAB Gestión de Abastecimiento, Libro Modelo Operativo de Abastecimiento enero 2024
- Guía de Lineamientos Generales del Modelo de Gestión de Contrato GAB-G-001 Versión: 18.
- Manual de Contratación de Ecopetrol S.A. GAB-M-001 Versión 2 en este se establece el marco normativo que orienta las actividades y los negocios jurídicos que realiza la compañía a nombre propio o de un tercero, para el abastecimiento de bienes y servicios
- Guía de Requisitos HSE para la planeación y ejecución de contratos Ecopetrol S.A.
- Procedimientos de Desempeño de contratistas versión 8
- Procedimiento para la gestión y administración de Materiales V 9 y 10
- Procedimiento para la operación de las bodegas de Materiales
- Guía para el control de proyectos
- Procedimiento control y seguimiento contratistas contratos de construcción
- GOP gestión y optimización de Producción enero 2023

Normatividad de ejecución presupuestal, contratación

- Reglamento de Planificación Presupuestal y Gestión Financiera Grupo Ecopetrol - CODIGO PFP-R-001 versión 2 y 3, 30/09/2024
- Divulgación 4T 2023+lan de Negocios 2024
- PAI 2024

- Procedimiento para Modificaciones y Proyecciones del Presupuesto Anual de Ingresos, Costos y Gastos Del Grupo Ecopetrol - CODIGO PFP-P-001
- Procedimiento para la Contratación Plurianual - CODIGO PFP-P-002
- Instructivo para Aprobar Recursos Financieros en Operación Contingente - CODIGO PFP-I-004
- Guía de Abastecimiento Ágil Código GAB-G-016

Normatividad en gestión de proyectos

- EDP-G-052 Guía para el Control de Proyectos.

Normatividad en inventarios:

- Procedimiento para la gestión y administración de materiales gestión de abastecimiento gerencia de abastecimiento GAB-P-027 Versión 10
- Política de inventarios CORE
- GAB-P-026 procedimiento para la operación de las bodegas de materiales gestión de Abastecimiento Gerencia de Abastecimiento v4 14/12/2022

Normatividad planta y equipo

- GSE-P-014 Procedimiento para la Desincorporación de Activos Fijo. Gestión de Servicios Departamento de Tierras y Control de Activos Fijo v4 15/12/2023
- GSE-P-015 Procedimiento para el control de activos Fijos. Gestión de servicios departamento de tierras y control de activos fijos v7 24/08/2023
- GSE-P-021 Procedimiento para la Incorporación de Activos Fijos y Equipos. Gerencia de Servicios Compartidos Departamento de Tierras y Control de Activos Fijo v4 22/12/2023

Normatividad en inversiones

- Política de inversiones en compañías contabilizadas por el método de participación patrimonial.
- Política de Inversiones en Acuerdos Conjuntos

Normatividad en Producción de Hidrocarburos

- Decreto 1053 de 1956 - “Por el cual se expide el Código de Petróleos”.
- Resolución M.M.E No.181495 de 2009 - “Por el cual se establecen medidas en materias de exploración y explotación de hidrocarburos”.
- Resolución M.M.E. No. 40807 de 2018 -"Por medio de la cual se adopta el Plan Integral de Gestión del Cambio Climático para el Sector Minero Energético (PIGCC)".

- Acuerdo 003 de 2021 – ANH “Por el cual se aprueba el Modelo de Convenio de Exploración y Producción de Hidrocarburos, E&P – Continental para Yacimientos Convencionales en Trampas”.
- Acuerdo 005 de 2022 – ANH “Por el cual se adoptan criterios para la Administración de Contratos y Convenios para actividades de Exploración y Producción de Hidrocarburos”.
- Resolución M.M.E- No.40066 - de 2022- “Por la cual se establecen requerimientos técnicos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas naturales durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos”.
- Resolución M.M.E No.40230 de 2022 - “Por la cual se establecen los requisitos técnicos mínimos para llevar a cabo las operaciones de suspensión temporal, abandono temporal o definitivo de pozos, en desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos y se modifica parcialmente la Resolución181495 de 2009”.
- Resolución M.M.E No.40236 de 2022 - “Por la cual se reglamenta la medición del volumen y la determinación de la calidad de los hidrocarburos producidos en el territorio nacional”.
- Circular No. 0011 del 15 de mayo de 2023 “Directrices para la liquidación de Contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos, Contratos TEA y Convenios de Exploración y Explotación de Hidrocarburos y de Explotación de Hidrocarburos”.
- Resolución M.M.E. 40537 de 2024 “Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y producción de hidrocarburos".

1.3. ALCANCE DE LA AUDITORÍA

De conformidad con los riesgos de auditoría identificados, el control fiscal se realizó mediante la aplicación de pruebas sustantivas, analíticas y de cumplimiento, con el propósito de verificar que la materia objeto de auditoría corresponda al cumplimiento normativo en la ejecución de recursos públicos y que se hubiera desarrollado conforme con la normativa vigente y los criterios de evaluación establecidos para el período analizado. La auditoría tuvo por objeto revisar el cumplimiento de los objetivos definidos en la Actuación CAT_2013_2025_1, según el registro del sistema de información para la gestión de auditorías APA, cuya materia corresponde a la ejecución de proyectos de la empresa Ecopetrol S.A. Para este fin, se tomó una muestra de 20 proyectos, con una ejecución total de COP $4.409.040.221.402, de los cuales COP $3.039.029.087.149 correspondieron a recursos ejecutados durante la vigencia 2024 así:

Objetivo / Segmento	Número de proyectos	Ejecución presupuestal 2024
Hidrocarburos	7	$2.661.558.179.292
Energías para la transición y proyectos estratégicos	7	$12.790.030.465

Objetivo / Segmento	Número de proyectos	Ejecución presupuestal 2024
Gerencia Refinería de Barrancabermeja	6	$364.680.877.392
Total	**20**	**$3.039.029.087.149**

Adicionalmente, y como resultado de denuncias y temas de especial relevancia para la CGR, se seleccionaron seis contratos que acumulan un valor de USD $248 millones, relacionados con:

- Situaciones en controversia (Contrato CW207382 celebrado con Covington & Burling LLP, y Contratos Termomorichal 1 y 2).
- Nuevos negocios (Proyecto Roma–Windpeshi y Proyecto Sancho–Starkraft).
- Otras indagaciones (Proyecto Ecoparque Solar Providencia y CPO-09).

1.4. LIMITACIONES DEL PROCESO

En el trabajo de auditoría no se presentaron limitaciones que afectaran el alcance de esta.

1.5. RESULTADOS EVALUACIÓN CONTROL INTERNO

En la evaluación del control interno por componentes de Ecopetrol S.A., efectuada en la fase de planeación, la calificación obtenida fue de 0,100 “Adecuado”.

Como resultado de la evaluación al diseño de controles se obtuvo una calificación ponderada de 0,200 y la efectividad de dichos controles la calificación ponderada fue de 1,220. La calificación total de diseño y efectividad fue de 1,420 – Adecuado.

La calificación total del control interno fue de 1,520 – Con deficiencias.

Se observa que, en términos generales, los controles existen, sin embargo, se determinaron debilidades, las cuales se registran en los resultados de la auditoria.

Resultados Matriz para la evaluación del control interno

I. Evaluación del control interno institucional por componentes	Ítems evaluados	Puntaje
A. Ambiente de control	13	1,00
B. Evaluación del riesgo	9	1,00
C. Sistemas de información y comunicación	8	1,00
D. Procedimientos y actividades de control	10	1,00
E. Supervisión y monitoreo	8	1,00
Puntaje total por componentes|	1	
Ponderación	10%	
Calificación total del control interno institucional por componentes	**0,100**	
	Adecuado	

Riesgo combinado promedio	**MEDIO**

Riesgo de fraude promedio	**BAJO**

II. Evaluación del diseño y efectividad de controles	Ítems evaluados	Puntos	Calificación	Ponderación	Calificación Ponderada
A. Evaluación del diseño	35,000	35,000	1,000	**20%**	0,200
B. Evaluación de la efectividad	35,000	61,000	1,743	**70%**	1,220
Calificación total del diseño y efectividad				**1,420**	
				Adecuado	

Calificación final del control interno	**1,520**
	Con deficiencias

Fuente: Elaboración equipo auditor Formato 04 AC – PT Evaluación Control Fiscal Interno – Ejecución

1.6. CONCLUSIONES GENERALES Y CONCEPTO DE LA EVALUACIÓN REALIZADA

Concepto Con Reservas

Como resultado de la auditoría realizada, la Contraloría General de la República, de acuerdo con la materialidad cualitativa definida en la fase de planeación, considera que el cumplimiento de la normatividad relacionada con el asunto o materia auditada es **CON RESERVAS**.

El anterior concepto se fundamenta en la materialidad cualitativa determinada para el desarrollo de la auditoria, donde se evaluaron veinte (20) proyectos de los cuales cinco (5), evidenciaron debilidades que dieron origen a los hallazgos, acorde al proceso EDP y la normativa aplicable como costo, alcance, cronogramas, controles de cambios, cumplimiento y avance de fases del proceso en términos de maduración del caso de negocios, aseguramiento de premisas y la normativa aplicable.

Es así como, el equipo auditor calificó como de importancia relativa las observaciones que derivaron en los hallazgos detectados, en referencia a la gestión en proyectos, considerados materiales específicamente sobre desempeño de los proyectos, supervisión de las obligaciones administrativas de contratistas, contratos del proyecto Mantenimiento Mayor GDP, Puesta en operación de activo incompleto en el proyecto Integral CSE M4, Retrasos críticos en cronograma y falta de control formal sobre cambios en línea base (tiempo, alcance y costo) del proyecto Módulo Integral Desarrollo Secundario GDT, maduración deficiente del caso de negocio en el proyecto Aura (Hidrógeno Verde), Gestión inmobiliaria tardía en el proyecto Ecoparque Providencia y Subestimación de costos y control insuficiente de contingencias en Proyectos SOx Plantas Azufre GRB, Eficiencia Energética Downstream y Nuevo Laboratorio GRB.

Asimismo, se considera material la desviación en la activación oportuna de cláusulas de multas, terminación anticipada y toma de posesión del contrato No.3050857, con alto impacto por la incidencia fiscal.

1.7. RELACIÓN DE HALLAZGOS

Como resultado de la auditoría, la Contraloría General de la República constituyó doce (12) hallazgos administrativos de los cuales, cinco (5) tienen incidencia disciplinaria, dos (2) con incidencia fiscal y dos (2) con Alerta de control interno.

1.8. PLAN DE MEJORAMIENTO

La entidad deberá elaborar y/o ajustar el Plan de Mejoramiento que se encuentra vigente, con acciones y metas de tipo correctivo y/o preventivo, dirigidas a subsanar las causas administrativas que dieron origen a los hallazgos identificados por la Contraloría General de la República como resultado del proceso auditor y que hacen parte de este informe. Tanto el Plan de Mejoramiento como los avances de este, deberán ser reportados a través del Sistema de Rendición de Cuentas e Informes (SIRECI), dentro de los quince (15) días hábiles siguientes al recibo de este informe.

La Contraloría General de la República evaluará la efectividad de las acciones emprendidas por las entidades para eliminar las causas de los hallazgos detectados en esta auditoría, según lo establecido en la Resolución orgánica que reglamenta el proceso y la Guía de auditoría aplicable vigentes.

Bogotá, D. C,

GERMAN CASTRO FERREIRA
Contralor Delegado para el Sector Minas y Energía

Aprobó: Fulton Ronny Vargas Caicedo, Director de Vigilancia Fiscal
Revisó: Alba Yolanda Castillo Cruz - Coordinador de Gestión
Elaboró: Equipo Auditor

2. OBJETIVOS Y CRITERIOS

Los objetivos específicos y los criterios de auditoría aplicados en la evaluación del cumplimiento por parte de ECOPETROL S.A., fueron:

2.1. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Evaluar la correcta inversión de los recursos para la producción de hidrocarburos en cuanto al cumplimiento de los indicadores y metas establecidas para los planes, programas, proyectos; así como el cumplimiento de la normatividad aplicable a la gestión de la Compañía.

2. Evaluar la correcta inversión de los recursos para los temas estratégicos y el segmento de nuevas energías en cuanto al cumplimiento de los indicadores y metas establecidas para los planes, programas, proyectos.

3. Evaluar la correcta inversión de los recursos en la Gerencia Refinería de Barrancabermeja (GRB) en cuanto al cumplimiento de los indicadores y metas establecidas para los planes, programas, proyectos.

2.2. CRITERIOS DE AUDITORÍA

De acuerdo con el objeto de la evaluación, la auditoría de cumplimiento realizada a Ecopetrol S.A. para la vigencia 2024 se enmarcó en los siguientes criterios normativos:

Normatividad general

- ***Ley 80 de 1993 – Estatuto General de Contratación de la Administración Pública***

  "Artículo 3 – Principios de la contratación estatal

  "(...) con la ejecución de los mismos, las entidades buscan el cumplimiento de los fines estatales, la continua y eficiente prestación de los servicios públicos y la efectividad de los derechos e intereses de los administrados que colaboran con ellas en la consecución de dichos fines.

  *Los particulares, (...) colaboran con ellas en el logro de sus fines y cumplen una función social que, como tal, implica obligaciones.**"***

  Artículo 26 – Principio de la Responsabilidad

  "1o. Los servidores públicos están obligados a buscar el cumplimiento de los fines de la contratación, a vigilar la correcta ejecución del objeto contratado y a proteger los derechos de la entidad, del contratista y de los terceros que puedan verse afectados por la ejecución del contrato.

2o. Los servidores públicos responderán por sus actuaciones y omisiones antijurídicas y deberán indemnizar los daños que se causen por razón de ellas."

- **Ley 1474 de 2011 – Estatuto Anticorrupción**

  Artículo 83 – Responsabilidad por omisión en la supervisión

  La omisión en el ejercicio de la supervisión puede generar responsabilidad disciplinaria.

  Artículo 84 – Obligación de reportar irregularidades

  Los supervisores están obligados a reportar cualquier irregularidad detectada en la ejecución contractual.

Jurisprudencia

- **Sentencia 722 de 2007 Corte Constitucional**

  "ECOPETROL-Régimen de contratación para exploración y explotación de recursos naturales renovables y no renovables

  No resulta contrario a la Constitución que el legislador establezca que los procesos de contratación que se dan en determinadas áreas específicas, tales como las de exploración y explotación de los recursos naturales renovables y no renovables, se adelanten por las reglas del ***derecho privado****,* ***sin que, de otra parte, ello signifique que no hayan de tenerse en cuenta en dichos procesos tanto el deber de selección objetiva como los principios de transparencia, economía y responsabilidad establecidos en la Ley 80 de 1993****." (*Subrayado y negrita fuera de texto.)

- **Sentencia 21489 de 2021 Consejo de estado**

  "*El deber de planeación, en tanto manifestación del principio de economía, tiene por* ***finalidad asegurar que todo proyecto este precedido de los estudios de orden técnico, financiero y jurídico requerido para determinar su viabilidad económica y técnica*** *y así poder establecer la conveniencia o no del objeto a contratar; si resulta o no necesario celebrar el respectivo negocio jurídico y su adecuación a los planes de inversión…".(*Subrayado y negrita fuera de texto.)

Normatividad de Gobierno Corporativo

- **Estatutos Sociales De Ecopetrol S.A - GOC-ES-001 V.7**

  Artículo Cuatro. Objeto Social:

  "PARÁGRAFO: Ecopetrol deberá cumplir con su objeto social de manera competitiva, atendiendo criterios de rentabilidad económica y financiera en consideración a las circunstancias del mercado y los riesgos propios de la industria, atendiendo, a su vez, a las necesidades del grupo Ecopetrol."

- **Estructura del proceso - Libro EDP versión 3.0**

  "Bajo el proceso Ecopetrol Desarrollo de Proyectos - EDP, las decisiones de inversión se realizan después de una reducción sistemática de los niveles de incertidumbre"

- **Procedimiento para la incorporación de activos fijos y equipos GSE-P-021**

  "2.5 OPORTUNIDAD EN EL RECONOCIMIENTO DE ACTIVOS FIJOS EN SAP / ACTIVOS FIJOS

- **Guía para el Control de Proyectos EDP-G-052**

  3.1.2 PLANEACIÓN DEL CONTROL DE PROYECTOS:

  Desde el momento en que se realiza la planeación del proyecto, también se planea la forma en que se realizará el control del proyecto, indicando los roles que intervendrán en el proceso de control, el flujo de información entre los miembros del equipo, las fuentes de información, los entregables que se elaborarán durante el desarrollo de la fase o subproceso, los indicadores a controlar, la frecuencia del control, así como las actividades y herramientas que se utilizarán para realizar el seguimiento al cumplimiento del alcance, tiempo y costo del proyecto y para dar las alertas oportunas evitando o disminuyendo los impactos por desviaciones (…)

  3.2 PROCESO DE CONTROL DE PROYECTOS:

  CONTROL EN CADA FASES/SUBPROCESOS DEL PROYECTO

  El control de proyectos se debe realizar durante todo el ciclo de vida de cada proyecto y su principal propósito es dar a conocer el cumplimiento en su desempeño respecto al plan, así como incidir en la toma de acciones necesarias para evitar o mitigar las desviaciones (…)

- ***Guía para el Aseguramiento de la Calidad en Proyectos***

  3.4.4 Identificación y trazabilidad

  Toda la información de cada una de las fases de maduración y etapas de ejecución del proyecto deberá mantenerse actualizada

- ***Procedimiento para Variaciones y Cambios en Proyectos***

  3.2.1. Fases/subprocesos posteriores a la toma de decisión de inversión final (FID)

  (…) Una vez establecidas las líneas base de alcance, tiempo y costo en FID, los cambios que se generen deben ser aprobados (…).

- ***Instructivo para Actualizar y Detallar la Línea Base del Proyecto***

  DESARROLLO. *El detallamiento de la línea base en la ejecución, es una herramienta fundamental para el control de proyectos dado que permite:*

Alinear y actualizar la estrategia de ejecución con el cronograma y el estimado de costos para la ejecución el proyecto.

Mejorar el proceso de seguimiento y control de proyectos en ejecución al tener de forma detallada los paquetes de trabajo finales de las diferentes áreas de gestión del proyecto.

Establecer una línea base más precisa para la medición de KPI's del Proyecto (alcance, tiempo y costo), análisis de desviación y el desarrollo de planes de acción.

- **Guía para el Control de Proyectos EDP-G-052**

  3.2.4 TOMAR ACCIONES, PROYECTAR Y GESTIONAR CAMBIOS: Pre-requisitos:

  Para poder tomar decisiones, el líder del proyecto y su equipo deben contar con los resultados de la comparación y análisis para con esto conocer el desempeño del proyecto de manera periódica.

  Deben tenerse identificados los Issues presentados durante la maduración y ejecución del proyecto y cuantificados los impactos en tiempo y costo, input que se utilizará para ajustar la proyección de finalización del proyecto. Con esta proyección, se plantea si es necesario realizar un Registro de Variación de Maduración o un Control de Cambios soportado en el procedimiento EDP-P-005, según sea el caso, si se requiere ajustar una o varias líneas base.

- ***"GOP-P-017 PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE LA ESTACIÓN DE SERVICIO (EDS) EN CAMPO RUBIALES***

  3.4 Cierre y conciliación de despachos:

  Es el proceso que permite confrontar, validar y conciliar la cantidad suministrada de combustible registrado en las planillas de la EDS, Anexo 3 "Registro manual de suministro de combustible a vehículos en la estación de servicio" (…)

- ***El Libro de Procesos de Ecopetrol Desarrollo de Proyectos (EDP) Versión 3.0:***

  Establece que: *"Bajo el proceso Ecopetrol Desarrollo de Proyectos - EDP, las decisiones de inversión se realizan después de una reducción sistemática de los niveles de incertidumbre".*

- ***PROCEDIMIENTO PARA LA GESTION DE TIERRAS GDE-P-004***

  3.1.2 Intervención Temprana en Proyectos

  De conformidad con las directrices, metodologías, modelos de proceso y/o modelos operativos, la Gestión de Tierras debe formar parte de los equipos dedicados de proyectos que se conforman en sus etapas tempranas con el objetivo de garantizar una debida anticipación de requerimientos e identificar los

riesgos concernientes a la adquisición de derechos inmobiliarios en las zonas donde se espera ejecutar labores de proyectos. De acuerdo a lo anterior, es necesario revisar que el modelo para maduración de proyectos que se encuentre vigente en la empresa, evidencie la participación del equipo de tierras y se tenga a lo largo de las compuertas o fases de maduración informes consolidados de acuerdo a los instructivos vigentes. Los documentos de fase o compuerta que dan cuenta del componente de Tierras del proyecto, deben ser firmados y entregados al proyecto para que formen parte del Dossier del mismo. Adicionalmente, copia de estos informes de fase deben ser archivados bajo la denominada Carpeta Cero (0) en el sistema de gestión de archivo del área de Tierras.

3.3 SEGUIMIENTO Y MEJORES PRÁCTICAS DE LA GESTIÓN DE TIERRAS

c) Establecer esquema de gestión y control mediante reuniones sistemáticas semanales con los equipos de proyectos y operación, con el objetivo de conocer el avance de todas las tareas que están siendo desarrolladas, revisando con cada uno de los responsables de las tareas cuál es su estado en el momento del seguimiento, su evolución previsible y los problemas que están encontrando para su desarrollo. A partir de la información obtenida del equipo de desarrollo, el Coordinador de Gestión de Tierras o el responsable del Proyecto debe determinar el estado de cada tarea, indicando la previsión de finalización de cada una. Asimismo, debe prestar atención a las incidencias y desviaciones, positivas y negativas, encontradas por el equipo, ya que puede existir una fuente de problemas que precise atención inmediata. Dentro de las actividades de Seguimiento y Control se trata de manera especial la Gestión de Incidencias, que puede ser la clave del éxito o fracaso de un proyecto. Incidencias son aquellos hechos inesperados y anómalos que se presentan durante la realización de las actividades y tareas del proyecto, y que producen desviaciones en la planificación. Ejemplos de incidencias que se pueden presentar en un proyecto son los paros de las comunidades, los cambios de trazados etc. Una vez identificadas las tareas a las que afecta la incidencia se evalúa su impacto en términos de: tiempo necesario para resolverla, retrasos previstos y recursos afectados.

- **Guía para la Estimación de Costos, EDP-G-051**

3.4.2.3 Clase 3 "*El propósito del estimado de costos Clase 3, es* ***soportar las aprobaciones del presupuesto para la etapa de ejecución (Final Investment Decision - FID) con base de la ingeniería básica, definir el costo total del proyecto (P50)*** *y la curva de probabilidad acumulada del estimado obteniendo el valor optimista (P10) y el valor a no exceder (P90). "…****Esta contingencia se evalúa tomando en cuenta el taller de Análisis y Cuantificación de Riesgos específicos*** *que alimenta dicha herramienta…*"

3.5.5 Contingencias "Se entiende por el ***rubro de contingencia aquella porción del costo de un proyecto que es adicionada al estimado de costos para cubrir las incertidumbres dado el nivel de definición actual del proyecto****. Es un rubro*

que teóricamente no puede ser asignado a un elemento de costo específico, pero que la historia y experiencia muestran que es necesario para alcanzar los objetivos en costo, tiempo y calidad al cubrir los riesgos e incertidumbres propios del proyecto y su contexto".

3.6 LA ESTIMACIÓN DE COSTOS PARA LA EVALUACIÓN DE INVERSIONES Y PORTAFOLIO "(…) ***Subestimar los costos (asignar un menor costo al que verdaderamente tiene o le corresponde) genera un panorama irreal de la inversión requerida****, lo que puede generar sobrecostos de capital al requerirse finalmente mayores costos a los estimados y así obtener expectativas de valor mucho menores a las aprobadas para la inversión realizada*."

3. RESULTADOS DE LA AUDITORÍA

3.1. RESULTADOS GENERALES SOBRE EL ASUNTO O MATERIA AUDITADA

En desarrollo de la Auditoría de Cumplimiento practicada a Ecopetrol S.A. para la vigencia 2024, y conforme con los lineamientos, objetivos específicos y criterios establecidos en el Plan de Trabajo aprobado, se evaluó el grado de cumplimiento de las disposiciones legales, contractuales y normativas del gobierno corporativo aplicables a la ejecución de proyectos, contratos y recursos públicos asociados a los segmentos de Hidrocarburos, Nuevas Energías y la Gerencia Refinería de Barrancabermeja.

De acuerdo con lo anterior se concluye lo siguiente respecto de la ejecución de los recursos públicos por parte de Ecopetrol S.A.:

Objetivo específico No.1. Hidrocarburos

Durante la auditoría se identificó que Ecopetrol S.A no aplicó oportunamente las cláusulas contractuales relativas a multas y terminación anticipada en el contrato con Morelco SAS, a pesar de contar con evidencias documentadas de incumplimientos reiterados desde etapas tempranas. Esta demora en la activación de medidas contractuales condujo a un perjuicio patrimonial debido a la negativa de las aseguradoras para cubrir el valor asegurado, reflejando una gestión que no aprovechó plenamente los mecanismos internos para mitigar riesgos durante la vigencia contractual.

Se constató también que la cláusula de toma de posesión no fue activada en tiempo oportuno frente a incumplimientos que impedían el recibo a satisfacción de las obras, permitiendo la acumulación de desviaciones y atrasos que afectarán la continuidad en la ejecución del proyecto. Esta situación evidencia deficiencias en la supervisión y gestión contractual, limitando la capacidad de anticipar y mitigar impactos operativos.

Se identificó la puesta en operación de un activo con condiciones incompletas, específicamente un tanque FWKO (Free Water Knockout) sin el aislamiento térmico

necesario para garantizar la seguridad operativa y el cumplimiento de los estándares técnicos. Este hecho denotó rigor insuficiente en los procesos de entrega y habilitación de activos, con implicaciones en la eficiencia operativa y en la integridad de la infraestructura.

Los controles de proyectos presentaron deficiencias evidenciadas en retrasos significativos y desviaciones sin actualización formal oportuna de cronogramas y líneas base, comprometiendo la trazabilidad y control efectivo. Estas inconsistencias limitaron la capacidad para la toma de decisiones informadas y el adecuado seguimiento del avance, afectando la sincronización entre actividades críticas y la programación estratégica.

Se observaron irregularidades en el control de cambios, con la ejecución de actividades y ajustes presupuestales no formalizados ni aprobados según los procedimientos establecidos. La ausencia de un control documental riguroso generó riesgos financieros, operativos y administrativos, y dificultó la gobernabilidad del proyecto.

El control sobre el suministro y destino del ACPM no contempla mecanismos efectivos para verificar la utilización real del combustible entregado a contratistas, limitándose a controles documentales previos y desconociendo la trazabilidad operativa. Esta situación evidencia una omisión en la supervisión integral, manteniendo el riesgo de uso inapropiado de recursos bajo custodia de terceros.

Estas condiciones reflejan debilidades en la gestión de control de proyectos, contractual y operativa conexa, impactando la eficiencia, seguridad y sostenibilidad de los proyectos auditados durante el período revisado.

Objetivo específico No.2. Energías para la transición y temas estratégicos

En relación con la gestión de los recursos destinados a nuevas energías y/o energías para la transición; en el análisis de la estrategia para el segmento se identificó que Ecopetrol S.A., orientó la incorporación de nuevas energías hacia la autogeneración a través de su estrategia 2040 con un avance de esta para la vigencia 2024 de 610 MW, de los 900 MW proyectados para 2025.

De los siete proyectos seleccionados en la muestra y los seis proyectos incorporados relacionados con este segmento, se evidenciaron debilidades en el caso de negocio del proyecto Aura relacionadas con la maduración y ejecución, asimismo debilidades en la ejecución del convenio interadministrativo entre Ecopetrol y el Ministerio de Minas y Energía CGC No. 453 de 2022 relacionadas con la supervisión y gestión de riesgos del proyecto Ecoparque Providencia, así como debilidades en la gestión inmobiliaria.

En el caso de los proyectos Roma y Sancho, estos proyectos se concretaron en la vigencia 2025, por lo cual serán retomados en siguientes auditorías a fin de evaluar los riesgos relacionados a la intervención de comunidades en el funcionamiento de los proyectos, así como lo relacionado con el componente técnico y jurídico.

Objetivo específico No.3. Gerencia Refinería de Barrancabermeja (GRB)

En relación con la gestión de los recursos ejecutados en la Refinería de Barrancabermeja, se identificaron debilidades en el proceso EDP y en la metodología definida para la toma de decisiones de inversión. De los proyectos revisados, tres presentan deficiencias en su estructuración, situación que ha derivado reprocesos, ajustes de diseño y ampliaciones de plazo posteriores al FID. Estas condiciones reflejan incumplimientos de principios legales, corporativos y técnicos.

Asimismo, se evidenciaron subestimaciones de costos en los Proyecto SOx Plantas Azufre GRB, Proyecto Eficiencia Energética *Downstream* Condensados y Proyecto Nuevo Laboratorio GRB, en los que las contingencias definidas resultaron insuficientes para cubrir riesgos previsibles, generando incrementos en el CAPEX, controles de cambio con incrementos presupuestales significativos, comprometiendo la rentabilidad proyectada y afectando la eficiencia en la ejecución del portafolio de inversiones de Ecopetrol S.A.

3.1.1. RESULTADOS DE SEGUIMIENTO A AUDITORÍAS ANTERIORES

Seguimiento al Plan de Mejoramiento Ecopetrol S.A. – Corte a 31 de diciembre de 2024

La Contraloría General de la República (CGR) efectuó el seguimiento y la verificación de las acciones de mejora adoptadas y ejecutadas por Ecopetrol S.A. con corte al 31 de diciembre de 2024. Para dicho proceso se consideraron las unidades de medida, las fechas de cumplimiento de las actividades de mejora y los documentos soporte allegados por la entidad mediante oficio No. 2025EE0144251 de fecha 24 de julio de 2025, numeral 23, así como la certificación expedida por la Oficina de Control Interno registrada en el aplicativo SIRECI, con corte al 31 de diciembre de 2023. Las acciones verificadas presentan fecha final de ejecución durante el año 2024 (26 acciones).

La evaluación abarcó exclusivamente los hallazgos derivados de auditorías de cumplimiento, correspondientes a las siguientes actuaciones auditoras:

Auditoria	Hallazgos	Acciones de mejora/Actividades
Auditoría Cumplimiento Vigencia 2022	7	13
Auditoria de Cumplimiento Intersectorial Estampilla Pro-Universidad Nacional de Colombia y demás universidades públicas. Vigencias 2014 a junio 30 de 2022	2	3
Denuncia 2023-276624-82111-D Radicado 2023ER0126024 del 18-07-2023	3	3
Auditoría Cumplimiento Acueducto Cúcuta vig 2022-2023	4	7
Total	**16**	**26**

Fuente: Reporte SIRECI / informes Ecopetrol S.A Respuesta Oficio No. 2025EE0144251 de fecha 24 de julio de 2025 numeral 23

Durante el seguimiento, Ecopetrol S.A. presentó solicitudes de modificación al Plan de Mejoramiento suscrito con la CGR, sustentadas mediante memorandos de las áreas responsables. Dichas solicitudes se relacionan con los hallazgos H004-2014, H019-2014 y H20-2019P, e incluyen ajustes en fechas y en actividades de mejora.

Los cambios se encuentran soportados en la respuesta al oficio AG8-37, radicado 2025EE0215831 del 10 de octubre de 2025, correspondientes a la reformulación y reprogramación de acciones correctivas y/o preventivas cuya fecha de terminación supera el 31 de diciembre de 2024. Estas acciones están asociadas con:

Auditoría Gubernamental Vigencia 2014, reformulada Auditoría de Cumplimiento Segmento Desarrollo y Producción Vigencia 2018.

Hallazgos con actividades reprogramadas:

CÓDIGO HALLAZGO	DESCRIPCIÓN DEL HALLAZGO	ACTIVIDADES / FECHA DE INICIO	ACTIVIDADES / FECHA DE TERMINACIÓN
H004-2014	Requerimientos ambientales establecidos en Auto No. 1524 de 2015. Área Perforación Exploratoria Cagüi- APE Cagüi	30/07/2021	30/12/2025
H019-2014	Cumplimiento obligaciones auto 928/2015 APE CPO9	30/06/2016	30/11/2026
H019-2014	Cumplimiento obligaciones auto 928/2015 APE CPO9	30/06/2016	30/07/2026
H20-2019P	Patio de Biorremediación Apiay Cumplimiento medida compensatoria Resolución 0379 de 2011	1/10/2021	31/12/2029
H20-2019P	Patio de Biorremediación Apiay Cumplimiento medida compensatoria Resolución 0379 de 2011	1/06/2022	31/12/2029

Fuente: reporte SIRECI 31/12/2024 y respuesta al oficio AG8-37 con radicado 2025EE0215831 de fecha 10/10/2025

Resultado del Seguimiento

Con base en la verificación documental del avance reportado por Ecopetrol S.A., se constató que la totalidad de las actividades y acciones programadas con fecha de cumplimiento al 31 de diciembre de 2024 fueron ejecutadas al 100%.

Estas acciones permitieron subsanar las causas administrativas que dieron origen a los hallazgos evaluados, evidenciando la efectividad del Plan de Mejoramiento para el período analizado.

En conclusión, el cumplimiento total de las 26 acciones de mejora con fecha de terminación en 2024 demuestra el cumplimiento de Ecopetrol S.A. en el cierre de los hallazgos de las auditorías evaluadas. En consecuencia, se considera **efectivo** el Plan de Mejoramiento para el período de referencia.

3.2. RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 1

OBJETIVO ESPECÍFICO 1
Evaluar la correcta inversión de los recursos para la producción de hidrocarburos en cuanto al cumplimiento de los indicadores y metas establecidas para los planes, programas, proyectos; así como el cumplimiento de la normatividad aplicable a la gestión de la Compañía.

Estrategia en Hidrocarburos

Según el reporte de resultados, en 2024 el Grupo Empresarial Ecopetrol ejecutó inversiones de capital por USD 5.880 millones, de las cuales el 67% correspondía a la línea de hidrocarburos por USD 3.942 millones, enfocadas principalmente en exploración y producción. El presupuesto de inversiones para 2025 fue proyectado entre $24 y $28 billones, con el 76% orientado a la seguridad energética y sostenibilidad del negocio tradicional.

A nivel internacional, se destacan inversiones en Estados Unidos (Permian) y Brasil, consolidando proyectos de exploración offshore y desarrollo de campos estratégicos.

Ecopetrol reportó ingresos consolidados de $133.3 billones, utilidad neta de $14.9 billones y un EBITDA de $54.1 billones con un margen EBITDA del 41%. Se materializó un récord en eficiencias por $5.3 billones y el ahorro energético acumulado desde 2018 alcanzó 19.91 Peta Joules.

En sostenibilidad, la compañía reutilizó el 81% del agua operativa, redujo emisiones y ejecutó inversiones sociales por $296,888 millones. Se soporta que la eficiencia técnica y el compromiso con la transición energética, destacan hitos como el descubrimiento del pozo Sirius-2 en el offshore Caribe con un potencial de gas de cerca de 6 Tera pies cúbicos.

En 2024, el segmento de Gas y GLP del Grupo Ecopetrol presentó una reducción en la producción de gas nacional, reflejada en una caída año a año del 8,4% para Ecopetrol S.A. y del 8,2% para Hocol, según la información reportada al mercado incluida en la "*Medición de Avances del Esquema de Monitoreo Gas – Cierre 4T 2024".* Pese a esta disminución, el segmento logró un cumplimiento del 104% del EBITDA frente al Plan Financiero Normalizado, superando en 110 mMCOP la meta acumulada al cierre del 2024, impulsado por mayor disponibilidad de gas en Permian, menores costos y ejecución de la firmeza contractual.

Los registros operativos de los planes de suministro muestran que durante 2024 se presentaron déficits temporales de gas en diferentes activos del Grupo. Los reportes evidencian que las operaciones gestionaron consumos mediante ajustes operativos de

suministro y asignaciones de contratos de firmeza condicionada, lo que permitió cubrir parcialmente los requerimientos de abastecimiento hacia el cierre de año.

La información contenida en los reportes financieros indica que, durante el cierre de 2024, el segmento de Gas Natural y GLP mantuvo un aporte del 23% a la producción total del Grupo Empresarial, destacándose la estabilidad lograda por el crecimiento del portafolio en Permian, que compensó parcialmente la caída de la producción nacional, según los resultados divulgados al mercado en el 4T de 2024.

En cuanto a desarrollos estratégicos, los documentos muestran que proyectos como Sirius continúan avanzando hacia fases de desarrollo técnico y viabilidad, mientras que Papayuela-1 inició perforación en junio de 2025 con finalización estimada para el cuarto trimestre de ese año, información incluida en la presentación financiera 2Q-2025.

El universo de los Proyectos de Inversión, reportados por Ecopetrol corresponde a 890 proyectos por valor inicial de $100.164.191millones, con una ejecución en 2024 de $12.158.046 millones que equivalen al 12.14% del valor inicial (con corte al 31 de diciembre de 2024); la muestra definida por la CGR, está conformada por 20 proyectos cuyo valor ejecutado es de $3.039.029.millones, es decir, el 25% de los recursos ejecutados totales en 2024, para los cuales se realizó evaluación verificando la ejecución de los contratos asociados y validando el cumplimiento de los entregables y pagos realizados.

Para verificar el cumplimiento del objetivo específico 1 de la auditoria de cumplimiento, se seleccionó una muestra de siete (7) proyectos tomando como criterio para su selección el porcentaje de avance financiero contrastado con el porcentaje de avance físico:

Matrícula Digital	Nombre Proyecto	Fecha Inicio	Valor Estimado Total	Ejecución presupuestal Total	Ejecución presupuestal 2024	Porcentaje (%) de avance financiero	Porcentaje (%) de avance Físico
1020748	DESARROLLO INTEGRAL CSE M4	07/05/2021	4.899.571.940.362	1.201.646.448.313	1.090.779.768.786	24,53%	38,22%
1020367	Módulo Integral Desarrollo Secundario GDT (Castilla)	25/03/2021	3.570.179.586.600	1.584.157.476.712	1.050.554.643.549	44,37%	62,19%
1009377	Mantenimiento mayor GDP FLO	10/12/2019	195.672.802.444	153.634.445.194	10.118.365.748	76,91%	87,99%
1019217	PERFORACION PIEDEMONTE FLOREÑA UPD	30/11/2019	538.204.218.612	390.894.361.038	257.229.170.980	72,81%	81,11%
1021996	ACONDICIONAMIENTO ESTRATEGICO CUP MOD 2	30/06/2022	133.610.398.200	66.079.743.926	60.696.850.506	49,46%	73,73%
1022076	Reducción Presión Abandono y MH Floreña	29/08/2023	717.203.471.600	130.261.303.926	126.621.574.712	18,16%	33,77%
1022305	Perforación Arauca Módulo 1	27/03/2024	75.405.822.400	65.557.805.011	65.557.805.011	86,94%	50,00%

Tabla proyectos Objetivo 1. Construcción: Equipo auditor. Fuente: Ecopetrol S.A

Los proyectos evaluados en 2024 reflejan una ejecución alineada con la estrategia corporativa de Ecopetrol S.A, orientada a sostener la producción, optimizar recursos y mantener la sostenibilidad del portafolio de hidrocarburos.

En 2024, Ecopetrol ejecutó diversos proyectos con avances financieros y físicos que impactaron la producción de crudo y gas. En crudo, el "Desarrollo Integral CSE M4" tuvo un avance financiero del 24,53% y físico del 38,22%, mientras que "Módulo Integral Desarrollo Secundario GDT (Castilla)" alcanzó 44,37% y 62,19% respectivamente, orientados principalmente a mantener y optimizar producción en campos maduros.
Sin embargo, aunque La campaña "Perforación Arauca Módulo 1" tuvo 86,94% financiero y 50% físico, apuntando a la exploración y desarrollo tanto en crudo como gas, esperando resultados positivos para Ecopetrol.

Proyectos de mantenimiento y acondicionamiento como "Mantenimiento mayor GDP FLO" (76,91% financiero, 87,99% físico) y "Acondicionamiento Estratégico CUP MOD 2" (49,46% financiero, 73,73% físico) apoyaron la estabilidad operativa en ambos segmentos. La inversión denominada "Reducción Presión Abandono y MH Floreña" mostró avances más tempranos (18,16% financiero, 33,77% físico), enfocándose en optimización técnica para gas. Su promesa de valor contribuye a la eficiencia operativa y la gestión de activos para prolongar la vida útil de los campos Cupiagüa y Floreña, tal como se establece en el plan corporativo.

Igualmente, en gas, la "Perforación Piedemonte Floreña UPD" reportó 72,81% financiero y 81,11% físico, su definición como pozo de desarrollo, perforado y completado coadyuva a los compromisos operativos y comerciales por la producción de gas que aporte. Estos proyectos propenden al incremento de reservas y sostenibilidad del negocio, en línea con la gestión eficiente y disciplina de capital promovida por la estrategia.

De igual manera la evaluación del proyecto de facilidades de la nueva estación Orotoy en el bloque CPO9, campo Akacias (sic), tuvo la estrategia de toma de posesión de las obras por parte de Ecopetrol S.A, ante los inconvenientes predecesores con el contratista.

Como resultado de la auditoría, se detectaron las siguientes desviaciones y situaciones de incumplimiento que fueron validadas como hallazgos de auditoría:

Hallazgo No.01[1]. Aplicación de la cláusula de multas y afectación extemporánea de la póliza de cumplimiento (Contrato NO. 3050857 – MORELCO S.A.S.)

CONTRATO No. 3050857 TIER 1

"CLAUSULA TRIGÉSIMA TERCERA – MULTAS

Con el fin de asegurar el cumplimiento de las obligaciones del presente Contrato, el CONTRATISTA en desarrollo del principio de la autonomía de la voluntad privada ejercida mediante la celebración de este Contrato, se sujeta, acepta y autoriza, que en caso de falta de cumplimiento total o parcial de las obligaciones a su cargo previstas contractualmente ECOPETROL a título de multa, adelante las acciones pertinentes para el cobro y reconocimiento efectivo del valor que se adeude por este concepto, lo cual incluye, sin limitarse a ello, la deducción de los saldos a favor del CONTRATISTA o de cualquier suma que le fuere adeudada por esta Sociedad, por un valor equivalente al punto dos por ciento (0.2%) del valor global fijo del contrato por cada día de incumplimiento. En todo caso la suma de todas las multas no podrá exceder el 10% del valor total del Contrato.

La deducción se hará efectiva con cargo a la factura correspondiente al mes siguiente a aquél en que le fuere comunicado por el Administrador del Contrato o hasta el balance final.

La multa procede en los casos de falta de cumplimiento total o parcial de las obligaciones contractuales pactadas, en los eventos de entrega de actividades (bienes o servicios) no ajustados a los requerimientos o especificaciones establecidos en el Contrato o en los documentos del mismo; o se realice o ejecuten de manera diferente a la contratada o por fuera de los plazos o términos previstos en el contrato o en la ley, según sea el caso.
En especial, sin limitarse a ello, la cláusula procederá en supuestos como los siguientes:

- Que el CONTRATISTA incurra en retraso mayor o igual al 10% de desviación en la ejecución respecto a lo pactado en el PDT (Plan detallado de trabajo) acordado por las partes en el presente Contrato.

- Que el CONTRATISTA no ejecute las actividades objeto del Contrato conforme a las especificaciones técnicas definidas en el presente Contrato.

- Que el CONTRATISTA no pague, incurra en mora o pague de manera diferente a lo pactado o a lo establecido en la ley, las acreencias laborales a su cargo con ocasión del Contrato".
(…)

CLÁUSULA CUADRAGÉSIMA - TERMINACION ANTICIPADA

En desarrollo del principio de la autonomía de la voluntad privada ejercida mediante la celebración de este Contrato, el CONTRATISTA se sujeta, acepta y autoriza a ECOPETROL a terminar anticipadamente el Contrato con los efectos propios de una condición resolutoria expresa:
(…)

e) Cuando exista una desviación de las especificaciones técnicas del contrato o las obligaciones del contrato (como HSE, obligaciones técnicas o suministros)

[1] Registro en APA COH_9252_2025-2-AU-CU

p) Por falta de cumplimiento total o parcial de las obligaciones por parte del CONTRATISTA contraídas con sus empleados, subcontratistas y/o proveedores que impidan el desarrollo o ejercicio de los derechos, obligaciones y cargas establecidas en este Contrato."
(…)

De la revisión documental realizada al Contrato No.3050857, suscrito entre Ecopetrol S.A. y la empresa Morelco S.A.S., se evidenció que la entidad no aplicó de manera oportuna las medidas previstas en el contrato ante los incumplimientos del contratista, especialmente lo dispuesto en la Cláusula Trigésima Tercera – Multas y la Cláusula Cuadragésima – Terminación Anticipada. Estas cláusulas le otorgaban a Ecopetrol la posibilidad de deducir las multas correspondientes en la factura del mes siguiente a la comunicación del incumplimiento, hacer efectiva la garantía de cumplimiento o, de ser necesario, dar por terminado anticipadamente el contrato cuando persistieran los incumplimientos.

Durante la ejecución del contrato, Ecopetrol S.A. evidenció y documentó, en la vigencia 2023, veintidós comunicaciones formales y catorce actas de comité, y en el año 2024, cinco comunicaciones adicionales, en las que se advertía al contratista sobre los reiterados atrasos, atribuibles a Morelco S.A.S., los cuales se enmarcan dentro de las causales previamente establecidas en el contrato. Con corte al 28 de noviembre de 2023, el líder técnico del contrato reportó una desviación del 10,15 % en el avance físico total del proyecto, identificando 495 actividades pendientes correspondientes a las fases de ingeniería, procura, construcción, precomisionamiento y comisionamiento.

Estos atrasos se reflejaron también en el cumplimiento de los hitos principales del contrato, donde se evidenció un retraso progresivo en la ejecución: el Hito 1 ("Arranque temprano 15K") presentaba una desviación del −21,23% con 123 días de retraso; el Hito 2 ("Arranque temprano 25K") mostraba una desviación del −2,51% y 30 días de retraso; y el Hito 3 ("Arranque definitivo 50K") registraba un retraso proyectado de 77 días. Además, se constató el incumplimiento en el pago de obligaciones comerciales a proveedores y subcontratistas, lo cual también constituía una causal de sanción según el contrato.

Pese a estos incumplimientos, Ecopetrol permitió que el contrato continuara sin aplicar oportunamente las medidas correctivas que tenía a su alcance, tales como la imposición de multas o la terminación anticipada del contrato. En lugar de actuar durante la ejecución, la entidad inició el trámite de imposición de la multa y el reclamo ante la aseguradora el 15 de abril de 2025, cuando el contrato ya había vencido el 30 de diciembre de 2024.

El hecho de que Ecopetrol no haya aplicado las cláusulas previstas en el contrato para atender los incumplimientos presentados y haya promovido el cobro de la multa y la afectación de la póliza una vez finalizado el contrato, refleja una gestión extemporánea frente al control de los incumplimientos, lo que significo perder la oportunidad de ejercer acciones de mitigación dentro de la vigencia contractual, trasladando la recuperación de los recursos a un proceso ante las aseguradoras, las cuales mediante comunicaciones del 15 de mayo y 17 de julio de 2025, objetaron y ratificaron la negativa al pago de la indemnización solicitada en virtud de la Póliza de Cumplimiento No. 3134711, amparo del Contrato No. 3050857 TIER 1.

En consecuencia, se configura un detrimento patrimonial conforme a lo establecido en el artículo 6 de la Ley 610 de 2000 por un valor de $36.462.133.419, correspondiente al monto asegurado no recuperado por Ecopetrol y negado por la compañía aseguradora.

Hallazgo administrativo con incidencia fiscal y disciplinaria.

Respuesta de la entidad al hallazgo No.01 (ver anexo No.04 Observación No.2)

Análisis a la respuesta de la entidad al hallazgo No.01

Analizada la respuesta proporcionada por Ecopetrol, en la cual señala que el trámite de imposición de la multa inició el 28 de noviembre de 2024, cuando el contrato aún estaba vigente, al evidenciar que el contratista no había cumplido con el pago a sus proveedores, resaltando que dicho procedimiento se adelantó durante la ejecución del contrato, y no una vez finalizado el plazo de ejecución, es pertinente precisar que, conforme a las disposiciones establecidas por la misma entidad, el contrato distingue dos etapas: la de ejecución y la de balance y cierre (Cláusula Cuadragésima Tercera). Esta última se desarrolla una vez concluida la ejecución y tiene una duración de cuatro meses para la suscripción del acta de finalización. En ese sentido, para este ente de control resulta clara la diferencia entre ambos momentos contractuales, y se confirma, con base en la documentación revisada, que el reclamo ante la aseguradora se realizó el 15 de abril de 2025, es decir, una vez finalizado el término de ejecución del contrato, circunstancia que sustenta el planteamiento realizado en la observación formulada.

Ahora bien, al señalar en su respuesta que "*las objeciones presentadas por las aseguradoras, no se fundamentan en la extemporaneidad de la multa, si no en otros conceptos y argumentos que, en todo caso, Ecopetrol ha desvirtuado en las solicitudes de reconsideración tramitadas ante las aseguradoras*", este ente de control considera pertinente precisar que, conforme a las comunicaciones del 15 de mayo y 17 de julio de 2025, las compañías aseguradoras negaron expresamente el pago de la indemnización solicitada por Ecopetrol. Si bien la entidad manifiesta que conserva la posibilidad de acudir a los mecanismos judiciales para el cobro y recuperación de los recursos públicos adeudados, dicha gestión constituye una expectativa que aún no se ha materializado, por cuanto a la fecha persiste la negativa de las aseguradoras.

En efecto, de acuerdo a los soportes remitidos con la respuesta, en comunicación del 24 de octubre de 2025, las coaseguradoras HDI Seguros Colombia S.A., Nacional de Seguros S.A. Compañía de Seguros Generales y La Previsora S.A. Compañía de Seguros informaron a Ecopetrol que, con el fin de estudiar la solicitud de reconsideración presentada, designaron a la firma ajustadora CP Consulting para adelantar las diligencias necesarias orientadas a evaluar las causas y circunstancias que pudieron dar lugar a la reclamación, dicho pronunciamiento no constituye una aceptación del pago, sino únicamente la apertura de una fase de revisión y análisis adicional del caso, por lo que no se ha producido una decisión de fondo que modifique la negativa previamente emitida. En este sentido, la sola

posibilidad de acudir a acciones judiciales no desvirtúa la pérdida patrimonial, pues mientras no se logre la recuperación efectiva de los recursos, persiste la afectación al patrimonio público.

En consecuencia, y frente a la línea de tiempo presentada por Ecopetrol (diapositiva No. 16 - Anexo 5), este ente de control no evidencia una actuación diligente ni oportuna, toda vez que las medidas contractuales se adoptaron en la fase final del contrato, pese a que los incumplimientos del contratista eran reiterados y conocidos desde etapas anteriores.

Dando continuidad a las manifestaciones de Ecopetrol en relación a las comunicaciones de atraso señaladas en la observación, en donde señala que, conforme a la Cláusula Trigésima Tercera – Multas, las comunicaciones de atraso no configuraban incumplimiento, pues solo procede la aplicación de la sanción cuando la desviación del Plan Detallado de Trabajo (PDT) supera el 10%, y que los retrasos observados correspondían a actividades puntuales que no afectaban el avance global del proyecto.

Frente a estos señalamientos, lo primero que debe precisarse es que, tal como lo indica la Cláusula Trigésima Tercera – Multas, existen tres causales para su aplicación, las cuales no es necesario reiterar.

Referente a la primera causal (retraso mayor o igual al 10% de desviación en la ejecución respecto a lo pactado en el PDT), la CGR, durante el desarrollo de la auditoría y con base en el análisis de la información documental, las mesas de trabajo y la visita de campo, evidenció, con información suministrada por la misma entidad, que dicha condición se presentó incluso con anterioridad al inicio del trámite sancionatorio, como se detalla a continuación.

Mediante oficio del 11 de diciembre de 2023, es decir, casi un año antes de finalizar la ejecución del contrato, Ecopetrol notificó a Morelco el inicio del trámite previsto en la Cláusula Trigésima Tercera – Multas, por incumplimiento de obligaciones contractuales, en ese oficio, la entidad relacionó como se indicó en la observación múltiples comunicaciones de alerta sobre el incremento del atraso, así como las solicitudes y recomendaciones formuladas en el marco de los comités de seguimiento.

Llama la atención que en el Acta de Comité No. 27 del 3 de agosto de 2023, Ecopetrol informó a Morelco que la mayor desviación en el Plan Detallado de Trabajo (PDT) correspondía al componente de procura, señalando su “extrema preocupación” por el aumento progresivo del atraso, el cual al 20 de julio de 2023 ya alcanzaba el 12%, superando el umbral del 10% establecido en la cláusula de multas.

De igual forma, en actas posteriores como en la No. 37 del 19 de octubre, No. 39 del 2 de noviembre, No. 40 del 6 de noviembre y No. 41 del 16 de noviembre de 2023, entre otras, Ecopetrol reitera su preocupación por el incremento constante de la desviación frente al plan base aprobado, destacando la falta de efectividad de las medidas correctivas implementadas por el contratista.

Estos antecedentes demuestran que Ecopetrol tenía conocimiento de atrasos significativos desde mediados de 2023, que superaban los parámetros definidos contractualmente como causales de multa, sin que se hubieran adoptado de manera oportuna las medidas sancionatorias correspondientes.

Ahora referente a la causal (no ejecute las actividades objeto del Contrato conforme a las especificaciones técnicas definidas en el presente Contrato), Ecopetrol reconoce en su respuesta que se presentaron desviaciones a las especificaciones, las cuales fueron notificadas oportunamente al contratista y atendidas durante la ejecución contractual, sin embargo, para este ente de control, dicha manifestación implica el reconocimiento expreso de que la causal prevista en la cláusula se configuró durante la ejecución del contrato, puesto que su aplicación no está sujeta a condición adicional distinta al incumplimiento de las especificaciones técnicas pactadas. En consecuencia, pese a haberse verificado esta situación, Ecopetrol no activó la cláusula correspondiente ni adelantó el procedimiento sancionatorio previsto.

Ya finalizando, si bien Ecopetrol manifiesta que las alertas y comunicaciones emitidas durante la ejecución del contrato hicieron parte de una gestión preventiva y de seguimiento, orientada a evitar la materialización de un incumplimiento, y que la aplicación de multas debía realizarse solo después de agotar el debido proceso, para este ente de control resulta necesario precisar que la finalidad preventiva del seguimiento no exime a la entidad de aplicar las medidas correctivas cuando se configura una causal de incumplimiento.

La documentación revisada demuestra que, Ecopetrol conocía y registraba los incumplimientos, incumplimiento que se mantuvieron en el tiempo sin que las acciones adoptadas por el contratista fueran efectivas, razón por la cual, la falta de activación oportuna de la cláusula de multas no puede entenderse como un ejercicio de proporcionalidad y conveniencia, sino como una omisión en la aplicación de los mecanismos contractuales destinados a proteger el patrimonio público. Si bien es cierto que el propósito de la entidad no es sancionar, sino garantizar la ejecución del proyecto, también lo es que la gestión contractual debe juntar la eficiencia con la defensa de los recursos públicos, de manera que la omisión en la aplicación de las sanciones, pese a la existencia de causales, desconoce el principio de oportunidad y debida diligencia administrativa.

De todo lo anterior se concluye que, si bien Ecopetrol reitera que el trámite de imposición de la multa se inició el 28 de noviembre de 2024, y que, en consecuencia, no puede predicarse una actuación extemporánea, la documentación revisada evidencia actuaciones previas, como el oficio del 11 de diciembre de 2023, en el que ya se advertían causales de incumplimiento. Pese a esto, este ente de control considera se incurrió en demora en la adopción de medidas correctivas frente a los incumplimientos que se presentaron con anterioridad.

Los soportes previos a la respuesta y los compartidos con ella, demuestran que desde 2023 la entidad tenía conocimiento de desviaciones superiores al 10% en el Plan Detallado de Trabajo (PDT), así como de reiteradas fallas en el cumplimiento de obligaciones técnicas,

sin que se hubieran activado oportunamente los mecanismos sancionatorios establecidos en el contrato.

Además, es de señalar que, el reclamo ante la aseguradora se presentó el 15 de abril de 2025, cuando ya había concluido el término de ejecución, y a la fecha no se ha materializado la recuperación de los recursos por la negativa de las compañías de seguros. Por lo que, no se desvirtúan la observación formulada pues, aunque Ecopetrol haya actuado dentro del marco procedimental, no se evidencia una gestión oportuna, eficaz ni orientada a la protección del patrimonio público, razón por la cual se mantiene la observación con las incidencias inicialmente comunicadas y se valida como hallazgo.

Hallazgo No.02[1]. Demora en la activación de la cláusula de toma de posesión ante incumplimientos del contratista. (Contrato No. 3050857 – MORELCO S.A.S.)

CONTRATO No.3050857
CLAUSULA TRIGÉSIMA PRIMERA – TOMA DE POSESIÓN

ECOPETROL se encuentra autorizado por el CONTRATISTA desde la suscripción del contrato, para adelantar la posesión de obras o trabajos en el caso que las mismas no sean entregadas por el CONTRATISTA en los términos previstos en el contrato. Cuando se presente la toma de posesión ECOPETROL podrá continuar y terminar las obras o servicios por sí mismo o disponer que se realice por terceros. En este caso, se podrán utilizar los materiales, bienes, elementos dispuestos en campo, y en general, cualquier bien o documento adquirido o elaborado por el CONTRATISTA o a su nombre.

La facultad para adelantar la toma de posesión de las obras o trabajos se ejercerá cuando se presente algunos de los siguientes eventos:

- *Abandono de las obras por parte del CONTRATISTA, en cualquier momento de la vigencia del contrato, es decir en el plazo de ejecución o el de balance y cierre.*
- *Cuando el CONTRATISTA sea renuente a entregar las obras o trabajos adelantados y se niegue a proporcionar la información necesaria para el recibo a satisfacción por parte de ECOPETROL.*
- *Cuando medie incumplimiento del CONTRATISTA que imposibilite el recibo a satisfacción de las obras.*
- *Cuando se presente la terminación anticipada conforme lo señala el Contrato.*
- *Cuando se presente el balance y cierre del contrato de parte de ECOPETROL y no sea posible suscribir el acta de recibo final, o cuando se adelante la liquidación del contrato por vía judicial.*

(…)"

De la revisión integral del Contrato No. 3050857, suscrito entre Ecopetrol S.A. y la empresa Morelco S.A.S., se evidenció que la entidad no aplicó de manera oportuna la Cláusula Trigésima Primera – Toma de Posesión, a pesar de que esta facultaba expresamente a Ecopetrol para asumir directamente la ejecución y terminación de las obras, ya fuera por cuenta propia o a través de terceros, en aquellos casos en que los incumplimientos del contratista impidieran el recibo a satisfacción de las obras contratadas.

[1] Registro en APA COH_9263_2025-2-AU-CU

Durante la ejecución del contrato, Ecopetrol emitió más de veinte comunicaciones formales y múltiples actas de comité en las que se advertía al contratista sobre los reiterados atrasos en el cronograma, el incumplimiento de los hitos del proyecto, la deficiente planeación y la baja asignación de personal en campo. Sin embargo, pese a que los incumplimientos eran evidentes y hacían inviable el recibo a satisfacción de las obras, circunstancia que, conforme con lo estipulado en el contrato, constituía causal directa para la aplicación de la cláusula de toma de posesión, Ecopetrol no activó esta medida durante la vigencia del contrato, permitiendo que las desviaciones continuaran acumulándose y solo hasta el 26 de febrero de 2025, casi dos meses después de la fecha de terminación del contrato (30 de diciembre de 2024), la entidad procedió a formalizar la toma de posesión, cuando ya las actividades contempladas en el contrato presentaban afectaciones derivadas de la inacción previa.

La anterior situación se debió a una supervisión insuficiente, que no permitió corregir a tiempo los incumplimientos del contratista, lo que impidió aplicar de manera oportuna los mecanismos de control previstos en el contrato. La demora en la toma de decisiones por parte de Ecopetrol evidenció debilidades en la gestión contractual que retrasaron la adopción de medidas correctivas, como la activación de la cláusula de toma de posesión. Esta reacción tardía redujo la capacidad de la entidad para anticipar y mitigar los impactos operativos, afectando la oportunidad en la ejecución de las obras.

Hallazgo administrativo con incidencia disciplinaria.

Respuesta de la entidad al hallazgo No.02 (ver anexo No.04 Observación No.4)

Análisis a la respuesta de la entidad al hallazgo No.02

Atendiendo los argumentos expuestos por Ecopetrol en su respuesta, en donde sostienen que no hubo demora en la aplicación de la cláusula trigésima primera – Toma de Posesión, señalando que esta no limita su aplicabilidad temporal y que la medida fue adoptada durante la etapa de cierre y balance del contrato, por tanto, dentro de la vigencia contractual, es de indicar que, si bien la cláusula en mención no establece una limitación expresa en el tiempo, su finalidad es garantizar la ejecución efectiva del contrato ante incumplimientos que impidan la continuidad o el recibo a satisfacción de las obras. Como se manifestó en el análisis de la observación No.2 que guarda relación con la presente, la evidencia documental revisada muestra que, desde mediados del 2023, Ecopetrol tenía conocimiento de incumplimientos reiterativos del contratista, documentados en múltiples comunicaciones y actas de comité, por tanto, que la activación de la toma de posesión se haya efectuado hasta febrero de 2025 refleja una reacción tardía frente a hechos previamente constatados.

De igual forma señaló que, resultaba más riesgoso y oneroso realizar una retoma del proyecto en la recta final del plazo de ejecución, que permitir al contratista tener la posibilidad de cumplir el contrato, por lo que optó por preservar el contrato conforme al principio de conservación del vínculo contractual.

La CGR reconoce la validez del principio de preservación contractual; sin embargo, su aplicación no puede servir de justificación para la inacción frente a incumplimientos que comprometían el objeto contractual, se evidenciaron atrasos significativos, deficiencias en la planeación e incumplimientos reiterados de Morelco en la entrega de productos, lo que hacía procedente la toma de posesión como mecanismo preventivo de control y no como una acción reactiva posterior a la terminación del plazo de ejecución.

Respeto de "*la causal invocada por Ecopetrol para efectuar la toma de posesión se activa al identificar la imposibilidad de poder dar recibo a satisfacción de las obras y equipos que eran necesarios para garantizar la continuidad a la etapa operativa y constructiva del CPF Orotoy, por eso ante la ralentización de los procesos de entrega por parte de Morelco y al retiro progresivo del personal encargado del cierre y balance, situación que como bien se indicó, se empezó a presentar a finales de enero y comienzos de febrero del año en curso, Ecopetrol activa la cláusula de toma de posesión*", es preciso reiterar que del análisis documental se establece que dichas circunstancias no surgieron de forma repentina en la etapa de cierre, sino que fueron advertidas progresivamente, a través de alertas internas y comunicaciones que señalaban atrasos e incumplimiento. Por tanto, el argumento de que las causales solo se materializaron en 2025 no se ajusta a la trazabilidad del presente caso.

Ahora bien, respecto a las manifestaciones que refiere de la supervisión, en donde indica "no se presentaron debilidades en la supervisión del contrato, el seguimiento exhaustivo realizado por Ecopetrol permitió corregir a tiempo las desviaciones del contratista", es de anotar que, aunque se reconoce que Ecopetrol realizó seguimiento, este no se tradujo en decisiones correctivas efectivas, y no se activó de forma oportuna los instrumentos previstos para proteger el interés público. La toma de posesión, adoptada dos meses después del vencimiento del plazo de ejecución, evidencia debilidades en la supervisión

De acuerdo con el análisis realizado, la CGR considera que los argumentos presentados por Ecopetrol no logran desvirtuar la observación formulada, ya que, si bien la cláusula de toma de posesión fue activada dentro del periodo de balance del contrato, su aplicación no resultó oportuna ni efectiva frente a los incumplimientos que ya se venían presentando durante la ejecución.

En consecuencia, se mantiene la observación y se valida como hallazgo administrativo con incidencia disciplinaria, al evidenciarse falta de oportunidad en la aplicación de las medidas de control y deficiencias en la gestión frente a los incumplimientos del contratista.

Hallazgo No.03[1]. Puesta en operación de activo incompleto

Contrato Marco No. 3034541 Orden de Servicio No. 002

"Alcance:
El alcance de esta ODS comprende:
(…)

- *Suministro e instalación de: un (1) TANQUE FWKO de tag ETK-1101-C con capacidad de 47.628 BBls; un (1) TANQUE SKIM de tag ETK-1151-C con capacidad de 37.600 BBls.*

(…)

- *Instalación de aislamiento térmico de los tanques según aplique.*

(…)"

GSE-P-021 Procedimiento para la incorporación de activos fijos y equipos:

"2.5 OPORTUNIDAD EN EL RECONOCIMIENTO DE ACTIVOS FIJOS EN SAP / ACTIVOS FIJOS

En cumplimiento con el Manual de Políticas Contables Grupo Empresarial Ecopetrol GEE-M-003 (1.7 Propiedades, planta y equipos) los activos fijos clasificados como propiedad planta y equipo, recursos naturales y de medio ambiente, intangibles y activos por derechos de uso, conformados o adquiridos, deben ser incorporados al auxiliar contable una vez el activo se encuentre disponible para su uso, en la ubicación y en las condiciones necesarias que permitan dar inicio al cumplimiento de la promesa valor o generación de beneficios económicos incorporados en la aprobación del proyecto de inversión.
(…)
1. La declaración de la condición de "listo para operar" es responsabilidad del líder de la inversión, sin embargo, es requerido que el área que operará los activos fijos, rol Dueño y/o Administrador, este de acuerdo con la definición de este concepto.
2. Los activos fijos deben estar instalados o en las condiciones requeridas para iniciar su puesta en operación, y a su vez permitir generar beneficios a la compañía.
3. La definición de "listo para operar" está vinculado directamente con las condiciones que permiten la operación de los activos y generación de beneficios a la compañía, en caso de existir actividades o situaciones pendientes que no impiden la puesta en operación de los activos fijos, estos no deben limitar ni impedir dar inicio al proceso de reconocimiento contable en SAP/Activos Fijos.(…)

Con el fin de establecer una referencia sobre la documentación que permite avalar la declaración de listo para operar, a continuación, se establecen las diferentes opciones de acuerdo con el grupo homogéneo de activos fijos:
(…)
Maquinaria y Equipo; Plantas y ductos; Redes, Líneas y Cables; Equipos no industriales; Construcción y Edificación
Se considera listo para operar cuando se le han realizado todas las pruebas funcionales, operativas y HSE, así como la entrega de parte del líder de la inversión al área operativa. Los documentos que permiten confirmar el listo para operar, en el siguiente orden, son:

-Informe de Revisión de Seguridad Pre-Arranque (RSPA) y confirmación de la no existencia de impeditivos o,
-Certificado de Entrega del Sistema (HC1) sin pendientes tipo A o,
-Documento formalizado que soporta la entrega al área dueña y/o administradora del activo".

[1] Registro en APA COH_9978_2025-2-AU-CU

El equipo auditor de la CGR en la visita realizada al campo Caño Sur Este, en la estación Centauros, estableció que el tanque FWKO ETK-1101-C ya está en operación como se constató en la sala de control de equipos, pero sin tener instalado su respectivo aislamiento térmico, elemento requerido para garantizar la operación segura del tanque y que se encuentra incluido en el alcance de la Orden de Servicio No. 002 del Contrato Marco No. 3034541.

Lo anterior se presenta por la falta de rigor y debida diligencia en el proceso de entrega y puesta en operación, pues el área de comisionamiento y el área de operaciones de Ecopetrol S.A., autorizaron la entrega del tanque mediante el formato HC1 No.CSE-ECU21212-PR-04-002 con el cual se entrega el tanque FWKO ETK-1101C, sin que se hubiera cumplido con la instalación del aislamiento térmico, condición necesaria para garantizar la operación segura del activo.

La operación del tanque FWKO ETK-1101-C sin aislamiento térmico representa un riesgo significativo para la seguridad operacional, exponiendo a la entidad a posteriores demandas; de otra parte, en cuanto al equipo se refiere, genera afectaciones en la eficiencia operativa del equipo, deterioro prematuro de componentes e incumplimientos en estándares técnicos de operación segura bajo la norma API 650.

Hallazgo administrativo

Respuesta de la entidad al hallazgo No.03 (ver anexo No.04 Observación No.16)

Análisis a la respuesta de la entidad al hallazgo No.03

Ecopetrol S.A. sostiene que *"el tanque FWKO de tag ETK-1101-C no se ha puesto en operación"* y que el fluido observado durante la visita de la CGR el 24 de septiembre de 2025 *"correspondía a fluido utilizado para las pruebas de comisionamiento"*, las cuales *"finalizaron el 11 de septiembre de 2025"*, indicando además que desde esa fecha *"el tanque se cierra, se aísla del proceso y queda fuera de línea"* y afirma que la ejecución del comisionamiento sin aislamiento térmico *"no generaba un riesgo para la seguridad operacional del tanque y la planta"*. Finalmente, Ecopetrol solicita el retiro de la observación señalando que *"se demuestra que el tanque no se encontraba en operación"* y que el plan prevé completar el aislamiento y la entrada en operación en diciembre de 2025.

Sin embargo, al contrastar estos argumentos con la evidencia recopilada por la CGR, se establece que la respuesta no desvirtúa lo observado. Si bien, Ecopetrol afirma que el activo no estaba operando, el tanque FWKO ETK-1101-C se encontraba visualizado en el sistema de control, con nivel de fluido e instrumentación asociada, configurando integración funcional al sistema. Más aún, en el documento HC1 No. CSE-ECU21212-PR-04-002, citado por la propia entidad, consta que el tanque fue entregado formalmente a la operación, es decir, declarado listo para operar, pese a que no contaba con el aislamiento térmico

previsto en el alcance contractual, elemento que Ecopetrol no evidencia haber excluido expresamente en la entrega a través de dicho documento, conforme al procedimiento GSE-P-021 y que realmente constituye un requisito para la operación segura.

En consecuencia, aunque Ecopetrol presenta información que aclara la naturaleza de las pruebas realizadas y la finalidad del fluido contenido, no logra desvirtuar que el activo fue entregado como listo para operar sin cumplir los con todos los requisitos técnicos establecidos contractualmente, específicamente el aislamiento térmico. Esta situación representa un apartamiento de los criterios corporativos de habilitación de activos, así como de la diligencia requerida para garantizar condiciones seguras de operación. Con fundamento en lo anterior la observación comunicada se consolida como hallazgo.

Hallazgo No.04[1]. PDT Cronograma de actividades en estaciones del proyecto Modulo Integral Desarrollo Secundario GDT

"Guía para el Control de Proyectos

3.1.2 PLANEACIÓN DEL CONTROL DE PROYECTOS:

Desde el momento en que se realiza la planeación del proyecto, también se planea la forma en que se realizará el control del proyecto, indicando los roles que intervendrán en el proceso de control, el flujo de información entre los miembros del equipo, las fuentes de información, los entregables que se elaborarán durante el desarrollo de la fase o subproceso, los indicadores a controlar, la frecuencia del control, así como las actividades y herramientas que se utilizarán para realizar el seguimiento al cumplimiento del alcance, tiempo y costo del proyecto y para dar las alertas oportunas evitando o disminuyendo los impactos por desviaciones" (…)

3.2 PROCESO DE CONTROL DE PROYECTOS:

CONTROL EN CADA FASES/SUBPROCESOS DEL PROYECTO
El control de proyectos se debe realizar durante todo el ciclo de vida de cada proyecto y su principal propósito es dar a conocer el cumplimiento en su desempeño respecto al plan, así como incidir en la toma de acciones necesarias para evitar o mitigar las desviaciones" (…)

Guía para el Aseguramiento de la Calidad en Proyectos

"3.4.4 Identificación y trazabilidad

Toda la información de cada una de las fases de maduración y etapas de ejecución del proyecto deberá mantenerse actualizada"

Conforme a la visita realizada por la Contraloría General de la República al campo Castilla, se evidenció un retraso considerable en el cronograma del proyecto Módulo Integral Desarrollo Secundario GDT. Entre los hitos vencidos destacan las actividades en la Estación Castilla 3, con una desviación de 296 días, así mismo, comprobó que la construcción del

[1] Registro en APA COH_10182_2025-2-AU-CU

tanque ATK-73524A y el traslado del sistema de bombas de transferencia no ha iniciado en la Estación Acacías, esto denota una desviación sustancial entre la planificación y la ejecución.

Estos atrasos han sido atribuidos principalmente a decisiones de capital que obligaron a activar reservas de contingencia para mitigar riesgos materializados, los cuales ya se han ejecutado en un 95%, quedando solo un 5% por aplicar. A pesar de ello, persisten desviaciones críticas en hitos clave tales como:

Actividad	Fecha PDT	Desviación (días)
Trabajos Estación Castilla 3	11/01/2025	-296
Conversión Clúster 22	19/04/2025	-198
Comisionamiento STAP EC3 +300K	26/10/2024	-373
Estación Acacías	23/05/2025	-164
Tanque ATK-73524A	28/02/2025	-296

El desajuste y desactualización del cronograma refleja una desviación global de avance actual de -8.40%, evidenciando el impacto acumulado de incidentes que afectan la capacidad de ejecución del proyecto, ya que a 31 de diciembre de 2024 la desviación estaba en -4.2%.

La causa de lo descrito parte de las decisiones de asignación de capital que limitaron inicialmente el flujo de recursos, impactando la disponibilidad para la continuidad oportuna de actividades constructivas críticas. Asimismo, estos retrasos reflejan impactos financieros asociados con variación en la selección de contratista por indisponibilidad frente al estimado con mayores valores en suscripción y ejecución de contratos y desviación por reajuste de tarifas y cantidades con respecto a lo planeado, a través de la activación de la reserva de contingencia por USD$49,91 millones (68,8% del total de las mismas).

Consecuencia de ello se afecta la sincronización entre las fases de perforación y las facilidades, lo que no se refleja en la realidad actual de la ejecución del proyecto sin permitir al equipo del proyecto una gestión efectiva en el control del cronograma con la afectación a la ruta crítica inicial del mismo aumentando el riesgo de incumplimiento de la fecha de cierre proyectada en hitos constructivos en estaciones para abril de 2026 y la producción sostenible de hidrocarburos para Ecopetrol.

Hallazgo administrativo

Respuesta de la entidad al hallazgo No.04 (ver anexo No.04 Observación No.17)

Análisis a la respuesta de la entidad al hallazgo No.04

Ecopetrol informó que desde la planeación inicial del proyecto se implementan controles con roles, flujos de información, indicadores y herramientas de seguimiento para supervisar

alcance, tiempo y costo. Aseguró que el control se mantiene durante todo el ciclo de vida del proyecto, permitiendo tomar acciones oportunas para mitigar desviaciones. Además, destacó que mantiene actualizada la información de todas las fases para garantizar trazabilidad y calidad en la gestión, conforme a la Guía para el Control de Proyectos y la Guía para el Aseguramiento de la Calidad en Proyectos. Estas prácticas permiten enfrentar las desviaciones detectadas y promueven la correcta toma de decisiones para el cumplimiento de los objetivos estratégicos.

La Contraloría General de la República (CGR) desvirtúa lo manifestado por Ecopetrol con base en evidencias y análisis objetivos de la ejecución documental y operativa del proyecto. Primero, si bien Ecopetrol asegura implementar controles y mantener actualizada la información durante el ciclo de vida del proyecto, la auditoría identifica inconsistencias concretas en la formalización y actualización del plan detallado de trabajo (PDT) y la línea base del cronograma. Esto contradice el deber de mantener la información vigente y trazable, tal como lo exige la Guía para el Control de Proyectos y la Guía para el Aseguramiento de la Calidad en Proyectos, pues la actualización del cronograma debió reflejar las desviaciones físicas y financieras acumuladas.

Además, la CGR evidencia que, pese a los controles declarados, existen retrasos y desviaciones significativas que no se han reflejado oportunamente en ajustes aprobados, lo que limita la capacidad en la toma de decisiones oportunas para mitigar impactos. La insuficiente actualización y documentación impide asegurar la calidad y trazabilidad del proceso, desconectando la gestión real de los documentos exigibles como la línea base del cronograma.

Por lo tanto, aunque Ecopetrol afirma la existencia y aplicación de prácticas adecuadas, aun con las desviaciones comprobadas, la CGR concluye que dichas prácticas no se han traducido plenamente en un oportuno control y debida actualización formal del PDT y línea base.

En cuanto a condición detectada por la CGR, Ecopetrol respondió que, aunque se reconocen los retrasos significativos en hitos como la Estación Castilla 3 con una desviación de 296 días y el inicio pendiente de construcción del tanque ATK-73524A y traslado del sistema de bombas en la Estación Acacías, estas desviaciones están gestionadas dentro del cronograma ajustado y reportadas en el PDT oficial.

Además, explicó que dichos retrasos no afectan críticamente la viabilidad ni los objetivos estratégicos del proyecto, sino que responden a condiciones externas como bloqueos sociales, dificultades logísticas y priorización del capital. Finalmente, señaló que la puesta en operación definitiva está prevista para diciembre de 2025, manteniendo el control y ajustes técnicos necesarios para cumplir con los compromisos.

Además, Ecopetrol reconoció que los retrasos críticos y la desviación global de avance (actualmente en -8.40%, siendo -4.2% a diciembre de 2024), enunciadas por la CGR son

consecuencia de decisiones de inversión que forzaron a ejecutar el 95% de las reservas de contingencia, quedando solo un 5% disponible, a la fecha. La compañía detalló que estos recursos se emplearon para afrontar riesgos materializados por bloqueos, paros y dificultades logísticas, así como ajustes por incremento en costos de contratación.

Aun con la aplicación de casi la totalidad de la reserva, persisten desviaciones en hitos relevantes, pero Ecopetrol considera que la gestión y los ajustes realizados permitieron proteger la viabilidad, mantener la alineación productiva y minimizar el impacto sobre los objetivos estratégicos y la entrega del proyecto, argumentando que los atrasos, aunque significativos, no comprometen la curva de producción ni el valor esperado final del desarrollo. Sin embargo, la persistencia de desviaciones críticas en hitos claves como el específico para las estaciones y su parte constructiva, implica que estas medidas, si bien necesarias, no han sido totalmente suficientes para mantener el cronograma con fechas actualizadas puesto que no se denota en la respuesta evidencias claras y suficientes que aseguren la completa regularización del avance con la actualización formal del PDT y la línea base del cronograma.

En cuanto a las causas, Ecopetrol respondió que las decisiones de asignación de capital limitaron inicialmente el flujo de recursos, impactando la continuidad oportuna de actividades críticas. Ecopetrol ha identificado y gestionado las causas de los retrasos señalados por la CGR, atribuyéndolos principalmente a decisiones de capital y ajustes en contratistas que impactaron la disponibilidad y costos de recursos, mitigados mediante la activación mayoritaria de reservas de contingencia.

No obstante, la CGR evidencia que, a pesar de estas gestiones, las desviaciones son considerables y persisten y la actualización formal del cronograma no se refleja en la documentación oficial. Esto limita la trazabilidad y comprensión real del avance y afecta el control integral del proyecto, más aún cuando los retrasos reflejan impactos financieros por variaciones en selección de contratistas, con mayores valores en suscripción y ejecución de contratos, y desviaciones por reajustes de tarifas y cantidades respecto a lo planeado, activándose parte de las reservas de contingencia por USD $49,91 millones (68.8% del total), a causa de las decisiones en materia de flujo de caja hacia el proyecto, aún con un FID aprobado.

Ecopetrol respondió que, a pesar de las afectaciones ocasionadas por la falta de sincronización entre las fases de perforación y las facilidades, el proyecto presenta un avance programado del 83.5% al 30 de septiembre de 2025, reflejando que se ha adaptado a variables externas como bloqueos y paros sociales que suman 285 días de afectación hasta octubre de 2025, reconociendo la existencia de actividades atrasadas que impactan la ruta crítica inicial, aun cuando el equipo ha intentado mantener el control del cronograma ajustado.

En análisis específico, se concluye que la justificación de Ecopetrol sobre la gestión de reservas y cronograma ajustado es válida en cuanto a acciones tomadas, pero insuficiente

sin el sustento documental probado y la formalización de los cambios en los planes oficiales, como el entregado y visualizado en los sistemas por la CGR.

Por lo tanto, la CGR mantiene que la ausencia y falta de actualización de estos elementos constituye una debilidad para el control del proyecto. Asimismo, la Contraloría General de la República observa que, pese a estas afirmaciones, no se ha evidenciado la actualización formal y oportuna del PDT y la línea base, condición indispensable para reflejar la realidad del avance y para que el equipo del proyecto ejerza un control efectivo sobre la ruta crítica y la gestión integral. Esta falta de actualización formal impacta la capacidad para anticipar y mitigar desviaciones y aumenta el riesgo de incumplimiento de la fecha de cierre y de la producción sostenible.

Asimismo, Ecopetrol menciona que las actividades civiles y de tubería para el traslado del sistema de bombas ya iniciaron y que los equipos están contribuyendo a la producción actual, asegurando que la producción sostenible no se ha visto comprometida y que el proyecto mantiene la viabilidad según las curvas de producción. Aclara que la fecha de cierre se ha proyectado para abril de 2027, no abril de 2026 como mencionó la CGR, ajustando el cronograma para que las actividades atrasadas puedan terminar en 2026 sin afectar la producción de hidrocarburos.

Ecopetrol presenta una curva de producción real alineada e incluso superior al plan aprobado en el FID, y aclara que algunas actividades en atraso no corresponden a la ruta crítica ni afectan otras actividades esenciales. Frente a ello, es de recibo para la CGR que los sustentos comprueban que la que la curva de producción real es favorable comparada con el plan de producción real, por lo que en ese sentido se realiza un retiro parcial de lo consecuentemente mencionado por la CGR en la redacción de la observación para hallazgo de auditoria en el informe final, el cual se valida por cuanto la desviación del cronograma no ha sido debidamente ajustado a las nuevas fechas de entrega de las actividades en hitos constructivos cuyo fin se estima para abril de 2026, aun cuando el cierre del proyecto se tiene previsto para 2027 como lo aclara Ecopetrol en su respuesta.

Se valida la observación como hallazgo de auditoria para incorpora al informe final, se realiza un ajuste en la redacción de la consecuencia.

Hallazgo No.05[1]. Control de Cambios Línea base tiempo, alcance y costo del proyecto Modulo Integral Desarrollo Secundario GDT

Procedimiento para Variaciones y Cambios en Proyectos

3.2.1. Fases/subprocesos posteriores a la toma de decisión de inversión final (FID)
(…) Una vez establecidas las líneas base de alcance, tiempo y costo en FID, los cambios que se generen deben ser aprobados (…).

[1] Registro en APA COH_10187_2025-2-AU-CU

Instructivo para Actualizar y Detallar la Línea Base del Proyecto
DESARROLLO. *El detallamiento de la línea base en la ejecución, es una herramienta fundamental para el control de proyectos dado que permite:*
Alinear y actualizar la estrategia de ejecución con el cronograma y el estimado de costos para la ejecución el proyecto.
Mejorar el proceso de seguimiento y control de proyectos en ejecución al tener de forma detallada los paquetes de trabajo finales de las diferentes áreas de gestión del proyecto.
Establecer una línea base más precisa para la medición de KPI's del Proyecto (alcance, tiempo y costo), análisis de desviación y el desarrollo de planes de acción.

Guía para el Control de Proyectos
3.2.4 TOMAR ACCIONES, PROYECTAR Y GESTIONAR CAMBIOS: Pre- requisitos:
Para poder tomar decisiones, el líder del proyecto y su equipo deben contar con los resultados de la comparación y análisis para con esto conocer el desempeño del proyecto de manera periódica.

Deben tenerse identificados los Issues presentados durante la maduración y ejecución del proyecto y cuantificados los impactos en tiempo y costo, input que se utilizará para ajustar la proyección de finalización del proyecto. Con esta proyección, se plantea si es necesario realizar un Registro de Variación de Maduración o un Control de Cambios soportado en el procedimiento EDP-P-005, según sea el caso, si se requiere ajustar una o varias líneas base.

De la verificación realizada por la CGR se identificaron desviaciones significativas en la ejecución financiera y física del proyecto "Módulo Integral Desarrollo Secundario GDT" frente a los valores establecidos en la línea base aprobada en el FID (noviembre de 2022). Al cierre de la vigencia 2024, el avance físico acumulado fue del 62,2%, frente a un planificado de 66,4%, lo que representa una desviación negativa de -4,2%. En términos financieros, se evidenció una ejecución acumulada de 253,06 MUSD frente a un plan de 175,26 MUSD, lo que representa una ejecución en más del 44% respecto al presupuesto aprobado para la vigencia.

Durante la revisión técnica, financiera y documental del proyecto "Módulo Integral Desarrollo Secundario GDT", se identificaron desviaciones significativas en la gestión de la línea base que afectan directamente el control del alcance, cronograma y presupuesto inicialmente aprobados. En específico, la ejecución actual muestra trabajos no previstos formalmente en la línea base (conversiones y rediseños de pozos adicionales, construcción de plataformas y facilidades no contempladas), retrasos en actividades críticas de perforación y completamiento que superan entre 44 y 100 días las fechas planificadas, y un presupuesto actualizado que supera en un 14% los valores aprobados, sin registro documentado ni aprobación formal en control de cambios.

La ausencia de control formal sobre las desviaciones ha comprometido la gobernabilidad y trazabilidad del proyecto, afectando la capacidad de gestión integral, incrementando riesgos económicos y operativos, y dificultando la toma de decisiones basada en información confiable y oportuna. Además, la falta de visibilidad y registro formal de los cambios puede derivar en irregularidades administrativas, pérdidas financieras e incumplimientos contractuales.

Lo anterior ocasionado por inobservancia de las normas en materia de control de cambios ya que la aceleración de actividades constructivas y compras de facilidades de pozo y superficie sin ajuste formal de la línea base, debe ser aprobado según los niveles de validación definidos.

Lo precedente genera afectación en la trazabilidad de beneficios esperados del proyecto (incorporación de reservas, producción sostenida y retorno esperado), con la incertidumbre en la viabilidad técnica y financiera actual del proyecto que se ve afectada con impactos operativos en condiciones de entorno y retrasos en la llegada de equipos críticos, modificando el presupuesto planeado en +14% (USD$917.172 millones) frente al aprobado con la necesidad de normalizar la línea base del proyecto en cuanto a cronograma, alcance y costo.

Hallazgo Administrativo

Respuesta de la entidad al hallazgo No.05 (ver anexo No.04 Observación No.18)

Análisis a la respuesta de la entidad hallazgo al No.05

Ecopetrol manifiesta en su respuesta, que los cambios posteriores a la FID han sido gestionados conforme a procedimientos internos y aprobados en los comités correspondientes. Señaló que no han acelerado actividades ni comprado facilidades fuera de lo planeado, y que los retrasos actuales corresponden a desviaciones normales en la ejecución. Además, afirmó que disponen de metodologías para alinear la estrategia con cronograma y costos, y para gestionar variantes y controles de cambios dentro del marco normativo, asegurando que el proyecto está dentro de los plazos oportunos para formalizar cualquier ajuste necesario.

Aunque Ecopetrol afirma haber gestionado los cambios conforme a procedimientos internos y comités de aprobación, la evidencia documental aportada revela insuficiencias en la formalización y actualización oportuna de las líneas base de tiempo, alcance y costo tras la FID. Los criterios usados por la CGR son precisos en cuanto a que cualquier cambio significativo post-FID debe ser reflejado formalmente para garantizar trazabilidad, control y toma de decisiones informadas. La falta de documentación formal que evidencie la aprobación y registro puntual de estos cambios impide validar completamente la gestión declarada por Ecopetrol. Además, el atraso acumulado y la desviación financiera indican un control inadecuado de las variaciones, lo que afecta la gobernabilidad del proyecto y la confiabilidad de los reportes de avance.

Por ende, el argumento presentado por Ecopetrol carece de suficiente respaldo documental y evidencia práctica para desvirtuar lo consignado por la CGR. La ausencia de actualizaciones formales en el PDT, alcance, cronograma y los costos ajustados y la falta de registros detallados de control de cambios constituyen una inobservancia de los procedimientos establecidos en el EDP y Rap de Ecopetrol.

Ecopetrol responde situando el avance físico real en un 83.5% a septiembre de 2025, explicando el mayor gasto financiero como resultado de ajustes para mitigar impactos, sustentando que cuenta con metodologías y controles que permiten gestionar riesgos y mantener la viabilidad técnica y financiera conforme al plan ajustado, con cierre proyectado para abril de 2027. No obstante, la CGR señala que sin una actualización formal oportuna de la línea base y registros documentados de control de cambios, no es verificable la gestión declarada, lo que mantiene la validez de la observación.

Ecopetrol respondió señalando que los proyectos se desarrollan en un entorno de incertidumbre y riesgos permanentes que pueden generar la necesidad de actualizar las líneas base o documentos de proyecto. Durante casi tres años de ejecución se han presentado circunstancias que obligan a revisar programación, estrategia constructiva y alcance de actividades. El proyecto Módulo Integral ha concretado una propuesta de actualización con comités programados para aprobación formal a finales de año, asegurando que el plazo actual permite gestionar oportunamente cualquier cambio requerido.

La entidad aclaró que desviaciones en avance y presupuesto no requieren necesariamente controles de cambios formales, dado que existen otras herramientas de gestión, como la materialización de riesgos y uso de contingencias, que han sido debidamente autorizadas. Además, el proyecto a la fecha ha ejecutado menos pozos que los aprobados y no ha ejecutado plataformas más allá del alcance aprobado, con una vigencia pendiente de ejecución para 2026 y 2027. Precisaron que las actividades se encuentran atrasadas en relación con la línea base, por lo que las medidas adoptadas corresponden a “des atraso” y no a aceleración, algo que no cuestiona la CGR en la observación.

Ecopetrol intenta justificar estas desviaciones como parte de una estrategia de mitigación, alegando que las adiciones presupuestales fueron autorizadas y que las decisiones tomadas obedecen a una “desaceleración” y no a una “aceleración” de actividades. Sin embargo, esta narrativa omite reconocer que los trabajos ejecutados no estaban formalmente aprobados en la línea base, y que las compras anticipadas de materiales para vigencias futuras se realizaron sin ajustes formales. La afirmación de que no se ha superado el presupuesto autorizado se contradice con la propia ejecución reportada, y el uso de recursos de “escalación” sin control de cambios formal afecta al proyecto.

La CGR identifica desviaciones claras en la gestión de la línea base, con trabajos no previstos formales y retrasos en actividades que superan las fechas planificadas, así como un presupuesto actualizado sin aprobación formal, Ecopetrol argumenta que en un entorno de incertidumbre estos ajustes son inherentes y que se encuentran en proceso las aprobaciones formales correspondientes, con un comité para noviembre o diciembre para la aprobación del control de cambios requerido, lo que contradice su pronunciamiento inicial sobre desviaciones en avance y presupuesto que no requieren necesariamente controles

de cambio. En conjunto, la respuesta de proyectos evidencia una gestión reactiva que no se ajusta plenamente a los mecanismos de control establecidos.

En este aparte, la respuesta de Ecopetrol no desvirtúa la observación de la CGR, ya que la ausencia de gestiones formales y oportunas de control de cambios limita la trazabilidad y el control efectivo del proyecto. Ecopetrol reconoce la necesidad de actualizar planificación y alcance, pero al hacerlo fuera del control riguroso y sin evidencia aprobatoria, se mantiene la inobservancia detectada por la CGR.

De igual manera, la CGR advierte que las herramientas alternas mencionadas (materialización de riesgos, uso de contingencias) no sustituyen la obligación de formalizar controles de cambio, más aún cuando se presentan desviaciones significativas en tiempo y presupuesto. La propuesta de aprobación futura no mitiga la actual falta de formalización. La CGR resalta que la utilización de herramientas alternativas como la materialización de riesgos y el uso de reservas de contingencia no sustituye la obligación de realizar un control de cambios riguroso y documentado conforme a los procedimientos vigentes. Además, la CGR evidencia que las desviaciones en actividades críticas y el sobrecosto de 14% en el presupuesto no están debidamente aprobadas ni registradas, lo que genera un riesgo administrativo, financiero y operativo.

Ecopetrol respondió que, aunque reconoce el incremento del 14% en el presupuesto proyectado y los impactos en la operación derivados de retrasos y condiciones del entorno, sostiene que estas variaciones son resultado de un análisis riguroso y están siendo gestionadas mediante procesos internos alineados con la planificación ajustada. Señala que el proyecto mantiene la viabilidad técnica y financiera, sustentada en la priorización y programación adecuada de actividades clave que protegen el valor del activo Castilla.

Adicionalmente, Ecopetrol indica que la línea base no ha sido superada en su esencia, y los ajustes realizados se enmarcan dentro de los recursos autorizados en el memorando de inversiones aprobado en el FID, incluyendo la reserva para la escalación por variaciones de precios. La entidad destaca que está en curso la formalización de la actualización del cronograma, alcance y costo, con comités programados para su eventual aprobación formal.

Aunque Ecopetrol afirma que las variaciones presupuestales y ajustes operativos están bajo control y gestionados dentro de recursos autorizados y planes ajustados, persiste la falta de evidencia documental formalizada que garantice la actualización oportuna y completa de la línea base en cuanto a alcance, cronograma y costo.

La CGR subraya que esta ausencia compromete la trazabilidad y gobernabilidad del proyecto, incrementando el riesgo de desviaciones no identificadas ni aprobadas que pueden afectar la sostenibilidad financiera y técnica. Además, la CGR ratifica que la gestión declarada de mitigación de riesgos mediante reservas y ajustes no reemplaza el requisito normativo de controles de cambio formales que aseguren transparencia y responsabilidad administrativa.

Por lo tanto, a pesar de la explicación de Ecopetrol sobre la viabilidad actual y los mecanismos de seguimiento, la falta de formalización documental y el retraso en la actualización de los planes implican que la observación sobre afectación a la trazabilidad, viabilidad y riesgos se mantiene fundamentada.

Los criterios de auditoría usados por la CGR en la Observación No. 18 resalta que la falta de control formal y actualización oportuna de la línea base en cuanto a alcance, cronograma y costo viola principios fundamentales de gobernabilidad, trazabilidad y gestión integral del proyecto. Según la CGR, esta ausencia representa un incumplimiento normativo que genera riesgos económicos y operativos elevados, afecta la capacidad de toma de decisiones basada en información confiable y aumenta la probabilidad de irregularidades y pérdidas financieras.

El PMI refuerza estos criterios al establecer que todas las variaciones significativas deben ser sometidas a control de cambios formal, documentado y aprobado en comités, asegurando transparencia y manejo adecuado de los recursos y tiempos. Esto incluye modificaciones en actividades, extensión de cronogramas y incrementos presupuestales, las cuales deben quedar reflejadas en la línea base actualizada.

Por tanto, la gestión declarada por Ecopetrol, que niega inobservancias y sostiene un manejo adecuado basado en autorizaciones y uso de contingencias, no cumple con la exigencia del control documental riguroso y oportuno requerida por la CGR y las buenas prácticas PMI. Es así como, la CGR concluye que la gestión del proyecto declarada por Ecopetrol, aunque intencionada en mitigar impactos, carece de la formalidad necesaria y constituye una inobservancia material de las normas de control de cambios, justificando así la persistencia de la observación.

La observación de la CGR, se valida como hallazgo toda vez que, según el procedimiento EDP toda alteración, ajustes que deban realizarse al proyecto deben surtir la aprobación y gestionarse por control de cambios para llevar las líneas base a su normalización, situación que no ha ocurrido y que hasta tanto se lleve a cabo continua la inobservancia detectada. No se realiza ningún ajuste y se mantiene la redacción del hallazgo en los términos en los cuales se trasladó la observación.

Hallazgo No.06[1]. Control sobre el suministro y destino del ACPM

"CONTRATO NO. 3018662

Anexo 7.5. Especificaciones Técnicas

7.5 "Para Áreas remotas preestablecidas, Ecopetrol suministrará el combustible para los vehículos requeridos para las operaciones internas en campo (movilizaciones de personal desde el campamento

[1] Registro en APA COH_9258_2025-2-AU-CU

base hasta el pozo ida y vuelta y requerimientos de las operaciones en pozo de acuerdo el servicio a prestar). El control del combustible se realizará a través de procedimiento que Ecopetrol establezca y teniendo en cuenta los requisitos incluidos en el mismo documento."

"PROCEDIMIENTO PARA LA OPERACIÓN DE LA ESTACIÓN DE SERVICIO (EDS) EN CAMPO RUBIALES

3.4 Cierre y conciliación de despachos:

Es el proceso que permite confrontar, validar y conciliar la cantidad suministrada de combustible registrado en las planillas de la EDS, Anexo 3 "Registro manual de suministro de combustible a vehículos en la estación de servicio" (…)

Del análisis realizado al contrato No. 3018662 suscrito entre Ecopetrol S.A. y Tucker Energy Services S.A.S., se evidenció que, aunque Ecopetrol es responsable del control y suministro del ACPM, no dio cumplimiento a los procedimientos establecidos para tal fin. En la práctica, Ecopetrol se limita a autorizar el suministro del combustible mediante los formatos establecidos, pero no realiza verificaciones que permita confirmar que el combustible entregado fue efectivamente utilizado en las actividades autorizadas, ni lleva registros que respalden el seguimiento de esas entregas.

La anterior situación se debe a la falta de aplicación del "Procedimiento para la operación de la EDS en Campo Rubiales", que si bien define cómo debe realizarse el cierre y conciliación de despachos, Ecopetrol no realiza las validaciones correspondientes que permitan verificar entre lo autorizado, lo despachado y lo consumido. En consecuencia, el suministro de combustible se limita a un control documental, sin mecanismos que garanticen su trazabilidad real ni su correcta utilización en las operaciones.

La falta de control sobre el suministro y el uso del ACPM entregado al contratista evidencia una debilidad en la gestión del contrato, dado que no existen verificaciones que permita confirmar que el combustible fue utilizado exclusivamente para las actividades programadas en el marco del contrato, lo que evidencia una omisión en la aplicación de mecanismos de verificación y seguimiento, que impide garantizar la trazabilidad y el uso adecuado de los recursos suministrados por Ecopetrol.

Hallazgo Administrativo y Alerta de control interno

Respuesta de la entidad al hallazgo No.06 (ver anexo No.04 Observación No.3)

Análisis a la respuesta de la Entidad al hallazgo No.06

Ecopetrol S.A, indica que dentro de sus procedimientos internos se encuentra implementado el "Procedimiento para la operación de la EDS", el cual regula los procesos de autorización, suministro y conciliación del ACPM, garantizando que el combustible entregado a los contratistas esté debidamente controlado y documentado. En su respuesta, Ecopetrol afirma que, "si realiza un estricto cumplimiento al protocolo de autorizaciones, control y suministros

de ACPM, y lleva mediante sistemas de información los registros que respaldan la trazabilidad y el seguimiento de esas entregas de combustible". Agrega además que los despachos son soportados con la elaboración del formato EGP-F-400, el cual es diligenciado con las autorizaciones de cada uno de los responsables del proceso.
Si bien Ecopetrol señala la existencia de un procedimiento para autorizar y registrar el suministro de ACPM, los soportes allegados, no acreditan que este control se extienda a la verificación del uso del combustible, lo que es claro para este ente de control, es que cumple con la parte inicial del proceso, es decir, con la entrega y autorización del suministro, pero no con la trazabilidad posterior ni con la verificación del destino real del ACPM; el control que Ecopetrol expone en su respuesta es previo y documental, no operativo ni integral sobre la utilización final del combustible.

Dentro de la documental aportada por la entidad, se evidencia un archivo denominado "Gestión de Combustibles en las Operaciones de Caño Sur X5", cuyo objetivo, según se cita textualmente, es: "Establecer directrices para una gestión eficiente, segura y ambientalmente responsable de los combustibles utilizados por Tucker Energy Services en las operaciones de Caño Sur X5, asegurando el cumplimiento normativo y la continuidad operativa conforme a los lineamientos del cliente", el cual, pertenece al contratista Tucker Energy Services S.A.S. y no a Ecopetrol, lo que demuestra que las directrices operativas y de control sobre el manejo del ACPM se desarrollan bajo la gestión y custodia exclusiva del contratista.

También se recibió un documento denominado "Movimientos de Combustible", que corresponde a una planilla donde se registran los despachos y consumos diarios de ACPM. Sin embargo, se evidenció que la información allí consignada no es generada directamente por Ecopetrol, sino que es elaborada y administrada por el contratista Tucker Energy Services S.A.S.

Finalmente, en relación con el archivo "Base de Datos Control de Combustible X5.xlsx", el cual también pertenece al contratista, se observa que la información contenida corresponde a una hoja de cálculo donde se registran datos como fechas de despacho, cantidades suministradas, kilometrajes, horas de operación y equipos asociados. No obstante, en dicha base no se identifican columnas ni campos destinados a la verificación por parte de Ecopetrol, ni se evidencian observaciones o firmas que indiquen una revisión, validación o aprobación por el área de control operativo de la entidad.

Los argumentos presentados por Ecopetrol no resultan suficientes para desvirtuar la observación, ya que la gráfica "Entrega Puntual" únicamente muestra las entregas mensuales de ACPM, para el caso tomado como ejemplo, entre septiembre de 2024 y septiembre de 2025, con valores que van de 260 a 1.288 galones y una tendencia promedio cercana a 1.020 galones mensuales. Si bien estos datos coinciden con el consumo estimado, se basan en proyecciones de suministro y no en registros que comprueben el uso real del combustible, por lo que no pueden pretender que la información presentada

remplace la conciliación requerida que permita confirmar que el ACPM entregado haya sido efectivamente utilizado en las actividades del contrato.

Lo anterior confirma que el seguimiento al combustible suministrado se limita a los registros elaborados por el contratista, sin que Ecopetrol ejerza un control directo sobre la utilización y el destino final del ACPM. Este aspecto cobra especial relevancia si se tiene en cuenta que la observación se originó en una denuncia que advertía posibles desvíos en el uso del combustible entregado por Ecopetrol a Tucker Energy Services S.A.S. para actividades ajenas al contrato.

Aunque Ecopetrol sostiene que cumple con los lineamientos del "Procedimiento para la operación de la EDS", la evidencia revisada demuestra que dicho procedimiento no contempla la verificación posterior del suministro del combustible ni la conciliación integral de los consumos, por lo que persisten las condiciones que dieron origen a la observación y se mantiene el riesgo de uso indebido del ACPM suministrado al contratista.

En virtud de lo expuesto y teniendo en cuenta que los argumentos expresados por la entidad no desvirtúan el hecho reprochado, la observación se confirma como hallazgo y se emite una alerta de control interno para que la entidad adopte las medidas pertinentes.

3.3. RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 2

OBJETIVO ESPECÍFICO 2
Evaluar la correcta inversión de los recursos para los temas estratégicos y el segmento de nuevas energías en cuanto al cumplimiento de los indicadores y metas establecidas para los planes, programas, proyectos.

Estrategia de Energías para la Transición

La inversión en nuevas energías por parte de Ecopetrol S.A., representa una apuesta estratégica con implicaciones fiscales significativas. La incorporación de energías alternativas en el negocio de Ecopetrol S.A., está enfocada en la autogeneración, supliendo sus propias necesidades energéticas, y no contempla convertir a la compañía en la empresa que lideraría la transición energética en Colombia bajo un rol de proveedor masivo para la ciudadanía. Esto se evidencia en que la meta acelerada de 900 MW de capacidad renovable proyectada para 2025 está explícitamente delimitada *"para atención de necesidades propias"*1, buscando principalmente reducir costos operativos y descarbonizar la producción de hidrocarburos existente, en lugar de estructurar una oferta comercial de electricidad verde para el mercado nacional. Acorde al informe de gestión para la vigencia auditada (2024), Ecopetrol S.A informó la incorporación de 610 MW de capacidad de generación en

1 Espinosa V., Carlos Eduardo, y Yeiro Smelig Ramírez Olaya. *La Integración de Energías Renovables en los Negocios de Ecopetrol*. Contraloría General de la República - Contraloría Delegada para el Sector Minas y Energía. Diciembre de 2022.

proyectos en operación, construcción y/o ejecución como avance hacia la meta proyectada 2025.

La Junta Directiva de Ecopetrol S.A. aprobó inversiones en proyectos como parte de la estrategia de transición energética, pero algunos de estos proyectos han sido abortados, aplazados o presentan riesgos financieros significativos (Ejemplos: Metanol de bajas emisiones, Proyecto de Hidrógeno Verde – Aura, Ecoparque Casablanca). En 2022 Ecopetrol S.A., inició un piloto de producción de hidrógeno verde en la Refinería de Cartagena, y desarrolló un Plan Estratégico de Hidrógeno de Bajo Carbono con metas al 2040, sin embargo, en 2024, la compañía declaró que no están listos para sancionar proyectos de hidrógeno a gran escala.

La transición energética, se debe hacer de forma equilibrada y técnica. Por lo tanto, los estudios de caso de negocio presentados por la Vicepresidencia de energías para la transición deben destacarse por su rigurosidad técnica. La Junta Directiva debe garantizar que estas decisiones estén debidamente justificadas, para no comprometer la sostenibilidad financiera de la compañía, así mismo que las decisiones de inversión o desinversión se mantengan dentro del marco del objeto social y cumplan con los principios de la gestión fiscal responsable, con toma de decisiones informadas basadas en estudios técnicos, económicos, jurídicos y financieros, con alto rigor técnico.

Como muestra para verificar el cumplimiento del objetivo específico 2 de la auditoría de cumplimiento, se seleccionaron siete (7) proyectos utilizando como criterio para su selección la comparación entre el avance financiero y el avance físico.

Matrícula Digital	Nombre Proyecto	Fecha Inicio	Valor Estimado Total	Ejecución presupuestal Total	Ejecución presupuestal 2024	Porcentaje (%) de avance financiero	Porcentaje (%) de avance Físico
1022049	M2 - Metanol de Bajas Emisiones Barranca Cierre temprano	19/05/2023	1.677.744.000	1.088.145.506	348.880.572	64,90%	3,70%
1020751	Eficiencia Energética DOWN - GRB Condensados	13/05/2021	7.659.716.000	6.022.022.001	2.752.135.036	78,62%	8,88%
1020798	Proyecto de Hidrógeno verde GRB - Aura Cierre temprano	30/06/2021	15.275.286.000	8.395.921.977	784.314.080	54,96%	11,73%
1021048	Terminal de Regasificación de GNL Caribe Nuevo nombre: LNG Caribe	18/08/2021	7.207.378.000	4.611.469.745	458.307.683	63,98%	4,00%
1021408	Ecoparque ERNC Casablanca - Membrillal (Reficar) Cierre Temprano	16/02/2022	14.001.582.500	8.033.374.112	936.059.185	57,37%	6,95%
1022639	Coral Hidrogeno bajas emisiones (tipo estudio) (Reficar)	20/05/2024	117.108.529.600	5.444.388.621	5.444.388.621	4,65%	20,33%
1022716	Roma (Enel)	19/07/2024	5.330.000.000	2.065.945.288	2.065.945.288	38,76%	0,00%

Tabla proyectos Objetivo 2. **Construcción:** Equipo auditor. **Fuente:** Ecopetrol S.A

Adicionalmente, a los proyectos previamente identificados, se incorporaron al objetivo específico 2 los siguientes seis (6) proyectos-contratos.

Proyecto asociado a la revisión	Descripción de Contrato asociado a la revisión	Cuantía
Contrato CW207382 - Covington & Burling LLP	Contrato de exploración y producción (asignación de área SINU-9). Daño reputacional, Termomorichal.	V.A. USD 5.875.000 V.E.USD 1.653.296.52
Helicol	Controversia jurídica CW215366 relacionado con el transporte helicoportado del GE.	USD 22.180.000
Proyectos de inversión Roma y Sancho	Contrato de Participación accionaria, relacionado con la oportunidad de negocio de incorporación de energía renovable del GE.	Proyecto Roma 60 MUSD Proyecto sancho USD 158 MM
iniciativa	Contrato de Servicio de Logística Integral Portuaria y Regasificación para Productos de ECOPETROL S.A.	Seguimiento permanente por control concomitante
CPO9 - Santa Mónica	Contrato relacionado con la solución integral para un sistema de generación de vapor y energía - Morelco.	US 2.225.182
Ecoparque solar Providencia	Contrato relacionado con diseños, estudios e ingeniería de detalle, compras, construcción operación y mantenimiento de plantas solares fotovoltaicas para ECP y GE / Contrato relacionado con diseños, estudios e ingeniería de detalle de la planta solar fotovoltaica de Providencia para ECP.	19 MUSD

Tabla proyectos Asociados Objetivo 2. **Construcción:** Equipo auditor. **Fuente:** Ecopetrol S.A

El análisis se enmarco en la norma aplicable de acuerdo con los criterios señalados, los principios que rigen la gestión fiscal, y la ejecución del proceso EDP de Ecopetrol evaluando cada una de sus fases, relacionando al mismo tiempo la ejecución de los contratos ligados a este, y así, el cumplimiento de indicadores y metas establecidas acorde a la estrategia 2024 *"Energía que Transforma"* de Ecopetrol S.A. Se complementó el análisis de los proyectos a través de reuniones de conocimiento con el equipo de Ecopetrol S.A., y visitas de campo.

Este ente de control destaca los proyectos Roma y Sancho, que hacen parte de los nuevos negocios con los que Ecopetrol S.A., que buscan diversificar la autogeneración de energía. Estos dos proyectos se evaluaron a la luz de su oferta de valor, en el entendido que son proyectos que fueron adquiridos en 2025 y que los proyectos no están funcionando debido a restricciones por las comunidades relacionadas o afectadas por el proyecto. El caso del Proyecto Roma corresponde a la adquisición por Ecopetrol S.A., del 100% de las acciones de Wind Autogeneración S.A.S., por valor de 60 MUSD, propietaria del proyecto Windpeshi desarrollado por Enel. Sin embargo, para el desarrollo del proyecto se proyecta una inversión de US$350 MUSD entre 2025 y 2027. Por otra parte, el proyecto Sancho se relaciona con la adquisición de un conjunto de 10 empresas de objeto específico de la sociedad Enerfin – Starkraft, para el desarrollo de proyectos eólicos y solares en Colombia, algunos de los cuales también han estado suspendidos por demoras en procesos de consulta previa con las comunidades. La negociación se concretó en el mes de noviembre de 2025 por 157.5 MUSD. Estos proyectos están en proceso de reactivación por parte de Ecopetrol S.A, y serán parte de próximas auditorías con el fin de verificar y comprobar desde la órbita de cumplimiento del marco jurídico que les rige la legalidad, eficiencia, economía, equidad, diligencia administrativa y gestión fiscal responsable, conforme a la Ley 1118 de

2006, Estatutos Sociales de Ecopetrol S.A., Artículo 23, numeral 39, literal f, Ley 222 de 1995, artículo 23, Ley 610 de 2000, y Decreto 403 de 2020.

Acorde con lo anterior, se evidenciaron las siguientes situaciones de incumplimiento que fueron validadas como como hallazgos de auditoría.

Hallazgo No.07[1]. Maduración del caso de negocio en el proyecto Aura

> ***El Libro de Procesos de Ecopetrol Desarrollo de Proyectos (EDP) Versión 3.0:*** *Establece que "Bajo el proceso Ecopetrol Desarrollo de Proyectos - EDP, las decisiones de inversión se realizan después de una reducción sistemática de los niveles de incertidumbre".*

La CGR, al evaluar las inversiones en proyectos estratégicos de Ecopetrol, identificó que el *Proyecto Aura* (una iniciativa orientada a la construcción de una planta de hidrógeno verde en la Refinería de Barrancabermeja, con una capacidad proyectada de 10 MMSCFD) presentó deficiencias en su proceso de maduración y aseguramiento de premisas críticas.

Específicamente se aprobó el paso a la Fase 3 (Definición) mediante el Memorando de Inversiones GIP-F-005 (Comité No. 20230316) del 16 de marzo de 2023, a través del cual Ecopetrol decidió avanzar en el proceso de maduración del proyecto con un alcance completo de 10 MMSCFD y autorizar una compra anticipada (LLE) por 83,7 MUSD.

Dicha aprobación se sustentó en premisas críticas que no contaban con el aseguramiento requerido por la metodología, entre ellas:

1. La viabilidad comercial del 40% de la producción (4 MMSCFD), destinada a un mercado externo (offtakers), que no logró concretarse.
2. El aseguramiento contractual del aliado tecnológico (Siemens Energy), cuya estrategia de compra anticipada se basaba en un *Framework For Action (FFA)* que "no es un documento vinculante", situación que derivó en un incremento del 34% del CAPEX y, finalmente, en la inviabilidad del proyecto.

La situación se originó por debilidades durante la etapa de planeación y maduración del proyecto (Fase 2 – Selección), al haberse aprobado un alcance sin validar plenamente las premisas críticas que lo sustentaban.

Como consecuencia, el proyecto fue cancelado anticipadamente tras una ejecución de $3.617.579.039, sin generar activos capitalizables, por lo que los recursos debieron registrarse como gasto. Esto impactó negativamente los resultados financieros y la eficiencia en la asignación de los recursos de inversión de la entidad, contraviniendo el principio de reducción sistemática de la incertidumbre establecido en el Libro de Proceso EDP.

Hallazgo administrativo

[1] Registro en APA COH_9984_2025-2-AU-CU

Respuesta de la entidad al hallazgo No.07 (ver anexo No.04 Observación No.6)

Análisis a la respuesta de la entidad al hallazgo No.07:

La respuesta de la Vicepresidencia Ejecutiva describe el proceso seguido; sin embargo, no desvirtúa el núcleo del hallazgo. Por el contrario, los argumentos presentados por la administración confirman que se adoptaron decisiones de inversión en contravía del principio fundamental establecido en el Libro de Proceso EDP.

En su comunicación, la entidad expone los siguientes argumentos, los cuales se analizan individualmente

"No se identificaron brechas de carácter Impeditivo" del Assurance Review (AR)

La defensa se basa en que el proceso formal de aseguramiento (AR) no reportó "brechas impeditivas" para avanzar.

ECP sostiene que el proceso formal de aseguramiento (AR) no reportó brechas impeditivas para avanzar a la siguiente fase. Señala que el AR de la Fase 2 fue favorable: *"Los resultados del AR de la Fase 2 del Proyecto fueron emitidos el 20 de diciembre de 2022, en los que se evidencia que no se encontraron brechas que comprometerían la madurez o ejecución del Proyecto".*

Este argumento, lejos de constituir una defensa, evidencia una debilidad de control. La misma respuesta reconoce que el AR identificó la inviabilidad financiera del proyecto: *"No obstante, se dejó dentro de los comentarios del documento que el suministro de energía renovable, **la incertidumbre en CAPEX y OPEX, y el VPN negativo eran alertas** para tener en cuenta por los tomadores de decisión".*
Subrayado y negrita fuera de texto.

Un proceso de aseguramiento que identifica un VPN negativo y no lo clasifica como brecha impeditiva para avalar el avance de no cumple con su propósito. El criterio definido en el Libro EDP exige una **reducción sistemática de los niveles de incertidumbre**. Autorizar el avance de un proyecto con un VPN negativo documentado no reduce la incertidumbre: la omite y materializa el riesgo financiero.

La Premisa de la Demanda (40% Externo)

La respuesta confirma que la premisa más crítica del caso de negocio, la viabilidad de comercializar externamente el 40% de la producción, no estaba asegurada al momento de la sanción del proyecto.

La entidad señala que la validación de esta premisa fue trasladada a otro proyecto, aún no iniciado al momento de la sanción: *"se definió que el proyecto de metanol sería el*

responsable de confirmar la viabilidad técnica de la comercialización del 40% del hidrógeno en forma de metanol". Dicho proyecto tuvo su *Start Up* el 15 de mayo de 2023, es decir, dos meses después de la sanción de la Fase 3 de Aura (16 de marzo de 2023).

La organización sancionó la Fase 3 de Aura y autorizó recursos con base en la expectativa de que un proyecto futuro e independiente (Metanol) confirmara la viabilidad comercial que el propio proyecto Aura requería para su sustento financiero. La decisión se tomó apoyándose en una incertidumbre externa y no gestionada.

El Aliado Tecnológico (Siemens)

La respuesta confirma que se avanzó en el proyecto, tomando como base un acuerdo no vinculante.

Ecopetrol reconoce que el *Framework for Action* (FFA) "*no es un documento vinculante*". Asimismo, señala que los riesgos asociados a esta falta de vinculación se materializaron con posterioridad a la aprobación de la inversión (Sanción Fase 3).

En la respuesta se informa que:
"En el desarrollo de este proceso, se recibió notificación formal por parte del aliado tecnológico donde informaba: i) No contar con viabilidad para acceder al Grant del gobierno de Alemania, ii) No tener un slot de fabricación reservado para el proyecto Aura, y iii) Tener una participación en equity del 1% (se esperaba un 10% de participación). Estos fueron los principales elementos que detonaron la materialización de riesgos asociados con el aliado tecnológico y derivaron en un Comité de Compras y Contratación celebrado el 15 de septiembre de 2023, que definió cancelar la potencial compra y contratación, con los respectivos efectos subsecuentes en el desarrollo del Proyecto."

Aprobar la Fase 3 del proyecto (16 de marzo de 2023) sin contar con un acuerdo vinculante con el proveedor tecnológico principal constituye una falla en la maduración y el aseguramiento del proyecto. La materialización posterior de los riesgos: falta de financiamiento, ausencia de capacidad de fabricación y reducción sustancial de la participación en equity, confirma que la premisa no se encontraba asegurada al momento de la decisión de inversión.

La respuesta de Ecopetrol confirma la Condición del hallazgo: se sancionó un proyecto con VPN negativo, con premisas de demanda no probadas y con acuerdos tecnológicos no vinculantes.

La defensa de Ecopetrol se limita a afirmar que cumplieron el procedimiento *"se hizo el AR, se presentó al CIN"*. Sin embargo, como se evidenció en el análisis, se incumplió con el criterio del EDP: "*las decisiones de inversión se realizan después de una reducción sistemática de los niveles de incertidumbre"*.

De acuerdo con lo manifestado, la observación se valida como hallazgo administrativo.

Hallazgo No.08[1]. Ejecución del Convenio Interadministrativo GGC No. 453 de 2022

Ley 80 de 1993 – Estatuto General de Contratación de la Administración Pública

"Artículo 3 – Principios de la contratación estatal

"(...) con la ejecución de los mismos, las entidades ***buscan el cumplimiento de los fines estatales, la continua y eficiente prestación de los servicios públicos y la efectividad de los derechos e intereses de los administrados que colaboran con ellas en la consecución de dichos fines****.*

*Los particulares, (...) colaboran con ellas en el logro de sus fines y cumplen una función social que, como tal, implica obligaciones****."***

Artículo 26 – Principio de la Responsabilidad

"1o. Los servidores públicos están ***obligados a buscar el cumplimiento de los fines de la contratación****, a vigilar la correcta ejecución del objeto contratado y a proteger los derechos de la entidad, del contratista y de los terceros que puedan verse afectados por la ejecución del contrato.*

2o. Los servidores públicos responderán por sus actuaciones y omisiones antijurídicas y deberán indemnizar los daños que se causen por razón de ellas."

En el marco del Convenio Interadministrativo GGC No. 453 de 2022, suscrito entre el Ministerio de Minas y Energía (MME) y ECOPETROL S.A. (ECP), se estableció como objeto la ejecución del proyecto denominado *Ecoparque Solar Providencia*, orientado a fortalecer la infraestructura energética de la Isla de Providencia, como respuesta prioritaria a la emergencia ocasionada por el huracán IOTA (noviembre de 2020) y como parte de la estrategia nacional de transición energética.

El alcance técnico del proyecto contempla la construcción y puesta en funcionamiento de una planta de generación de energía solar fotovoltaica con una capacidad instalada de 1.8 MWp, la implementación de un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías (Battery Energy Storage System – BESS) con una capacidad de 2.5 MW, y la instalación de un sistema de control de generación (Power Management System – PMS), con el fin de garantizar la autonomía energética de la isla, mejorar la resiliencia frente a eventos climáticos extremos y reducir la dependencia de fuentes fósiles.

Durante el desarrollo del proyecto, ECP ejecutó la construcción de la planta solar fotovoltaica y los componentes asociados al parque solar, por un valor de 12.711.811 USD, así mismo el MME en cumplimiento de sus obligaciones realizó inversiones por valor de 18.965 USD[2]

Sin embargo, a la fecha, dichos activos a cargo de ECP no se encuentran en operación ni cumplen el propósito para el cual fueron diseñados.

[1] Registro en APA COH_9821_2025-2-AU-CU

La no operación del Ecoparque Solar Providencia, se debido al incumplimiento en la entrega del sistema BESS, cuya adquisición dependía de una donación internacional gestionada por el MME sin garantías contractuales, y a la decisión de ECP de continuar con la ejecución del proyecto sin asegurar la disponibilidad de este componente esencial, lo que evidencia fallas de planeación, gestión y supervisión por parte de ambas entidades –ECP y MME-. Ocasionándose una afectación directa al cumplimiento del objeto contractual del Convenio GGC No. 453 de 2022, vulnerando con esta situación el artículo 3 de la Ley 80 de 1993 al no garantizar la prestación eficiente del servicio público ni el beneficio a la comunidad raizal, y comprometiendo el artículo 26 ibidem.

La ejecución del proyecto sin garantizar su operatividad ha generado la inutilización de los activos construidos, exponiéndolos al deterioro por condiciones ambientales y al riesgo de obsolescencia, lo que representa una afectación directa al cumplimiento del objeto contractual del Convenio GGC No. 453 de 2022; esta situación configura un daño fiscal, por valor de USD 12.711.811[1] conforme al artículo 3 de la Ley 610 de 2000, al evidenciarse una lesión al patrimonio público por la inversión de recursos sin alcanzar el fin previsto.

Hallazgo administrativo con incidencia fiscal y disciplinaria.

Respuesta de la entidad al hallazgo No.08 (ver anexo No.04 Observación No.13)

Análisis a la respuesta de la entidad al hallazgo No.08:

La CGR procede a realizar el análisis de la respuesta presentada por Ecopetrol S.A. en adelante ECP y por parte del Ministerio de Minas y Energía en adelante MME, en consecuencia se realizará el análisis siguiendo el orden lógico presentado la estructura del documento presentado por las entidades convinientes MME y ECP, el cual aborda una exposición sobre los antecedentes y necesidades que derivaron la suscripción del contrato objeto de la observación y solicitud de desestimar la incidencia fiscal por inexistencia de Daño cierto. En consecuencia, la CGR procede a pronunciarse frente a los argumentos esbozados así:

ECP manifiesta en su escrito que: "*en el convenio observado **no existe una relación de conmutatividad o de remuneración de alguna de las partes hacia otra**, no existiendo así discusión sobre la naturaleza del convenio interadministrativo GGC No. 453 de 2022, al cual, como lo ha decantado la jurisprudencia, **no le es aplicable disposiciones de la Ley 80 de 1993 (Estatuto General de Contratación de la Administración Pública) por cuanto se rige por sus propias estipulaciones, producto del ejercicio de la autonomía de la voluntad, dado que son acuerdos de tipo asociativo y de colaboración que siguen una lógica distinta a la prevista en la Ley 80 de 1993 para los contratos estatales**, (…)*

[1] COP $ 49.592.461.136,19 TRM 3.901,29 del 30 septiembre de 2025

Por tanto, no es correcto sostener que ***la situación observada vulneró el artículo 3 de la Ley 80 de 1993, al no garantizar la prestación eficiente del servicio público ni el beneficio a la comunidad raizal, así como tampoco comprometer la responsabilidad de que trata el artículo 26 ibidem, por cuanto, la Ley 80 de 1993 no es el régimen jurídico aplicable a ese convenio****"*

La Contraloría General de la Republica en adelante la CGR, una vez analizado el argumento de Ecopetrol, concluye que, carece de sustento jurídico, toda vez que el convenio interadministrativo sí es una modalidad de contratación estatal, los extremos convinientes se encuentran supeditados al cumplimiento de los principios de la Administración pública, la Gestión fiscal y la contratación; por ende Los principios de la contratación estatal y de la función pública en especial el cumplimiento del artículo 3 de la Ley 80 de 1993 y los del artículo 209 de la Constitución son aplicables, dado que el objeto del convenio busca cumplir fines estatales y garantizar la eficiencia en la gestión pública en pro de la comunidad raizal residente en la zona insular de Providencia.

De otra parte, la normativa citada en los considerandos del convenio confirma su sujeción al marco jurídico de la contratación estatal. Por lo tanto, el Convenio Interadministrativo GGC 453 de 2022 debe regirse por los principios de la contratación estatal, y el argumento de Ecopetrol no es válido.

Tal será así, que en el argumento presentado en el uso del contradictorio ECP reconoce que el objeto del convenio interadministrativo GGC453 de 2022 es el aunar esfuerzos para apoyar la modernización del sistema eléctrico y la integración eficiente de energía solar en la isla de Providencia, es claro que la naturaleza jurídica de este tipo de modalidad de contratación dado su carácter de interadministrativo es la ejecución de su objeto contractual, lo cual exige la concurrencia funcional y la colaboración de las partes ya que ambas tienen obligaciones solidarias y conjuntas por lo que ambas bajo el principio de la responsabilidad jurídica deberán responder por sus acciones u omisiones que realicen o dejen de hacer y que estas afecten al objeto y alcance del Contrato inter administrativo que no es otro que "aunar esfuerzos para apoyar la modernización del sistema eléctrico y la integración eficiente de energía solar en la Isla de Providencia, mediante el diseño, construcción y puesta en operación de una planta solar fotovoltaica, un sistema de almacenamiento de energía y un sistema de control para su integración con la generación existente".

De otra parte, la Contraloría concluye que el planteamiento presentado por ECP no resulta pertinente, pues la observación no discute la naturaleza jurídica del instrumento jurídico suscrito, sino el cumplimiento de los principios de planeación, eficiencia y responsabilidad que rigen la función administrativa y que son exigibles a Ecopetrol como entidad estatal, con independencia del instrumento utilizado.

Hecha la anterior aclaración frente a la obligatoriedad del cumplimiento de los fines de la contratación y el estar supeditados al cumplimiento de los principios, procedemos a pronunciarnos frente a lo relacionado con el espíritu de la situación encontrada que genera

riesgo de afectación y perdida de los recursos ya invertidos en el ecoparque solar que tiene una ejecución de más del 76% lo cual advierte la necesidad imperativa de tomar las decisiones de manera eficiente y eficaz en pro del bienestar de los conciudadanos Raizales residentes en la isla de Providencia.

Ahora bien, en cuanto al argumento de Ecopetrol S.A., presentado por la Vicepresidencia Ejecutiva de Energías para la Transición, en el cual se afirma:

> *"(…) el Convenio Interadministrativo sujeto de esta auditoría continúa vigente hasta el 7 de diciembre de 2026 (…) y cuenta con el plazo suficiente para culminar las actividades previstas".*

Frente a este argumento, es preciso indicar que la Contraloría reconoce que si bien el plazo de ejecución está vigente hasta el 7 de diciembre del 2026, también lo es que se han materializado riesgos que ocasionan e impactan en la consecución del objeto y alcance situación que se advierte en la observación comunicada, por lo tanto, la vigencia del convenio le permite a los extremos convenientes tomar las acciones más expeditas que garanticen el cumplimiento del fin del convenio interadministrativo con el fin inequívoco de lograr los fines que dieron origen al mismo.

No obstante, a lo anterior la configuración del daño que se reprocha es en cuanto a que los activos instalados no se encuentran prestando ningún beneficio lo cual ocasiona una afectación directa al cumplimiento del objeto contractual del Convenio GGC No. 453 de 2022, vulnerando con esta situación el artículo 3 de la Ley 80 de 1993 al no garantizar la prestación eficiente del servicio, ni el beneficio a la comunidad raizal, así como, los bienes eléctricos instalados expuestos al deterioro por condiciones ambientales y con riesgo de obsolescencia, lo que representa una afectación directa al cumplimiento del objeto contractual del Convenio GGC No. 453 de 2022; esta situación configura un daño fiscal cierto y técnicamente verificable, debido a que la infraestructura ejecutada permanece sin operar conforme al diseño contractual, y ello implica la configuración del verbo rector del daño patrimonial del deterioro adicional a la obsolescencia, la pérdida de vida útil y el claro y evidente sobrecostos en cuanto al valor del Sistema BESS.

Lo anterior impacta el cumplimiento del objeto y alcance del Convenio Interadministrativo GGC 453 de 2022 cuyo fin es el apoyar la restauración y modernización del sistema eléctrico de Providencia, el cual fue afectado por el huracán IOTA, lo que conllevo a establecer la necesidad de la implementación de soluciones energéticas sostenibles que integren energía solar y almacenamiento, en cumplimiento de los principios constitucionales y legales que rigen la función administrativa y la contratación estatal.

En relación con el sistema BESS, Ecopetrol expone:

> *"durante la mayor parte de la ejecución del Convenio este fue un compromiso gestionado por el Ministerio… con fundamento en el compromiso asumido por USAID*

de donar dicho sistema… [y] Ecopetrol S.A, como ejecutor, actuó bajo el principio de buena fe".

Sobre este argumento, la Contraloría considera que, si bien la terminación de la donación obedeció a un hecho externo, existiría un eximente de responsabilidad jurídica por ser el hecho de un tercero, así como esta evidenciado conforme a las actas allegadas que por parte de ECP se ha expuesto esta situación desde la suscripción del otrosi 01, también lo es que tanto Ecopetrol como el MME debían prever y gestionar este riesgo, dado que la provisión del BESS dependía de un tercero sin vínculo contractual vinculante. Continuar la ejecución de infraestructura sin contar con certeza técnica sobre el suministro del componente crítico comporta una deficiencia de planeación atribuible a los extremos convinientes, quienes les asiste el deber de dar aplicación al principio de la responsabilidad jurídica lo que conlleva el tomar decisiones como gestores fiscales directos e indirectos para mitigar los riesgos avizorados con relación al suministro del sistema BESS, por lo tanto el atribuir la situación observada a el hecho de un tercero o un hecho imprevisible no es de recibo en esta etapa del control fiscal, toda vez que está más que soportado que sí se conocía de este riesgo, que se debatió en comités de seguimiento y que no se conjuró el riesgo al punto de ser materializado.

Asimismo, Ecopetrol afirma que *"la ausencia temporal del BESS no impide la funcionalidad del sistema fotovoltaico… que puede iniciar su operación parcial"*.

Frente a esta afirmación, la Contraloría determina que la operación parcial del proyecto incumple el objeto contractual, el cual exige la puesta en operación integral de la planta fotovoltaica, el BESS y el sistema de control. Aunque la vigencia del convenio impide clasificar la situación como daño fiscal consolidado, la ausencia de operación sí comporta un daño fiscal cierto, dado que los equipos instalados permanecen sin uso conforme a su diseño y finalidad. Esta inactividad prolongada compromete directamente los recursos públicos invertidos y la viabilidad del proyecto.

En consonancia con lo anterior, el Ministerio de Minas y Energía afirma que *"el avance físico consolidado del Ecoparque es del 76,18%… y el elemento que resta por adquirir es el Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS)"*

La Contraloría observa que esta afirmación confirma la condición central de la situación observada: la infraestructura ejecutada no opera integralmente debido a la ausencia del componente crítico. La ejecución incompleta mantiene un riesgo fiscal cierto, dado que la falta del BESS impide el cumplimiento del objeto contractual y limita la funcionalidad del sistema, ocasionando adicionalmente el daño de deterioro de los activos instalados y que no se encuentran en funcionamiento.

Seguidamente, el Ministerio expone que, *"el Ecoparque Solar Providencia es actualmente funcional… aun sin la integración del BESS… [y] no existe activo ocioso ni abandono de inversión"*

La Contraloría concluye que esta afirmación contradice el diseño técnico del proyecto, cuyo funcionamiento depende de la integración de generación solar, almacenamiento y control. La operación parcial no cumple los fines de resiliencia, estabilidad energética y reducción de la dependencia de diésel. En consecuencia, el argumento no desvirtúa el riesgo fiscal identificado.

Finalmente, en materia fiscal, el Ministerio señala que,*"no existe pérdida ni disposición indebida de recursos públicos… por cuanto el MME no ha efectuado pagos ni aportes en dinero para el suministro del BESS" y que, por tanto, "no existe detrimento patrimonial alguno".*

La Contraloría aclara que la observación no atribuyó daño fiscal a recursos ejecutados por el Ministerio. No obstante, la ausencia de ejecución financiera del MME no elimina el riesgo fiscal para la inversión realizada por Ecopetrol ni la responsabilidad funcional del Ministerio en la supervisión del proyecto. El riesgo fiscal persiste y es técnicamente verificable dada la inoperancia integral del sistema.

En conclusión, la Contraloría determina que, teniendo en cuenta los elementos del daño patrimonial y lo analizado a la luz de la jurisprudencia en Sentencia C 840 de 2001 por la Corte Constitucional Colombiana en la que se ha exigido que el mismo debe comportar una serie de características para que pueda ser considerado como tal, esto es:

> *"Para la estimación del daño debe acudirse a las reglas generales aplicables en materia de responsabilidad; por lo tanto, entre otros factores que han de valorarse, debe considerarse que aquél ha de ser cierto, especial, anormal y cuantificable con arreglo a su real magnitud. En el proceso de determinación del monto del daño, por consiguiente, ha de establecerse no sólo la dimensión de éste, sino que debe examinarse también si eventualmente, a pesar de la gestión fiscal irregular, la administración obtuvo o no algún beneficio."*

En la misma sentencia la Corte Constitucional ha señalado que:

> *"si no existe un perjuicio cierto, un daño fiscal, no hay cabida para la declaración de dicha responsabilidad"; posición que también ha compartido el Consejo de Estado al manifestar que "el elemento más importante es el daño, pues si el mismo no se presentare, no puede de ninguna manera configurarse una responsabilidad fiscal"*

Con base en las anteriores precisiones jurisprudenciales y conceptuales, se tiene que la demostración del daño es el soporte estructural de la responsabilidad fiscal y éste debe estar demostrado antes de entrar a establecer los demás elementos que configuran este tipo de responsabilidad. Cabe destacar que, el daño patrimonial puede ocasionarse de manera directa o por contribución de quienes han desplegado la gestión fiscal o han actuado

con ocasión de ella, y debe comprender las características que señaló la Corte Constitucional en el referido pronunciamiento, es decir, debe ser cierto, especial, anormal, cuantificable y no debe producir ningún beneficio a la entidad afectada; por tanto, para el caso en estudio se configura el daño patrimonial toda vez que se evidencia una gestión fiscal irregular por parte del MME y ECP en sus roles y atribuciones derivadas de la carga obligacional del Convenio Interadministrativo toda vez que si bien hoy se cuenta con una ampliación del plazo para la consecución de los ítems pendientes, también lo es que los bienes instalados hoy no se encuentran prestando ningún beneficio ni cumpliendo el fin para el cual fueron adquiridos, en consecuencia el daño no es incierto, ni futuro, ni hipotético o eventual, el daño es cierto y resarcible.

En un sentido tan amplio como el que trae la Ley 610 de 2000, no toda conducta del gestor fiscal ocasiona una indemnización respecto del Estado, aun cuando puede generar otro tipo de responsabilidades tales como la penal y la disciplinaria, se recuerda que la Corte Constitucional ha señalado que en ocasiones a pesar de la actuación irregular del servidor público o sujeto de derecho privado que tenga bajo su tutela la administración de algunos fondos o bienes públicos, se debe observar si a la persona jurídica pública le quedó algún beneficio, para el caso en reproche se evidencia que la ausencia de la toma de decisión oportuna por parte del comité de seguimiento en su calidad de administrador del convenio los cuales tienen el deber funcional y legal de velar por su cumplimiento y gestionar lo que sea menester para llegar a feliz término en las condiciones contractuales ocasiono que a la fecha nos encontremos con unos activos instalados que no cumplen su fin y que amenaza la situación materializa con ser una obra inconclusa.

En consecuencia, las respuestas de Ecopetrol y del Ministerio no desvirtúan la condición observada. Por el contrario, confirman el daño fiscal el cual es cierto y relevante, derivado de la inoperancia integral del Ecoparque Solar Providencia, la exposición de los activos a deterioro ambiental, la pérdida progresiva de vida útil y la posibilidad de incurrir en sobrecostos para su integración futura, así como del incumplimiento temporal de los fines energéticos y sociales del proyecto.

En consecuencia, se valida lo comunicado en la observación como hallazgo con las incidencia disciplinaria y fiscal por valor de $49.592.461.136,19 debido a que de los recursos invertidos no cumplen con el fin para el cual se adquirieron, así como no se ha obtenido ningún beneficio para la comunidad raizal, los activos con el paso imperceptible del tiempo tiene el riesgo de la obsolescencia por el no uso de los mismos; así como, por las condiciones climáticas a las cuales se encuentran expuestos, adicional a esto los componentes del parque solar no se encuentran cumpliendo con el fin para el cual fueron destinados, propensos a deterioro y disminución de su vida útil.

Hallazgo No.09[1]. Supervisión integral y gestión de riesgos conjunta ECP – MME al Convenio Interadministrativo GGC No. 453 de 2022

Convenio Interadministrativo GGC No. 453 de 2022

"CLÁUSULA OCTAVA. – COMITÉ DE SEGUIMIENTO A LA EJECUCIÓN DEL CONVENIO: Para efectos de la coordinación de las actividades a que se refiere este Convenio, y del seguimiento, control y supervisión del mismo, se creará un Comité integrado por 1 representante de cada una de las Partes intervinientes en el mismo. Por parte de Ecopetrol el Gerente de Energía o quien este designe y por parte del MINISTERIO, el Director de Energía Eléctrica o quien cumpla sus veces o quien designe por escrito el ordenador del gasto. El Comité será liderado por el MINISTERIO y tendrá, entre otras, las siguientes funciones:

1. *Supervisar la ejecución cabal e idónea del Convenio.*
2. *Revisar periódicamente el cronograma de actividades y sus plazos, sugerir los ajustes que considere indispensables e impartir las recomendaciones y orientaciones pertinentes.*
3. *Impartir recomendaciones para el cumplimiento del objeto del Convenio.*

PARÁGRAFO TERCERO. – El supervisor del MINISTERIO tendrá entre otras las funciones señaladas en el Manual de Contratación adoptado en el MINISTERIO, así como las funciones señaladas en la Ley 1474 de 2011 o aquella que la adicione, modifique o sustituya.

CLÁUSULA NOVENA. – ADMINISTRADOR DEL CONVENIO DE ECOPETROL Y APOYO TÉCNICO.

El Administrador del Convenio por parte de ECOPETROL ***es el funcionario responsable de la supervisión, control y aseguramiento integral del Convenio, en cuanto a objeto, alcances, plazo, financiación, cronograma y compromisos pactados en el mismo****.*

Deberá ***gestionar conjuntamente con las Partes los riesgos que se identifiquen y/o se materialicen durante la ejecución del Convenio, buscando la satisfacción del interés común****. Sin perjuicio de lo anterior, las Partes podrán mantener por su cuenta, durante todo el tiempo de ejecución del Convenio y hasta la suscripción del acta de liquidación, el personal de apoyo técnico que estimen necesario para supervisar la ejecución idónea del Convenio y el cumplimiento de las obligaciones asumidas por las Partes.*

Otrosí No. 1 al Convenio GGC No. 453 de 2022:

Cláusula Segunda (modifica Cláusula Quinta, Num 1, lit m*):*

"En caso de que USAID no pueda consolidar la donación... las partes buscarán alternativas... En caso de que no se encuentren alternativas... la obligación de aportar dicho sistema será asumida nuevamente por ECOPETROL."

La CGR evidenció que el proyecto denominado "*Ecoparque Solar Providencia*", ejecutado en el marco del *Convenio Interadministrativo GGC No. 453 de 2022* suscrito entre el *Ministerio de Minas y Energía y ECOPETROL S.A.*, evidencia retrasos en el cumplimiento

[1] Registro en APA COH_10143_2025-2-AU-CU

del objeto y alcance del proyecto el cual es la modernización del sistema eléctrico de la Isla mediante la implementación de una planta solar fotovoltaica, un sistema de almacenamiento de energía (BESS) y un sistema de control, los cuales presentan las siguientes condiciones:

- A pesar de haberse ejecutado recursos por más de USD $19.6 millones, el sistema no está en operación completa.
- El sistema de almacenamiento (BESS), componente esencial para la funcionalidad del Ecoparque, no ha sido entregado, lo que impide la integración energética con el sistema de generación existente.
- Se han requerido modificaciones presupuestales y prórrogas (Otrosí No. 1), extendiendo el plazo de ejecución de 36 a 58 meses.
- Existe la posibilidad de entregar la obra sin el sistema BESS, lo que limita su funcionalidad y eficiencia.
- Se encuentra en estado crítico. Su plazo de ejecución fue extendido de 36 a 58 meses (Otrosí No. 1) y, con corte al 31 de julio de 2025, presenta solamente un **avance real del 76.16% frente a un 87.03% planeado**.

Todo lo anterior evidencia una supervisión contractual con deficiencias y con ausencia de toma de decisiones efectivas para mitigar oportunamente los riesgos de ejecución fragmentada vulnerándose con esta conducta lo consagrado en la Ley 1474 de 2011 en sus artículos 83 y 84 así como lo consagrado en la cláusula octava y novena del Convenio *453 de 2022,* como se puede evidenciar en las actas de Comité de seguimiento y control del Ecoparque Solar Providencia a manera de ejemplo el acta número 22 en la cual ECP Advirtió al MME El riesgo de Incertidumbre sobre la donación del Sistema de Almacenamiento de Energía (BESS) toda vez que no existía certeza sobre la entrega del mismo por parte de USAID, así mismo se origina por la omisión de Ecopetrol en el ejercicio de su rol como Administrador del Convenio, específicamente en la gestión activa y oportuna de los riesgos, lo cual ocasiono el incumplimiento del cronograma del proyecto, así como comprometió la funcionalidad integral del Ecoparque, especialmente en lo relacionado con el almacenamiento de energía solar.

Aunque el riesgo de la no entrega del BESS por parte de USAID fue identificado por Ecopetrol desde etapas tempranas (Acta 2, Mar-2022; Acta 4, Jun-2022), las actas de seguimiento (2022-2024) demuestran una **gestión pasiva**. Este se limitó a solicitar reportes de estado al MME (ej. Actas 9, 15, 18, 20), sin estructurar o activar un plan de contingencia efectivo (como la procura paralela del BESS por parte de Ecopetrol) ante los reiterados retrasos y cambios en el diseño reportados por MME/USAID (ej. Actas 17, 18).

Esta "falta de articulación efectiva" y "ausencia de toma de decisiones efectivas para mitigar oportunamente los riesgos" (Acta 25; Anexo 5) permitieron que este se materializara, resultando en el desistimiento de la donación y la suspensión del proyecto.

Por último, la consecuencia más sensible es la grave afectación social a la comunidad de Providencia, que, tras el desastre del huracán Iota, continúa sin el sistema eléctrico moderno y resiliente que le fue prometido por el Estado Colombiano.

Hallazgo administrativo con incidencia disciplinaria

Respuesta de la entidad al hallazgo No.09 (ver anexo No.04 Observación No.14)

Análisis a la respuesta de la entidad al hallazgo No.09:

Ecopetrol, en su respuesta remitida por la Vicepresidencia Ejecutiva de Energías para la Transición, señala que, "(…) *a la fecha por el liderazgo y supervisión de Ecopetrol S.A, se han tomado decisiones acertadas que han conllevado la entrega del Sistema de Control primario y secundario… se han instalado los 3300 paneles solares… y demás componentes necesarios para la ejecución del proyecto*" y agrega que, "(…) *la imposibilidad para lograr la puesta en operación dentro de los plazos inicialmente programados no obedece a falta de supervisión ni ausencia de toma de decisiones oportunas por parte de Ecopetrol S.A, sino a factores externos*".

Frente a ello, la Contraloría reconoce la existencia de avances en infraestructura, pero advierte que tales ejecuciones no desvirtúan la observación, puesto que el componente crítico para la operación integral —el BESS— no fue gestionado preventivamente, aun cuando el riesgo de su no disponibilidad era conocido desde etapas tempranas. La supervisión efectiva exige anticipar riesgos y adoptar medidas oportunas, no solo avanzar en obras parciales.

Ecopetrol expone además que, "(…) *las condiciones propias del entorno insular… representaron desafíos adicionales… que han dificultado el avance conforme a los tiempos establecidos",* y que el retraso en la incorporación del BESS se debe exclusivamente "(…) *a circunstancias extraordinarias derivadas de hechos sobrevinientes… que ocasionaron la imposibilidad diplomática de USAID para cumplir con su compromiso".*

Ante ello, la Contraloría concluye que, si bien los desafíos logísticos y el hecho sobreviniente son reales, estos no eximen a la entidad de su deber de gestionar el riesgo. La incertidumbre frente al suministro del BESS fue advertida desde el inicio del convenio, sin que se implementaran medidas de mitigación que evitaran la paralización del proyecto.

Ecopetrol también afirma que *"(…) no puede predicarse una falencia en la oportunidad del ejercicio de las acciones conminatorias… pues el relacionamiento con USAID era exclusivo del Ministerio*", adicionando que realizó "*seguimiento permanente en las actas 10, 11, 13, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 25*". Sobre ello, la Contraloría considera que el seguimiento documental no equivale a gestión de riesgos efectiva. La reiteración de retrasos y cambios en la configuración del BESS exigía decisiones concretas y mecanismos de mitigación, no solo solicitudes de información. La ausencia de acciones materiales para gestionar un riesgo identificado confirma debilidades en la supervisión integral del convenio.

Finalmente, Ecopetrol manifiesta que, *"(…) queda en evidencia todas las acciones desplegadas… anticipándose… con una ingeniería para la adquisición del equipo BESS*", y por ello solicita desestimar la observación.

La Contraloría concluye que estas acciones, aunque relevantes, fueron reactivas y se adoptaron únicamente después de la comunicación oficial de USAID sobre la imposibilidad de donar el sistema. La supervisión integral requiere anticipación y capacidad de respuesta temprana, no acciones posteriores a la materialización del riesgo.

Por su parte, el Ministerio de Minas y Energía expone que, "(…) el Ecoparque Solar Providencia se encuentra en proceso de ejecución y su avance a julio de 2025 es del 76,16%… encontrándose la infraestructura en condiciones adecuadas para su futura puesta en operación".

La Contraloría observa que el avance físico no desvirtúa la observación, pues la supervisión cuestionada se refiere a la gestión del riesgo asociado al BESS, cuya ausencia impide la operación integral del sistema. El porcentaje de avance no atenúa la materialidad del riesgo ni el impacto del retraso del componente crítico.

Asimismo, el Ministerio expone que, *"El Ministerio ha actuado con diligencia, transparencia y rigor técnico… [y] ha mantenido reuniones constantes con USAID y la Embajada para asegurar la donación"*. Sin embargo, la Contraloría identifica que la diligencia descrita no se tradujo en acciones preventivas eficaces, ya que el riesgo de no entrega del BESS fue conocido desde las primeras etapas y no se formalizó ninguna medida de mitigación antes de la terminación definitiva del apoyo por parte de USAID.

El Ministerio también sostiene que, *"(…) la imposibilidad de materializar la entrega del BESS constituye un hecho sobreviniente y ajeno al control del Ministerio*", y que, ante ello, activaron el mecanismo de reasignación del BESS a Ecopetrol mediante el Otrosí 2.

La Contraloría determina que, aunque el hecho sobreviniente es verificable, la supervisión eficaz implica prever riesgos reales y adoptar medidas previas que eviten la inoperancia del proyecto. En este caso, la actuación del Ministerio fue igualmente reactiva, y el argumento no desvirtúa la observación.

En conclusión, la Contraloría determina que las respuestas de Ecopetrol y del Ministerio no desvirtúan la condición observada. Por el contrario, evidencian debilidades estructurales en la supervisión integral y en la gestión temprana del riesgo, pues el riesgo conocido de no entrega del BESS fue advertido reiteradamente en las instancias de seguimiento sin que se implementaran medidas preventivas eficaces que evitaran su materialización. Esta falta de anticipación mantiene al proyecto en una situación crítica, reflejada en la inoperancia de la solución energética en su configuración integral, la exposición de los activos a deterioro y la necesidad potencial de ajustes y reprocesos, además del incumplimiento temporal de los

fines energéticos y sociales previstos para la Isla de Providencia. En consecuencia, la Contraloría mantiene el hallazgo con incidencia disciplinaria.

Hallazgo No.10[1]. Gestión inmobiliaria Proyecto Ecoparque Providencia

PROCEDIMIENTO PARA LA GESTION DE TIERRAS GDE-P-004

3.1.2 Intervención Temprana en Proyectos

De conformidad con las directrices, metodologías, modelos de proceso y/o modelos operativos, la Gestión de Tierras debe formar parte de los equipos dedicados de proyectos que se conforman en sus etapas tempranas con el objetivo de garantizar una debida anticipación de requerimientos e identificar los riesgos concernientes a la adquisición de derechos inmobiliarios en las zonas donde se espera ejecutar labores de proyectos. De acuerdo a lo anterior, es necesario revisar que el modelo para maduración de proyectos que se encuentre vigente en la empresa, evidencie la participación del equipo de tierras y se tenga a lo largo de las compuertas o fases de maduración informes consolidados de acuerdo a los instructivos vigentes. Los documentos de fase o compuerta que dan cuenta del componente de Tierras del proyecto, deben ser firmados y entregados al proyecto para que formen parte del Dossier del mismo. Adicionalmente, copia de estos informes de fase deben ser archivados bajo la denominada Carpeta Cero (0) en el sistema de gestión de archivo del área de Tierras.

3.3 SEGUIMIENTO Y MEJORES PRÁCTICAS DE LA GESTIÓN DE TIERRAS

c) Establecer esquema de gestión y control mediante reuniones sistemáticas semanales con los equipos de proyectos y operación, con el objetivo de conocer el avance de todas las tareas que están siendo desarrolladas, revisando con cada uno de los responsables de las tareas cuál es su estado en el momento del seguimiento, su evolución previsible y los problemas que están encontrando para su desarrollo. A partir de la información obtenida del equipo de desarrollo, el Coordinador de Gestión de Tierras o el responsable del Proyecto debe determinar el estado de cada tarea, indicando la previsión de finalización de cada una. Asimismo, debe prestar atención a las incidencias y desviaciones, positivas y negativas, encontradas por el equipo, ya que puede existir una fuente de problemas que precise atención inmediata. Dentro de las actividades de Seguimiento y Control se trata de manera especial la Gestión de Incidencias, que puede ser la clave del éxito o fracaso de un proyecto. Incidencias son aquellos hechos inesperados y anómalos que se presentan durante la realización de las actividades y tareas del proyecto, y que producen desviaciones en la planificación. Ejemplos de incidencias que se pueden presentar en un proyecto son los paros de las comunidades, los cambios de trazados etc. Una vez identificadas las tareas a las que afecta la incidencia se evalúa su impacto en términos de: tiempo necesario para resolverla, retrasos previstos y recursos afectados.

Durante la etapa de planeación del proyecto ECC 21007 *Ecoparque Solar Providencia*, ECOPETROL S.A. identificó la necesidad de construir una vía de acceso de 566 metros para el ingreso de equipos y materiales, según el *Statement of Requirement* del 14 de enero de 2022. No obstante, no se evidenció la participación oportuna del equipo de Gestión de Tierras en la identificación de riesgos asociados a los predios requeridos ni en la verificación de restricciones normativas del Esquema de Ordenamiento Territorial (EOT) de Providencia. Esta omisión se reflejó en la exclusión inicial de la actividad "Realizar obras civiles vía interna Ecoparque" del cronograma del proyecto, la cual fue incorporada posteriormente mediante el control de cambios No. 01 del 23 de diciembre de 2022. Un año después,

[1] Registro en APA COH_10149_2025-2-AU-CU

mediante el control de cambios No. 02, se identificaron restricciones normativas que afectaban el trazado de la vía, lo que derivó en la suspensión del contrato EPC.

Esta situación evidencia el incumplimiento de los criterios establecidos en el numeral 3.1.2 de Intervención Temprana en Proyectos, al no haberse garantizado la participación oportuna del equipo de Gestión de Tierras en las etapas iniciales del proyecto; así mismo, se incumple el numeral 3.3 al no implementarse un esquema de seguimiento sistemático que permitiera gestionar incidencias y desviaciones, afectando la trazabilidad y el control efectivo del componente predial.

Esta situación radica en una deficiente articulación y seguimiento por parte del equipo de Gestión de Tierras, en consecuencia, la ejecución del proyecto sin condiciones mínimas de viabilidad territorial ha derivado en la suspensión de actividades clave, la subutilización de recursos ejecutados y la exposición de activos al deterioro físico y obsolescencia anticipada, lo que constituye una afectación sustancial al cumplimiento del objeto contractual del Convenio GGC No. 453 de 2022.

Hallazgo administrativo

Respuesta de la entidad al hallazgo No.10 (ver anexo No.04 Observación No.15)

Análisis a la respuesta de la entidad al hallazgo No.10:

La CGR, al analizar la respuesta presentada por Ecopetrol, observa que la entidad atribuye la planeación predial previa al convenio al Ministerio de Minas y Energía y a la Agencia Nacional de Tierras, conforme al Decreto 1472 de 2020, y señala que la gestión inmobiliaria posterior se desarrolló con diagnósticos, análisis y estrategias documentadas. Sin embargo, aunque se reconocen las particularidades jurídicas de los predios insulares y la incidencia de factores externos como el huracán, estos elementos no desvirtúan las falencias identificadas frente a la articulación institucional y al seguimiento sistemático previsto en los procedimientos internos.

La coordinación interinstitucional y la adquisición de los derechos inmobiliarios, aunque finalmente logradas, no compensan la ausencia de mecanismos efectivos de anticipación y gestión de incidencias, ni la afectación temporal a la viabilidad territorial del proyecto. La respuesta institucional enfatiza la diligencia en la preservación de derechos y protección del patrimonio público, pero omite profundizar en las acciones correctivas implementadas para subsanar las deficiencias detectadas en la etapa de planeación y seguimiento.

En consecuencia, se evidencia para este caso las debilidades en los esquemas de gestión y control predial, lo que ha conllevado a tener materializado el riesgo en la participación activa y temprana del equipo de tierras en todas las fases del proyecto, la implementación de mecanismos de seguimiento sistemático y la gestión proactiva de incidencias, conforme a los instructivos vigentes y las obligaciones contractuales. Asimismo, es necesario

documentar y evidenciar las acciones correctivas adoptadas para garantizar la trazabilidad, la funcionalidad integral del proyecto y la protección efectiva del patrimonio público.

La respuesta de Ecopetrol enfatiza en la existencia de diagnósticos y conceptos inmobiliarios posteriores a la firma del convenio, así como la adquisición final de los derechos inmobiliarios requeridos. Sin embargo, no logra desvirtuar la situación encontrada, ya que admite que la gestión predial efectiva solo se inició después de la suscripción del convenio y tras los acercamientos con la población raizal, lo que confirma la ausencia de intervención temprana y la falta de seguimiento sistemático exigidos por las guías internas. Además, la respuesta no presenta evidencia de acciones correctivas implementadas para subsanar las deficiencias detectadas en la etapa de planeación.

En virtud del contraste entre la situación encontrada, el criterio normativo interno, frente a los argumentos presentado por ECP estos no desvirtúan la situación encontrada; por el contrario, confirma la omisión en la gestión temprana y el seguimiento sistemático del componente predial, lo que constituye una afectación sustancial al cumplimiento del objeto contractual y a la protección del patrimonio público. en consecuencia, se valida como hallazgo.

3.4. RESULTADOS EN RELACIÓN CON EL OBJETIVO ESPECÍFICO No. 3

OBJETIVO ESPECÍFICO 3
Evaluar la correcta inversión de los recursos en la Gerencia Refinería de Barrancabermeja (GRB) en cuanto al cumplimiento de los indicadores y metas establecidas para los planes, programas, proyectos.

Se seleccionaron seis (6) proyectos como muestra para verificar el cumplimiento del objetivo específico 3 de la auditoría de cumplimiento, utilizando como criterio para su selección la comparación entre el avance financiero y el avance físico.

Matrícula Digital	Nombre Proyecto	Fecha Inicio	Valor Estimado Total	Ejecución presupuestal Total	Ejecución presupuestal 2024	Porcentaje (%) de avance financiero	Porcentaje (%) de avance Físico
1006299	LINEA BASE CALIDAD DE COMBUSTIBLE 10 PPM	30/03/2020	237.046.900.760	225.110.717.198	97.700.435.849	94,96%	14,78%
1006202	NUEVO LABORATORIO DE LA GRB	01/01/2015	146.186.380.707	83.235.153.839	42.761.427.980	56,94%	62,31%
1006204	CONTROL EMISIONES SOX PLANTAS AZUFRE GRB	16/12/2014	414.916.189.291	379.408.067.178	142.894.313.835	91,44%	91,58%
1021008	Actualización Tecnológica Actuadores MOV	23/05/2023	34.245.652.500	20.588.711.673	12.814.329.996	60,00%	45,00%
1021367	Ecoparque solar la Iguana	29/11/2021	98.154.133.900	50.048.217.107	45.753.866.695	50,99%	52,15%

Matrícula Digital	Nombre Proyecto	Fecha Inicio	Valor Estimado Total	Ejecución presupuestal Total	Ejecución presupuestal 2024	Porcentaje (%) de avance financiero	Porcentaje (%) de avance Físico
1020826	Sistemas de Refrigeración GRB	23/05/2023	66.775.959.000	22.756.503.037	22.756.503.037	34,00%	42,00%

Tabla proyectos Asociados Objetivo 3. **Construcción:** Equipo auditor. **Fuente:** Ecopetrol S.A

La revisión de los proyectos ejecutados en la Refinería de Barrancabermeja permitió identificar debilidades en la planeación y en la aplicación del proceso EDP, reflejadas en reprocesos, ajustes posteriores al FID y diferencias significativas entre los avances físico y financiero. Asimismo, se evidenciaron subestimaciones de costos y contingencias insuficientes en varios proyectos, lo que generó incrementos presupuestales y afectó la eficiencia del portafolio de inversiones.

El contraste entre la información revisada y los criterios normativos y corporativos aplicables permitió confirmar situaciones de incumplimiento relacionadas con la estructuración, la valoración de riesgos y el seguimiento de las inversiones.

Como resultado de la auditoría se detectaron las siguientes situaciones de incumplimiento que fueron validadas como hallazgos de auditoría.

Hallazgo No.11[1]. Estimación de costos y control de contingencias

Guía para la Estimación de Costos, EDP-G-051

3.4.2.3 Clase 3 "*El propósito del estimado de costos Clase 3, es* ***soportar las aprobaciones del presupuesto para la etapa de ejecución (Final Investment Decision - FID) con base de la ingeniería básica, definir el costo total del proyecto (P50)*** *y la curva de probabilidad acumulada del estimado obteniendo el valor optimista (P10) y el valor a no exceder (P90).* "…***Esta contingencia se evalúa tomando en cuenta el taller de Análisis y Cuantificación de Riesgos específicos*** *que alimenta dicha herramienta*…"

3.5.5 Contingencias "Se entiende por el ***rubro de contingencia aquella porción del costo de un proyecto que es adicionada al estimado de costos para cubrir las incertidumbres dado el nivel de definición actual del proyecto****. Es un rubro que teóricamente no puede ser asignado a un elemento de costo específico, pero que la historia y experiencia muestran que es necesario para alcanzar los objetivos en costo, tiempo y calidad al cubrir los riesgos e incertidumbres propios del proyecto y su contexto"*.

3.6 LA ESTIMACIÓN DE COSTOS PARA LA EVALUACIÓN DE INVERSIONES Y PORTAFOLIO "(…) ***Subestimar los costos (asignar un menor costo al que verdaderamente tiene o le corresponde) genera un panorama irreal de la inversión requerida****, lo que puede generar sobrecostos de capital al requerirse finalmente mayores costos a los estimados y así obtener expectativas de valor mucho menores a las aprobadas para la inversión realizada*."

Durante la revisión realizada a los proyectos, se identificó que Ecopetrol ha incurrido en subestimación de costos en tres proyectos estratégicos, vulnerando los lineamientos

[1] Registro en APA COH_9823_2025-2-AU-CU

establecidos para la clase de estimado correspondiente y omitiendo prácticas clave de aseguramiento:

- Proyecto SOx Plantas Azufre GRB (1006204): El FID se sustentó en un estimado Clase 3 con una contingencia del 3 %, sin simulación probabilística P90–P50. En ejecución en 2023 se aprobó un Control de Cambio por USD 6,2 millones para rediseños estructurales, ductos y fundaciones no contemplados en la definición básica.

- Proyecto Eficiencia Energética Downstream – Condensados (1020751): El estimado Clase 4 se basó en datos históricos y factores promedio, sin actualización a Clase 3. La contingencia resultó insuficiente para cubrir interferencias térmicas y redimensionamientos, generando un reproceso técnico cercano a USD 4,8 millones.

- Proyecto Nuevo Laboratorio GRB (1006202): Se autorizó la ejecución con ingeniería Clase 4, pese a que el estimado debía ajustarse a Clase 3 para el FID. La contingencia no contempló riesgos constructivos ni de escalación. El CAPEX se incrementó de USD 28,05 millones a USD 38 millones y el plazo se amplió en 18 meses.

Los hechos evidenciados en los tres proyectos contravienen los lineamientos establecidos en la Guía para la Estimación de Costos (EDP-G-051), específicamente en la correcta clasificación de los estimados y su impacto en la calidad técnica requerida para la toma de decisiones de inversión.

Lo expuesto obedece a deficiencias en la aplicación metodológica del proceso de estimación de costos, particularmente en la clasificación inadecuada del estimado, el uso de contingencias que no reflejan los riesgos reales del proyecto y la omisión en la cuantificación rigurosa de riesgos específicos mediante simulación probabilística.

La subestimación de costos ha generado incrementos significativos en el CAPEX, aprobación de controles de cambio para cubrir riesgos previsibles no previstos o no cuantificados, reprocesos técnicos, extensiones de plazo y desviaciones en la evaluación económica de los proyectos. Estos resultados comprometen la rentabilidad proyectada y afectan la eficiencia en la ejecución del portafolio de inversiones de Ecopetrol.

Hallazgo administrativo

Respuesta de la entidad al hallazgo No.11 (ver anexo No.04 Observación No.10)

Análisis a la respuesta de la entidad al hallazgo No.11

Respuesta de la Vicepresidencia de Refinación y Procesos Industriales – Gerencia Proyectos, Refinación y Procesos Industriales - Proyectos Control de Emisiones SOX (1006204) y Proyecto Nuevo Laboratorio GRB (1006202))

En primer lugar, respecto al Proyecto SOx Plantas de Azufre GRB (1006204), Ecopetrol señala lo siguiente:

> *"El Proyecto Control Emisiones SOx aprobó su fase 3 con un CapEx P50 de 107,25 MUSD antes de IVA, que incluye una contingencia de 14,63 MUSD sin incluir IVA y esta corresponde al 17,23% del costo estimado para las Fase de Ejecución y Cierre del proyecto."*
>
> *"El Costo estimado de Contingencia se obtuvo a partir de cálculo probabilístico en herramienta corporativa, teniendo en cuenta principalmente los riesgos específicos identificados para el proyecto."*
>
> *"Reiteramos que el proyecto no realizó rediseños durante la etapa de ejecución y que la adición correspondió a los análisis realizados para la utilización de infraestructura existente (premisa establecida en la ingeniería básica extendida) y cuya condición debió ser ajustada estableciendo otra opción para la instalación definitiva de las facilidades mecánicas, eléctricas y de instrumentación y control."*

No obstante, al contrastar esta información con la documentación revisada, la auditoría verificó la aprobación de un Control de Cambio 2023 por USD 6,2 millones, originado en "rediseños estructurales, ductos y fundaciones", lo que contradice lo manifestado. Esto demuestra que la simulación probabilística no reflejó los riesgos reales de definición y constructibilidad, evidenciando subestimación de riesgos y contingencia insuficiente.

En cuanto al Proyecto Nuevo Laboratorio GRB (1006202), Ecopetrol expone:

> *"El Proyecto Nuevo Laboratorio GRB madurado como Variante 2, aprobó su Fase de Definición (Fase 3) en 2019 con estimado Clase 3 de 28,05 MUSD IVA incluido, el cual incluye una contingencia de 3,08 MUSD y corresponde al 12,3% del costo estimado para las Fase de Ejecución y Cierre del proyecto."*
>
> *"En julio de 2023 se aprueba el Control de Cambio No 5 con un Capex de 38,87 MUSD antes de IVA (adiciona 12,47 MUSD en costo), el cual incluye una contingencia de 2,81 MUSD y corresponde al 10,6% del costo estimado para las Fase de Ejecución y Cierre del proyecto."*
>
> *"El CapEx del proyecto se impactó además por desplazamiento en cronograma por revisión de estrategias, requerimientos de constructibilidad, traslado de equipos y comisionamiento así como por la entrada en rigor de nuevas retenciones para los contratistas"*

En este caso, si bien Ecopetrol reconoce un incremento de 12,47 MUSD (+38,5 %) debido a causas técnicas relacionadas con constructibilidad y comisionamiento, factores que debieron haberse identificado y cubierto en la contingencia del FID. La naturaleza de estos ajustes confirma que el estimado Clase 3 no proporcionó una cobertura adecuada de riesgos, contraviniendo la EDP-G-051 y el principio de planeación técnica.

Respuesta de la Vicepresidencia Ejecutiva de Energías para la Transición para el Proyecto Eficiencia Energética Downstream – Condensados (1020751)

En relación con este proyecto, Ecopetrol manifestó:

> *"A medida que se ha venido avanzando en la maduración del Proyecto (iniciando en el Start Up) donde el estimado de costos era clase 5, se procedió en la fase 2 a ajustar el estimado de costos a Clase 4 y finalmente para la sanción de la Fase 3 se ajustó el estimado de costos a Clase 3"*

"…el estimado de costos para la fase 3 (Definición) debe ser clase 311, con una Ingeniería básica al 100% y un grado de precisión -15% /+20%. Estas premisas se cumplieron, como quiera que el estimado de costos presentado fue Clase 3 y se realizó con base en la Ingeniería básica ejecutada al 100% en su versión final."

"*Con respecto a la variación de CAPEX o de las inversiones, no se identifica por parte de ECOPETROL un reproceso técnico de 4.8 Millones de dólares como se afirma en la comunicación ya que como se muestra en la Tabla 4 (Observación No. 9), durante las fases de maduración no se superaron los presupuestos aprobados para cada una de las fases*."

Sin embargo, pese a que Ecopetrol afirma haber ajustado el proyecto a un estimado Clase 3, con ingeniería básica ejecutada al 100 %, y niega la existencia del reproceso técnico por USD 4,8 millones.

No obstante, el mismo oficio recoge la formulación del comentario auditivo que señala la falta de actualización del estimado y los reprocesos derivados de interferencias y redimensionamientos, hechos verificados durante la auditoría. Estas condiciones corresponden a riesgos previsibles de definición que debieron estar contemplados en la simulación probabilística y la contingencia Clase 3 antes del FID. La discrepancia entre el "ajuste a Clase 3" que Ecopetrol declara y la materialización de tales reprocesos evidencia falta de madurez técnica real al momento de la decisión de inversión.

La Contraloría confirma que los proyectos Control de Emisiones SOx (1006204), Nuevo Laboratorio GRB (1006202) y Eficiencia Energética Downstream – Condensados (1020751) presentan deficiencias en la estimación de costos y en el control de contingencias, reflejadas en incrementos de CAPEX, reprocesos técnicos y ampliaciones de plazo posteriores al FID. Los ajustes observados obedecen a riesgos previsibles como rediseños, interferencias, constructibilidad y comisionamiento que debieron ser cuantificados y cubiertos en los estimados Clase 3 y en las simulaciones probabilísticas exigidas por la Guía EDP-G-051.

Pese a las explicaciones de Ecopetrol, no se aportó evidencia que demostrara el cierre efectivo de brechas ni la aplicación rigurosa de los criterios de madurez técnica, financiera y de riesgos antes de la decisión de inversión. En consecuencia, se mantiene la condición observada y se configura el hallazgo.

3.5. OTROS TEMAS DE AUDITORIA

3.5.1. Contrato CW207382 suscrito con Covington & Burling

En relación con los proyectos y contratos estratégicos, los cuales son de interés de la CGR por su importancia reputacional, económica y social; así como su impacto en la gestión fiscal, se procedió con el análisis del contrato CW207382 - *Covington & Burling LLP*, el cual reviste especial importancia para el máximo Órgano de decisión de Ecopetrol S.A., en tanto responde a la necesidad estratégica de garantizar asesoría especializada a la Junta

Directiva en materia de cumplimiento normativo y gestión de riesgos frente a eventuales investigaciones internacionales, particularmente ante la Securities and Exchange Commission (SEC).

Este instrumento contractual no solo busca salvaguardar la reputación corporativa y la transparencia en la administración, sino también asegurar la integridad del patrimonio público mediante la adopción de prácticas alineadas con estándares globales de gobierno corporativo. Su correcta ejecución es determinante para cumplir el fin de la contratación previsto en el artículo 3 de la Ley 80 de 1993, orientado a la satisfacción de la necesidad que dio origen al negocio jurídico y a la protección de los recursos públicos comprometidos. Por lo que se procedió a evaluar en detalle las actividades desarrolladas por el contratista, los roles y acciones adelantadas por los responsables del contrato en Ecopetrol S.A, y como resultado de esto se deriva un Hallazgo y una Alerta de Control Interno.

Hallazgo No.12[1]. Estado de ejecución del Contrato: CW207382 – Otrosí 01 "Vigente y en Pausa" - Covington

Contrato N°CW207382 / Otrosí 01 *"CLÁUSULA 1.- OBJETO Y ALCANCE DEL CONTRATO*

> *"El objeto del presente Contrato es: la "Prestación de servicios de asesoría a la junta directiva de Ecopetrol S.A. en relación con su revisión de ciertas políticas y procesos y discusiones relacionadas con autoridades estadounidenses".*
> *El alcance del Contrato comprenderá las actividades de asesoría e investigación relacionadas con el cumplimiento de políticas procesos por parte de ECOPETROL S.A. y sus subsidiarias, y posibles conflictos de interés."*

Ecopetrol S.A. a solicitud de la necesidad presentada por parte de su Junta Directiva en adelante la Junta, suscribió con la Firma COVINGTON & BURLING LLP un contrato cuyo objeto es la *"Prestación de Servicios de asesoría a la Junta Directiva de Ecopetrol S.A. en relación con su revisión de ciertas políticas y procesos y discusiones relacionadas con autoridades estadounidenses", y* evaluar si existe riesgo de daño reputacional para la compañía. El asesor externo, además de desarrollar la investigación interna, efectuaría reportes periódicos, producción documental, entrega de informes y de ser necesario la interacción con autoridades relevantes.*" [1]*

Al requerir por parte de la CGR a Ecopetrol aclarar la justificación de la necesidad de la suscripción del Otrosí 01 del Contrato CW207382 y la correspondiente *suspensión de actividades*, fueron allegadas las correspondientes actas del comité de Auditoría y Riesgos de la Junta Directiva de Ecopetrol S.A. del 20 de febrero del 2025 y acta 470 de la Junta Directiva[2]. A pesar de haberse ejecutado pagos por MUSD 1.592.888, la Junta Directiva solicitó la suspensión del contrato el 21 de marzo de 2025 mediante actas del comité de

[1] Registro en APA COH_8264_2025-2-AU-CU

Auditoría y Riesgos de la Junta Directiva de Ecopetrol S.A. del 20 de febrero del 2025 y acta 470 de la Junta Directiva, sin que se hubiesen entregado los informes finales ni se cumpliera el objeto contractual, el Alcance del Otrosí 01 y el cronograma de trabajo.

La anterior situación encontrada se presenta por una orden dada por la Junta Directiva de *suspender la ejecución del contrato*, la cual no cumple con las condiciones establecidas en el Libro de abastecimiento 2.4 Gestión de Contractual, 2.4.3 Roles y responsabilidades / Gestión de Eventualidades, y el Manual de Contratación de Ecopetrol S.A. GAB-M-001 numeral 3.8.2[3], situación que impide la obtención de los resultados esperados en cumplimiento del objeto, el alcance del contrato y del cronograma de actividades. Así como, la ausencia de cumplimiento de las obligaciones que le asisten al Funcionario Autorizado de la Vicepresidencia Administrativa y de Servicios de garantizar la trazabilidad de la ejecución y el cumplimiento de las obligaciones contractuales, la ausencia de un documento formal que trate de la suspensión, como se observa en la certificación allegada a la CGR en la cual indica que el estado del contrato es "Vigente y en Pausa". La anterior situación evidencia el incumplimiento del objeto y alcance del contrato, lo cual conlleva a que los recursos que han sido ejecutados y pagados por Ecopetrol por valor de 1.592.888 MUSD, se encuentren inmersos en riesgo de afectación.

En consecuencia, con lo anterior la CGR emite Alerta de Control Interno conforme a lo establecido en el artículo 62 del Decreto 403 de 2020[4], toda vez que, el fin de la contratación solicitada por la Junta Directiva no se estaría cumpliendo en cuanto al servicio de asesoría en relación con la revisión de ciertas políticas, procesos y discusiones relacionadas con las autoridades estadounidenses frente al riesgo de investigaciones y sanciones por parte de la SEC.

Hallazgo administrativo con incidencia disciplinaria y Alerta de control interno

Respuesta de la entidad al hallazgo No.12 (ver anexo No.04 Observación No.01)

Análisis a la respuesta de la entidad al hallazgo No.12:

La CGR procede a realizar el análisis de la respuesta presentada por Ecopetrol S.A. en adelante ECP, por lo que se realizara siguiendo el orden presentado en la estructura del documento el cual aborda una exposición sobre los antecedentes y necesidades que derivaron la suscripción del contrato objeto de la observación y posteriormente ejerce el contradictorio, basándose en tres premisas de la estructura de la observación comunicada. En consecuencia, la CGR procede a pronunciarse frente a los argumentos esbozados por el sujeto de control así:

1. **Antecedentes y necesidades que motivaron la suscripción del contrato CW207382**

Argumenta, a manera de contexto situacional la motivación por medio de la cual se justifica la suscripción de la necesidad de suscribir un contrato para *"evaluar el impacto de ciertos*

hechos relacionados con el Presidente de la Compañía" atendiendo a que la firma asesora externa Miller & Chevalier recomendó la posibilidad de acudir a la *Securities and Exchange Commission* en adelante SEC en relación con ciertas situaciones que involucraban al presidente de ECP.

Posteriormente, ECP, realiza un recuento del proceso de selección de la firma con experiencia acreditada en EE.UU para poder realizar las actividades requeridas; informando que el proceso, realizado por parte de la RCU, y presentado ante la Comisión Especial de la Junta Directiva tiene como fin adelantar el Estudio independiente para revisar las actuaciones de la Junta Directiva y las medidas adoptadas por la Compañía frente a la vinculación del actual *Presidente* y *posibles conflictos de interés* de este.

Frente a estos argumentos, la CGR no encuentra incorrección y el contexto presentado por la Compañía frente a lo establecido en el Método de Elección ME como motivación en la que se soporta la necesidad de la contratación suscrita bajo el número de contrato **CW207382,** se encuentra ajustada a la realidad, sin que exista contradicción en la observación; por lo tanto, no hay controversia en este punto.

Ahora en cuanto, a los argumentos presentados por ECP, sintetiza la observación comunicada en tres premisas por lo que en el uso del contradictorio se manifiesta así:

2. **Presunta solicitud de la Junta Directiva de ECP de suspender la ejecución del contrato CW207382.**

Indica, frente a la decisión de suspender la ejecución del contrato CW207382 de la Junta Directiva en adelante JD que, esta se basó en la sesión del 30 de enero de 2025, en la que JD tuvo conocimiento de un requerimiento realizado por la firma asesora *"Covington & Burling al Presidente de Ecopetrol, (…), en la cual se solicita la entrega de sus dispositivos electrónicos en el marco de una supuesta investigación adelantada en nombre de la Junta".* Indica que este órgano dejó constancia de *que desconocía el contenido de dicha comunicación y aclaró que había autorizado un estudio, no una investigación.*

En cuanto a lo anterior, la JD solicitó a la Comisión Especial, presidida por el presidente del Comité de Auditoría y Riesgos, reunirse con el equipo de Covington & Burling, bajo la coordinación de la Dirección Corporativa de Cumplimiento (RCU), para precisar las actividades desarrolladas por el asesor externo en relación con el alcance y objeto contractual.

Asimismo, indica que el *3 de febrero de 2025, la RCU entregó a la Comisión Especial copia del contrato CW207382, suscrito el 29 de agosto de 2024, y del Otrosí No. 1, firmado el 31 de diciembre de 2024.* Ese mismo día se realizó una reunión organizada por la RCU con Covington & Burling, en la cual se explicó que el director que la Dirección Corporativa de Cumplimiento había acordado con la firma una ampliación del alcance contractual, formalizada en el Otrosí, y que el requerimiento al Presidente de la Compañía hacía parte de dicha ampliación.

Pone de presente que, mediante correo electrónico del 18 de febrero de 2025 C&B dirigida a RCU, este indicó lo siguiente:

> *"Gracias por tu ayuda coordinando la reunión con la Comisión Especial ayer. La Comisión nos informó de la decisión de poner en pausa las actividades de investigación que viene adelantado Covington hasta que la Junta decida sobre los pasos a seguir con base en su análisis de una matriz de riesgos actualizada. Entendemos que RCU va a trabajar en dicha actualización para presentarla al Comité de Auditoría y Riesgos de la Junta."*

Refiere que, "*El Director Corporativo de Cumplimiento,(…), delegado de la Junta Directiva para la supervisión del cumplimiento del contrato y la función de contacto principal con el Contratista, respondió a la comunicación dándose por informado de la decisión"1*

Posteriormente, realiza un recuento cronológico indicando que el 20 de febrero de 2025, la RCU presentó al Comité de Auditoría y Riesgos un informe detallado sobre las actividades realizadas entre el 10 de septiembre de 2024 y el 6 de febrero de 2025 en seguimiento al contrato con Covington, según consta en el acta correspondiente. Posteriormente, en la sesión del 21 de febrero de 2025, la JD, mediante Acta No. 470, recomendó suspender temporalmente las actividades derivadas del Otrosí, *"sin afectar el contrato, con posibilidad de reactivación una vez se contará con información actualizada sobre riesgos".*

De lo anterior, ECP no desvirtúa lo observado por parte de la CGR, toda vez que se confirma lo inicialmente señalado, en la medida en que contextualiza la necesidad de la JD de contratar al asesor para estudiar el daño reputacional y la posibilidad de conflicto de intereses por parte del Presidente de la Compañía, y que la suspensión de la ejecución del contrato —y por ende su cumplimiento— se origina por la solicitud realizada por Covington al Presidente de ECP de suministrar los equipos de cómputo y comunicaciones para desarrollar una obligación derivada del contrato y del Otrosí 01.

Desde la perspectiva del control fiscal, estas premisas revelan riesgos que comprometen los principios de **eficiencia, transparencia y responsabilidad** consagrados en el artículo 267 de la Constitución y en la Ley 80 de 1993, así mismo el cumplimiento del Objeto contractual consagrado en los artículos 3, 4 numeral 1 y 26 numeral 1 de la norma en cita2, es importante resaltar que si bien la actividad contractual de Ecopetrol S.A. se sujeta al

1 . RV Pausa del trabajo y facturación Privileged Confidential.msg.

2 **ARTÍCULO 3.-** ***De los Fines de la Contratación Estatal.*** Los servidores públicos tendrán en consideración que al celebrar contratos y con la ejecución de los mismos, las entidades buscan el cumplimiento de los fines estatales, la continua y eficiente prestación de los servicios públicos y la efectividad de los derechos e intereses de los administrados que colaboran con ellas en la consecución de dichos fines.

ARTÍCULO 4.- ***De los Derechos y Deberes de las Entidades Estatales.*** Para la consecución de los fines de que trata el artículo anterior, las entidades estatales: numeral **1o. Exigirán del contratista la ejecución idónea y oportuna del objeto contratado**.(…)

ARTÍCULO 26.- ***Del Principio de Responsabilidad.*** En virtud de este principio:

1o. Los servidores públicos están obligados a buscar el cumplimiento de los fines de la contratación, a vigilar la correcta ejecución del objeto contratado y a proteger los derechos de la entidad, del contratista y de los terceros que puedan verse afectados por la ejecución del contrato.

régimen jurídico del derecho privado esto no es óbice para que los principios de la función pública, la contratación estatal y gestión fiscal no sean tenidos en cuenta, toda vez que estos son aplicables a sus actuaciones conforme a lo consagrado en el artículos 6 de la Ley 1118 de 2006 sentencia C 722-2007, 13 y 14 de la Ley 1150 de 2007, 93 de la Ley 1474 de 2011 y 53 de la Ley 2195 de 2022.

De igual forma, es relevante señalar que ECP, en el ejercicio de su autonomía negocial, suscribió el Otrosí 01, el cual es vinculante para las partes firmantes. En consecuencia, los pactos contenidos en cláusulas explícitamente dispuestas y reconocidas como *express terms* o condiciones expresas son de obligatorio cumplimiento, al igual que los *implied terms in law* o términos implícitos en la ley. Cabe recordar que este negocio jurídico se rige por el derecho positivo de los Estados Unidos, específicamente por las disposiciones del Estado de New York, incluyendo los *Restatement (Second) of Contracts*, referente normativo para la correcta interpretación de las condiciones de existencia, validez y eficacia de los negocios jurídicos sujetos a dicha jurisdicción. Por lo tanto el argumento del presunto desconocimiento por parte de la Junta Directiva de la suscripción del otrosí 01 o de las actividades derivadas de este, no es aceptable toda vez que, desde el ámbito del derecho privado, en el ejercicio del principio de la autonomía negocial consagrado en los artículos 1602, 1625 del Código Civil; artículo 822 y subsiguientes del Código de Comercio y adoptadas por parte de ECP mediante la reglamentación corporativa, los procesos y mecanismos a partir de los cuales impulsa y ejecuta la contratación de bienes y servicios se caracteriza por estar reglada tal como lo consagra el Libro de Procesos de Gestión de Abastecimiento Versión 7 en el cual se establecen sus diferentes etapas, controles, roles y gobierno corporativo aplicable, lo cual es vinculante para todos los órganos societarios y unidades organizativas de la sociedad.

Lo anterior para indicar que, la gestión y responsabilidad de la actividad contractual, en virtud de los roles y responsabilidades de gestionar la contratación de bienes y servicios se encuentra establecida en la matriz de decisiones y el libro de gestión de abastecimiento. Por tanto, los intervinientes responsables en el trámite contractual corresponden a las categorías de funcionario solicitante y funcionario autorizado, siendo estas las áreas legitimadas para actuar conforme a su rol en los procesos contractuales. Asimismo, el papel del usuario de los servicios contratados, como es el caso de la JD y su Comité de Auditoría, no le faculta para solicitar la suspensión o pausa de actividades, ni por las razones expuestas en su escrito ni por las consignadas en las actas referidas.

En consecuencia, como lo reconoce la misma compañía en el documento allegado en el ejercicio auditor de este proceso denominado *"Premisas procedimentales y contractuales establecidas por las normas externas e internas de Ecopetrol S.A. aplicables en la contratación de los servicios- contrato cw207382 y otrosí"*, en el punto 5 Matriz de decisiones y atribuciones, se indica lo siguiente:

> *"NO le concedió a la Junta Directiva y a los comités que conforman en los términos de los Estatutos Sociales de Ecopetrol S.A., facultades para actuar como FUNCIONARIO SOLICITANTE NI COMO*

FUNCIONARIO AUTORIZADO en la contratación de bienes y servicios que se tramita mediante el proceso de abastecimiento de bienes y servicios."

Esto permite concluir que se presume, para los extremos contractuales y para la CGR, que la suscripción del Otrosí 01 surtió los trámites de gobierno corporativo y que tanto el área solicitante como el funcionario autorizado actuaron dentro de sus atribuciones. En consecuencia, las obligaciones contraídas son ley para las partes y deben cumplirse conforme al cronograma establecido, máxime cuando se evidencia una ejecución considerable de las obligaciones pactadas, ejecutadas y pagadas.

Por lo tanto, el tener el contrato en estado vigente y en pausa, situación jurídica que no se encuentra establecida como estado de un contrato, ha afectado la condición del término de ejecución contractual el cual fue ampliado mediante el otrosí 01 de cinco 05 meses a un total de dieciséis 16 meses el cual vence el 29 de diciembre del 2025. Por consiguiente, los argumentos presentados por ECP respecto a la decisión de suspender la ejecución contractual no son aceptados por parte de la CGR, ya que dicha decisión carece de sustento normativo y ha limitado la capacidad de ECP para determinar si lo identificado por el contratista ha anticipado riesgos que puedan derivar en una investigación formal ante autoridades internacionales como la SEC o el DOJ, o ante autoridades nacionales, generando además un riesgo reputacional para la empresa. De este modo, aunque no existió un acto contractual formal de suspensión, la orden de pausa impartida por la JD evidencia que la obligación de plazo se vio afectada a partir de esa decisión, lo que impidió el cumplimiento del cronograma aprobado y generó retrasos e incertidumbre respecto al cumplimiento del objeto y alcance del contrato, ocasionando un riesgo de daño patrimonial por ineficiencia en el uso de los recursos ya causados y pagados, por un valor de 1,592,888 MUSD.

Si bien en el escrito se indica que *"el plazo de ejecución se encuentra vigente y con la posibilidad de prorrogarlo o modificarlo, si así lo convinieran las partes"*, ello evidencia debilidades en la planeación y una transgresión al principio de responsabilidad consagrado en la Ley 80 de 1993. Asimismo, la ausencia de un documento que formalice la suspensión vulnera la trazabilidad exigida por el Manual de Contratación y los principios de publicidad y transparencia, dificultando el seguimiento del cumplimiento de las obligaciones y del cronograma previsto para cerrar el caso ante la SEC.

En consecuencia, no se está cumpliendo el fin de la contratación primigenia ni las obligaciones adquiridas mediante la suscripción del Otrosí 01, que son ley para las partes y se presumen válidas. Por tanto, pausar la ejecución de actividades sin justa causa acorde con las normas de gestión de abastecimiento transgrede lo dispuesto en el objeto y alcance del contrato, así como lo consagrado en los artículos 3 y 4 numeral 1 de la Ley 80 de 1993. Además, llama la atención que el argumento de la pausa derive del requerimiento del contratista al Presidente para ejecutar sus obligaciones, procedimiento que no era ajeno y ya se había practicado con otros directivos. Con lo anterior, no se desvirtúa lo comunicado, sino que se confirma la situación encontrada y evidencia el riesgo de ineficiencia en el uso

de recursos, por lo hasta aquí analizado se concluye para este hito que se valida con la incidencia disciplinaria comunicada por lo antes expuesto.

3. **La presunta ausencia de soportes que acrediten los servicios prestados.**

ECP argumenta que, "*De acuerdo con la cláusula tercera, el valor del Contrato CW207382 contempla las actividades y entregables fijados en las Especificaciones Técnicas y planes de trabajo y se establece en el parágrafo primero de la misma cláusula que la Junta no se compromete a ordenar la ejecución de un máximo ni un mínimo de servicios."* Frente a este tema, la CGR no se está pronunciando y es claro para el equipo auditor que nos encontramos ante un negocio jurídico que se pactó con precios unitarios y a monto agotable, no existiendo discusión jurídica al respecto.

ECP refiere que, *"la facturación mensual en la que indicará los servicios ejecutados y el valor resultante conforme con la tabla de precios unitarios por hora incluida en anexos del contrato".* La CGR aclara que, en cuanto a los pagos efectuados al contratista lo que se observa es que estos se soportan en horas declarada por el contratista, más no en el soporte que acredite la prestación del servicio contratado. Esto genera un vacío de trazabilidad entre los pagos y los servicios efectivamente prestados, lo cual ha impedido a la CGR determinar con precisión el soporte de cada pago efectuado, situación reprochada en la observación comunicada.

Ahora bien, es claro el argumento que presenta ECP al indicar que: "(…) *En la misma cláusula se indica que C&B* ***sólo podrá presentar factura que contemple actividades ejecutadas respecto de los entregables parciales o totales previamente aprobados por el delegado de la Junta Directiva,*** *es decir para la época de los hechos (...), de acuerdo con las especificaciones técnicas. Así mismo se indica que la factura debe incluir* ***"Las horas de servicios prestadas con una descripción de las tareas realizadas por cada cronometrador" y "El número del Contrato", así como los precios unitarios pactados y la sumatoria de los conceptos. De acuerdo con esta disposición, las actividades por hora/hombre facturadas deben estar asociadas a los entregables y actividades que están descritas en las especificaciones técnicas del Contrato con C&B."***

Frente a este planteamiento, es menester indicar que la gestión fiscal exige que todo pago esté respaldado por evidencia que demuestre la ejecución real del objeto contractual. Por lo tanto, las facturas y los correos electrónicos, aunque aportan elementos de contexto, no son por sí solos suficientes para acreditar los resultados de la prestación del servicio, configurando así una debilidad en la administración de los recursos públicos.

No obstante a lo anterior, ECP en el ejercicio del contradictorio, procedió a allegar material probatorio en el cual acredita el servicio prestado por el contratista en desarrollo del cronograma previamente pactado, en el cual se encuentran las especificaciones técnicas estipuladas y las actividades solicitadas por parte de la Junta Directiva o su Delegado; frente a la acreditación del servicio prestado por parte del contratista se estableció que es la

factura presentada con los servicios prestados y las horas demandadas, así mismo manifiesta que:

> "*(…) los pagos realizados tienen múltiples soportes de los servicios prestados que incluyen entre otros; conceptos jurídicos, reuniones con la Junta Directiva, el Comité de Auditoría y Riesgos de la Junta Directiva y su Comisión Especial, reuniones con la Dirección Corporativa de Cumplimiento y otras áreas de la compañía, listado de custodios, planeación de entrevistas y recolección de información, correos electrónicos del contratista dando respuesta a solicitudes de la Junta Directiva o su Delegado, contratos con subcontratistas, consentimientos informados, presentaciones y material de apoyo. En efecto, respecto de la línea de trabajo denominada Proyecto Bengala, para las partes fue claro que la asesoría solicitada no se traducía en la entrega de un informe, sino en la recolección y conservación de la información.* ***Se colige, por tanto, que para Ecopetrol S.A. la recolección y conservación de las informaciones un producto en sí mismo de este contrato y, por tanto, que tiene valor para la organización frente a las posibles investigaciones que pudiera llegar a adelantar la SEC, no obstante, no sea C&B quien desarrolle directamente las actividades de investigación.*** *Este entendimiento quedo reflejado en el correo electrónico enviado por C&B a RCU el 25 de enero de 2025 (…)*"
>
> *(…)*
> *En la respuesta al oficio número 2025EE0123009 (…) se compartió una relación de un resumen de los servicios de asesoría prestados por el contratista por mes y las facturas asociadas. Así mismo como compromiso derivado de la visita especial realizada el 20 de agosto de 2025 se remitió una relación de los servicios prestados por cada actividad de las especificaciones técnicas con los soportes de las horas de servicios reportadas por cada cronometrador de C&B(…)"*

Analizada por parte de la CGR la información allegada como soporte del cumplimiento de la cláusula cuarta del contrato principal —modificada mediante el Otrosí 01—, es pertinente resaltar que, si bien le asiste razón a ECP en cuanto a que los pagos realizados cuentan con soportes que acreditan la prestación de servicios en cumplimiento de las actividades ejecutadas conforme al cronograma pactado, los registros aportados (correos electrónicos y documentos de respaldo) evidencian la relación de información recaudada por el contratista. Se verificaron 167 documentos digitales como material probatorio que respalda su argumento, y al cruzar la información con la tabla documental que relaciona entregable versus actividad desarrollada, reconocida y pagada, se logra desestimar la objeción sobre la insuficiencia de soporte en los pagos efectuados hasta marzo de 2025.

No obstante, al encontrarse el estado de ejecución del contrato como "Vigente y en Pausa", situación jurídica que permite la materialización de un riesgo fiscal por incumplimiento del fin de la contratación, el riesgo de pérdida de los recursos reconocidos y pagados persiste, toda vez que el pago de las obligaciones ejecutadas —tanto del contrato principal como del Otrosí 01— no garantiza el cumplimiento del alcance y objetivos de este último. Los recursos invertidos en la investigación se encuentran en riesgo por la falta de ejecución total del cronograma de actividades dentro del plazo prorrogado mediante el Otrosí 01. En consecuencia, el fin de la contratación consagrado en el artículo 3 de la Ley 80 de 1993 se mantiene en riesgo latente de no ser cumplido.

Corolario de lo anterior, se recibe de manera parcial el argumento presentado por ECP en el sentido de que, al allegar la relación de cada actividad y su soporte correspondiente, se logra desvirtuar parcialmente lo comunicado. No obstante, se hace hincapié en el riesgo de

incumplimiento del objeto y alcance del contrato debido al estado de pausa en la ejecución del cronograma, situación que podría derivar en un daño patrimonial por valor de 1.620.083,41 MUSD, sin incluir lo reconocido y pagado por gastos reembolsables. Lo anterior refleja ineficiencia en el uso del recurso ya invertido para atender la necesidad que dio origen a la contratación, más aun considerando que el caso ante la SEC continúa abierto y no se han tomado las decisiones pertinentes por parte de la JD. En consecuencia, se ajustará la redacción en el hallazgo en lo pertinente.

4. **Presunto incumplimiento del objeto del contrato que habría materializado un daño fiscal por el valor total pagado hasta la fecha, de lo cual surgiría una incidencia fiscal, una disciplinaria y una alerta de control interno.**

Finalmente, argumenta ECP en el numeral 5 de su escrito que, frente al presunto incumplimiento del objeto y alcance del contrato, así como la materialización de un daño fiscal por el valor pagado hasta le fecha; citando la sentencia SU-620 de 1996, el artículo 4 de la Ley 610 de 2000 refiriéndose al objeto de la responsabilidad fiscal el cual busca es el resarcimiento de los daños, indica a su vez que la Oficina Jurídica de la Contraloría General de la Republica se ha manifestado en cuanto a los tres elementos de la responsabilidad fiscal, indicando que el daño patrimonial es el elemento más importante, por cuanto si no existe certeza del daño no se puede indilgar responsabilidad fiscal.

De igual forma, ECP señala que, para la determinación y estimación del daño, conforme a la SU-620 de 1996, debe acudirse a las reglas generales en materia de responsabilidad, por lo cual se requiere la existencia de un “Daño Cierto”. Para poder ser reparado, debe tenerse certeza del daño, no tratándose de un daño genérico o hipotético que no sería susceptible de indemnización. En consecuencia, ECP sostiene que, en el contrato materia de observación, si bien se han reconocido y pagado actividades ejecutadas, el plazo contractual sigue vigente, pudiéndose realizar actividades dentro de este, por lo que no existiría certeza del daño ni fundamento para la configuración de responsabilidad fiscal.

La CGR, al realizar el análisis de los argumentos presentados, recuerda que la gestión fiscal comprende no solo los aspectos económicos y formales, sino el deber de garantizar la integridad y el uso eficiente del patrimonio público. En el caso de ECP, ello implica salvaguardar no solo los recursos, sino también los resultados esperados del proyecto de gestión. En este sentido, la efectiva realización de los deberes que le asisten a la JD que originaron la necesidad del servicio contratado y el cumplimiento de las obligaciones contractuales establecidas en el cronograma derivan en la obligación de ejecutar los recursos con eficiencia.

La situación analizada es de resorte del funcionario autorizado y del gestor contractual, quienes deben velar por el cumplimiento del contrato. Sin embargo, el estado de ejecución contractual “Vigente y en pausa” demuestra que las actividades económicas, jurídicas y técnicas gestionadas en torno a los recursos reconocidos y pagados por valor de 1.5 MUSD no han alcanzado el fin esencial del contrato suscrito. En el caso analizado, no existe justificación válida para la orden de suspensión emitida por la JD. En consecuencia, a la

fecha, no se cuenta con el informe de investigación elaborado por COVINGTON & BURLING LLP en cumplimiento de sus obligaciones contractuales.

Ahora bien, hecha esta precisión sobre el alcance de la gestión fiscal, la CGR desarrolla el análisis del argumento relativo a la existencia y certeza del daño patrimonial. En este aspecto, se reconoce que asiste razón a ECP al sostener que, al encontrarse vigente el plazo contractual, la compañía aún puede adoptar las medidas necesarias para cumplir el objeto y alcance del contrato, lo cual atenúa, aunque no elimina, la posible materialización del daño.

En consecuencia, el impacto en el cumplimiento contractual evidencia una gestión deficiente que compromete la correcta utilización de los recursos públicos y la consecución del fin de la contratación. De esta manera con los argumentos esbozados por ECP en cuanto a la incidencia fiscal se desvirtúan al encontrarnos ante la circunstancia de un daño futuro, así como ante la vigencia de la condición de plazo de ejecución contractual la cual se encuentra vigente, permitiendo que ECP realice las acciones correspondientes acorde con el deber de diligencia y prudencia que les asiste, situación que genera la inexistencia de la certeza del daño, sin ser esto óbice para entender que a la fecha nos encontramos ante el riesgo de daño al no ser cumplido el cronograma y sus actividades que se establecieron para dar cumplimiento a las obligaciones derivadas del otrosí 01, en consecuencia se acoge la tesis presentada por ECP desvirtuándose la incidencia fiscal, en consecuencia se realizará ajuste en la redacción del hallazgo no obstante se mantiene la incidencia disciplinaría y la alerta de control interno, pues los argumentos de ECP no desvirtúan la falta de ejecución contractual, la insuficiencia probatoria ni la afectación del objeto contractual.

En consecuencia, se valida lo comunicado en la observación como hallazgo, con ajustes en la redacción frente al retiro de los temas concernientes a los comprobantes de las actividades causadas y pagadas, desvirtuando así mismo la incidencia fiscal y manteniendo la incidencia disciplinaria y la alerta de control interno.

3.5.2. Desinversión cuenca del Permian

La Contraloría General de la República en ejercicio de las facultades atribuidas mediante el Acto Legislativo No.04 de 2019, *"Por medio del cual se reforma el régimen de control fiscal"*, en el que se modificaron los artículos 267, 268, 271, 272 y 274 de la Constitución Política de Colombia, y reglamentado por el Decreto 403 del 16 de marzo de 2020, que establece que el control fiscal además de ser posterior y selectivo, podrá ejercerse de manera **preventiva y concomitante**, según sea necesario para garantizar la defensa y protección del patrimonio público, y en consideración a las manifestaciones públicas que sugerían una eventual desinversión en la cuenca del Permian, el equipo auditor solicitó a Ecopetrol S.A.:

1. Remitir informe técnico, financiero y jurídico que sustente la eventual enajenación del activo Permian, incluyendo análisis de impacto fiscal.

2. Aportar actas de Junta Directiva en las que se haya discutido la propuesta de venta, con evidencia del cumplimiento de los Estatutos Sociales y del artículo 23 de la Ley 222 de 1995.
3. Presentar evaluación de riesgos reputacionales, financieros y fiscales derivados de la decisión, así como las medidas de mitigación.
4. Indicar y soportar el impacto estratégico y financiero de vender la participación del Permian.
5. El activo Permian representa aproximadamente el 15% de la producción total de Ecopetrol y el 14% del EBITDA del segmento upstream, siendo uno de los activos más rentables de la compañía. Su enajenación podría generar una disminución significativa en el valor de la acción de hasta el 30% y afectar la sostenibilidad financiera de la empresa. Por lo tanto, se solicita informar a este órgano de control si la junta directiva como máximo órgano de decisión ha evaluado los impactos económicos y financieros de los grupos de interés y su afectación en el valor de la acción.
6. Certificar que la decisión se adopta en interés de la sociedad, conforme a los principios del gobierno corporativo y a la normativa vigente.

Sobre el particular, Ecopetrol manifestó entre otros que:

> *"A la fecha, (23/10/2025) no se han realizado, ni existen análisis en curso para una potencial desinversión de la operación en Permian".*
>
> *"A la fecha no existe análisis en curso para una potencial desinversión de la operación en Permian".*
>
> *"Para la vigencia 2024 y hasta la fecha, la Administración de Ecopetrol S.A. (Ecopetrol o la Compañía) no ha presentado a consideración de su Junta Directiva la posible desinversión y/o propuesta de venta de su participación en la cuenca del Permian en Estados Unidos. Por lo anterior, la Junta Directiva de Ecopetrol no ha evaluado los impactos sobre la posible desinversión y/o propuesta de venta en la cuenca del Permian en Estados Unidos."*

En consideración a la respuesta emitida por Ecopetrol y teniendo en cuenta que no se evidencian riesgos que puedan comprometer el patrimonio público por una desinversión de la operación de Ecopetrol en la cuenca del Permian, este ente de control no realizó actividades adicionales.

3.5.3. Recursos postconflicto

Acorde con la Resolución reglamentaria Orgánica REG.ORG.0066 de 2024 de la CGR, que resuelve en su Artículo 50 del Capítulo I, título III, sobre los responsables de la rendición de información de los recursos destinados al posconflicto. En la ejecución de la auditoria vigencia 2024 a Ecopetrol S.A se corroboró que la entidad no se encuentra en obligación de rendir la información que señala la resolución citada.

3.5.4. Plan de mejoramiento

Realizado el análisis del Plan de Mejoramiento en el que se validaron 26 acciones de mejora que correspondían a 16 hallazgos de auditorías de vigencias anteriores, se concluye que Ecopetrol S.A. cumplió de manera adecuada con el cierre de los hallazgos. Motivo por el cual se consideró como "efectivo" su cumplimiento.

3.6. Denuncias tramitadas dentro del proceso auditor

Durante el proceso auditor, la Contraloría Delegada para el sector de Minas y Energía recibió a través del Sistema de Información de Participación Ciudadana (SIPAR) y del Sistema de Gestión Documental (SIGEDOC), denuncias y derechos de petición. Estas fueron atendidas conforme al procedimiento interno establecido para tal fin, identificado con el código ECP-02- PR-001, Versión 2.0, y en concordancia con lo estipulado en el Decreto Ley 267 de 2000. En cumplimiento de los principios de transparencia, legalidad y participación ciudadana, los cuales fueron gestionados y se da respuesta de fondo dentro del presente informe así:

1. **Denuncia acumulada Termomorichal 2025-352103-82111-SE y 2025-357591-82111**

Mediante radicado anónimo **2025-352103-82111-SE** se pone en conocimiento de la CGR, sobre la "*Compra TERMOMORICHAL 1 Y 2:* ***Los reportes financieros tanto de Pacific (Metapetroleum) como de Termomorichal SAS, contradicen la versión de Ecopetrol de que sí había un pago establecido para la transferencia de los activos al finalizar la fase de operación.*** *Pacific claramente señala un monto total de los contratos que corresponde solo a las tarifas, y por su lado Termomorichal SAS no incluye en sus estados financieros el valor de los 42 millones de dólares en las cuentas por cobrar de 2024.* ***Si revisan en detalle, ninguna compañía había previsto dicho pago en sus estados financieros, lo que contradice la versión de que era una obligación contractual desde la firma de los contratos.*** *(Se destaca)*

De otra parte, se presentó derecho de petición anónimo con radicado **2025-357591-82111-SE** en la cual solicita lo siguiente:

"(…) Solicito indagación por pago de Ecopetrol a Termomorichal de 42 millones de dólares por opción de compra de plantas Termomorichal I y II en 2024.

Documento de Vicepresidencia jurídica de 2019 concluye valor de transferencia cero, inversión amortizada por plazos contractuales.

En 2024, (…) ***revierte interpretación anterior y justifica pago, pese a supervisar ambos. (…)"*** *(Se destaca)*

COMPETENCIA DE LA CGR

El artículo 119 de la Constitución Política de Colombia le asignó a la Contraloría General de la República la atribución de ejercer la vigilancia de la gestión fiscal y el control de resultados de la administración pública. Asimismo, el artículo 267 modificado por el artículo 1° del Acto Legislativo 4° de 2019 estableció que el control fiscal es una función pública a cargo de este órgano de control, el cual vigila la gestión fiscal de la administración y de los particulares o entidades que manejen fondos o bienes de la Nación; control que se ejercerá en forma posterior y selectiva, y además podrá ser preventivo y concomitante, según sea necesario para garantizar la defensa y protección del patrimonio público.

De conformidad con lo previsto en la **Resolución Reglamentaria Ejecutiva No.REG-EJE-0150 del 16 de julio de 2025"**[1], Ecopetrol S.A es sujeto de control y vigilancia fiscal de la Contraloría Delegada para el Sector de Minas y Energía, por lo que, en uso de las facultades Constitucionales, legales y Reglamentarias se procede a dar respuesta en cuanto a la gestoría fiscal que le asiste a nuestro sujeto de control Ecopetrol S.A. los siguientes términos.

ACTUACIONES REALIZADAS

El equipo auditor asignado procedió a realizar requerimientos de información a Ecopetrol S.A., (en adelante ECP), a fin de evaluar el "reconocimiento de la obligación y correspondiente pago de Ecopetrol a Termomorichal por la suma de 42 millones de dólares en cumplimiento de la cláusula 12 denominada opción de compra para las plantas Termomorichal I y II en 2024."

Adicional a los diversos requerimientos de información, se realizaron mesas de trabajo con las áreas de ECP encargadas de la evaluación del contrato, los análisis financieros, jurídicos y técnicos que justificaron la decisión de la opción de compra. La CGR procedió a evaluar la información remitida por los denunciantes anónimos y la documentación allegada por ECP en las solicitudes de información.

VERIFICACIÓN DE LAS SITUACIONES JURÍDICAS DENUNCIADAS.

De acuerdo con los documentos contractuales allegados por Ecopetrol S.A.[2], a continuación, se describe la evolución contractual del tema:

[1] RESOLUCIÓN REGLAMENTARIA EJECUTIVA REG-EJE-0150-2025 DE 2025: "*Por la cual se actualiza la sectorización de los sujetos de vigilancia y control fiscal y se asigna competencia a las Contralorías Delegadas Sectoriales para ejercer la vigilancia y el control fiscal.*"

[2] Carpeta contractual de los Contratos Termomorichal 1 y 2.

Contexto del Acuerdo contractual

En el estudio de los contratos de "Servicio de Conversión de Energía Eléctrica y transferencia de Activos de Conversión" suscritos el 19 de octubre de 2012, entre Meta Petroleum Corp. (operadora del Campo Rubiales) y el Consorcio Genser Power – Proeléctrica con el objeto de "adquirir, instalar, poner en servicio, operar, mantener y **transferir**[1] los activos de conversión de energía y prestar el servicio de conversión de energía eléctrica", dichos negocios jurídicos fueron identificados con los números de contratos 5500002282 (Termomorichal I) y 5500002283 (Termomorichal II) la modalidad de contratación se determinó como BOOMT (Construir, Operar, Poseer, Mantener y Transferir), con un valor de inversión inicial (CAPEX) de 68 millones de dólares por proyecto. Es preciso indicar a manera de contexto que, el 1 de marzo de 2013, el Consorcio Genser Power – Proeléctrica cedió su posición contractual a Termomorichal S.A.S.

El 18 de abril de 2013, Meta Petroleum (MCP) y Termomorichal S.A.S. firmaron el Otrosí No. 1 a cada Contrato. Este Otrosí aumentó la potencia contratada y modificó el valor del CAPEX a 85 millones de dólares por cada proyecto (total 170 millones de dólares), ajustando consecuentemente la tabla de Valor de Transferencia pactada en la Cláusula decima segunda (el valor para el mes 120 o año 10 aumentó de 18 millones a 22.5 millones de dólares).

El 30 de junio de 2016, al finalizar los contratos de asociación Pirirí y Participación de Riesgos Rubiales, como parte del proceso de terminación se procedió a realizar formalmente la cesión de la posición contractual de Meta Petroleum a ECP en los diferentes contratos en ejecución (incluyendo las relacionadas con las centrales de generación) por lo tanto ECP, asume lo pactado desde la génesis de los contratos Termomorichal I y II, a partir del 14 de julio de 2016.

Entre agosto y septiembre de 2016, se firmaron el Otrosí No. 2 (agosto 12, 2016) y el Otrosí No. 3 (agosto 31 y septiembre 6, 2016), e los cuales se modifica entre otros aspectos contractuales los números de contrato de Termomorichal I a 3001805-CW116676 (anteriormente contrato 5500002282) y Termomorichal II a 3001825-CW116742 (anteriormente contrato 5500002283).

Controversia en la Interpretación jurídica de los contratos (ECP y Termomorichal SAS)

En la documental allegada por parte de ECP, así como las mesas de trabajo sostenidas con los trabajadores oficiales que intervinieron en los correspondientes análisis se evidenció que:

[1] Clausula Primera Interpretación y Definiciones, numeral (...) **1.37** Transferencia. Será la tradición de los activos de Conversión de Energía, en los términos y fechas previstas en el presente contrato

En 2016, como parte de los análisis del Otrosí de los contratos TMM 1 y 2, la Vicepresidencia Regional Oriente (VRE), la Vicepresidencia Jurídica – Oriente (VIJ), la Vicepresidencia de Asociadas (VAS) evaluaron la posición de ECP frente a los contratos con Termomorichal S.A.S. A partir de la interpretación jurídica de las cláusulas del contrato (cláusula 3.1.3. Transferencia de Activos de Conversión de energía) y del tipo de contrato (BOOMT - Construir, Operar, Poseer, Mantener y Transferir), las áreas concluyen que la transferencia se debía hacer a valor cero ($0) [1].

Para el año 2017 la Vicepresidencia Regional Andina Oriente (VAO), con base en la interpretación jurídica del contrato, la interpretación de Meta Petroleum y en las evaluaciones de las diferentes áreas de ECP, concluye que la transferencia se debe hacer a valor cero ($0)[2].

El 03 de noviembre de 2023, ECP remite a Termomorichal S.A.S. la 'propuesta del Acta de terminación, transferencia de activos, entrega de operación y balance final de los contratos 3001805-CW116676 y 3001825-CW116742', en la cual no se contemplaba pago por la transferencia. Ante lo cual, Termomorichal S.A.S., mediante comunicación del 23 de noviembre de 2023, ratifica su posición sobre el contenido de la cláusula 12 (Ejercicio de la Opción de compra), en la cual establece el valor de cada activo en cada año del contrato, y manifiesta que … *"si es del interés de Ecopetrol convertirse en dueño de los mencionados activos deberá pagar a Termomorichal la suma de no menos de veintidós millones quinientos mil dólares de los Estados Unidos de América (USD22,500.000) por cada uno de los Contratos de Conversión"*.

Señala además Termomorichal S.A.S en su respuesta:

> *"tampoco debe cometerse el error de considerar que la sección 3.1.3 regula integralmente el régimen de transferencia de los Activos de Conversión de Energía (…), lo cual pudiera conllevar a la conclusión errónea de que no es indispensable realizar el pago del valor residual de los Activos de Conversión de Energía al momento de la terminación de los Contratos de Conversión…" (…)*
>
> *"No es adecuado leer aisladamente una de las cláusulas de los Contratos de Conversión y extractar lo odioso para el CONTRATISTA en detrimento de éste y adoptarlo como regla de interpretación de los mismos, pues esto contraría no solamente la buena fe con la cual deben actuar los cocontratantes, sino que contraría las reglas de interpretación de los contratos establecidas en el Código Civil Colombiano".*

En febrero de 2024, se mantuvieron mesas de trabajo entre ECP y Termomorichal S.A.S., de las cuales se reconoce *"una divergencia en el entendimiento de lo pactado contractualmente, pero al mismo tiempo se tiene la sólida intención de llegar a un mutuo acuerdo que sea beneficioso para las partes"*[3].

[1] Correos internos de la VAO de ECP.

[2] Correos internos de la VAO de ECP.

[3] Oficio de ECP a Termomorichal SAS, del 15 de marzo de 2024.

A partir de estas dos interpretaciones contrarias sobre el valor de la transferencia de los activos de los contratos y con el fin de revisar el argumento financiero aducido por Termomorichal SAS, en febrero de 2024 el área financiera de la Vicepresidencia Regional Andina Oriente (VAO) realizó los cálculos preliminares de amortización con base en el Cargo por Tarifa de Capital, obteniendo un eventual monto faltante por amortizar. Por lo cual, atendiendo el principio de debida diligencia (due diligence), solicita el concepto de un perito económico y financiero experto en temas judiciales, para que realice los cálculos económicos y determine si el monto de la inversión estará amortizado a la finalización de los Contratos, o en caso contrario, cuál es el valor que quedaría sin amortizar[1].

Evaluación integral de los contratos de 3001805-CW116676 y 3001825-CW116742

El 12 de marzo de 2024, se presentó el análisis financiero externo realizado por el perito económico y financiero Juan Guillermo Vélez Palacio. Como premisa económica para el análisis se consideró que, al ser un contrato BOOMT (Build, Own, Operate, Maintain, Transfer) y de naturaleza conmutativa y onerosa, el Contratista debe lograr la amortización total de su inversión inicial a través de los ingresos durante el período contractual.

En cuanto al estudio de la cláusula 6 – "Valor del Contrato" de los contratos esta describía los cuatro (4) conceptos sobre los que se facturaría mensualmente: 1) Cargo por Tarifa Capital (Capacidad), 2) Cargo por Tarifa O&M (Operación y Mantenimiento), 3) Cargo por Tarifa de O&M por partes y repuestos, 4) Cargo por Tarifa de O&M aceite lubricante. Atendiendo el cumplimiento de lo pactado en la citada cláusula, el valor mensual promedio pagado por cada concepto desde 2014 hasta 2024, ascendía a los siguientes valores en dólares (USD):

Tarifa Capital-Capacidad	Tarifa O&M	Tarifa O&M (partes y repuestos)	Tarifa O&M (Aceite lubricante)	TOTAL
USD 591,296	USD1,516,585	USD 297,661	USD 158,768	USD 2,564,310

Fuente: Elaboración propia a partir del Reporte histórico de pagos TMM 1 y 2. Ecopetrol S.A.

De lo anterior, se evidencia que los pagos efectuados en su momento por Meta Petroleum y posteriormente por parte de Ecopetrol S.A. se fundamentaron en el cumplimiento de la citada obligación contractual a su cargo y que el total de los pagos mensuales correspondían a diferentes conceptos, y no solo a amortizar la inversión o CAPEX del contratista (Termomorichal S.A.S.)

Soportado en el flujo de los pagos realizados por ECP, el análisis financiero independiente encargado por Ecopetrol (empleando metodologías TIR y VPN) concluyó que los pagos efectuados únicamente a través de las tarifas de capacidad y energía (Cargos por Capital-

[1] Oficio interno VIJ, Departamento Regional Jurídico Andina Oriente de febrero de 2024.

Capacidad y Cargo por Energía, este último subsumido en la Tarifa O&M) no fueron suficientes para recuperar completamente el capital invertido por el Contratista (CAPEX).

Del informe del consultor externo se puede concluir:

- Para la determinación del Costo promedio ponderado de capital (WACC), se estableció una estimación teórica, basada en las condiciones de mercado vigentes al momento de la suscripción de los contratos en el 2012. Además, se realizó un análisis de sensibilidad sobre la estructura de capital (variando la mezcla de deuda y capital entre 50:50 y 80:20), lo que dio como resultado un rango de WACC teórico aplicable a los proyectos entre 6.76% y 11.44% anual en USD.
- El análisis de amortización se desarrolló mediante tres escenarios, utilizando tanto la Tasa Interna de Retorno (TIR) como el Valor Presente Neto (VPN), tomando como base el CAPEX de USD 85 millones por proyecto. El primer escenario evaluó la recuperación de la inversión solo con el Cargo por Tarifa Capital, lo cual arrojó valores negativos de la TIR para ambos proyectos y el VPN resultó ser altamente negativo en todo el rango del WACC teórico. El segundo escenario, analizó la recuperación con Tarifa Capital y Cargo por Energía (según la oferta económica), en el cual la TIR mejoró, pero el VPN, continuó siendo negativo para ambas plantas dentro del rango del WACC teórico. El tercer escenario adicionó el Valor de Transferencia correspondiente a la opción de compra en el mes 120, con lo cual la TIR mejoró y se ubicó dentro del rango razonable del WACC teórico.
- La conclusión del analista indica que la inclusión del pago por el Valor de Transferencia es esencial para la recuperación completa de la inversión por el contratista, ya que acerca el VPN a cero, lo cual valida la razonabilidad económica y la equivalencia prestacional del negocio BOOMT[1].

El 24 de abril de 2024, con fundamento en las reclamaciones presentadas por Termomorichal S.A.S., y evaluadas por el perito externo, ECP presentó un análisis jurídico que interpretó de manera integral los contratos.

De acuerdo con la documentación aportada por ECP, la compañía precisa que si bien los contratos Termomorichal I y II se estructuraron bajo la modalidad BOOMT (Build, Own, Operate, Maintain, Transfer), la naturaleza atípica, compleja y conmutativa de dichos negocios, sumada a las estipulaciones contractuales sistemáticamente interpretadas, impiden su catalogación como un "BOOMT puro" en el sentido de una transferencia de activos a costo cero al finalizar el plazo. El contrato BOOMT, al no estar expresamente regulado en la legislación civil o mercantil, se considera un negocio jurídico de carácter complejo o mixto. Esto implica que incorpora elementos de diferentes tipologías de contrato y exige que sus estipulaciones se apliquen e interpreten como parte de una unidad contractual coherente y sistemática.

[1] En reuniones de control fiscal realizadas los días17 y 28 de octubre y 19 de noviembre de 2025, la CGR verificó los supuestos teóricos que sustentaron los resultados del informe del perito financiero, así como la consistencia documental de los modelos presentados por el contratista.

Así mismo, señala ECP que la interpretación del contrato (cláusulas 2, 3.1.3 y 12) debe hacerse buscando la voluntad común de los contratantes (artículo 1618 del Código Civil) y dándole a cada cláusula el sentido que mejor convenga al contrato en su totalidad (artículo 1622 del Código Civil).

En consecuencia, con lo anterior, la CGR al analizar la voluntad negocial de la época de la suscripción de estos negocios jurídicos (Termomorichal I y II) evidencia que en su integralidad no se estipulo ni pacto cláusula alguna en la cual se exprese o infiera la transferencia a costo cero; para lo cual se contrastaron los contratos bajo estudio frente a otro contrato suscrito por Meta Petroleum LTDA para la construcción, operación mantenimiento y transferencia de activos de generación eléctrica bajo la modalidad BOOMT, para el campo Rubiales en el cual se estableció expresamente la transferencia a costo cero al finalizar el plazo de los mismos.

ECP para el caso en estudio, al asumir la posición contractual en el 2016se obligada a cumplir integralmente con lo pactado en el contrato principal y sus respectivos otrosí.

Ahora bien, en cuanto a los aspectos técnicos evaluados por la compañía para la decisión de activar la opción de compra para el cumplimiento de la obligación de la transferencia del activo de conversión de energía se consideraron, entre otros, los siguientes aspectos:

- La principal consecuencia de no asegurar la transferencia de las termoeléctricas era la interrupción potencial del suministro energético del campo Rubiales, lo cual pondría en riesgo la continuidad de sus operaciones de manera parcial indefinida. Las dos centrales de Termomorichal I y II aportan aproximadamente 60 MW, una gran magnitud que representa casi un tercio de los 212 MW que requiere el campo Rubiales para su operación.

- La energía suministrada por las centrales es vital para las operaciones de hidrocarburos, y su pérdida tendría un impacto económico directo en la producción, estimada en 20.000 barriles de petróleo por día (BOPD), equivalente al 21.28% de la producción del campo Rubiales, y representando aproximadamente el **-2.77% de la producción total del país**. La paralización también impactaría las necesidades de energía para la inyección de agua en los PAD 5, 6, y 7, que ascienden a 970.000 barriles de agua por día (BWPD), necesarios para la continuidad operativa del campo.

Con fundamento en estos aspectos técnicos, y teniendo en cuenta que el campo Rubiales se considera un activo estratégico de la Nación y una de las fuentes estratégicas de abastecimiento de hidrocarburos, era menester asegurar la disponibilidad de los Activos de Conversión de Energía para el campo con el fin de garantizar la continuidad operativa del mismo.

Por otra parte, en las actas del Comité de Inversiones y Negocios de Ecopetrol S.A., del 27 de mayo de 2024[1] en el cual se recomienda activare la opción de compra de los activos de conversión de energía, se evidencia que el presidente de ECP se apartó de la discusión por posible conflicto de interés.

Posteriormente el 01 de junio de 2024, la Junta Directiva aprobó la asignación de recursos para la adquisición de las centrales de generación, basándose en la obligación contractual y el riesgo operacional[2].

Finalmente, de acuerdo con la información disponible en el sistema SAP de la compañía, el 28 de junio de 2024 ECP realizó el pago de 41.683.683 de dólares a Termomorichal SAS, por concepto opción de compra de activos de Conversión de Energía honrando la cláusula 12 de los contratos 3001805-CW116676 y 3001825-CW116742.

CONCLUSIONES

Esta Contraloría Delegada se permitió hacer el recuento cronológico de los hechos presentados ante la diferencia en la interpretación contractual, a fin de poder evaluar con objetividad los argumentos presentados por los denunciantes, quienes se remiten a información de medios informativos. La CGR fundamenta su análisis en la información oficial entregada por ECP, soportada en comunicaciones y documentos propios de la compañía.

Inicialmente destacamos que, la lectura integral del contrato, más allá de la literalidad de una de sus cláusulas, era una obligación por parte de ECP, a fin de tener una perspectiva completa de sus derechos y obligaciones en relación con los Activos de Conversión de Energía (contratos 3001805-CW116676 y 3001825-CW116742).

Si bien las interpretaciones del contrato de los años 2016 y 2017 que se mencionaron en el recuento cronológico, consideraban la transferencia a costo cero de los activos, estas se originaron en áreas de la empresa que consideraron de forma independiente lo contenido en las cláusulas 2, 3.1.3 y 12, las cuales al ser presentadas a Termomorichal fueron controvertidas advirtiendo desequilibrio económico, lo que llevo a la Empresa a realizar un nuevo análisis del contrato con una visión integral desde una perspectiva financiera, técnica, contractual y estratégicos de negocio.

El análisis de 2024, si bien se evaluó la posibilidad de la trasferencia gratuita se advertía que no sería de forma pacífica sino mediante demanda con baja probabilidad de éxito debido a la ausencia de esta obligación en el contrato, lo que llevaría al fracaso de las pretensiones después de un largo proceso. Así mismo, con relación a los aspectos financieros y económicos invocados por el contratista, como un desequilibrio, la empresa a través de la

[1] Acta 202 del 27 de mayo de 2024 del Comité de inversiones y Negocios de Ecopetrol S.A.

[2] Acta 451 de 01 de junio de 2024 de la Junta Directiva de Ecopetrol S.A.

Vicepresidencia Regional Andina Oriente (VAO) realizó los cálculos preliminares de amortización con base en el Cargo por Tarifa de Capital, obteniendo un eventual monto faltante por amortizar.

El análisis de la VAO recomendaba la contratación de un perito externo, para confrontar sus resultados con respecto a la amortización de las inversiones mediante la tarifa pagada durante la ejecución de los contratos y dirimir la divergencia en las posiciones de ECP y Termomorichal SAS.

En este sentido, es claro para esta Contraloría Delegada que la posición de ECP evolucionó, desde la cesión de la posición contractual hasta el cumplimiento de la obligación del plazo, en la medida que se fue evaluando la voluntad negocial de las partes primigenias y su integralidad en la carga obligacional pactada en los contratos, y las decisiones en cada momento contractual.

Lo anterior, refleja una debida diligencia de parte de ECP, al realizar los estudios de rigor técnico, jurídico, financiero y económico que le llevaron a activar la cláusula de opción de compra con la cual se reconoce y paga conforme a lo pactado en la cláusula 12 de los contratos en estudio, el valor correspondiente para la transferencia de los activos de conversión de energía.

De acuerdo con los documentos entregados, los hechos ocurridos se presentan dentro de la administración del actual presidente. Sin embargo, como se indicó en los comités donde se aprobó el pago de la opción de compra, éste manifestó el posible conflicto de interés y no participó en las instancias de decisión.

Es pertinente reiterar que esta Contraloría Delegada realizó la evaluación de la documentación allegada por ECP, sobre la cual se pronuncia. No obstante, ante la disponibilidad de información nueva o documentación que permita una diferente interpretación sobre el tema, la CGR adelantará las investigaciones pertinentes que permitan asegurar el cumplimiento de la legislación y los procedimientos que regulan la materia.

Con la presente respuesta de fondo procedemos al archivo de la petición, informando además que la Contraloría General de la República, valora la participación ciudadana como fundamental en la lucha contra la corrupción y por el mejoramiento de la gestión pública.

2. **Denuncia vía Rubiales oficio con radicado 2025-344203-82111-SE - 2025ER0143930**

La Contraloría General de la República recibió oficio con radicado 2025-344203-82111-SE - 2025ER0143930 en la cual se denuncian presuntas irregularidades relacionadas con la vía Rubiales, y solicita:

(…) "PRIMERO: Que se inicie una investigación fiscal sobre el uso y destino de los recursos públicos asignados a la reparación, mejoramiento y mantenimiento de la vía Rubiales, en jurisdicción del municipio de Puerto Gaitán, Meta. Dicha investigación deberá abarcar los contratos celebrados por ECOPETROL S.A., identificando los contratistas involucrados, el objeto contractual, los montos adjudicados y ejecutados, las interventorías asignadas, los cronogramas de ejecución, y los informes técnicos y financieros presentados.

SEGUNDO: Se evalúe el grado de cumplimiento técnico, financiero y operativo de dichos contratos, con especial énfasis en la efectividad de las intervenciones ejecutadas y su impacto real y verificable manifestando que, a pesar de las cuantiosas inversiones ejecutadas por Ecopetrol y otras entidades, la vía continúa en mal estado, lo que genera la percepción de un posible detrimento patrimonial y afecta directamente a las comunidades de la región (…).

En atención a los hechos expuestos y a la solicitud formulada, este ente de control, en el marco de la auditoría de cumplimiento prevista en el Plan Nacional de Vigilancia y Control Fiscal, requirió a Ecopetrol S.A., información relacionada con el Convenio Marco de Cooperación y los acuerdos derivados del mismo, resaltando de su respuesta lo siguiente:

El Convenio Marco No. 3049490, suscrito el 30 de agosto de 2022 con vigencia hasta el 30 de agosto de 2027, tiene por objeto *"aunar esfuerzos administrativos, técnicos y financieros para contribuir al mejoramiento de la vía que conduce desde Alto Neblinas hasta la vereda Rubiales, en el municipio de Puerto Gaitán, Meta"*, celebrado entre Ecopetrol S.A., el Municipio de Puerto Gaitán, la Agencia para la Infraestructura del Meta (AIM), el Departamento del Meta, la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP), HOCOL S.A., Frontera Energy Colombia Corp. Sucursal Colombia, Tecpetrol Colombia S.A.S. y CEDCO.

En el marco de este convenio se estructuraron 3 acuerdos de cooperación, cuyos recursos son administrados mediante un patrimonio autónomo a cargo de una sociedad fiduciaria, en el cual Ecopetrol funge como gestor de pagos y los desembolsos se realizan conforme a lo definido en los comités de seguimiento.

En este contexto, el Acuerdo de Cooperación No. 1-3054234 fue suscrito entre Ecopetrol S.A., el Instituto Nacional de Vías INVÍAS, la Gobernación del Meta y la Alcaldía de Puerto Gaitán, con el objeto de realizar el mejoramiento de la vía Rubiales en el tramo comprendido entre el kilómetro 6+500 y el kilómetro 14+500, en donde el ejecutor de las obras es INVÍAS. Para este acuerdo, Ecopetrol S.A. comprometió recursos por la suma de $21.476.000.000 y, de acuerdo con los informes de ejecución, presenta un avance físico del 97% y un avance financiero del 91%, en cumplimiento de los plazos establecidos en el cronograma.

En visita realizada el 23 de septiembre de 2023, por el equipo auditor de la Contraloría General de la República, se pudo constar el avance físico correspondiente a los kilómetros contemplados en este acuerdo No.1, evidenciándose que los tramos contemplados en dicho convenio se encuentran finalizados, conforme se observa en el registro fotográfico que hace parte del presente informe.

Registro fotográfico- Equipo auditor CGR

Es de mencionar que el alcance inicialmente previsto en el Acuerdo de Cooperación No. 1 comprendía la ejecución de 8 kilómetros, desde el km 6+500 hasta el km 14+500, en consecuencia, el segmento comprendido entre el km 14+500 y el km 16+000 no se encontraba contemplado contractualmente dentro del alcance del citado acuerdo.

Con el fin de viabilizar la ejecución del tramo de 1.5km comprendido entre el km 14+500 y el km 16+000, se llevaron a cabo varias mesas de trabajo y el 24 de septiembre de 2025, a través del Comité de Seguimiento Extraordinario a la Ejecución del Acuerdo de Cooperación 1 (3054234) y Convenio Marco No. 3049490, las entidades aliadas confirmaron y aprobaron los valores y fuentes de financiación presentados, manifestando su conformidad y recomendando continuar a la mayor brevedad con el trámite del Otrosí No. 3, cuyo objetivo es adicionar el alcance (1,5 kms), adicionando recursos por valor de ($10.842.578.213) y ampliar el plazo (4 Meses) del Acuerdo de Cooperación No. 1, el cual será desarrollado por INVÍAS mediante los contratos derivados correspondientes.

Cierre financiero Otrosí No. 3 AC1

Operadora	Rendimientos financieros (proyección	Aportes por empresa	Total por empresa	Pago Timbre 0,5%	% Aportes 1,5 km
Ecopetrol	$ 662.414.365	$ 4.549.966.831	$ 5.212.381.196	$ 26.061.906,00	48%
Frontera	$ 489.143.169	$ 3.042.156.687	$ 3.531.299.856	$ 17.656.499,00	33%
Hocol	$ 140.600.189	$ 444.268.498	$ 584.868.687	$ 2.924.343,00	5%
Cedco	$ 116.238.334	$ 722.927.859	$ 839.166.193	$ 4.195.831,00	8%
Tecpetrol	$ 93.479.537	$ 581.382.744	$ 674.862.281	$ 3.374.311,00	6%
Total	$ 1.501.875.594	$ 9.340.702.619	$ 10.842.578.213	$ 54.212.891,00	100%

Elaborado: Ecopetrol S.A.

Respecto del Acuerdo de Cooperación No. 2-3054463, suscrito el 13 de junio de 2024 con vigencia hasta el 1 de julio de 2027, entre Ecopetrol, la Agencia de Infraestructura del Meta AIM, la Gobernación del Meta y la Alcaldía de Puerto Gaitán, se designó como ejecutor de las obras a la Agencia de Infraestructura del Meta. El objeto del acuerdo consiste, en la rehabilitación y mejoramiento de 24,6 km de la vía que inicia en el Km16+000, y que conduce hacia la vereda Rubiales, incluyendo pavimentación, obras de drenaje y estabilización de la estructura vial. Ecopetrol S.A. comprometió recursos por la suma de $96.654.000.000. A la fecha, la ejecución refleja un avance físico del 0.12% y un avance financiero del 0.0 %.

El cronograma de pagos por parte de Ecopetrol se determinó conforme al avance y completamiento del proyecto así.

ENTREGABLE	VALOR	FECHA
Que se haya completado el 5% de avance del Proyecto	$ 11.253.744.164,00	Mayo 2025
Que se haya completado el 15% de avance del Proyecto	$ 24.270.985.705,00	Agosto 2025
Que se haya completado el 35% de avance del Proyecto	$ 28.303.186.940,00	Noviembre 2025
Que se haya completado el 65% de avance del Proyecto	$ 27.685.288.525,00	Febrero 2026
Que se haya completado el 90% de avance del Proyecto	$ 5.140.794.666,00	Junio 2026
TOTAL	$96.654.000.000	

Cronograma de pagos de Ecopetrol S.A.

Así mismo, se verificó que el avance físico informado por Ecopetrol S.A. corresponde con lo visualizado en campo, evidenciándose la realización del levantamiento topográfico, que corresponde al componente de los estudios topográficos, los cuales se encuentran activos y parte del material requerido para el cumplimiento del objeto del acuerdo está disponible, conforme se evidencia en el registro fotográfico que hace parte del informe.

Registro fotográfico- Equipo auditor CGR

Finalmente, respecto del último acuerdo suscrito el 30 de diciembre de 2024, con plazo de ejecución hasta el 30 de agosto de 2027, el Acuerdo de Cooperación No. 3-3054857 fue celebrado entre Ecopetrol S.A., la Alcaldía de Puerto Gaitán, la Gobernación del Meta y la Agencia de Infraestructura del Meta. Su objeto es el mejoramiento de 18,8 km de la vía a Rubiales, en el tramo comprendido entre el kilómetro 67+700 y el kilómetro 86+500. El ejecutor designado es la Alcaldía de Puerto Gaitán. Para este acuerdo Ecopetrol S.A. comprometió recursos por $117.320.033.169 para la financiación de estas obras. Cabe precisar que, de acuerdo con la información disponible, las obras físicas aún no han iniciado.

El cronograma de pagos por parte de Ecopetrol S.A. se ha establecido conforme al avance y completamiento del proyecto.

ENTREGABLE	VALOR	FECHA
Una vez se haya realizado la firma del contrato de obra e interventoría	$ 2.142.701.240	jul-25
Informe mensual de avance físico y financiero que acredite que se haya completado el 4% de avance del Proyecto	$ 11.833.492.151	nov-25
Informe mensual de avance físico y financiero que acredite que se haya completado el 10% de avance del Proyecto	$ 19.903.698.854	feb-26
Informe mensual de avance físico y financiero que acredite que se haya completado el 25% de avance del Proyecto	$ 30.413.620.066	jun-26
Informe mensual de avance físico y financiero que acredite que se haya completado el 50% de avance del Proyecto	$ 29.332.081.223	oct-26
Informe mensual de avance físico y financiero que acredite que se haya completado el 80% de avance del Proyecto	$ 23.694.439.635	ene-27
TOTAL	**$ 117.320.033.169**	

Cronograma de pagos de Ecopetrol S.A.

Conforme a lo expuesto y como resultado de la verificación realizada, esta Contraloría Delegada concluye que los recursos comprometidos por Ecopetrol S.A. en los tres acuerdos, administrados a través del patrimonio autónomo y respaldados en actas de avance, cronogramas de ejecución e informes de interventoría, no presentan situaciones que configuren detrimento patrimonial en su manejo. En consecuencia, se da respuesta a la denuncia presentada indicando que los recursos han sido aplicados conforme a lo previsto en los acuerdos de cooperación, contando con evidencias documentales que soportan su ejecución y seguimiento.

3. **Denuncia radicado 2025ER0201925 contratos adjudicados por Ecopetrol S.A. en Barrancabermeja.**

En atención a la denuncia presentada bajo el radicado 2025ER0201925 en la que se solicitó a la Contraloría General de la República *(…) "Inicie una indagación preliminar contra las empresas Randley SAS, Frago SAS, RyF Asociados SAS y Semic SAS, para determinar la legalidad de los contratos adjudicados por Ecopetrol S.A. en Barrancabermeja durante el año 2024 (…)"*, este ente de control, adelantó las acciones necesarias para verificar que las actuaciones contractuales se ajustaran al marco normativo vigente y establecer si de ellas pudo derivarse alguna afectación al patrimonio público. Para tal fin, se solicitó y analizó el expediente contractual, la relación de contratos con las empresas mencionadas, las órdenes de servicio, los actos administrativos de modificación (otrosí), las actas de suspensión y reinicio, las órdenes de cambio, las actas de cierre y balance, los comprobantes de pago y los instrumentos de garantía y retención.

Dado que la función constitucional de la Contraloría General de la República es ejercer vigilancia y seguimiento sobre el uso de los recursos públicos, el análisis realizado por esta Delegada se centró en los contratos en los cuales no ha operado la caducidad de la acción fiscal, a fin de verificar que los recursos asignados se hubieran destinado conforme a las actividades contratadas. Como resultado de esta revisión, se identificó que los contratos suscritos con las empresas mencionadas presentan diferentes estados de ejecución, algunos ya finalizados y otros aún en desarrollo. En cuanto a los contratos correspondientes

a vigencias anteriores al año 2020, no se efectuó un análisis detallado, en aplicación de lo dispuesto en el artículo 9 de la Ley 610 de 2000, por cuanto dichos procesos se encuentran afectados por la caducidad de la acción fiscal. En contraste, respecto de los contratos vigentes y de aquellos cerrados en los que no ha operado dicha caducidad, la Contraloría General de la República, en ejercicio de las competencias conferidas por el artículo 267 de la Constitución Política, adelantó las acciones de vigilancia y control fiscal necesarias para garantizar el uso adecuado de los recursos públicos. A continuación, se presenta el consolidado de los contratos analizados.

NO. CONTRATO	CONTRATISTA	OBJETO CONTRACTUAL	ESTADO	FECHA SUSCRIPCION
3043694	RANDLEY S.A.S	SUMINISTRO Y SERVICIO DE MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE ILUMINACION E INSTALACIONES ELECTRICAS DE BAJA TENSION PARA LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL CENTRAL DE ECOPETROL S.A.	CERRADO	1/10/2021
3048664	RANDLEY S.A.S	INSTALACION- PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE CABLES DE MEDIA TENSION PARA LA GERENCIA REFINERIA DE BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S.A. TIER 1	CERRADO	15/07/2022
3050901	RANDLEY S.A.S	SERVICIO DE MANTENIMIENTO TÉCNICO DURANTE LAS PARADAS DE PLANTA DE LAS UNIDADES DE LA COORDINACION DE TRATAMIENTOS AMBIENTALES DE LA GERENCIA REFINERÍA BARRANCABERMEJA DE ECOPETROL S.A.-UBICADA EN BARRANCABERMEJA-SANTANDER-COLOMBIA. TIER 1	EN EJECUCION	21/10/2022
3040004	RANDLEY S.A.S	SUMINISTRO Y SERVICIO DE MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE ILUMINACION E INSTALACIONES ELECTRICAS DE BAJA TENSION PARA LA VICEPRESIDENCIA REGIONAL CENTRAL DE ECOPETROL S.A	CERRADO	19/05/2021
3047214	RANDLEY S.A.S	CONSTRUCCION DE OBRAS CIVILES-ELÉCTRICAS- MECÁNICAS E INSTRUMENTACION REQUERIDAS POR LA VICEPRESIDENCIA DE PROYECTOS Y PERFORACION PARA ECOPETROL S.A. Y PARA SU GRUPO EMPRESARIAL TIER 1".	EN EJECUCION	12/03/2022
CW200193	RANDLEY S.A.S	OBRAS PARA LA INTERVENCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA FÍSICA DE LA INSTITUCIÓN EDUCATIVA INFANTAS DE ECOPETROL S.A. UBICADA EN BARRANCABERMEJA, SANTANDER"	EN EJECUCION	1/08/2024
CW271910	R & F ASOCIADOS S.A.S.	SERVICIO DE MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS ELECTROMECÁNICOS Y DE AIRE ACONDICIONADO DEL DEPARTAMENTO DE SALUD MAGDALENA MEDIO DE ECOPETROL S.A	EN EJECUCION	21/03/2025
CW128463	CEMIC S.A.S	SERVICIOS DE SALUD EN LA ESPECIALIDAD DE PSIQUIATRIA, HOSPITALIZACIÓN PSIQUIÁTRICA Y APOYO TERAPÉUTICO.	EN EJECUCION	28/12/2023

De la revisión integral realizada se pudo destacar que la metodología de selección y contratación se ajustaron a lo previsto en el Manual de Contratación y demás normas internas aplicables, y no se identificaron indicios de manejo indebido de los recursos destinados a su ejecución; los pagos se realizaron conforme a las condiciones contractuales y no se detectaron modificaciones injustificadas que implicaran detrimento patrimonial.

4. **Denuncia radicado 2025EE0180231 Tucker Energy Services S.A.S.**

En atención a la denuncia radicada bajo el número 2025EE0180231, relacionada con la presunta desviación de combustible (ACPM) y el registro de gastos de personal a cargo de Ecopetrol S.A. que, de acuerdo con las obligaciones contractuales, corresponderían a la empresa Tucker Energy Services S.A.S., la Contraloría General de la República adelantó las gestiones pertinentes para atender los hechos denunciados, para lo cual, se efectuaron solicitudes de información, análisis de documentos contractuales y reuniones técnicas con la entidad. Es preciso indicar que se revisaron los contratos 3014945 y 3018662, identificándose que este último guarda relación directa con los hechos objeto de la denuncia.

Del análisis contractual y operativo se estableció que Ecopetrol S.A. es responsable del control y suministro del ACPM a los contratistas, conforme a lo previsto en el *Anexo 7.5 del Contrato 3018662* y en el "*Procedimiento para la Operación de la Estación de Servicio (EDS)*", sin embargo, se evidenció que, aunque la entidad lleva registros sobre las autorizaciones y entregas de combustible, no existen verificaciones posteriores que garanticen la trazabilidad y el uso efectivo del ACPM entregado. El control ejercido por Ecopetrol se limita a los registros documentales de autorización y despacho, sin mecanismos operativos que confirmen que el combustible fue utilizado exclusivamente en las actividades del contrato.

De acuerdo con lo expuesto, este ente de control en el desarrollo de la auditoria de cumplimiento, presentó ante la entidad una observación relacionada con el *"Control sobre el suministro y destino del ACPM"* y una vez analizados los argumentos presentados por Ecopetrol S.A., la Contraloría General de la República concluye que, si bien Ecopetrol ha implementado procedimientos formales para la autorización y suministro del combustible, persisten deficiencias en la verificación del consumo real y en la conciliación de los despachos efectuados, lo que mantiene vigente el riesgo advertido en la denuncia sobre un posible uso inadecuado del ACPM.

Por lo anterior, la observación comunicada de carácter administrativo se mantuvo como hallazgo y se emitió alerta de control interno, en el marco de lo dispuesto por el Decreto 403 de 2020, para que la entidad adopte las medidas pertinentes.

5. **Denuncia radicado 2025ER0206592 Transportes las corocoras**

En atención a la denuncia presentada ante la Contraloría General de la República bajo el radicado No. 2025ER0206592, relacionada con la presunta ejecución de actividades por parte del contratista Transportes Las Corocoras Logística a su Servicio S.A.S. sin contar con

un Plan de Contingencia vigente durante la ejecución del Contrato No. CW237896 suscrito con Ecopetrol S.A., se adelantaron las gestiones necesarias para atender y resolver los hechos puestos en conocimiento.

Para ello, en el marco de esta auditoría de cumplimiento, se realizaron solicitudes de información a Ecopetrol, se realizó un análisis de los documentos contractuales y técnicos y se verificaron las resoluciones expedidas por la autoridad ambiental Cormacarena. En esta revisión se evidencio que de acuerdo con lo establecido en la Resolución PS-GJ.1.2.6.25.0430 del 20 de mayo de 2025, dicha autoridad ordenó la suspensión temporal del Plan de Contingencia del contratista, es decir de Transportes Las Corocoras. No obstante, el 6 de junio de 2025 el contratista interpuso recurso de reposición dentro del término legal, el cual, conforme al artículo 79 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo (CPACA), se tramitó en efecto suspensivo, lo que implicó que la medida de suspensión no generará efectos jurídicos mientras el recurso se encontraba en trámite y era resuelto.

Posteriormente, se constató que Cormacarena levantó la suspensión mediante la Resolución PS-GJ.1.2.6.25.0530 del 12 de junio de 2025, lo que evidencia que la medida fue temporal dejando sin efecto la decisión inicial.

Es de mencionar que, Ecopetrol en las mesas de trabajo, en las respuestas emitidas y en la documental suministrada, demostró que, una vez tuvo conocimiento de la resolución inicial de suspensión, requirió al contratista con el fin de que aclarará la situación.

Del análisis realizado, la Contraloría verificó que las actividades contratadas se desarrollaron sin vulnerar la normatividad ambiental, dado que la suspensión del Plan de Contingencia no había adquirido firmeza y posteriormente fue levantada. Adicionalmente, Ecopetrol S.A. confirmó que mediante procedimientos internos realiza el seguimiento de los requisitos ambientales de sus contratistas, así como el cumplimiento de las obligaciones establecidas en el contrato.

Es por lo mencionado y con base en los documentos aportados por Ecopetrol S.A. y las resoluciones expedidas por la autoridad ambiental, que no se evidencia incumplimiento contractual ni violación de disposiciones ambientales por parte del contratista (Transportes Las Corocoras) o de la entidad. Por tanto, la denuncia se considera atendida, habiéndose verificado que las actuaciones se desarrollaron conforme al marco legal aplicable que rigen la gestión contractual y ambiental.

6. Derecho de Petición 2025-354469- 82111-SE Radicado 2025ER0234161 FSRU

La Contraloría Delegada para el Sector de Minas y Energía recibe una solicitud en la que el peticionario informa sobre posibles irregularidades en el proyecto de desarrollo de una planta de regasificación de Gas Natural Licuado (GNL) en Coveñas, Sucre, liderado por Ecopetrol S.A. En la cual solicita a la Contraloría se investigue, verifique la planificación y ejecución del proyecto, y evalúe la eficiencia en el uso de recursos públicos.

Con base en lo anterior, al analizar la situación puesta en conocimiento de este órgano de control y enmarcarlo en las competencias constitucionales y legales de la CGR, así como lo establecido en la Ley 267 de 2000 y el Decreto Ley 403 de 2020 es pertinente indicarle que fue evaluada su solicitud identificando que esta Delegada, con fundamento en la reglamentación del seguimiento permanente a los recursos públicos en el marco del **control concomitante y preventivo** conforme a la metodología desarrollada por la Contraloría General de la República y contenida en las Resoluciones REG-ORG-0762 del 2 de junio de 2020 de la Contraloría General de la República y REG-ORG 62 de 2023 actualmente mediante la asignación identificada mediante el CAT_2523_2025_1 se adelanta un seguimiento permanente al desarrollo del mencionado proyecto cuyos objetivos son:

> **"Objetivo General:** Realizar Seguimiento Permanente al proceso de planeación y contratación de una FSRU (Floating Storage and Regasification Unit por sus siglas en inglés) y de servicios de regasificación en el caribe colombiano apalancado en el uso de los activos del Grupo Ecopetrol.
>
> **Objetivo específico 1:** Monitorear y evaluar el cumplimiento de los hitos técnicos, financieros y contractuales asociados a la planeación y contratación de la FSRU, verificando la alineación con las políticas corporativas y el cronograma definido.
>
> **Objetivo específico 2** Verificar la eficiencia y transparencia en el proceso de planeación y contratación de la FSRU o de los servicios de regasificación."

Lo anterior, con el fin de advertir sobre la identificación de riesgos, la posible ocurrencia de daños al patrimonio público o de eventualmente iniciar acciones de control posterior y selectivo, encontrándose en curso por lo que los resultados de la actuación estarán contenidos en el informe que se elabore.

7. Denuncia Ciudadana Radicado SIPAR 2025-344402-82111-SE 2025ER0148943 09-07-2025 Floreña UP16 y Floreña N18

En atención al radicado citado, mediante el cual un ciudadano denuncia presunto detrimento patrimonial por parte del grupo de perforación de Ecopetrol S.A., atribuible a sobrecostos en los pozos Floreña UP16 y Floreña N18, direccionamiento en contratación de taladros, compañías de servicios y personal, así como cuestionamientos sobre la funcionalidad de la sala RTO, la Contraloría General de la República (CGR) realizó análisis documental, visitas de campo y verificación técnica para determinar la existencia de riesgos en la gestión fiscal.

La CGR analizó los presuntos sobrecostos en la perforación del pozo Floreña UP16, encontrando que en el Proyecto Perforación Pozo UPD, el cual fue aprobado en enero de 2023 con un presupuesto de 97.708.089 USD, tuvo dos controles de cambios (CDC) que incrementaron el valor de la inversión aprobada por las instancias reglamentarias de la siguiente forma:

Documentos del proceso	Sanción (USD)	Solicitud asignación (USD)	Justificación solicitud
CDC#1 (31/01/2023)	105.333.413	7.625.324	Impacto en el inicio en la campaña de perforación en Piedemonte con firma del Convenio Piedemonte en junio 29 de 2021
CDC Insitu (19/09/2024)	140.106.728	34.773.315	Realizar trabajos operativos adicionales de perforación, como consecuencia de la pega presentada a 14,529 ft.

Realmente la raíz del origen del Control de Cambios #1 fue la necesidad de una nueva coordinación en la disponibilidad de taladros de 3000 HP para cumplir con el programa de perforación, por cuanto la firma del Convenio Piedemonte con la ANH se desplazó en el tiempo (anterior contrato de asociación) y por tanto se tuvo que actualizar el caso de negocio, incluyendo un cambio en las tarifas para realizar la perforación en julio de 2023, aumentando el presupuesto en 7.625.324 USD.

Por otra parte, el denominado *Control de Cambios insitu*, que se requirió en el mes de septiembre de 2024, en la última etapa de perforación, obedeció al atrapamiento de la sarta de perforación por una pega geométrica, que generó una operación de pesca fallida, que determinó la realización de un side track, que implicó la necesidad de trabajos operativos adicionales de perforación, con un presupuesto adicional de 34.773.315 USD.

Las dos situaciones anteriores, debidamente estudiadas y aprobadas por el Comité de Inversiones, siguiendo el procedimiento del libro de procesos EDP 3.0 y normatividad expresa para el denominado *control de cambios Insitu*, implicaron un incremento en el presupuesto equivalente a 42.398.639 USD; sin embargo, teniendo en cuenta que el pozo Floreña UPD fue perforado con el taladro IESCO T618, completado y puesto en producción de manera exitosa, la ejecución presupuestal que se proyecta al año 2026 corresponde a 126.170.000 USD, es decir, con una diferencia con respecto al presupuesto inicial, de 28.461.911 USD.

En el caso del pozo Floreña UP16, revisados los documentos presentados ante el comité de inversiones y a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, se aprecia que los mayores costos se presentan a raíz de una pega geométrica, de severidad extrema, cuya operación de pesca aunque bien estructurada, no fue exitosa e hizo que el sidetrack fuera inevitable, situación que fue determinada por factores geológicos fortuitos, que se presentan por la complejidad geológica del área del piedemonte.

En la visita de campo al pozo Floreña UP16 el día 29 de octubre de 2025, se evidenció que el pozo ya se encuentra en producción, desde el 19 de octubre del corriente año cuando se realizó la prueba de producción oficial, presentando la siguiente información:

PRODUCCIÓN BRUTA vs NETA:

Cálculo producción neta petróleo:

Bruta: 985.86 BOPD

Agua: 67.11 BWPD

Neta: 985.86 - 67.11 = 918.75 BOPD

BSW verificación:

67.11 / (985.86 + 67.11) = 6.37%

GOR CALCULADO:

GOR = Gas / Petróleo neto

29,921,000 SCF/día / 918.75 bbl/día = 32,571 SCF/STB

Clasificación: Yacimiento de GAS CONDENSADO (GOR >10,000)

Dado que el pozo UP16 salió productor según lo indican las cifras oficiales, cumple con su promesa de valor, hay creación de valor neto, a pesar de los problemas operativos, determinados por factores geológicos fortuitos, que generaron un retraso en el inicio de producción de 19 meses, con respecto al primer control de cambios, pero que no impedirían el éxito económico y estratégico del proyecto, aunque aún no se ha hecho el cierre técnico el cual debería iniciar en el mes de noviembre de 2025 y finalizar en mayo de 2026 y asimismo el cierre administrativo que se realizará entre el mes de abril de 2026 y marzo de 2028.

En cuanto a la perforación del pozo Floreña N18 mencionado en la denuncia, se trata de un pozo exploratorio, con el objetivo de descubrir un nuevo campo de gas y crudo liviano con propiedades similares a los campos Pauto y Floreña, buscando hidrocarburos en las Formaciones Mirador, Barco y Guadalupe con una probabilidad geológica del 37%. En caso de éxito exploratorio, el desarrollo del área adicionaría al portafolio 100 MBO de crudo liviano/ultraliviano y 112 MBOE de ventas de gas.

Dicho pozo fue incluido en la visita de campo de la Contraloría que se realizó a Piedemonte, el día 28 de octubre de 2025, encontrando que el taladro IESCO T661 estaba realizando un viaje de tubería, para instalar una nueva broca a una profundidad de 19001 ft. El pozo ha tenido varias materializaciones de riesgos netamente operativos, como son, pega por empaquetamiento (6/08/2024), pega geométrica (24/08/2024), daño de la broca (26/09/2024), daño en el topdrive (02/10/2024), ruptura del revestimiento 11 ¾" (28/01/2025), ruptura del liner (20/05/2025), condiciones litológicas diferentes a las identificadas (11/06/2025), situaciones comunes en los pozos perforados en el piedemonte, dada la complejidad geológica y la gran profundidad que determina la dificultad de las operaciones ante los factores geológicos fortuitos y las grandes cargas manejadas.

Se debe tener en cuenta adicionalmente, que se trata de un pozo exploratorio, cuyos objetivos se encuentran en formaciones geológicas con condiciones litológicas diferentes a las encontradas en pozos cercanos, que han ocasionado la materialización de varios riesgos operativos y consecuentemente la necesidad de realizar dos sidetrack uno de ellos

ejecutado el 12 de septiembre de 2024 a causa de la pega geométrica y el segundo sidetrack el 18 de febrero de 2025 a causa de la ruptura del revestimiento, eventos que han incrementado los costos del pozo.

En el plan de inversiones del pozo Floreña N18, se proyectaba el inicio de completamiento y pruebas desde el mes de junio de 2025, pero debido a los eventos operacionales sucedidos y al mayor tiempo de operación de la fase de 10 5/8" por no encontrar los topes de formación a las profundidades planeadas, se hizo necesario profundizar a un nuevo objetivo del pozo exploratorio A3 a TD 19.876 ft, es decir +1250 ft, pues se tenía planeado inicialmente TD 18.626 ft y por tanto, ahora se tiene programado llegar al objetivo para el 17 de diciembre de 2025.

Sin embargo, el costo del proyecto de perforación del pozo A3 Floreña N18, incluyendo el pozo exitoso más la viabilidad de un pozo delimitador A1 y desarrollo, tiene un valor de 141 MUSD, pero su valor real se proyecta en 131 MUSD, incluyendo el pozo exitoso, más el completamiento, más la viabilidad de un pozo delimitador A1.

Por tal razón, no se puede hablar a la fecha de un sobrecosto de 50 millones de dólares en la perforación de los pozos Floreña UP16 y Floreña N18, atribuible al direccionamiento de contratos de taladros, servicios y personal, por cuanto los mayores valores de inversión aprobados por los comités de inversiones respectivos, obedecen principalmente a las situaciones operacionales que se han dado, que para el caso del pozo Floreña UP16 podrían llegar, según la proyección que se tiene, aproximadamente a los 28,5 MUSD y en el caso del pozo exploratorio Floreña N18, su avance aún no evidencia mayores valores de inversión no cubiertos por el presupuesto de contingencias.

En cuanto a la funcionalidad de la sala RTO de Ecopetrol S.A., la CGR realizó una visita a dicha sala en la ciudad de Bogotá, en la cual se recibió la información de su funcionamiento y asimismo en el pozo Floreña N18 en la visita de campo realizada, en la cual se verificó la funcionalidad del servicio prestado por la sala RTO como apoyo de la labor del equipo de perforación, mediante la visualización de las actividades de perforación con foco en el cumplimiento de la normatividad HSE a través de las cámaras de video instaladas en el pozo y asimismo, el apoyo mediante el monitoreo del pozo, presentando permanentemente a través de pantallas, la información de los parámetros de perforación, que son seguidos en tiempo real y con los cuales se realizan reportes de alertas cuando se hace necesario y son comunicados vía telefónica y/o por correo electrónico, directamente al Company Man, quien evalúa la alerta, mediante el seguimiento operacional y determina la acción correctiva si realmente se presenta una anomalía, o la justificación de la situación detectada, a través del proceso del cierre de eventos, que se comunica a la sala RTO.

En la mesa rotaria del pozo Floreña N18, se verificó la visualización que se hace en las diferente áreas del taladro, para monitorear la actividad desde la óptica del cumplimiento de la normatividad HSE y de la conectividad con la sala, a través de las pantallas compartidas con las imágenes de los parámetros de perforación, lo cual también se verificó en la oficina del Company Man y adicionalmente se evidenció el ejercicio de reporte recibido y generado hacia la sala RTO a través de correos electrónicos y telefónicamente.

La sala RTO constituye un servicio de apoyo para la perforación de los pozos, financiada a partir de los hitos de gerenciamiento de cada proyecto, cuyo costo, se refleja en el apoyo que constituye para la labor del Company Man, como una herramienta de visualización que ayuda a la mejor toma de decisiones por parte del jefe del pozo, y que permite también identificar oportunidades de mejora, tomar decisiones inmediatas para reducir tiempos improductivos (NPT) que se presentan cuando las operaciones están detenidas o no avanzan hacia el objetivo principal debido a problemas operacionales, fallas de equipo, condiciones del pozo, esperas por materiales o servicios, u otros inconvenientes. La sala RTO genera un reporte de los NPT del pozo y también de los Tiempos Perdidos Invisibles (ILT), consistente en el tiempo que se pierde en ineficiencias operacionales menores y actividades que, aunque no se clasifican como NPT, reducen la productividad.

La CGR además constató los informes emitidos de las intervenciones sobre los pozos Floreña UP16 y Floreña N18 y sus respectivos ILT y NPT operacionales y los reportes de las alertas respectivas de los pozos mencionados, en las cuales se describen los eventos cronológicamente y las respectivas acciones y recomendaciones, información que constituye un beneficio para la solución de los problemas que se presentaron en la perforación.

De lo anterior concluye la CGR que:

- No se evidencia detrimento patrimonial atribuible a direccionamiento contractual o irregularidades en la contratación de taladros y servicios.
- Los incrementos de costos en el pozo Floreña UP16 obedecen a riesgos geológicos fortuitos, previstos en proyectos de alta complejidad.
- El pozo Floreña N18, por su naturaleza exploratoria, presenta riesgos operativos materializados, sin exceder el presupuesto de contingencias.
- La sala RTO cumple su función de soporte y genera beneficios operativos comprobados.

8. Denuncia 2025-348016-82111SE. T. M.

El ciudadano manifestó que existen presuntas irregularidades contractuales y conflicto de intereses de la Gerencia de Infraestructura Digital de Ecopetrol, sustenta lo anterior indicando que:

El señor T.M., funcionario de Ecopetrol S.A. adscrito a la Gerencia de Infraestructura Digital, habría direccionado la escogencia de Fortinet como partner en el subcontrato de suministro de aproximadamente 1.000 switches, dentro del marco del contrato principal suscrito con Claro Colombia S.A. (…). A renglón seguido, refiere que: El señor T.M. habría direccionado la escogencia de proveedor, toda vez que actuó como evaluador técnico de la propuesta, quien según el ciudadano anónimo tenía un conflicto de interés, al ser O.C.M. el Representante legal de Fortinet, su cuñado, esposo de su hermana. Igualmente refiere que, el mencionado trabajador oficial de ECP S.A. recibió pagos irregulares por parte de Fortinet y que esto fue en complicidad de su jefe Directo.

En vista con lo anterior, la CGR procedió a requerir información mediante oficio 2025ER0176179, así mismo se procedió a realizar mesa de trabajo con el equipo de gestión de abastecimiento y Gestión Contractual con el fin de determinar los hechos puestos en conocimiento en cuanto a la competencia de la vigilancia y control fiscal; de la información recaudada y analizada se puede concluir que, no se evidenciaron riesgos en la gestión fiscal toda vez que la incidencia del señor T.M. y las actuaciones en las que intervino no fueron determinantes para indicar contravención de las normas del gobierno corporativo establecidos en el Libro de Abastecimiento, GAB-G001 Guía Lineamientos Generales Gestión de Contratos V.18 las demás normas que rigen la gestión de abastecimiento.

4. ANEXO 1 TABLA RESUMEN DE HALLAZGOS

Hallazgo	Incidencias	Valor
COH_9252_2025-2-AU-CU - Hallazgo No. 1 Aplicación de la cláusula de multas y afectación extemporánea de la póliza de cumplimiento (Contrato 3050857 – MORELCO S.A.S.)	Administrativa, Disciplinaria y Fiscal	$36.462.133.419
COH_9263_2025-2-AU-CU - Hallazgo No. 2 Demora en la activación de la cláusula de toma de posesión ante incumplimientos del contratista (Contrato 3050857 – MORELCO S.A.S.)	Administrativa y Disciplinaria	N.A.
COH_9978_2025-2-AU-CU - Hallazgo No. 3 Puesta en operación de activo incompleto (tanque FWKO ETK-1101-C, contrato marco 3034541)	Administrativa	N.A.
COH_10182_2025-2-AU-CU - Hallazgo No. 4 PDT – Cronograma de actividades en estaciones del proyecto Módulo Integral Desarrollo Secundario GDT	Administrativa	N.A.
COH_10187_2025-2-AU-CU - Hallazgo No. 5 Control de cambios línea base (tiempo, alcance y costo) del proyecto Módulo Integral Desarrollo Secundario GDT	Administrativa	N.A.
COH_9258_2025-2-AU-CU - Hallazgo No. 6 Control sobre el suministro y destino del ACPM	Administrativa y Alerta de Control Interno	N.A.
COH_9984_2025-2-AU-CU - Hallazgo No. 7 Maduración del caso de negocio en el proyecto Aura (hidrógeno verde)	Administrativa	N.A.
COH_9821_2025-2-AU-CU - Hallazgo No. 8 Ejecución del Convenio Interadministrativo GGC No. 453 de 2022	Administrativa, Disciplinaria y Fiscal	$49.592.461.136
COH_10143_2025-2-AU-CU - Hallazgo No. 9 Supervisión integral y gestión de riesgos conjunta ECP–MME al Convenio GGC No. 453 de 2022	Administrativa y Disciplinaria	N.A.
COH_10149_2025-2-AU-CU - Hallazgo No. 10 Gestión inmobiliaria Proyecto Ecoparque Providencia	Administrativa	N.A.
COH_9823_2025-2-AU-CU - Hallazgo No. 11 Estimación de costos y control de contingencias en proyectos GRB	Administrativa	N.A.
COH_8264_2025-2-AU-CU - Hallazgo No. 12 Estado de ejecución del contrato CW207382 – Otrosí 01 “Vigente y en Pausa” (Covington & Burling)	Administrativa, Disciplinaria y Alerta de Control Interno	N.A.

5. ANEXO 2 RESPUESTAS A LAS OBSERVACIONES

1. Respuesta de la entidad a la Observación No.01 - Hallazgo 12. Estado de ejecución del Contrato: CW207382 – Otrosí 01 "Vigente y en Pausa" - Covington

En atención a la respuesta al comunicado de la observación 01 hallazgo 14 de este informe, se precisa que mediante comunicación escrita Ecopetrol S.A. cumplió con su obligación de dar respuesta a la misma, información entregada al equipo auditor.

Es preciso aclarar para este punto, que la documentación suministrada por Ecopetrol S.A. en cumplimiento de sus obligaciones constitucionales y legales bajo las leyes de la República de Colombia y, particularmente, en virtud de lo dispuesto en el artículo 267 de la Constitución Política de 1991, **se encuentra sometida a reserva**, en razón a que contiene información de **carácter técnico, económico, profesional y personal** que le otorga la categoría de información pública clasificada en los términos establecidos en los literales a) y c) del artículo 18 de la Ley 1712 de 2014, en concordancia con los artículos 260 a 266 de la Decisión 486 de la Comunidad Andina, 4 de la Ley 10 de 1961 y 6 del Decreto 1348 de 1961.

Igualmente, la totalidad de la información referente al Contrato **CW207382,** su negociación, celebración y ejecución se encuentran protegidas por el secreto profesional cliente-abogado, **el cual es inviolable en los términos establecidos en el artículo 74 de la Constitución Política de 1991.** En consecuencia, la información suministrada no puede ser usada, compartida, divulgada, publicada y/o accedida de manera indebida o por fuera de las competencias constitucionales o legales que le asisten, en violación de lo establecido en el artículo 74 constitucional, la Ley 1712 de 2014, las disposiciones penales que sancionan el suministro o divulgación indebida de información del Estado y las demás normas que las modifiquen, complementen y/o adicionen.

Así mismo la información referente a la contratación de COVINGTON & BURLING LLP, está amparada por el **attorney-client privilege (secreto profesional entre abogado - cliente**) conforme a las normas de EE.UU. En consecuencia, la información entregada no puede ser usada para fines distintos a los que llevaron a la Autoridad a requerirla en el marco de sus funciones.

2. Respuesta de la entidad al Observación No.02 - Hallazgo 01. Aplicación de la cláusula de multas y afectación extemporánea de la póliza de cumplimiento (Contrato NO. 3050857 – MORELCO S.A.S.)

"No se comparte por Ecopetrol las afirmaciones del equipo auditor de la Contraloría respecto de que no se inició el trámite de imposición de multa durante la ejecución del contrato. De acuerdo con los documentos que reposan en el expediente contractual, Ecopetrol inició el

28 de noviembre de 2024, el procedimiento de multa consagrado en la cláusula trigésima tercera1, fundamentado en el hecho de que el contratista se encontraba en mora de pagar las obligaciones asumidas frente a sus proveedores para el desarrollo del objeto del contrato celebrado.

No puede predicarse por parte del ente de control una falencia en la oportunidad del ejercicio de las acciones conminatorias, pues es sabido y obra en los documentos del expediente que Ecopetrol dio inicio y conminó al contratista estando vigente el contrato. Es importante señalar que, de acuerdo con la cláusula de multa pactada, la causación de la multa se genera a partir de la notificación del incumplimiento al contratista.

En línea con lo anterior, el 30 de diciembre de 2024, Ecopetrol se pronunció respecto de las objeciones planteadas por Morelco SAS en relación con la imposición de la multa, descartando los argumentos del referido contratista y ratificando su incumplimiento.

Finalmente, a través de comunicación con fecha de 20 de febrero de 2025, Ecopetrol dio respuesta a algunos argumentos adicionales de Morelco SAS, ratificando nuevamente la imposición de la multa e incrementando su monto.

De lo anterior resulta claro que Ecopetrol inició el procedimiento de imposición de multas durante la ejecución del contrato, y no una vez finalizado el plazo de ejecución como anota el ente de control, y como quiera para ese momento no existían facturas pendientes ni las condiciones2 para efectuar compensación para su descuento, ni el contratista se allanó al pago de la multa impuesta, Ecopetrol acudió a hacer efectiva las garantías de cumplimiento durante la vigencia del contrato de seguro que facultó a la Entidad para el cobro de la póliza correspondiente, conservando la prerrogativa de exigir el pago de indemnización de la suma asegurada, sin que pueda predicarse ni concluirse por el organismo de control la extemporaneidad de su reclamo. “1. Expediente Multa”(Ver Anexo 1)

Recorte presentación mesa técnica de fecha 6 de noviembre de 2025 diapositiva No. 16 (Ver Anexo 5)

Es de señalar que las objeciones presentadas por las aseguradoras, no se fundamentan en la extemporaneidad de la multa, si no en otros conceptos y argumentos que, en todo caso, Ecopetrol ha desvirtuado en las solicitudes de reconsideración tramitadas ante las aseguradoras3. (Ver Anexo 4) Esto conlleva a que Ecopetrol en la actualidad conserve la oportunidad para acudir a los mecanismos judiciales para su cobro y recuperación de los recursos públicos adeudados en ejecución del contrato y en favor de Ecopetrol.
En consecuencia, no puede considerarse por parte del ente de control la existencia de una pérdida patrimonial para el Estado, cuando aún se cuentan con herramientas legales efectivas para realizar el cobro de las sumas adeudadas.

Con la línea de tiempo que se ha explicado en el presente documento se demuestra la debida diligencia que ha realizado Ecopetrol a través de sus servidores públicos, el procedimiento que se realizó se fundamentó y se hizo dentro de los tiempos del plazo de ejecución contractual, con estricto apego al debido proceso frente al contratista y a las cláusulas establecidas en el contrato.

Con relación a las comunicaciones de atraso señaladas en la observación, en primer lugar, es necesario indicar que la CLAUSULA TRIGÉSIMA TERCERA – MULTAS – del CONTRATO No. 3050857 TIER 1, establece que procede dicha cláusula, sin limitarse a ello, en los siguientes supuestos:

- Que el CONTRATISTA incurra en retraso mayor o igual al 10% de desviación en la ejecución respecto a lo pactado en el PDT (Plan detallado de trabajo) acordado por las partes en el presente Contrato.
- Que el CONTRATISTA no ejecute las actividades objeto del Contrato conforme a las especificaciones técnicas definidas en el presente Contrato.
- Que el CONTRATISTA no pague, incurra en mora o pague de manera diferente a lo pactado o a lo establecido en la ley, las acreencias laborales a su cargo con ocasión del Contrato".

Esta referencia contractual es de vital importancia, dado que la Contraloría en el desarrollo de la observación manifiesta que: "Durante la ejecución del contrato, Ecopetrol S.A. evidenció y documentó, en la vigencia 2023, veintidós comunicaciones formales y catorce actas de comité, y en el año 2024, cinco comunicaciones adicionales, en las que se advertía al contratista sobre los reiterados atrasos, atribuibles a Morelco S.A.S., los cuales se enmarcan dentro de las causales previamente establecidas en el contrato".

Al respecto, es importante aclarar a la Contraloría que las comunicaciones sobre atrasos4 se constituían como desviaciones, y tal como se indica en la Cláusula Trigésima Tercera del contrato, el incumplimiento5 se materializa cuando "(…) el CONTRATISTA incurra en retraso mayor o igual al 10% de desviación en la ejecución respecto a lo pactado en el PDT (Plan detallado de trabajo) acordado por las partes en el presente Contrato"; es bajo este supuesto en el que Ecopetrol puede dar inicio al procedimiento de imposición de multas establecido contractualmente por esta causal.

Es necesario precisar que el PDT es el Plan Detallado de Trabajo, es decir la sumatoria de todas las actividades pactadas en el contrato, en este sentido el hecho de que una actividad sobre un segmento del contrato EPC6 presente un atraso del -21,23% no significa que dicha desviación en el PDT hubiese superado el 10% de atraso, por ende, no es posible aplicar un proceso de inicio de multa sobre una actividad en particular, situación que no quiere decir que en el ejercicio de la supervisión y seguimiento del contrato, no se hubiesen adoptado medidas tales como la afectación en su evaluación de desempeño y el seguimiento riguroso sobre estas alertas.

En cuanto a las desviaciones a las especificaciones técnicas estas fueron notificadas al contratista por Ecopetrol en cumplimiento en su obligación de supervisión y atendidas por el Contratista en el citado periodo, así mismo durante la ejecución del contrato se verificó el correcto pago de las obligaciones laborales adquiridas con ocasión del contrato.

Contrario a lo expuesto por la Contraloría, cuando manifiesta en el desarrollo de la observación, que Ecopetrol "perdió la oportunidad de ejercer acciones de mitigación durante la vigencia contractual", lo que demuestran estas comunicaciones formales y actas de comité, es la realización de un seguimiento exhaustivo por parte de Ecopetrol al desarrollo y ejecución del contrato, con el fin de mitigar la materialización de un posible incumplimiento por parte del contratista.

Con el fin de brindar mayor claridad, sobre el seguimiento realizado por Ecopetrol, se extractaron algunos de los comunicados entregados en fecha 7 de octubre de 2025 al equipo auditor (Ver Anexo 2), en donde se muestra de manera clara, las alertas generadas así:
•2023.04.25 Solicitud planes de acción entrada temprana OK
Comunicado: SOLICITUD PLANES DE ACCIÓN CUMPLIMIENTO ENTRADA TEMPRANA 18112023

Es necesario, resaltar que, en ejercicio de la autonomía de la voluntad de las partes, de conformidad con lo acordado en la CLAUSULA TRIGÉSIMA TERCERA – MULTAS, se estableció la posibilidad de que ECOPETROL imponga una multa al contratista *en caso de falta de cumplimiento total o parcial de las obligaciones a su cargo, por un valor equivalente al punto dos por ciento (0.2%) del valor global fijo del contrato por cada día de incumplimiento.*

Por lo anterior y con el propósito de evitar que se materialice un incumplimiento al contrato, solicitamos en los términos establecidos en la presente comunicación, sea entregado por parte de MORELCO de manera formal, clara y concisa un comunicado estipulando las estrategias y planes de acción específicos con el fin de dar cumplimiento a la fecha contractual del Hito de entrada temprana el 18 de noviembre de 2023.

Recorte comunicado SOLICITUD PLANES DE ACCIÓN CUMPLIMIENTO ENTRADA TEMPRANA 18112023

•2023.10.06 Cumplimiento obligaciones contractuales e hitos

Comunicado: Solicitud de cumplimiento de obligaciones contractuales e hitos

Es evidente que MORELCO presenta un desfase negativo en su ejecución por lo que debe implementar las acciones que sean coherentes con lo propuesto durante su oferta, y que evite mayores impactos al proyecto y de esta manera mitigar el riesgo de un posible incumplimiento por parte del contratista en la entrega de cada uno de los hitos. Por lo anterior se solicita que en el termino de los 5 días siguientes al recibo de la presente comunicación MORELCO a entregue a Ecopetrol el plan de acción que desplegará con el fin de ponerse en situación de cumplimiento con los plazos acordados

Recorte comunicado Solicitud de cumplimiento de obligaciones contractuales e hitos

Tal y como se muestra en el recorte y se indica en los documentos cargados y a pesar de que la carpeta tenga el nombre de "3. Comunicados por incumplimientos", esta contiene comunicados que durante el 2023 se remitieron al contratista, los cuales generaron los planes de acción y mejoramiento que conllevaron a mitigar la materialización de un proceso de multa, pues solo se inició durante el 2023 un proceso de multa, el cual es de fecha 11 de diciembre de 2023, que se encuentra contenido dentro de la subcarpeta "2023.12.11 Inicio Proceso de Incumplimiento OK", (Ver Anexo 3), los demás son comunicados relacionados con alertas.

Como se mencionó anteriormente, las alertas se realizan con el propósito de evitar que se materialice un incumplimiento que derive en la imposición de la multa y el consecuente descuento. En el mismo sentido, la clausula la Clausula Trigésima Tercera – Multas establece algunas causales para imponer la multa, así:

"CLAUSULA TRIGÉSIMA TERCERA – MULTAS
(..)
En especial, sin limitarse a ello, la cláusula procederá en supuestos como los siguientes:
- Que el CONTRATISTA incurra en retraso mayor o igual al 10% de desviación en la ejecución respecto a lo pactado en el PDT (Plan detallado de trabajo) acordado por las partes en el presente Contrato. "(énfasis propio)

Por lo anterior, el líder técnico, en su debida diligencia, realizaba las alertas informando el desfase del contratista, sin que aun llegara a una desviación mayor o igual al 10% de desviación en la ejecución respecto a lo pactado en el PDT (Plan detallado de trabajo), que hiciera procedente el inicio del trámite de multa y el consecuente descuento (Ver Anexo 2) como se muestra a continuación:

•2023.10.27 Desviación del PDT mayor al 5% OK
Comunicado: 20231027 Desviación del PDT mayor al 5%_V1

Dicho lo anterior y con el propósito de evitar que se materialice un incumplimiento al contrato, solicitamos en los términos establecidos en la presente comunicación, sea entregado por parte de MORELCO de manera formal, clara y concisa un comunicado estipulando las estrategias y planes de acción específicos para el cumplimiento del Contrato.

Recorte Comunicado: 20231027 Desviación del PDT mayor al 5%_V1

• 2023.11.10 Desviación del PDT mayor al 6,92% OK Comunicado: 20231110 Contrato 3050857 Morelco SAS Estación Orotoy_atraso_PDT

b) Con el propósito de evitar que se materialice un incumplimiento al contrato, solicitamos en los términos establecidos en la presente comunicación, sea entregado por parte de MORELCO de manera formal, clara y concisa un plan estipulando las estrategias y planes de acción específicos (con fechas, recursos, etc), con el fin de dar cumplimiento a la fecha de los Hitos pactados.

Recorte Comunicado: 20231110 Contrato 3050857 Morelco SAS Estación Orotoy_atraso_PDT

De otra parte, con relación a lo expuesto por la Contraloría cuando manifiesta que "Con corte al 28 de noviembre de 2023, el líder técnico del contrato reportó una desviación del 10,15 % en el avance físico total del proyecto, identificando 495 actividades pendientes correspondientes a las fases de ingeniería, procura, construcción, precomisionamiento y comisionamiento, nos permitimos hacer las siguientes precisiones:

Una vez identificado un porcentaje de desviación en el PDT superior al 10%, y de conformidad con lo pactado en el contrato, se dio inicio del procedimiento establecido en la CLAUSULA TRIGÉSIMA TERCERA – MULTAS – del CONTRATO No. 3050857 TIER 1 que indica:

"Para los efectos de la presente cláusula se surtirá el siguiente procedimiento:
i. El Administrador comunicará por escrito al CONTRATISTA de la falta de cumplimiento de la obligación contractual, precisando su contenido y alcance.
ii. recibida la comunicación, dentro de los tres (3) días hábiles siguientes, el CONTRATISTA podrá responderla.
iii. El Administrador del Contrato analizará las explicaciones suministradas por el CONTRATISTA, y, de resultar aceptables, se lo hará saber a éste; en caso contrario le comunicará que se procederá a la deducción previsto en esta Cláusula (igual comunicación se dará en caso de que el CONTRATISTA no indique razón alguna)".

Es decir, una vez identificado el posible incumplimiento contractual, el cual debe ser enmarcado dentro de lo pactado en el contrato y el principio de proporcionalidad, Ecopetrol inicia el procedimiento notificando por escrito el posible incumplimiento y el contratista tiene 3 días para exponer sus argumentos, Ecopetrol debe revisar y notificar el análisis de los argumentos expuestos y en caso de no considerarlos procedentes, imponer la sanción tasada en 0,2% del valor del contrato por cada día de incumplimiento, hasta completar el 10% del valor del contrato como máximo.
La información que soporta el debido proceso en este caso (Ver Anexo 3), está incluida en los documentos entregados a la Contraloría así:

•2023.12.11 Inicio Proceso de Incumplimiento OK
Comunicado: Inicio Tramite de Multa Morelco

En comunicado de fecha 11 de diciembre de 2023, se notifica al aliado el primer inicio de proceso de incumplimiento una vez se materializa un posible atraso superior al 10% en el PDT, lo que configura un presunto incumplimiento contractual y, por ende, mediante comunicado de ASUNTO: 3050857 TIER 11 - NOTIFICACION DE INICIO DE TRAMITE DISPUESTA EN LA CLÁUSULA TRIGESIMA TERCERA MULTAS / INCUMPLIMIENTO DE OBLIGACIONES CONTRACTUALES. Se da inicio al trámite pactado.
Como se observa, en la notificación se relaciona claramente en el asunto el inicio del proceso de incumplimiento y dentro del documento se indica la obligación presuntamente incumplida y adicionalmente se relaciona el trámite dispuesto en la cláusula de multas, para garantizar el debido proceso según lo estipula el contrato.

ASUNTO: 3050857 TIER 1[1] - NOTIFICACION DE INICIO DE TRAMITE DISPUESTA EN LA CLÁUSULA TRIGESIMA TERCERA MULTAS / INCUMPLIMIENTO DE OBLIGACIONES CONTRACTUALES

Recorte Comunicado Inicio Tramite de Multa Morelco

El documento de notificación de inicio de un proceso de multa por un posible incumplimiento del contrato destaca claramente las obligaciones incumplidas, las razones del incumplimiento, el monto de la multa y se da traslado al contratista con el fin de que este exponga las razones por las cuales considera que no existe incumplimiento y que Ecopetrol debe tener en cuenta para no multarlo, de conformidad con el procedimiento pactado en la cláusula Trigésima Tercera Multas así:

3. OBLIGACIONES INCUMPLIDAS

En consideración de lo anterior y teniendo en cuenta lo dispuesto en el Contrato, se evidencia situaciones de incumplimiento de las siguientes obligaciones:

3.1. Obligación pactada en el Numeral 1[3] de la **CLÁUSULA DÉCIMA. - OBLIGACIONES ESPECIALES DEL CONTRATISTA**

4. TRÁMITE DE DESCUENTO COMO MULTA:

De conformidad con el procedimiento consagrado en la **CLAUSULA TRIGÉSIMA TERCERA MULTAS** que señala:

*"Con el fin de asegurar el cumplimiento de las obligaciones del presente **Contrato**, el **CONTRATISTA** en desarrollo del principio de la autonomía de la voluntad privada ejercida mediante la celebración de este **Contrato**, se sujeta, acepta y autoriza, que en caso de falta de cumplimiento total o parcial de las obligaciones a su cargo previstas contractualmente **ECOPETROL** a título de multa, adelante las acciones pertinentes para el cobro y reconocimiento efectivo del valor que se adeude por este concepto, lo cual incluye, sin limitarse a ello, la deducción de los saldos a favor del **CONTRATISTA** o de cualquier suma que le fuere adeudada por esta **Sociedad**, por un valor equivalente al punto dos por ciento (0.2%) del valor global fijo del contrato por cada día de incumplimiento. En todo caso la suma de todas las multas no podrá exceder el 10% del valor total del Contrato.*

La deducción se hará efectiva con cargo a la factura correspondiente al mes siguiente a aquél en que le fuere comunicado por el Administrador del Contrato o hasta el balance final

La multa procede en los casos de falta de cumplimiento total o parcial de las obligaciones contractuales pactadas, en los eventos de entrega de actividades (bienes o servicios) no ajustados a los requerimientos o especificaciones establecidos en el Contrato o en los documentos del mismo; o se realice o ejecuten de manera diferente a la contratada o por fuera de los plazos o términos previstos en el contrato o en la ley, según sea el caso.

En especial, sin limitarse a ello, la cláusula procederá en supuestos como los siguientes:

- Que el CONTRATISTA incurra en retraso mayor o igual al 10% de desviación en la ejecución respecto a lo pactado en el PDT (Plan detallado de trabajo) acordado por las partes en el presente Contrato. (...)

Para los efectos de la presente cláusula se surtirá el siguiente procedimiento:

*i. El Administrador comunicará por escrito al **CONTRATISTA** de la falta de cumplimiento de la obligación contractual, precisando su contenido y alcance.*

*ii. recibida la comunicación, dentro de los tres (3) días hábiles siguientes, el **CONTRATISTA** podrá responderla.*

*iii. El Administrador del **Contrato** analizará las explicaciones suministradas por el **CONTRATISTA**, y, de resultar aceptables, se lo hará saber a éste; en caso contrario le comunicará que se procederá a la deducción previsto en esta Cláusula (igual comunicación se dará en caso de que el **CONTRATISTA** no indique razón alguna). (...)*

Conforme lo acordado por las partes en el Contrato, el monto del apremio pactado por un valor equivalente al punto dos por ciento (0.2%) del valor global fijo del contrato por cada día de incumplimiento, que podrá ser descontado directamente del saldo a favor del Contratista, se describe a continuación:

CONTRATO No. 3050857 TIER 1		VALOR DESCUENTO (0.2%) del valor global fijo del contrato por cada día de incumplimiento.)
VALOR ACTUAL DEL CONTRATO	$364.621.334.197	$5.833.941.347
	USD 155.849.039	USD 2.493.584,62

Por lo anterior expuesto, se solicita al Contratista que, dentro de los 3 días hábiles siguientes al recibo de la presente comunicación, realice las explicaciones y aclaraciones que considere pertinentes sobre la presente situación. No obstante, reiteramos que "Por el hecho de hacer efectivo el descuento no se entenderán extinguidas las obligaciones emanadas del contrato", y de manera atenta se solicita al Contratista la adopción inmediata de las medidas necesarias para garantizar el cumplimiento integral de las obligaciones que motivan la presente comunicación

Por tanto, el 27 de febrero de 2024 una vez revisados los argumentos del contratista y al evidenciar que los argumentos entregados por el contratista evidenciaban situaciones no imputables a las partes por ende, el porcentaje de atraso imputable al aliado era inferior al

10%, y no se cumple con el presupuesto establecido en la cláusula trigésima tercera multas, da como resultado el cierre al proceso de trámite de multa (Ver Anexo 3), según lo estipula el contrato en la respectiva clausula así:

•2024.02.27 NOTIFICACION FINALIZACION MULTA OK
Comunicado: NOTIFICACION DE FINALIZACION MULTA

5. CONCLUSIONES

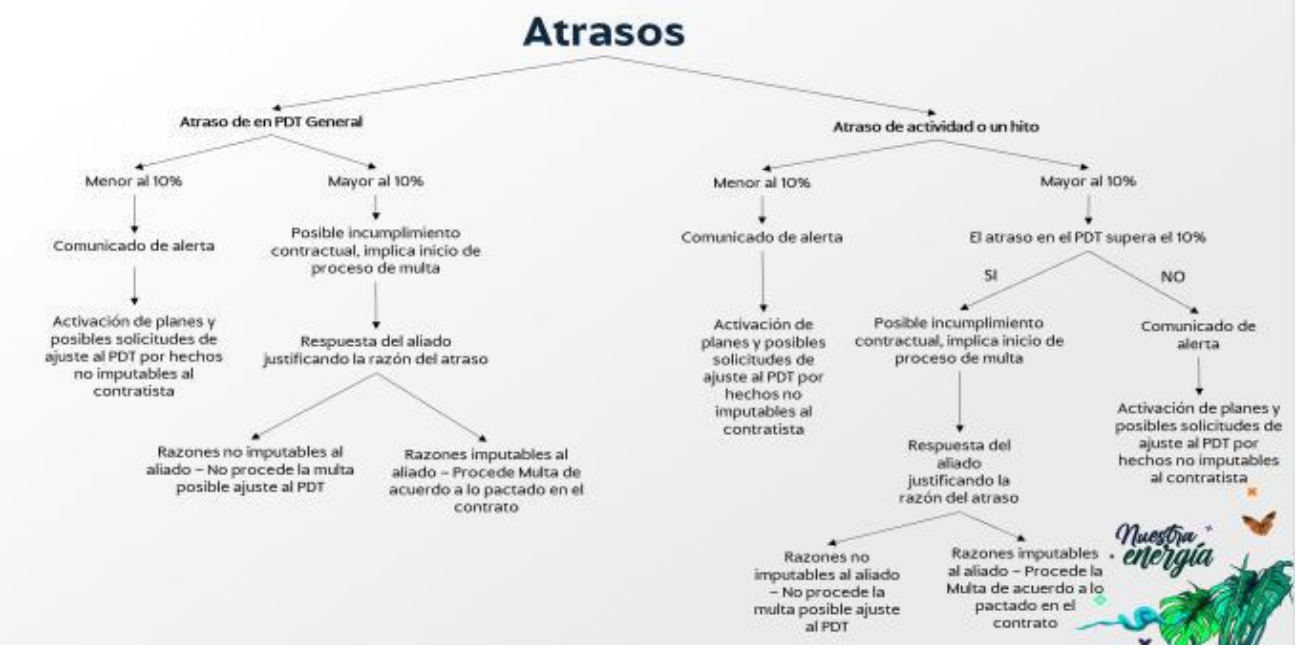
En virtud de lo expuesto, y una vez analizada la respuesta de MORELCO SAS mediante comunicado 2203-3050857-MSAS-ECP-CAR-112, como se detalló en el numeral 3 de este documento, se determinó que el 0,64% del retraso que se presentaba al corte del inicio del procedimiento de multa correspondía a hechos **externos a las Partes** y, por lo tanto, el porcentaje total de retraso con corte al 28 de noviembre de 2023 atribuible al contratista correspondía al 9,51%, razón por la cual, se acoge la recomendación del Líder Técnico, según la cual, no se aplica la multa en razón a que el porcentaje de atraso no superaba el 10 %, por lo tanto no se configura incumplimiento contractual y se da cierre al trámite.

El hecho de que **ECOPETROL** se abstenga de aplicar la multa para el presente caso no significa la renuncia a sus derechos contractuales, por lo tanto, **ECOPETROL** podrá dar aplicación a otras medidas contractual y legalmente previstas, si a ello hubiere lugar, con ocasión de los incumplimientos del contratista, como tampoco libera al **CONTRATISTA** de su responsabilidad en relación con la adopción inmediata de las medidas necesarias para garantizar el cumplimiento integral de sus obligaciones contractuales, de manera que, no se entenderán extinguidas las obligaciones emanadas del Contrato.
Cordialmente,

Recorte Comunicado: NOTIFICACION DE FINALIZACION MULTA

De lo anterior se concluye que, cada uno de los comunicados remitidos desde el área técnica como alertas de desviaciones, incluso con el inicio de proceso de incumplimiento por atrasos superiores al 10% en el PDT, situación que no se materializó, no significa automáticamente la aplicación de multas y en consecuencia el descuento pactado, pues se debía realizar el debido proceso; las alertas y notificaciones de los posibles incumplimientos hacen parte de la debida diligencia del líder técnico, que a pesar de ser un contrato de tipo EPC (Ingeniería, Procura y Construcción), realizó un seguimiento exhaustivo al contratista, evidenciado en los comunicados de alerta cuyo único fin era el de evitar la materialización de un incumplimiento que llevara a Ecopetrol a acudir a la CLAUSULA TRIGÉSIMA TERCERA – MULTAS, es decir fue una gestión preventiva y de seguimiento constante por parte de Ecopetrol desde el inicio del contrato, pues se reitera que el objetivo de Ecopetrol no es multar a los contratistas, sino lograr la realización de los proyectos que apalanquen la producción de la compañía y el desarrollo del país, es así como, en este caso, este seguimiento llevó a que el 24 de octubre de 2024 se diera el arranque temprano del Hito 15 K, habilitando la producción de 15 mil barriles de crudo y un avance total del proyecto con corte al 30 de diciembre de 2024 del 86,377%.

Es importante aclarar a la Contraloría que las referidas comunicaciones de alertas y referencias en actas sobre atrasos, no constituían por si un inicio de proceso de multa pues se daba un análisis de los mismos previó a una posible aplicación de multa al contratista, como se muestra en la siguiente imagen:



Recorte presentación mesa técnica de fecha 6 de noviembre de 2025 diapositiva No. 6 (Ver Anexo 5)

En ese sentido, ECOPETROL aplicó los principios de proporcionalidad, razonabilidad y conveniencia institucional, conforme a los lineamientos internos de gestión contractual que orientan las decisiones hacia el mejor resultado técnico y económico para la empresa. Bajo estos lineamientos, las medidas adoptadas se enfocaron en garantizar la continuidad operativa del proyecto y minimizar los impactos derivados de los atrasos, priorizando el interés corporativo sobre acciones sancionatorias que pudieran poner en riesgo el cumplimiento de los objetivos estratégicos del CPF Orotoy.

En cuanto al tema de no haber realizado la terminación anticipada del contrato en el periodo de ejecución, esto se debió a que no se dieron los presupuestos para la misma.
En conclusión, la multa impuesta por Ecopetrol fue oportuna y dentro de la vigencia del contrato, en relación con el efecto de la contabilización de la multa en el plazo de cierre y balance, la jurisprudencia del consejo de estado ha señalado:

“Tal circunstancia por sí sola no le resta el carácter conminatorio, si se tiene en consideración que mientras se resolvía el recurso de reposición, el cual, según se ha reflexionado por la jurisprudencia de esta Corporación, puede exceder el plazo contractual -no así la decisión primigenia contentiva de la sanción-, aun en sede de la impugnación la parte seguía en condiciones de apremio, al punto de que, mientras se decidía el recurso bien podía allanarse al cumplimiento de los compromisos insatisfechos, tal cual ocurrió, pues, gracias a ese proceder surgió la base fáctica para disminuir el monto de la multa impuesta en el acto originario’” 7

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, se reitera, que no se comparte por Ecopetrol las afirmaciones del equipo auditor de la Contraloría respecto de que no se inició el trámite de

imposición de multa durante la ejecución del contrato, de acuerdo con los documentos que reposan en el expediente contractual, Ecopetrol inició el 28 de noviembre de 2024 el procedimiento de multa consagrado en la cláusula trigésima tercera, fundamentado en el hecho de que el contratista se encontraba en mora de pagar las obligaciones asumidas frente a sus proveedores para el desarrollo del objeto del contrato celebrado con Ecopetrol.

No puede predicarse por parte la Contraloría una falencia en la oportunidad del ejercicio de las acciones conminatorias, pues es sabido y obra en los documentos del expediente que Ecopetrol dio inicio y conminó al contratista estando vigente el contrato. Es importante señalar que, de acuerdo con la cláusula de multa pactada en el contrato, la contabilización de la multa se genera a partir de la notificación del incumplimiento al contratista para este caso entre el 28 de noviembre del 2024 y el 16 de enero de 2025.

Por lo anterior se reitera que, no se configura un detrimento patrimonial en razón a que aún no se han agotado las instancias a las que puede acudir Ecopetrol para el cobro de la multa y que continua diligentemente realizando los trámites pertinentes, encaminados a una acción judicial, con probabilidades de éxito de acuerdo con el juicio experto de AON, tal y como consta en el informe que fue aportado oportunamente en el requerimiento de fecha 17 de septiembre de 2025 y que se encuentran en la carpeta denominada" Anexo 1" documento denominado 11. CASO OROTOY - INFORME AON (Ver Anexo 4); queda demostrado entonces, que los servidores públicos de Ecopetrol actuaron con la debida diligencia, en oportunidad y con respeto a las normas, lo que derivó en capitalizar beneficios manteniendo el estimado de valor e incluso superándolo.

De lo anterior, se concluye que, las acciones tomadas por Ecopetrol se dieron en el tiempo oportuno y una vez se presentaron los causales que permitían la activación de las diferentes clausulas pactadas en el contrato.
Las actuaciones adoptadas por quienes tenían a su cargo la supervisión del contrato estuvieron ajustadas a lo establecido en la Guía de Lineamientos Generales de Gestión Contractual. Con esto lo que se demuestra es que no puede predicarse que se haya presentado un incumplimiento de los deberes funcionales de los servidores públicos encargados del aseguramiento del proceso.
Con fundamento en lo anterior se le solicita el ente de control desestimar su observación del informe final de auditoría. Se adjunta con el presente documento los siguientes anexos:
Anexo 1: Carpeta "1. Expediente Multa"
Anexo 2: Carpeta "comunicados tecnicos"
Anexo 3: Documento "2023.12.11 Inicio Proceso de Incumplimiento OK"
Documento "2024.02.27 NOTIFICACION FINALIZACION MULTA OK"5
Anexo 4: Documento" 11. CASO OROTOY - INFORME AON"
Documento" Levantamiento de objeción"
Anexo 5: Presentación" OBSERVACIÓN No 2 CONTRALORIA GENERAL DE LA REPUBLICA"".

3. Respuesta de la entidad al Observación No.03 - Hallazgo 6. Control sobre el suministro y destino del ACPM

ECOPETROL S.A. da cumplimiento a lo establecido en el "Procedimiento para la operación de la estación de servicio", tal y como se detalla a continuación:

Para la autorización de ACPM a vehículos, el procedimiento menciona lo siguiente: "Diligenciar el formato EGP-F-405 vigente o el que haga sus veces con los datos del vehículo para autorizar el suministro de combustible…" Al respecto, ECOPETROL S.A se permite compartir (tomamos para este ejercicio el mes de agosto), en el Anexo No. 1 denominado "Registros y Formatos", el registro de suministro de combustible y los formatos EGP-F-405 para los vehículos con las siguientes placas: LYM000 / FSV845 / LYM366 / R-50788 / T7623 / T7622 / LYM048 / R59578 / LNQ995 / R-28482, de la empresa Tucker Energy, debidamente radicados, diligenciados y con las firmas de cada uno de los responsables del proceso:

- Funcionario HSE, encargado de verificar condiciones de seguridad.
- Líder técnico o interventor del contrato, quien certifica la necesidad del suministro.
- Jefe del área en la cual presta servicio el aliado.
- Funcionario a cargo de CDM, responsable del control operativo.

Una vez autorizado el vehículo, para el suministro de ACPM, el procedimiento menciona lo siguiente "Diligenciar la planilla de control manual de suministro de combustible a vehículos…" ECOPETROL S.A se permite compartir como ejemplo de la correcta aplicación del procedimiento, en el mismo Anexo 1 "Registros y Formatos", la hoja de excel PCS T7623 con la planilla de control de suministro de combustible relacionada con un vehículo del aliado Tucker, con el sello de autorización y debidamente diligenciada con los siguientes campos:

- Placa y tipo de vehículo.
- Factor de suministro.
- Lectura del odómetro o horómetro.
- Nombre y cédula del conductor.
- Fecha de inicio del contrato.
- Área de prestación del servicio.
- Fecha de expedición de la planilla.

Adicionalmente, el procedimiento indica que cada vez que se requiera suministro de ACPM se debe "Validar el correcto diligenciamiento de la planilla y verificar kilometraje que registra el vehículo. Verificar que la información consignada en la planilla de la EDS sea la misma de la planilla del conductor y autorización del vehículo. Validar calidad e integridad de la

misma...” como se observa en dicho documento en cada una de las solicitudes de tanqueo se realizó el respectivo diligenciamiento de la información solicitada:

- Fecha del suministro.
- Datos del conductor.
- Kilometraje del vehículo.
- Cantidad de galones suministrados.
- Factor de consumo aplicado.

Para el cálculo del volumen a suministrar el procedimiento indica “Realizar el cálculo de los galones a suministrar usando la siguiente fórmula: Km Actual – Km anterior / Factor del vehículo”; como se observa en la planilla de suministro este procedimiento se siguió y los valores de combustible suministrado nunca estuvieron por encima del factor de consumo.
De otra parte, para la autorización de ACPM a través de entregas puntuales el procedimiento menciona lo siguiente “Diligenciar el formato DPD-F-007 vigente o el que haga sus veces (actualmente denominado EGP-F-400), con los datos del vehículo o equipo, para autorizar el suministro de combustible y la cantidad solicitada. El formato debe estar por cada vehículo o equipo y debe seguir la ruta de autorizaciones”; al respecto, ECOPETROL S.A se permite compartir en el Anexo 1 “Registros y Formatos”, hojas P1052 / P1057/ P1063 / P10649) las autorizaciones EGP-F-400 de entregas puntuales de combustible relacionadas al aliado Tucker, y tomando como ejemplo el periodo Agosto/2025. Dichos formatos cuentan con los sellos que demuestran que fueron debidamente radicados y están diligenciados con las autorizaciones de cada uno de los responsables del proceso

- Líder técnico o interventor del contrato.
- Líder del área de ECP.
- Representante del aliado receptor, quién recibe.
- Funcionario de Terpel encargado de la entrega.

En estos documentos se puede observar que el volumen autorizado y entregado en cada formato fue el estipulado en los formatos EGP-F-400, 260 galones de ACPM, volumen que fue recibido a satisfacción por el responsable del retiro de combustible.

Estas entregas puntuales se realizan directamente en la EDS, siendo responsabilidad del líder técnico de ECOPETROL S.A del contrato y el aliado; el transporte, manejo y administración del combustible recibido, de acuerdo con lo establecido en el numeral 3.2.3. Solicitud, del Procedimiento para la Operación de la Estación de Servicio (EDS)

Adicionalmente ECOPETROL S.A, se permite precisar que, sí lleva registro de las entregas y/o suministros de combustibles realizadas desde la EDS, ver Anexo 1 “Registros y

Formatos", hoja Registro Diario en donde referencia las entregas de combustible ACPM al aliado Tucker tomando como ejemplo el mes de agosto 2025, dichos registros son producto del diligenciamiento diario en un repositorio informático y son los insumos para realizar los procesos de cierre y conciliación.

Por lo anteriormente expuesto se confirma que, ECOPETROL S.A., si realiza un estricto cumplimiento al protocolo de autorizaciones, control y suministros de ACPM, y lleva mediante sistemas de información los registros que respaldan la trazabilidad y el seguimiento de esas entregas de combustible.

Con relación a la verificación de lo autorizado, lo despachado y lo consumido, ECOPETROL S.A se permite precisar que el "Procedimiento para la operación de la estación de servicio" no solo establece los controles documentales, sino que también indica las validaciones y controles a establecer para la autorización, el despacho y el cierre o conciliación de combustibles, algunas de estas acciones se describen a continuación:

Para vehículos o máquinas, ECOPETROL S.A garantiza que la cantidad de combustible suministrado sea acorde a las características técnicas del vehículo o máquina respecto al kilometraje y/o horas trabajadas; con el cilindraje del vehículo se calcula el factor de suministro o de vehículo, que se estipula dentro del procedimiento así "$Factor\ de\ Suminsitro$ = 74630 / CC". Para el cálculo del volumen a suministrar el procedimiento indica "Realizar el cálculo de los galones a suministrar usando la siguiente fórmula: Km Actual – Km anterior / Factor del vehículo" como se observa en la planilla de control de suministro de combustible que ECOPETROL S.A se permite compartir en el Anexo No.1 "Registros y Formatos", hoja PCS T7623, se puede verificar que este procedimiento se cumplió, en dicha planilla se observa un diligenciamiento correcto de las variables asociadas al cálculo de la fórmula como factor de suministro, kilometraje y los cálculos de control enunciados anteriormente y que los valores de combustible suministrado nunca estuvieron por encima del factor de consumo.

ECOPETROL S.A también realiza controles adicionales; en caso de observarse diferencias mayores a 1.000 kilómetros con la medida anterior (para mediciones con odómetro) y 150 horas (para mediciones con horómetro), la medida entregada será el promedio de los últimos suministros, que figuren en la planilla de control de suminist.ro de combustible.

Al finalizar cada jornada operativa, se realiza un proceso de cierre y conciliación que consiste en comparar:

- La cantidad de ACPM registrada el repositorio informático.
- Los registros físicos consignados en las planillas de la EDS.

Este proceso se apoya en dos fuentes técnicas de verificación:

- Medición estática de los tanques, que permite conocer el volumen real disponible.
- Lectura de los contadores de las pistolas, que refleja el volumen despachado por surtidor.

Adicionalmente la conciliación diaria es un mecanismo de control interno de la EDS que permite detectar inconsistencias, validar el cumplimiento de los despachos autorizados y asegurar la integridad del inventario de combustible.

Con referencia al uso del ACPM entregado al contratista, informamos que la cantidad solicitada en el formato para la autorización de entregas puntuales de combustible EGP-F-400, está basado en el número y características técnicas de los equipos, con lo cual se determina el promedio del consumo para los equipos estacionarios usados y validados en las operaciones de perforación y completamiento de Ecopetrol S.A.

A partir de la información entregada por el contratista a Ecopetrol S.A. para el inicio de las operaciones, referente al consumo promedio de cada equipo tenemos:

EQUIPO	MARCA	MODELO/SERIAL	FACTORES DE CONSUMO	CONSUMO DIA	CANTIDAD SEMANAL SOLICITADA	IMAGEN	IMAGEN2
Motosoldador Diesel	MILLER	Modelo/Serial: BOBCAT250/066G	Motor Kubota (versión diésel) Consumo estimado: Soldando a 150 amperios: aproximadamente 0.6 a 1.75 galones por hora	8.75 galones	60		
Montacarga	TOYOTA	Modelo 62-7FD25 Serial: OWI01A/627F	Tipo de motor: Combustión interna (diésel) Consumo promedio: 2 a 6 litros por hora (1.6 galones/h aprox) El consumo depende de la carga y frecuencia de uso.	2.82 galones	20		
Generador Eléctrico	CUMMINS	TD210743006	Tipo de combustible: Diésel Cummins T68x potencia principal (prime power) 68/54.4 kVA/kW A plena carga (100% de 54.4 kW): Consumo aproximado 13-15 litros por hora. (~3.96 gl/h) 50% de la carga (aproximadamente 27.2 kW): Consumo rango 7-9 litros por hora. (~2.38 gl/h)	25.8 galones	180		

De acuerdo con las características técnicas de los equipos mostrados en el cuadro anterior, se procedió a diligenciar y solicitar mediante el Formato EGP-F- 400 una cantidad de 260 GL semanales en condiciones normales de operación, este consumo puede variar de acuerdo con la continuidad operativa

La siguiente Gráfica muestra las entregas mensuales de Diesel 2024-2025

La gráfica muestra una línea de tendencia entre 1,020–1,040 GL por mes (aproximadamente 258 galones por semana), lo que se ajusta al requerimiento semanal aprobado.

Los picos y caídas pronunciadas que se observan en la gráfica, especialmente en los meses de noviembre de 2024 (773.18), marzo 2025 (519.26) y sobre todo mayo 2025 (260.00), siendo mayo el valor atípico más extremo, corresponden a reducción en la operación por temas de entorno los cuales no permitieron el libre desarrollo operacional.

En términos generales, la verificación realizada indica que el consumo se ajusta al volumen entregado. Es importante resaltar que el consumo puede variar por múltiples factores que influyen en su incremento o reducción (altura sobre el nivel del mar, temperatura, carga del motor, horas de operación por día etc.)

Por lo anteriormente expuesto se confirma que, ECOPETROL S.A., si realiza un estricto cumplimiento al protocolo de control de combustible entregado, vital para la operación semanal sin que hasta el momento se hayan presentado interrupciones de la ejecución del Contrato de Cementación de pozos de Ecopetrol S.A.
Como ejercicio de Gestión de Mejora, Tucker Energy Services, realizó en el mes de octubre de 2025 ajustes a su procedimiento interno con la Actualización del Procedimiento “Gestión de Combustible en las Operaciones de Caño Sur SSA-PR-461-02-60-39. Anexo No. 2.

También ajustó la “Planilla de Movimiento de Combustible SSA-PR-461-02-60-39-FO-01", Anexo No. 2A incluyendo algunas variables que pueden reforzar el control que se viene realizando hasta la fecha en cumplimiento a los procedimientos definidos por Ecopetrol S.A. y esa misma empresa. Compartimos la “Base de datos Control de Combustibles” con las implementaciones mencionadas, con controles diarios.

Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto, solicitamos respetuosamente a la Contraloría, retirar esta observación del Informe Final de la Auditoría, dado que está demostrado mediante los documentos anexos y la información consignada en esta respuesta, que se están cumpliendo los procedimientos establecidos para el control y suministro de combustible (autorización y despacho), en la estación de servicio y adicionalmente se realizan las validaciones del correcto uso y consumo del combustible en las operaciones de perforación y completamiento de ECOPETROL S.A.

4. Respuesta de la entidad al Observación No.04 - Hallazgo 02. Demora en la activación de la cláusula de toma de posesión ante incumplimientos del contratista. (Contrato No. 3050857 – MORELCO S.A.S.)

"No se comparte por ECOPETROL lo indicado por el ente de control respecto de la demora en la activación de la toma de posesión. De acuerdo con lo dispuesto expresamente por el contrato la cláusula trigésima primera no limita su aplicabilidad y oportunidad en el tiempo, tanto es así que Ecopetrol la aplicó durante la etapa de cierre y balance.

Para Ecopetrol de conformidad con el análisis técnico y administrativo en su momento, resultaba más riesgoso y oneroso realizar una retoma del proyecto en la recta final del plazo de ejecución, que permitir al contratista tener la posibilidad de cumplir el contrato en las condiciones pactadas, como en efecto sucedió, este fue el resultado de la aplicación del principio de preservación del contrato, el cual tiene como finalidad conservar su validez y continuidad cuando sea posible, privilegiando soluciones que mantengan su eficacia sobre decisiones que impliquen su terminación o resolución del vínculo contractual.

No debe perderse de vista en todo caso, que Ecopetrol estuvo dispuesto a garantizar la continuidad, incluso con la valoración y aceptación de reclamaciones económicas realizadas por el contratista, sin perder de vista la conmutatividad del contrato.

Al respecto Ecopetrol manifiesta que actúa frente a sus contratistas estableciendo un marco claro de supervisión, garantizando la legalidad de los contratos y protegiendo los recursos públicos actuando con transparencia y diligencia, supervisando el cumplimiento de las obligaciones que se encuentran consagradas en los respectivos contratos, pero también respetando sus derechos.

De acuerdo con lo dispuesto expresamente por el contrato, la cláusula trigésima primera no limita su aplicabilidad y oportunidad en el tiempo, pues además, durante la ejecución del contrato y a juicio de Ecopetrol los eventos presentados no hacían inviable el cumplimiento del objeto contratado, aún más tratándose de una tipología contractual EPC8 (Ingeniería, Procura y Construcción), en donde para ese momento se presentaba un cumplimiento de hitos en ingeniería y procura por un porcentaje de avance del (99,968% y 96,745% respectivamente); en cuanto a los retrasos de cumplimiento en las actividades del capítulo de construcción se realizaron análisis de riesgos durante la ejecución del contrato en donde

se verificaron las causas que daban lugar a las desviaciones y las acciones de mitigación propuestas por las partes.

Ecopetrol fue respetuoso de cada uno de los procesos y procedimientos pactados en el contrato, por tal motivo es importante indicar que cada una de las actuaciones adelantadas por Ecopetrol fueron realizadas de manera oportuna y con la mayor diligencia posible considerando la magnitud de las actividades que se derivan de la gestión de un contrato EPC (Ingeniería, Procura y Construcción) como el del CPF Orotoy.

En concordancia con lo anterior y con el fin de validar lo indicado es necesario realizar las siguientes precisiones:

La CLAUSULA TRIGÉSIMA PRIMERA – TOMA DE POSESIÓN establece la facultad para adelantar la toma de posesión de las obras o trabajos así:

"CLAUSULA TRIGÉSIMA PRIMERA – TOMA DE POSESIÓN
ECOPETROL se encuentra autorizado por el CONTRATISTA desde la suscripción del contrato, para adelantar la posesión de obras o trabajos en el caso que las mismas no sean entregadas por el CONTRATISTA en los términos previstos en el contrato. Cuando se presente la toma de posesión ECOPETROL podrá continuar y terminar las obras o servicios por sí mismo o disponer que se realice por terceros. En este caso, se podrán utilizar los materiales, bienes, elementos dispuestos en campo, y en general, cualquier bien o documento adquirido o elaborado por el CONTRATISTA o a su nombre.

La facultad para adelantar la toma de posesión de las obras o trabajos se ejercerá cuando se presente algunos de los siguientes eventos:
•Abandono de las obras por parte del CONTRATISTA, en cualquier momento de la vigencia del contrato, es decir en el plazo de ejecución o el de balance y cierre.
•Cuando el CONTRATISTA sea renuente a entregar las obras o trabajos adelantados y se niegue a proporcionar la información necesaria para el recibo a satisfacción por parte de ECOPETROL.
•Cuando medie incumplimiento del CONTRATISTA que imposibilite el recibo a satisfacción de las obras.
•Cuando se presente la terminación anticipada conforme lo señala el Contrato.
•Cuando se presente el balance y cierre del contrato de parte de ECOPETROL y no sea posible suscribir el acta de recibo final, o cuando se adelante la liquidación del contrato por vía judicial."

Es claro que las causales que podrían llevar a Ecopetrol a realizar la toma de posesión están definidas en el contrato y dichos eventos taxativos se materializaron de la siguiente manera durante el contrato:
•Abandono de las obras por parte del CONTRATISTA, en cualquier momento de la vigencia del contrato, es decir en el plazo de ejecución o el de balance y cierre.
Esta situación no se dio en el plazo de ejecución, pero si durante el plazo de cierre y balance.

•Cuando el CONTRATISTA sea renuente a entregar las obras o trabajos adelantados y se niegue a proporcionar la información necesaria para el recibo a satisfacción por parte de ECOPETROL.

Esta situación no se dio en el plazo de ejecución, pero si durante el plazo de cierre y balance.

•Cuando medie incumplimiento del CONTRATISTA que imposibilite el recibo a satisfacción de las obras.

Lo que realmente implicó la activación de la toma de posesión fue la imposibilidad de recibir a satisfacción las obras adelantadas por el contratista y la entrega de los equipos que eran necesarios para garantizar la confiabilidad de la operación y la continuidad de la construcción del CPF Orotoy. En este sentido, es durante el periodo de cierre y balance donde se materializa y se evidencia la no entrega de las obras por la ralentización de los procesos de entrega por parte de Morelco y el retiro progresivo del personal encargado de suministrar a Ecopetrol los entregables necesarios para este fin.

•Cuando se presente la terminación anticipada conforme lo señala el Contrato.
No se dieron los presupuestos para terminar anticipadamente el contrato, ya que solamente se materializó una causal de incumplimiento estipulada en el contrato relacionada con el incumplimiento de pago a proveedores, la cual culminó con el proceso de multa establecido en el contrato cuya finalización se dio el día 16 de enero de 2025, con el monto máximo permitido de sanción en el contrato y en el plazo de cierre y balance, es decir dentro de la vigencia contractual.

•Cuando se presente el balance y cierre del contrato de parte de ECOPETROL y no sea posible suscribir el acta de recibo final, o cuando se adelante la liquidación del contrato por vía judicial.

Si bien la toma de posesión se realizó el 26 de febrero del 2025, el contrato continuaba en el proceso de cierre y balance, por tanto, no podría decirse que no era posible suscribir el acta de cierre y balance, por consiguiente, esta causal tampoco se materializó.

Se precisa entonces que la causal invocada por Ecopetrol para efectuar la toma de posesión se activa al identificar la imposibilidad de poder dar recibo a satisfacción de las obras y equipos que eran necesarios para garantizar la continuidad a la etapa operativa y constructiva del CPF Orotoy, por eso ante la ralentización de los procesos de entrega por parte de Morelco y al retiro progresivo del personal encargado del cierre y balance, situación que como bien se indicó, se empezó a presentar a finales de enero y comienzos de febrero del año en curso, Ecopetrol activa la cláusula de toma de posesión.

Afirma el equipo auditor que “Durante la ejecución del contrato, Ecopetrol emitió más de veinte comunicaciones formales y múltiples actas de comité en las que se advertía al contratista sobre los reiterados atrasos en el cronograma, el incumplimiento de los hitos del

proyecto, la deficiente planeación y la baja asignación de personal en campo. Sin embargo, pese a que los incumplimientos eran evidentes y hacían inviable el recibo a satisfacción de las obras, circunstancia que, conforme con lo estipulado en el contrato, constituía causal directa para la aplicación de la cláusula de toma de posesión, Ecopetrol no activó esta medida durante la vigencia del contrato, permitiendo que las desviaciones continuaran acumulándose y solo hasta el 26 de febrero de 2025, casi dos meses después de la fecha de terminación del contrato (30 de diciembre de 2024), la entidad procedió a formalizar la toma de posesión, cuando ya las actividades ejecutadas en desarrollo del contrato presentaban afectaciones derivadas de la inacción previa.

La anterior situación fue ocasionada por debilidades en la supervisión del contrato, que no permitió corregir a tiempo los incumplimientos del contratista, lo que impidió aplicar de manera oportuna los mecanismos de control previstos en el clausulado. Esta reacción tardía redujo la capacidad de la entidad para anticipar y mitigar los impactos operativos, afectando la oportunidad en la ejecución de las obras."

Contrario a lo indicado por la Contraloría, no se presentaron debilidades en la supervisión del contrato, el seguimiento exhaustivo realizado por Ecopetrol permitió corregir a tiempo las desviaciones del contratista, aplicando de manera oportuna los mecanismos de control establecidos en el contrato luego de analizar la pertinencia y conveniencia en cada caso específico, esta anticipación y mitigación de alertas evitó impactos operativos garantizando la entrada temprana del 15K el 24 de octubre de 2024 y con la aplicación de la toma de posesión habilitó a Ecopetrol para tomar las medidas técnicas y operativas con miras a garantizar la continuidad operativa del proyecto y aumentar la capacidad del CPF de recibir hasta 35 mil barriles, situación que se dio dos meses antes de la fecha en que se presentó en el comité de inversiones en el Control de cambio No. 1 para el proyecto On Akacias A2.2. Es importante aclarar a la Contraloría que las referidas comunicaciones de alertas o desviaciones, no significa automáticamente la aplicación de multas y/o la aplicación de la toma de posesión, en consecuencia, cada caso específico se debe analizar con el fin de garantizar el debido proceso y derecho de contradicción, pues la alerta o desviación presentada puede deberse a situaciones que no son imputables a las partes y por ende se debe tener en cuenta antes de concluir la responsabilidad del Contratista y de activar las cláusulas establecidas contractualmente.

Es importante precisar que, contrario a lo expuesto por el equipo auditor, no se presentaron debilidades en la supervisión y mucho menos se aplicaron de manera extemporánea los mecanismos previstos en el clausulado contractual, toda vez que Ecopetrol, aplicó los principios de proporcionalidad, razonabilidad y conveniencia institucional, conforme a los lineamientos internos de gestión contractual que orientan las decisiones hacia el mejor resultado técnico y económico para la empresa. Bajo estos lineamientos, las medidas adoptadas se enfocaron en garantizar la continuidad operativa y constructiva del proyecto y minimizar los impactos derivados de los atrasos, priorizando el interés corporativo sobre acciones sancionatorias que pudieran poner en riesgo el cumplimiento de los objetivos estratégicos del CPF Orotoy.

En conclusión, ECOPETROL estando bajo la vigencia del contrato (el cual incluye el tiempo de balance y cierre con fecha de terminación final del 30 de abril de 2025)9, inició el trámite de toma de posesión el 10 de febrero de 2025 cuando se evidenció que, luego de la terminación por vencimiento del plazo de ejecución de obra, (30 de diciembre de 2024), Morelco no entregaba de manera oportuna y con la celeridad requerida por Ecopetrol la información necesaria para garantizar la continuidad operativa y constructiva del CPF Orotoy

En ese sentido, la toma de posesión se inició internamente el 7 de febrero de 2025, notificándole al contratista el inicio el proceso el 10 de febrero de 2025 y que una vez surtido el debido proceso establecido en el contrato se ratifica al contratista el 26 de febrero de 2025 la aplicación de toma de posesión. La medida fue adoptada en el momento en que se evidenció (a finales del mes de enero y comienzos de febrero de 2025), el desinterés del contratista (retiro de personal técnico y falta de recursos operativos), para la entrega de las obras ejecutadas, equipos, materiales y elementos bajo su custodia, según lo planteado y conciliado en la reunión de finalización del contrato del 31 de diciembre de 2024.

De esta forma, la activación de la toma de posesión respondió a la materialización de una de las causales establecidas en el contrato, la cual se presentó en el plazo de cierre y balance, en donde Ecopetrol optó por tomar posesión de las obras con el fin de mitigar el riesgo operativo y garantizar la continuidad constructiva, situación que se da frente al desinterés del contratista en efectuar la entrega de sus obras al vencimiento del plazo de ejecución.

La acción realizada por Ecopetrol demuestra que la toma de posesión no fue extemporánea, sino una medida adoptada de manera estratégica, prudente y dentro del marco contractual vigente con objetivo de garantizar la continuidad operativa y la finalización del proyecto:

Esta decisión permitió:
•Mantener la ejecución controlada del proyecto y la operación del CPF Orotoy.
•Evitar afectaciones económicas derivadas de la terminación de ejecución de obra del contrato y el desinterés evidenciado por parte de MORELCO para el cierre de este.
•Salvaguardar los activos, materiales y equipos en campo, incorporándolos a la continuidad constructiva.
•Cumplir los objetivos estratégicos del proyecto dentro del horizonte temporal definido.
•Gestionar el Entorno para dar tranquilidad a los proveedores locales de la continuidad del proyecto y evitar manifestaciones que afectaran la operación del Campo.

De lo anterior se concluye que, no se configuró debilidad en la supervisión, por el contrario, Ecopetrol actuó de manera diligente y conforme a las facultades contractuales, al marco normativo interno, privilegiando el interés institucional y la sostenibilidad del proyecto.

La decisión de toma de posesión del contrato suscrito con Morelco constituyó una acción de debida diligencia empresarial que se realizó oportunamente, cuando se materializó inicialmente una de las causales pactadas en el contrato que permitió la activación de la cláusula Trigésima Primera – Toma De Posesión y con apego al debido proceso lo cual garantizó mantener la operación del 15K y llegar a hoy a una capacidad de 35K en el CPF Orotoy, con lo anterior queda demostrado que los servidores públicos de Ecopetrol actuaron acatando las obligaciones y deberes funcionales que exigen propender por la materialización de los propósitos organizacionales bajo los postulados de eficiencia económica y cumplimiento de la ley.

Las actuaciones adoptadas por quienes tenían a su cargo la supervisión del contrato estuvieron ajustadas a lo establecido en la Guía de Lineamientos Generales de Gestión Contractual. Con esto lo que se demuestra es que no puede predicarse que se haya presentado un incumplimiento de los deberes funcionales de los servidores públicos encargados del aseguramiento del proceso teniendo en cuenta que no se presentaron afectaciones y además se superaron las expectativas de tratamiento de crudo que hoy superan las necesidades operacionales.

Con fundamento en lo anterior se le solicita el ente de control desestimar su observación. Se adjunta con el presente documento los siguientes anexos:

5. Respuesta de la entidad al Observación No.06. - Hallazgo 07. Maduración del caso de negocio en el proyecto Aura

Respuesta de la Vicepresidencia Ejecutiva de Energías para la Transición

"Lo primero que respetuosamente quisiéramos aclarar es que la Iniciativa Aura fue catalogada como un proyecto mayor (estudio / variante 1) (en adelante el "Proyecto Aura" o el "Proyecto") De forma esquemática, la siguiente la figura 01 ilustra las fases de maduración, ejecución y cierre del proceso EDP, dando cuenta que cada una de las fases que se deben surtir tienen actividades y entregables acordes al nivel de incertidumbre del proceso. Es importante resaltar, que previo a cada compuerta de decisión en la que se sanciona la fase, se realiza un aseguramiento de la información técnica y entregables del proceso.

La Fase 1 del Proyecto Aura se centró únicamente en la caracterización de oportunidades de producción de hidrógeno de bajas emisiones en la refinería de Barrancabermeja, priorizando la elaboración de un listado amplio de alternativas para la canasta de suministro de energía preconceptual y producción de hidrógeno verde vs hidrógeno azul, en la que se concluyó que la mejor alternativa sería la producción de hidrógeno verde con un mix de energía solar y biomasa. Importante resaltar que, hasta esta instancia no se consideraron premisas sobre el uso del hidrógeno para fines diferentes al consumo interno en la refinería, como tampoco se abordó la participación de aliados tecnológicos específicos.

Con base en esa caracterización y la información recabada a esa fecha, el Proyecto Aura surtió la etapa de Assurance Review el 4 de mayo de 2022, en la que se concluyó que el Proyecto cumplía con el nivel de información y de definición requeridos para obtener la aprobación de la Fase de Caracterización (Fase 1), por lo que se pudo avanzar a la siguiente fase de Selección (Fase 2). No se

identificaron hasta ese momento brechas con carácter impeditivo, que no permitiesen que el Proyecto avanzara a su siguiente fase.

Posteriormente, se presentó al Subcomité de Inversión Soluciones de Bajas Emisiones del 20 de mayo de 2022, en el que se aprobó la presentación al Comité de Inversiones "CIN" para sanción de fase, previa atención a las siguientes recomendaciones: i) resaltar el enfoque estratégico del proyecto en la estrategia 2040; ii) indicar los cambios en alcance, tiempo y costos respecto al start up; iii) describir los principales aprendizajes de la fase 1 y iv) detallar el trabajo y optimizaciones a desarrollar en fase 2 con énfasis en el rol de aliados estratégicos, tiempos, costos y alcance.

La Fase 2 se centró en la selección de alternativas técnicas como ubicación de la planta, fuentes y rutas de conexión para agua, energía eléctrica y entrega del hidrógeno producido. Para ello, el equipo del proyecto EDP fue responsable de la maduración del componente técnico asociado a las áreas de: ingeniería, viabilidad ambiental, inmobiliaria y de territorio, construcción, gestión precontractual, HSE, calidad, materiales, seguridad de procesos, planeación y programación, costos, control y gestión de riesgos, en tanto que, el componente financiero, suministro de energía, asesoría legal, relacionamiento con aliados, posibles offtakers, y el componente regulatorio fue abordado desde el equipo extendido del proyecto, compuesto por otras áreas de la compañía, y su integración al caso de negocio y a la maduración del Proyecto se coordinó a través del Líder Integrador del Proyecto y Desarrollador de Negocio de hidrógeno verde.

Lo anterior, se explica en detalle en la diapositiva 24 de la presentación al CIN para la sanción de Fase 2 (ver documento 2023_03_16 Sancion Fase 2 GRB_V7). Siguiendo la metodología referenciada, se precisa que el Proyecto Aura no solo contó con la instancia de decisión aprobatoria mencionada ante el Comité de Inversión (CIN) el 16 de marzo de 2023, sino también tuvo que surtir una Revisión de Aseguramiento o Assurance Review (AR) y una presentación del Proyecto ante el Subcomité de inversiones de Nuevas Energías.

El Assurance Review (AR) es realizado por un equipo revisor multidisciplinario que hace la revisión y el aseguramiento de la información desarrollada por el Proyecto, estableciendo su completitud o brechas impeditivas que deben subsanarse o por el contrario rechaza el nivel de maduración, previo a la presentación en una instancia de decisión. Los resultados del AR de la Fase 2 del Proyecto fueron emitidos el 20 de diciembre de 2022, en el que se evidencia que no se encontraron brechas que comprometerían la madurez/ejecución del Proyecto. No obstante, se dejó dentro de los comentarios del documento que el suministro de energía renovable, la incertidumbre en CAPEX y OpEx y el VPN negativo eran alertas para tener en cuenta por los tomadores de decisión y por el equipo del Proyecto durante el desarrollo de la Fase 3.

Posteriormente, en el Subcomité de Inversiones de Nuevas Energías realizado el 3 de marzo de 2023, se obtuvo el visto bueno para continuar con la presentación al CIN, siempre y cuando se atendieran los comentarios relacionados con la optimización de costos del mix energético en la siguiente fase, la disponibilidad de caja para las compras tempranas y hacer claridad en aspectos del caso de negocio relacionados con la estrategia comercial del 40% del hidrógeno que no consumiría la refinería, el impacto en el EBITDA de la refinería y mayor visibilidad a los beneficios tributarios de la ley 1715 de 2014.

Estos comentarios y recomendaciones de estas dos instancias fueron analizados e incorporados previa a la presentación del Proyecto Aura al CIN del 16 de marzo de 2023.

Ahora, durante esta Fase 2 se definieron las siguientes premisas de maduración:

1. La capacidad de la planta para 10 MMSCFD (millones de pies cúbicos estándar día, por su sigla en inglés) con un 60% para consumo en refinería para unidades hidrocraqueo e hidrotratamiento, y 40% para el desarrollo de nuevos productos de bajas emisiones.
2. El desarrollo del proyecto con aliados estratégicos, incluyendo a Siemens Energy como aliado tecnológico en la maduración de Aura.

En cuanto a dichas premisas se precisa que, para la primera de ellas la Vicepresidencia de Soluciones de Bajas Emisiones (VSE) definió que el producto seleccionado fuese el metanol, tras un estudio de caracterización desarrollado por la empresa contratista IDOM y un análisis de la consultora McKinsey integrado a la estrategia a largo plazo del Plan de Hidrógeno de Bajo Carbono de Ecopetrol. Con el apoyo de la PMO se concluyó que la mejor alternativa era desarrollar un proyecto independiente al Proyecto Aura con el alcance asociado a la producción de Metanol. Este nuevo proyecto tuvo Start Up el 15 de mayo de 2023. Bajo ese contexto, cuando se aprobó la sanción de fase 2 del Proyecto Aura el 16 de marzo de 2023, se definió que el proyecto de metanol sería el responsable de confirmar la viabilidad técnica de la comercialización del 40% del hidrógeno en forma de metanol, esto es, la validación y el aseguramiento de dicha premisa fue gestionado bajo un análisis particular cuyo resultado sería integrado al Proyecto Aura en el marco de la gestión de riesgos definida en el EDP como se expondrá más adelante. Ahora en cuanto a la premisa de la definición de potenciales aliados estratégicos, esta definición surgió como respuesta a los desafíos técnicos y financieros que presenta la materialización de proyectos a gran escala de hidrógeno de bajas emisiones a nivel global y en cumplimiento de lo dispuesto en la Hoja de Ruta de hidrógeno del Grupo Ecopetrol y la estrategia 2040

Con respecto al proceso de identificación de aliados estratégicos y tecnológicos, es importante resaltar que fue un proceso riguroso, estructurado, transparente y trazable como se evidencia en el paper anexo dirigido a la Junta directiva desde la VSE (ver documento 2022_07_11 Junta Directiva Framework Aliados H2_Paper_v2). Este proceso inició en abril de 2021 y estuvo compuesto por cuatro etapas: (i) Relacionamiento, (ii) Estudio de Mercado, (iii) Showrooms, y (iv) Firma de Acuerdos (FFA – Framework for Action), realizándose este último el 30 de septiembre de 2022.

Resultado del proceso mencionado, se identificó a Siemens Energy como aliado tecnológico para el Proyecto Aura con base en tres premisas principales: el acceso a un Grant1 del gobierno alemán, la reservación de un slot o cupo de fabricación y el aporte en equity al desarrollo del proyecto.

Una vez firmado el FFA (Framework for Action), se trabajó de forma conjunta entre Ecopetrol y Siemens Energy en la estructuración de alternativas técnicas, propias de la fase 2. Con esta información técnica se procedió a sancionar la Fase 2, reduciendo la incertidumbre al nivel requerido para finalizar la ingeniería conceptual y la selección de alternativas técnicas que requiere la fase 2. Una vez aprobada en el CIN del 16 de marzo de 2023 la disponibilidad de capital para las compras anticipadas, mas no su liberación, se estructuró un Comité de Compras y Contratación el día 19 de mayo de 2023, donde se aprobó formalmente iniciar el proceso vinculante para la compra de los equipos principales.

En el desarrollo de este proceso, se recibió notificación formal por parte del aliado tecnológico donde informaba: i) No contar con viabilidad para acceder al Grant del gobierno de Alemania, ii) No tener un slot de fabricación reservado para el proyecto Aura y iii) Tener una participación en equity del 1% (se esperaba un 10% de participación). Estos fueron los principales elementos que detonaron la materialización de riesgos asociados con el aliado tecnológico y derivaron en un Comité de Compras

y Contratación celebrado el 15 de septiembre de 2023, que definió cancelar la potencial compra y contratación, con los respectivos efectos subsecuentes en el desarrollo del Proyecto.

En cumplimiento de la metodología de gestión de riesgos del EDP durante la Fase 3, se hizo seguimiento interdisciplinario a los riesgos críticos listados anteriormente, lo que conllevó a que una vez confirmada su materialización y el impacto en el caso de negocio se solicitara al CIN el cierre anticipado del Proyecto.

Estas acciones de seguimiento le permitieron al Proyecto de manera oportuna suspender las inversiones y gastos asociados al mismo, lo que se traduce en optimización de los recursos de inversión de la compañía.

Como se expuso previamente, durante la maduración EDP en la Fase 2 de selección de alternativas se redujo la incertidumbre técnica y se monitorearon las variables del caso de negocio mediante la gestión de riesgos del Proyecto de manera rigurosa y cumpliendo los requisitos definidos en el procedimiento aplicable para la maduración de un proyecto clasificado como mayor variante 1 EDP.

En ese sentido, se evidencia que la Fase 2 fue aprobada con la validación de las premisas críticas como quiera que, en la sesión de aseguramiento AR no se identificaron brechas impeditivas para la presentación y aprobación de la Fase 2 en el Sub-Comité de Inversiones.

Adicional a ello, debe precisarse a la Contraloría que la premisa relacionada con "El aseguramiento contractual del aliado tecnológico (Siemens Energy) (...)" surtió el proceso definido bajo el Modelo de Nuevos Negocios, tal como se encuentra establecido en los procesos internos de la compañía, por lo que su evaluación y aseguramiento siguió la metodología aplicable y se encuentra debidamente soportada en un procedimiento específico.

Basado en lo anterior, se solicita respetuosamente a la Contraloría delegada desestime del informe final de auditoría la observación N° 6, teniendo en cuenta la respuesta, argumentos, documentos y justificación aquí presentados".

6. Respuesta de la entidad al Observación No.10. - Hallazgo 11. Estimación de costos y control de contingencias

Respuesta de la Vicepresidencia de Refinación y Procesos Industriales – Gerencia Proyectos, Refinación y Procesos Industriales - Proyectos Control de Emisiones SOX (1006204) y Proyecto Nuevo Laboratorio GRB (1006202))

Proyecto	***Comentario***
Control de Emisiones SOX (1006204)	*El FID se sustentó en un estimado Clase 3 con una contingencia del 3 %, sin simulación probabilística P90–P50. En ejecución en 2023 se aprobó un Control de Cambio por USD 6,2 millones para rediseños estructurales, ductos y fundaciones no contemplados en la definición básica.*

Respuesta:

*El Proyecto Control Emisiones SOx aprobó su fase 3 con un CapEx **P50** de 107,25 MUSD antes de IVA, que incluye una contingencia de **14,63** MUSD sin incluir IVA y esta corresponde al 17,23% del costo estimado para las Fase de Ejecución y Cierre del proyecto.*

*El archivo adjunto documento EDP-F-073 Formato Resumen del Estimado de Costos del Proyecto muestra el cálculo probabilístico realizado en una gráfica donde se evidencian los valores **P90, P50 y P10**, que para efectos del formato y procedimiento se definen como pesimista, esperado y optimista respectivamente.*

El Costo estimado de Contingencia se obtuvo a partir de cálculo probabilístico en herramienta corporativa, teniendo en cuenta principalmente los riesgos específicos identificados para el proyecto.

Reiteramos que el proyecto no realizó rediseños durante la etapa de ejecución y que la adición correspondió a los análisis realizados para la utilización de infraestructura existente (premisa establecida en la ingeniería básica extendida) y cuya condición debió ser ajustada estableciendo otra opción para la instalación definitiva de las facilidades mecánicas, eléctricas y de instrumentación y control.

Anexo No.1: EDP-F-073_V6_Emisiones SOx_F3_Entregable_071221_Resumen Ejecutivo

ecopetrol

FORMATO RESUMEN DEL ESTIMADO DE COSTOS DEL PROYECTO

ECOPETROL DESARROLLO DE PROYECTOS
VICEPRESIDENCIA DE PROYECTOS Y PERFORACIÓN

Código:	Elaborado	Versión 6
EDP-F-073	25/05/2021	

1. DATOS GENERALES

Nombre del Proyecto:	CONTROL DE EMISIONES DE SOx DE LAS PLANTAS DE AZUFRE DE LA GRB	**Variante EDP:**	1
Fase Actual del EDP:	3. DEFINICIÓN	**Fecha del Estimado:**	7-de-21
Ingeniería Actual:	BÁSICA	**HUB:**	CENTRAL
Observaciones:			

PERIODO DE EJECUCIÓN	AÑO INICIO	AÑO FINAL
	2021	2025

2. ALCANCE DEL ESTIMADO

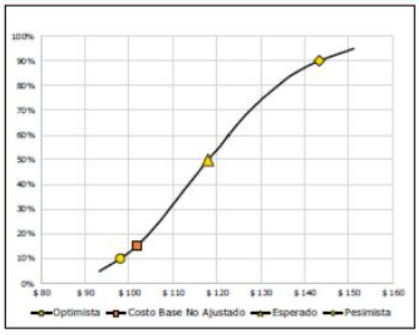
Estudios e Ingeniería:	Ingeniería de Detalle, Aseguramiento Tecnico, soporte en campo y Estudios requeridos para el proyecto.
Gerenciamiento del Proyecto:	Gerencia para Fases de Ejecución y Cierre del proyecto. Incluye Gestión de Calidad para el proyecto.
Facilidades de Superficie:	TGTUI, TGTUEI, Corrientes secundarias, Desmantelamientos, Reubicación D-2850, Instrumentación, Analizadores, RIE, F&G, DSC, SIS, Tracing Electrico, Fireproofing, Obras de construcción y Montaje de equipos.
Perforación y Completamiento:	N/A
Workover:	N/A
Comisionamiento:	Comisionamiento de Equipos y Sistemas a instalar.
Inversiones de Viabilidad:	Viabilidad social Obligatoria y Estrategica, Viabilidad Ambiental Estrategica

3. RESUMEN CAPEX DEL PROYECTO

ESTIMADO DE COSTOS

ACTIVIDAD	COSTO EJECUTADO SIN IVA (MUSD)	COSTO ESTIMADO SIN IVA(MUSD)	COSTO TOTAL SIN IVA (MUSD)	TOTAL IVA (MUSD)	COSTO TOTAL IVA INCLUIDO (MUSD)	PESO (%)
Gerenciamiento del Proyecto	$ 0,48	$ 5,90	$ 6,37	$ 1,12	$ 7,49	7,4%
Estudios e Ingeniería	$ 7,19	$ 7,69	$ 14,89	$ 1,46	$ 16,35	16,1%
Facilidades de Superficie	$ 0,00	$ 65,68	$ 65,68	$ 5,47	$ 71,14	69,9%
Perforación y Completamiento	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	0,0%
Workover	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	0,0%
Comisionamiento	$ 0,00	$ 4,05	$ 4,05	$ 0,77	$ 4,82	4,7%
Inversiones de Viabilidad	$ 0,00	$ 1,63	$ 1,63	$ 0,31	$ 1,94	1,9%
COSTO BASE NO AJUSTADO	**$ 7,67**	**$ 84,94**	**$ 92,61**	**$ 9,13**	**$ 101,75**	**100,0%**
Contingencia P&C - 0,0%		$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	17,23%
Contingencia WO - 0,0%		$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	
Contingencia facilidades y áreas transversales - 17,2%		$ 14,63	$ 14,63	$ 1,57	$ 16,20	
CONTINGENCIA		**$ 14,63**	**$ 14,63**	**$ 1,57**	**$ 16,20**	
TOTAL ESTIMADO ESPERADO	**$ 7,67**	**$ 99,58**	**$ 107,25**	**$ 10,70**	**$ 117,95**	
Escalación P&C - 0,0%		$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	9,2%
Escalación WO - 0,0%		$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	$ 0,00	
Escalación facilidades y áreas transversales - 9,2%		$ 9,03	$ 9,03	$ 1,10	$ 10,13	
ESCALACIÓN		**$ 9,03**	**$ 9,03**	**$ 1,10**	**$ 10,13**	
TOTAL ESTIMADO ESPERADO + ESC	**$ 7,67**	**$ 108,60**	**$ 116,27**	**$ 11,80**	**$ 128,08**	

CLASE DEL ESTIMADO	3



ESTIMADO DE COSTOS	TOTAL (MUSD)	DESV. DEL ESPERADO (%)
Optimista	$ 97,92	-18,2%
Esperado	$ 117,95	
Pesimista	$ 143,22	22,9%

4. BASES Y SUPUESTOS

Leonardo Vasquez Padilla
Profesional de Estimación de Costos - EPP

Jose Reinaldo Villalba Peña
Líder del Proyecto - EPP

FORMATO PARA DILIGENCIAMIENTO ELECTRÓNICO - REQUIERE FIRMAS (Se considera validado una vez esté firmado electrónicamente, en versión PDF, por parte del Profesional de Estimación de Costos y el Líder del Proyecto)

Documento guía de referencia: EDP-G-006, Guía de Servicios a Proyectos
Todos los derechos reservados para Ecopetrol S.A. Ninguna reproducción externa copia o transmisión digital de esta publicación puede ser hecha sin permiso escrito. Ningún párrafo de esta publicación puede ser reproducido, copiado o transmitido digitalmente sin un consentimiento escrito o de acuerdo con las leyes que regulan los derechos de autor y con base en la regulación vigente.

Anexo No.2: Contingency Tools_Ecopetrol_Rev1_SOx

ECOPETROL

CONTINGENCY ESTIMATING TOOL

Rev. 16Mar2020

Project Title:	BASE TOOL	= user entry
Estimate Description:	For Review	= comment
Case Description:		
Date:	March 16, 2020	Currency: US$

1) DEFINE PROJECT-SPECIFIC RISK DRIVER/EVENTS (See Risk Register for Further Descriptions)

	Project-Specific Risk Identifier/Name	Risk Register Reference	Note	Depends on Other Risks?	Probability Rating	Probability Chance	
1	Desplazamiento en la fecha de finalización de la de la ingeniería	R13	Proyecta	Independent	High	60%	1
2	Desviaciones y/o modificaciones en la ingeniería Atributo:	R14	Proyecta	Independent	High	60%	1
3	Desplazamiento en la fecha de finalización de la construcción	R15	Proyecta	Independent	High	60%	1
4	No disponibilidad de los sistemas a intervenir durante las actividades de construcción	R16	Proyecta	Independent	V. High	80%	1
5	No disponibilidad oportuna de los contratos requeridos por el proyecto.	R17	Proyecta	Independent	Medium	40%	0
6	Interrupción de las actividades del proyecto por población contratada /subcontratada	R18	Proyecta	Independent	High	60%	1
7	No disponibilidad oportuna en sitio de materiales y/o equipos adquiridos.	R19	Proyecta	Independent	High	60%	1
8	Desplazamiento en la fecha de finalización del comisionamiento y arranque (HC1)	R20	Proyecta	Independent	High	60%	1
9	Interrupción de las actividades del proyecto por eventos de HSE.	R22	Proyecta	Independent	High	60%	1
10	Desplazamiento en la fecha de la instancia de decisión de inversión.	R21	Proyecta	Independent	Medium	40%	0
11	Daño de equipos del proyecto durante la construcción	R23	Proyecta	Independent	N/A	0%	0
12	No disponibilidad oportuna de los contratos requeridos por el proyecto.	R24	Proyecta	Independent	Medium	40%	0
13				Independent	N/A	0%	0
14				Independent	N/A	0%	0
15				Independent	N/A	0%	0
16				Independent	N/A	0%	0
17				Independent	N/A	0%	0
18				Independent	N/A	0%	0
19				Independent	N/A	0%	0
20				Independent	N/A	0%	0

1a) DEFINE RESERVE RISK DRIVER/EVENTS (probability is for info only; not applied to impact if it occurs)

R1	Trial Risk			N/A	V. High	80%
R2	Risk Identifier/Name			N/A	N/A	0%
R3	Risk Identifier/Name			N/A	N/A	0%

2) DEFINE CONTRACTS/COST ELEMENTS SUBJECT TO DELAY IMPACT & BURN RATES*

	Contract/Cost Element	Start	End	Months	Cost ($x1000)	$x1000/Mo
	Owner/PM/CM, etc.					$ -
	Service Contracts					$ -
1	Owner/PM/CM, etc.	ene-22	ago-25	43	$ 22.931	$ 533
2	Service Contracts	ene-22	ago-25	24	$ 36.844	$ 1.535
3	enter contract name			0		$ -
4	enter contract name			0		$ -
5	enter contract name			0		$ -
6	enter contract name			0		$ -
7	enter contract name			0		$ -
8	Average of non-service contracts					$ 1.034
N/A	Not Applicable					

* costs subject to delay impact are typically for labor and indirects

3) REVIEW INPUT FROM SYSTEMIC TOOL (Mean value is reported in next section)

	COSTS (thousands)	DURATION (months)
5%	-16.800	(2,4)
10%	-12.000	(0,9)
15%	-8.600	0,2
20%	-5.800	1,1
25%	-3.300	1,9
30%	-1.000	2,7
35%	1.200	3,3
40%	3.300	4,0
45%	5.500	4,6
50%	7.600	5,3
55%	9.800	5,9
60%	12.000	6,6
65%	14.500	7,3
70%	17.100	8,1
75%	19.900	8,9
80%	23.200	9,8
85%	27.200	10,9
90%	32.400	12,4
95%	40.600	14,6

Anexo No.2: Contingency Tools_Ecopetrol_Rev1_SOx

4) REVIEW BASE COST AND SCHEDULE AND SYSTEMIC RISK IMPACTS

									Total $x1000
	Base Schedule (mos)	43,0	Base $: Time Driven (x1000)	$	59.775	Base $: Non-Time Driven	$	34.301	$ 94.076
	Systemic Risks (mean)	5,6				Systemic Risks (mean)			$ 9.188

1	Desplazamiento en la fecha de finalización de la de la ingeniería	Describe impacted work element (for which burn rate applies)				Contracts:	1	2	N/A
	Assumed risk response:	Describe the assumed risk response if risk occurs (schedule and non-time driven cost impact reflects this response)							
	Schedule Impact:	Impact (mos)	**Time Driven Cost Burn Rate:**	$x1000/Mo		**Non-Time Driven Cost Impact:**	Impact ($x1000)		
	Low		Not Applicable	$	-	Low	$1.594		Total
	Most likely		Other contracts (see selected)	$	2.068	Most likely	$1.993		Cost Impact
	High		Burn Rate (can override):			High	$3.985		($x 1000)
	Schedule Months (EV)	0,0	**Time Driven $ (EV)**		$0	**Non-Time Driven $ (EV)**	$ 1.514		$1.514
2	Desviaciones y/o modificaciones en la ingeniería Atributo:	Describe impacted work element (for which burn rate applies)				Contracts:	1	2	N/A
	Assumed risk response:	Describe the assumed risk response if risk occurs (schedule and non-time driven cost impact reflects this response)							
	Schedule Impact:	Impact (mos)	**Time Driven Cost Burn Rate:**	$x1000/Mo		**Non-Time Driven Cost Impact:**	Impact ($x1000)		
	Low		Not Applicable	$	-	Low	$1.325		Total
	Most likely		Other contracts (see selected)	$	2.068	Most likely	$1.656		Cost Impact
	High		Burn Rate (can override):			High	$3.312		($x 1000)
	Schedule Months (EV)	0,0	**Time Driven $ (EV)**		$0	**Non-Time Driven $ (EV)**	$ 1.259		$1.259
3	Desplazamiento en la fecha de finalización de la construcción	Describe impacted work element (for which burn rate applies)				Contracts:	1	2	N/A
	Assumed risk response:	Describe the assumed risk response if risk occurs (schedule and non-time driven cost impact reflects this response)							
	Schedule Impact:	Impact (mos)	**Time Driven Cost Burn Rate:**	$x1000/Mo		**Non-Time Driven Cost Impact:**	Impact ($x1000)		
	Low		Not Applicable	$	-	Low	$1.325		Total
	Most likely		Other contracts (see selected)	$	2.068	Most likely	$1.656		Cost Impact
	High		Burn Rate (can override):			High	$3.312		($x 1000)
	Schedule Months (EV)	0,0	**Time Driven $ (EV)**		$0	**Non-Time Driven $ (EV)**	$ 1.259		$1.259
4	No disponibilidad de los sistemas a intervenir durante las actividades de construcción	Describe impacted work element (for which burn rate applies)				Contracts:	1	2	N/A
	Assumed risk response:	Describe the assumed risk response if risk occurs (schedule and non-time driven cost impact reflects this response)							
	Schedule Impact:	Impact (mos)	**Time Driven Cost Burn Rate:**	$x1000/Mo		**Non-Time Driven Cost Impact:**	Impact ($x1000)		
	Low		Not Applicable	$	-	Low	$1.112		Total
	Most likely		Other contracts (see selected)	$	2.068	Most likely	$1.389		Cost Impact
	High		Burn Rate (can override):	$	2.068	High	$2.779		($x 1000)
	Schedule Months (EV)	0,0	**Time Driven $ (EV)**		$0	**Non-Time Driven $ (EV)**	$ 1.408		$1.408
5	No disponibilidad oportuna de los contratos requeridos por el proyecto.	Describe impacted work element (for which burn rate applies)				Contracts:	1	2	N/A
	Assumed risk response:	Describe the assumed risk response if risk occurs (schedule and non-time driven cost impact reflects this response)							
	Schedule Impact:	Impact (mos)	**Time Driven Cost Burn Rate:**	$x1000/Mo		**Non-Time Driven Cost Impact:**	Impact ($x1000)		
	Low		Not Applicable	$	-	Low	$93		Total
	Most likely		Other contracts (see selected)	$	2.068	Most likely	$116		Cost Impact
	High		Burn Rate (can override):	$	2.068	High	$232		($x 1000)
	Schedule Months (EV)	0,0	**Time Driven $ (EV)**		$0	**Non-Time Driven $ (EV)**	$ 59		$59
6	Interrupción de las actividades del proyecto por población contratada /subcontratada	Describe impacted work element (for which burn rate applies)				Contracts:	1	2	N/A
	Assumed risk response:	Describe the assumed risk response if risk occurs (schedule and non-time driven cost impact reflects this response)							
	Schedule Impact:	Impact (mos)	**Time Driven Cost Burn Rate:**	$x1000/Mo		**Non-Time Driven Cost Impact:**	Impact ($x1000)		
	Low		Not Applicable	$	-	Low	$889		Total
	Most likely		Other contracts (see selected)	$	2.068	Most likely	$1.112		Cost Impact
	High		Burn Rate (can override):	$	2.068	High	$2.223		($x 1000)
	Schedule Months (EV)	0,0	**Time Driven $ (EV)**		$0	**Non-Time Driven $ (EV)**	$ 845		$845
7	No disponibilidad oportuna en sitio de materiales y/o equipos adquiridos.	Describe impacted work element (for which burn rate applies)				Contracts:	1	2	N/A
	Assumed risk response:	Describe the assumed risk response if risk occurs (schedule and non-time driven cost impact reflects this response)							
	Schedule Impact:	Impact (mos)	**Time Driven Cost Burn Rate:**	$x1000/Mo		**Non-Time Driven Cost Impact:**	Impact ($x1000)		
	Low		Not Applicable	$	-	Low	$1.395		Total
	Most likely		Other contracts (see selected)	$	2.068	Most likely	$1.744		Cost Impact
	High		Burn Rate (can override):	$	2.068	High	$3.487		($x 1000)
	Schedule Months (EV)	0,0	**Time Driven $ (EV)**		$0	**Non-Time Driven $ (EV)**	$ 1.325		$1.325
8	Desplazamiento en la fecha de finalización del comisionamiento y arranque (HC1)	Describe impacted work element (for which burn rate applies)				Contracts:	1	2	N/A
	Assumed risk response:	Describe the assumed risk response if risk occurs (schedule and non-time driven cost impact reflects this response)							
	Schedule Impact:	Impact (mos)	**Time Driven Cost Burn Rate:**	$x1000/Mo		**Non-Time Driven Cost Impact:**	Impact ($x1000)		
	Low		Not Applicable	$	-	Low	$196		Total
	Most likely		Other contracts (see selected)	$	2.068	Most likely	$244		Cost Impact
	High		Burn Rate (can override):	$	2.068	High	$489		($x 1000)
	Schedule Months (EV)	0,0	**Time Driven $ (EV)**		$0	**Non-Time Driven $ (EV)**	$ 186		$186
9	Interrupción de las actividades del proyecto por eventos de HSE.	Describe impacted work element (for which burn rate applies)				Contracts:	1	2	N/A
	Assumed risk response:	Describe the assumed risk response if risk occurs (schedule and non-time driven cost impact reflects this response)							
	Schedule Impact:	Impact (mos)	**Time Driven Cost Burn Rate:**	$x1000/Mo		**Non-Time Driven Cost Impact:**	Impact ($x1000)		
	Low		Not Applicable	$	-	Low	$621		Total
	Most likely		Other contracts (see selected)	$	2.068	Most likely	$776		Cost Impact
	High		Burn Rate (can override):	$	2.068	High	$1.552		($x 1000)
	Schedule Months (EV)	0,0	**Time Driven $ (EV)**		$0	**Non-Time Driven $ (EV)**	$ 590		$590
10	Desplazamiento en la fecha de la instancia de decisión de inversión.	Describe impacted work element (for which burn rate applies)				Contracts:	1	2	N/A
	Assumed risk response:	Describe the assumed risk response if risk occurs (schedule and non-time driven cost impact reflects this response)							
	Schedule Impact:	Impact (mos)	**Time Driven Cost Burn Rate:**	$x1000/Mo		**Non-Time Driven Cost Impact:**	Impact ($x1000)		
	Low		Not Applicable	$	-	Low	$46		Total
	Most likely		Other contracts (see selected)	$	2.068	Most likely	$58		Cost Impact
	High		Burn Rate (can override):	$	2.068	High	$116		($x 1000)
	Schedule Months (EV)	0,0	**Time Driven $ (EV)**		$0	**Non-Time Driven $ (EV)**	$ 29		$29

Anexo No.2: Contingency Tools_Ecopetrol_Rev1_SOx

11	Daño de equipos del proyecto durante la construcción	Describe impacted work element (for which burn rate applies)			Contracts: 1	2	N/A
	Assumed risk response:	Describe the assumed risk response if risk occurs (schedule and non-time driven cost impact reflects this response)					
	Schedule Impact:	Impact (mos)	Time Driven Cost Burn Rate:	$x 1000/Mo	Non-Time Driven Cost Impact:	Impact ($x 1000)	
	Low		Not Applicable	$ -	Low	$46	Total
	Most likely		Other contracts (see selected)	$ 2,068	Most likely	$58	Cost Impact
	High		Burn Rate (can override):	$ 2,068	High	$116	($x1000)
	Schedule Months (EV)	0,0	Time Driven $ (EV)	$0	Non-Time Driven $ (EV)	$ -	$0
12	No disponibilidad oportuna de los contratos requeridos por el proyecto.	Describe impacted work element (for which burn rate applies)			Contracts: 1	2	N/A
	Assumed risk response:	Describe the assumed risk response if risk occurs (schedule and non-time driven cost impact reflects this response)					
	Schedule Impact:	Impact (mos)	Time Driven Cost Burn Rate:	$x 1000/Mo	Non-Time Driven Cost Impact:	Impact ($x 1000)	
	Low		Not Applicable	$ -	Low	$185	Total
	Most likely		Other contracts (see selected)	$ 2,068	Most likely	$232	Cost Impact
	High		Burn Rate (can override):	$ 2,068	High	$463	($x1000)
	Schedule Months (EV)	0,0	Time Driven $ (EV)	$0	Non-Time Driven $ (EV)	$ 117	$117
13	0	Describe impacted work element (for which burn rate applies)			Contracts: N/A	N/A	N/A
	Assumed risk response:	Describe the assumed risk response if risk occurs (schedule and non-time driven cost impact reflects this response)					
	Schedule Impact:	Impact (mos)	Time Driven Cost Burn Rate:	$x 1000/Mo	Non-Time Driven Cost Impact:	Impact ($x 1000)	
	Low		Not Applicable	$ -	Low		Total
	Most likely		Other contracts (see selected)	$ -	Most likely		Cost Impact
	High		Burn Rate (can override):	$ -	High		($x1000)
	Schedule Months (EV)	0,0	Time Driven $ (EV)	$0	Non-Time Driven $ (EV)	$ -	$0
14	0	Describe impacted work element (for which burn rate applies)			Contracts: N/A	N/A	N/A
	Assumed risk response:	Describe the assumed risk response if risk occurs (schedule and non-time driven cost impact reflects this response)					
	Schedule Impact:	Impact (mos)	Time Driven Cost Burn Rate:	$x 1000/Mo	Non-Time Driven Cost Impact:	Impact ($x 1000)	
	Low		Not Applicable	$ -	Low		Total
	Most likely		Other contracts (see selected)	$ -	Most likely		Cost Impact
	High		Burn Rate (can override):	$ -	High		($x1000)
	Schedule Months (EV)	0,0	Time Driven $ (EV)	$0	Non-Time Driven $ (EV)	$ -	$0
15	0	Describe impacted work element (for which burn rate applies)			Contracts: N/A	N/A	N/A
	Assumed risk response:	Describe the assumed risk response if risk occurs (schedule and non-time driven cost impact reflects this response)					
	Schedule Impact:	Impact (mos)	Time Driven Cost Burn Rate:	$x 1000/Mo	Non-Time Driven Cost Impact:	Impact ($x 1000)	
	Low		Not Applicable	$ -	Low		Total
	Most likely		Other contracts (see selected)	$ -	Most likely		Cost Impact
	High		Burn Rate (can override):	$ -	High		($x1000)
	Schedule Months (EV)	0,0	Time Driven $ (EV)	$0	Non-Time Driven $ (EV)	$ -	$0
16	0	Describe impacted work element (for which burn rate applies)			Contracts: N/A	N/A	N/A
	Assumed risk response:	Describe the assumed risk response if risk occurs (schedule and non-time driven cost impact reflects this response)					
	Schedule Impact:	Impact (mos)	Time Driven Cost Burn Rate:	$x 1000/Mo	Non-Time Driven Cost Impact:	Impact ($x 1000)	
	Low		Not Applicable	$ -	Low		Total
	Most likely		Other contracts (see selected)	$ -	Most likely		Cost Impact
	High		Burn Rate (can override):	$ -	High		($x1000)
	Schedule Months (EV)	0,0	Time Driven $ (EV)	$0	Non-Time Driven $ (EV)	$ -	$0
17	0	Describe impacted work element (for which burn rate applies)			Contracts: N/A	N/A	N/A
	Assumed risk response:	Describe the assumed risk response if risk occurs (schedule and non-time driven cost impact reflects this response)					
	Schedule Impact:	Impact (mos)	Time Driven Cost Burn Rate:	$x 1000/Mo	Non-Time Driven Cost Impact:	Impact ($x 1000)	
	Low		Not Applicable	$ -	Low		Total
	Most likely		Other contracts (see selected)	$ -	Most likely		Cost Impact
	High		Burn Rate (can override):	$ -	High		($x1000)
	Schedule Months (EV)	0,0	Time Driven $ (EV)	$0	Non-Time Driven $ (EV)	$ -	$0
18	0	Describe impacted work element (for which burn rate applies)			Contracts: N/A	N/A	N/A
	Assumed risk response:	Describe the assumed risk response if risk occurs (schedule and non-time driven cost impact reflects this response)					
	Schedule Impact:	Impact (mos)	Time Driven Cost Burn Rate:	$x 1000/Mo	Non-Time Driven Cost Impact:	Impact ($x 1000)	
	Low		Not Applicable	$ -	Low		Total
	Most likely		Other contracts (see selected)	$ -	Most likely		Cost Impact
	High		Burn Rate (can override):	$ -	High		($x1000)
	Schedule Months (EV)	0,0	Time Driven $ (EV)	$0	Non-Time Driven $ (EV)	$ -	$0
19	0	Describe impacted work element (for which burn rate applies)			Contracts: N/A	N/A	N/A
	Assumed risk response:	Describe the assumed risk response if risk occurs (schedule and non-time driven cost impact reflects this response)					
	Schedule Impact:	Impact (mos)	Time Driven Cost Burn Rate:	$x 1000/Mo	Non-Time Driven Cost Impact:	Impact ($x 1000)	
	Low		Not Applicable	$ -	Low		Total
	Most likely		Other contracts (see selected)	$ -	Most likely		Cost Impact
	High		Burn Rate (can override):	$ -	High		($x1000)
	Schedule Months (EV)	0,0	Time Driven $ (EV)	$0	Non-Time Driven $ (EV)	$ -	$0
20	0	Describe impacted work element (for which burn rate applies)			Contracts: N/A	N/A	N/A
	Assumed risk response:	Describe the assumed risk response if risk occurs (schedule and non-time driven cost impact reflects this response)					
	Schedule Impact:	Impact (mos)	Time Driven Cost Burn Rate:	$x 1000/Mo	Non-Time Driven Cost Impact:	Impact ($x 1000)	
	Low		Not Applicable	$ -	Low		Total
	Most likely		Other contracts (see selected)	$ -	Most likely		Cost Impact
	High		Burn Rate (can override):	$ -	High		($x1000)
	Schedule Months (EV)	0,0	Time Driven $ (EV)	$0	Non-Time Driven $ (EV)	$ -	$0
	Base	43,0					$ 94.076
	Systemic (mean)	5,6					$ 9.188
	Project-Specific (EV)	0,0		$ -		$ 8.590	$ 8.590
	TOTAL PROJECT (EV)	48,6	EXCLUDES RESERVE RISKS				$ 111.854

RESERVE RISKS: NOTE THAT RESERVE RISKS IMPACTS ARE NOT MULTIPLIED BY PROBABILITY OF OCCURRENCE (impacts assume they happen)

R1	Trial Risk	Describe impacted work element (for which burn rate applies)			Contracts: N/A	N/A	N/A
	Assumed risk response:	Describe the assumed risk response if risk occurs (schedule and non-time driven cost impact reflects this response)					
	Schedule Impact:	Impact (mos)	Time Driven Cost Burn Rate:	$x 1000/Mo	Non-Time Driven Cost Impact:	Impact ($x 1000)	
	Low	1,0	General & service contracts	$ -	Low	$5,000	Total
	Most likely	2,0	Other contracts (see selected)	$ -	Most likely	$10,000	Cost Impact
	High	3,0	Burn Rate (can override):	$ -	High	$20,000	($x1000)
	Schedule Months (mean)	2,0	Time Driven $ (mean)	$0	Non-Time Driven $ (mean)	$ 11.667	$11.667
R2	Risk Identifier/Name	Describe impacted work element (for which burn rate applies)			Contracts: N/A	N/A	N/A
	Assumed risk response:	Describe the assumed risk response if risk occurs (schedule and non-time driven cost impact reflects this response)					
	Schedule Impact:	Impact (mos)	Time Driven Cost Burn Rate:	$x 1000/Mo	Non-Time Driven Cost Impact:	Impact ($x 1000)	
	Low		Not Applicable	$ -	Low		Total
	Most likely		Other contracts (see selected)	$ -	Most likely		Cost Impact
	High		Burn Rate (can override):	$ -	High		($x1000)
	Schedule Months (mean)	0,0	Time Driven $ (mean)	$0	Non-Time Driven $ (mean)	$ -	$0
R3	Risk Identifier/Name	Describe impacted work element (for which burn rate applies)			Contracts: 4	N/A	N/A
	Assumed risk response:	Describe the assumed risk response if risk occurs (schedule and non-time driven cost impact reflects this response)					
	Schedule Impact:	Impact (mos)	Time Driven Cost Burn Rate:	$x 1000/Mo	Non-Time Driven Cost Impact:	Impact ($x 1000)	
	Low		Not Applicable	$ -	Low		Total
	Most likely		Other contracts (see selected)	$ -	Most likely		Cost Impact

Anexo No.2: Contingency Tools_Ecopetrol_Rev1_SOx

COST CONTINGENCY ESTIMATE REPORT

Project Title:	BASE TOOL
Estimate Description:	For Review
Case Description:	0

5) REVIEW MONTE-CARLO COST SIMULATION OUTPUT (must run simulation): EXCLUDES RESERVE RISKS

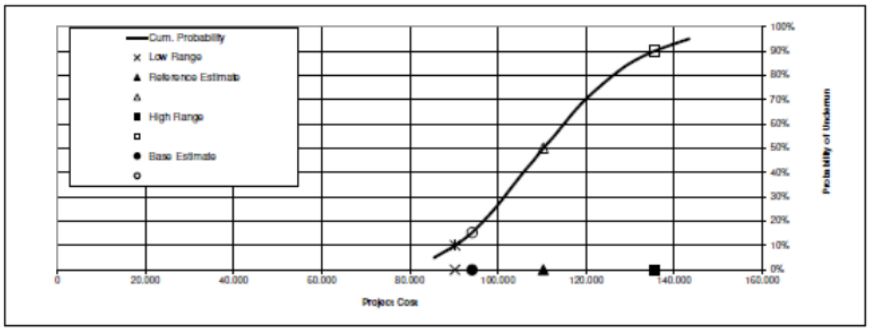
Base Estimate: $94.076 Currency: US$

Probability of Underrun	Indicated Funding Amount	Contingency Costs (thousands)	Contingency Percent of Base Est.
Mean	111,854	17,778	19%
5%	85,452	(8,624)	-9%
10%	90,245	(3,831)	-4%
15%	93,911	(165)	0%
20%	96,597	2,621	3%
25%	99,192	5,116	5%
30%	101,420	7,344	8%
35%	103,568	9,492	10%
40%	105,744	11,668	12%
45%	108,062	13,986	15%
50%	110,291	16,205	17%
55%	112,738	18,652	20%
60%	114,972	20,886	22%
65%	117,239	23,163	25%
70%	119,818	25,742	27%
75%	122,854	28,778	31%
80%	126,167	32,091	34%
85%	129,973	35,897	38%
90%	135,549	41,473	44%
95%	143,400	49,324	52%

Probability of Underrunning the Reference Estim	50%
Low Range Probability of Underrunning	10%
High Range Probability of Underrunning	90%

ESTIMATE SUMMARY (EXCLUDES RESERVES)
(Based on probabilities selected above)

	Cost (thousands)	%	Confidence of underrun
Base Estimate	$94.076		15,3%
Contingency	$16.205	17,23%	
Ref. Estimate	**$110.281**		**50%**
Range:	$90.245	-18,2%	10%
	$135.549	22,9%	90%
Amounts to have equal +/- % range (same L/H cost as above)			
Reference Estim	112.897		55,4%
Incl Contingenc	18.821		
Range:	90.245	-20,1%	10%
	135.549	20,1%	90%



Anexo No.2: Contingency Tools_Ecopetrol_Rev1_SOx

RISK RANKINGS, RESERVE RISKS, AND TIPPING POINT RATINGS
RISK RANKINGS BY COST (EXCLUDING RESERVE RISKS)

Risk (Excl Systemic)	Expected Value	Rank By EV	Percent of Total EV	Cost Impact IF the Risk Does Happen: Most Likely	Rank	Worst Case	Rank
Desplazamiento en la fecha de finalización de la de la ingeniería	$1,514	1	9,3%	$1,993	1	$3,986	1
Desviaciones y/o modificaciones en la ingeniería Atributo:	$1,259	4	7,8%	$1,656	3	$3,312	3
Desplazamiento en la fecha de finalización de la construcción	$1,259	4	7,8%	$1,656	3	$3,312	3
No disponibilidad de los sistemas a intervenir durante las actividades de construcción	$1,408	2	8,7%	$1,389	5	$2,779	5
No disponibilidad oportuna de los contratos requeridos por el proyecto.	$59	10	0,4%	$118	10	$232	10
Interrupción de las actividades del proyecto por población contratada/subcontratada	$845	6	5,2%	$1,112	6	$2,223	6
No disponibilidad oportuna en sitio de materiales y/o equipos adquiridos.	$1,325	3	8,2%	$1,744	2	$3,487	2
Desplazamiento en la fecha de finalización del comissionamiento y arranque (HC1)	$186	8	1,1%	$244	8	$489	8
Interrupción de las actividades del proyecto por eventos de HSE.	$590	7	3,6%	$775	7	$1,552	7
Desplazamiento en la fecha de la instancia de decisión de inversión.	$29	11	0,2%	$58	11	$116	11
Daño de equipos del proyecto durante la construcción	$0	12	0,0%	$58	11	$116	11
No disponibilidad oportuna de los contratos requeridos por el proyecto.	$117	9	0,7%	$232	9	$463	9
0	$0	12	0,0%	$0	13	$0	13
0	$0	12	0,0%	$0	13	$0	13
0	$0	12	0,0%	$0	13	$0	13
0	$0	12	0,0%	$0	13	$0	13
0	$0	12	0,0%	$0	13	$0	13
0	$0	12	0,0%	$0	13	$0	13
0	$0	12	0,0%	$0	13	$0	13
0	$0	12	0,0%	$0	13	$0	13

IF the systemic risks and MOST LIKELY risk event impacts happen, the following apply:
For no single risk event does the most likely impact value exceed contingency
If the top 20 ranked risk events all happen, contingency will most likely be adequate
IF the systemic risks and WORST CASE risk event impacts happen, the following apply:
For no risk event does the worst case impact value exceed contingency
If the top 5 ranked risk events all happen, contingency will most likely be inadequate

RESERVE RISKS COST (EACH FUNDED UNIQUELY)
This assumes the risk occurs (not multiplied by probability)

Probability of Underrun	Indicated Risk Funding (assumes they occur): Total Risk	Risk Identifier/Name	Risk Identifier/Name
5%	6,936	-	-
10%	7,737	-	-
15%	8,362	-	-
20%	8,873	-	-
25%	9,328	-	-
30%	9,743	-	-
35%	10,134	-	-
40%	10,513	-	-
45%	10,917	-	-
50%	11,339	-	-
55%	11,783	-	-
60%	12,254	-	-
65%	12,754	-	-
70%	13,290	-	-
75%	13,874	-	-
80%	14,521	-	-
85%	15,355	-	-
90%	16,127	-	-
95%	17,258	-	-

Complexity Stress Factors (Tipping Point Factors)

Systemic Risk Factors	Size	Decisiveness	Team	Aggressiveness	Complexity	Overall
Systemic Risk Indicators						
Project Specific Risks	considers whether top risk events or conditions might consume contingency					
OVERALL						

EXPLANATION: The distribution of project cost outcomes is bimodal or discontinuous. At some point, certain risks may push a project into a chaotic regime with significantly worse outcomes than forecast. The factors above represent complexity/stressor risks associated with the "tipping point" into chaotic, unpredictable behavior. The base contingency model does not cover chaotic outcomes; the potential occurrence if such outcomes is flagged by this indicator.

Proyecto	*Comentario*
Proyecto Nuevo Laboratorio GRB (1006202)	*Se autorizó la ejecución con ingeniería Clase 4, pese a que el estimado debía ajustarse a Clase 3 para el FID. La contingencia no contempló riesgos constructivos ni de escalación. El CAPEX se incrementó de USD 28,05 millones a USD 38 millones y el plazo se amplió en 18 meses.*

Respuesta:

- ***"Se autorizó la ejecución con ingeniería Clase 4, pese a que el estimado debía ajustarse a Clase 3 para el FID."***

El Proyecto Nuevo Laboratorio GRB madurado como Variante 2, aprobó su Fase de Definición (Fase 3) en 2019 con estimado Clase 3 de 28,05 MUSD IVA incluido, el cual incluye una contingencia de 3,08 MUSD y corresponde al 12,3% del costo estimado para las Fase de Ejecución y Cierre del proyecto. El Costo estimado de Contingencia se obtuvo a partir de cálculo probabilístico en herramienta corporativa, teniendo en cuenta principalmente los riesgos específicos identificados para el proyecto y la respectiva encuesta que valora los riesgos asociados a la madurez y naturaleza del proyecto. Anexo No.3. Acta de aprobación FID, Anexo No.4. Resumen Ejecutivo EDC Clase 3 y Anexo No.5. Calculo Probabilístico en herramienta corporativa". Con respecto a la ingeniería Clase 4 en Ecopetrol no se tiene una clasificación de este tipo para las ingenierías, el proyecto se sancionó con la ingeniería básica finalizada y un estimado de costos clase 3 de acuerdo con el libro de procesos EDP V3.

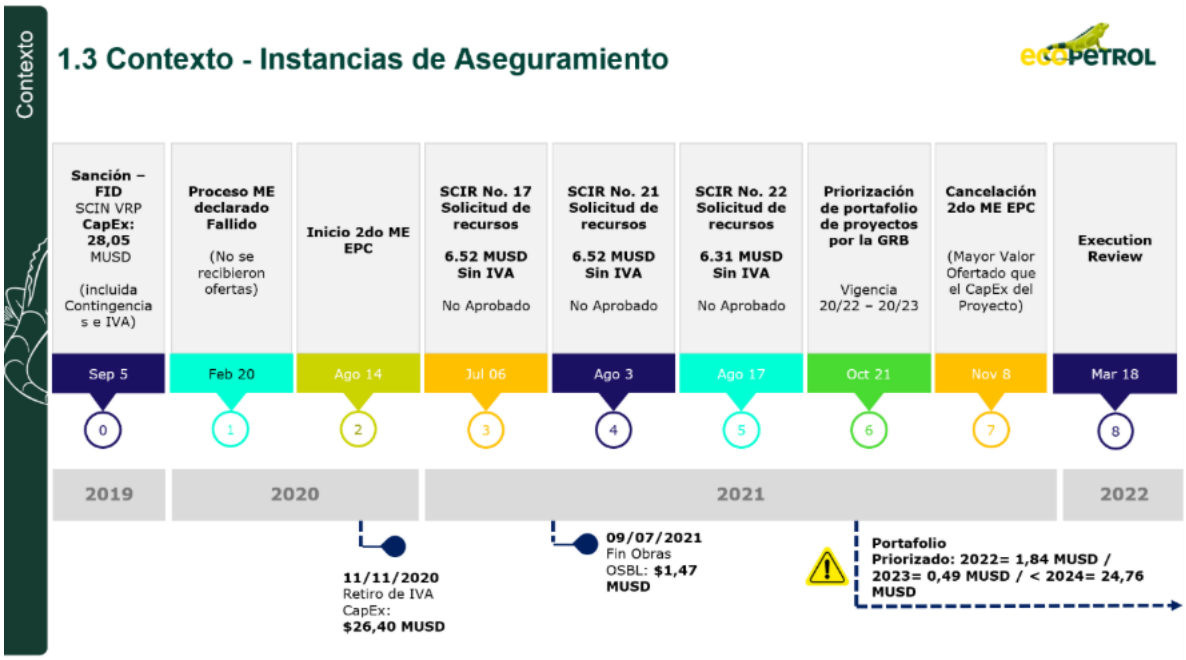
- ***"La contingencia no contempló riesgos constructivos ni de escalación".***

Dentro de los riesgos relacionados para el cálculo probabilístico de la contingencia se tuvo en cuenta el Riesgo 8 "Aumento del Capex de la Ingeniería de Detalle frente al definido en la ingeniería básica para obras civiles", dado que la Ingeniería de Detalle desarrolla las necesidades constructivas reales de los equipos a instalar y hacía parte de las incertidumbres que tenía el proyecto propias de la Fase de Definición. El Estimado de Costos Clase 3 referencia una escalación de 0,95 MUSD, que no hace parte del Costo P50 aprobado para el proyecto y que podía solicitarse de acuerdo a la necesidad del proyecto de acuerdo con los criterios de Disciplina de Capital. Anexo No.6. Calculo Probabilístico de Escalación.

- ***"El CAPEX se incrementó de USD 28,05 millones a USD 38 millones y el plazo se amplió en 18 meses".***

Después de dos procesos de contratación fallidos (2020 y 2021) y una priorización de Portafolio por la pandemia, se procede a realizar un Execution Review en marzo de 2022 que determina la necesidad de un Control de Cambios una vez finalice la Ingeniería de Detalle, donde se desarrollaron los ajustes en los diseños iniciales para dar cumplimiento a la resolución 692 de 2022 del MSPS y HSE-G-135 Guía para bioseguridad en sistemas HVAC de Ecopetrol y cambios en las normativas posterior a la pandemia. Lo anterior reflejó un cambio importante de especificaciones de los equipos a instalar y aumento de cantidades de obra requeridas para la instalación de los equipos HVAC.

Anexo No.7 Contexto instancias de aseguramiento.



En julio de 2023 se aprueba el Control de Cambio No 5 con un Capex de 38,87 MUSD antes de IVA (adiciona 12,47 MUSD en costo), el cual incluye una contingencia de 2,81 MUSD y corresponde al 10,6% del costo estimado para las Fase de Ejecución y Cierre del proyecto.

El CapEx del proyecto se impactó además por desplazamiento en cronograma por revisión de estrategias, requerimientos de constructibilidad, traslado de equipos y comisionamiento así como por la entrada en rigor de nuevas retenciones para los contratistas (Contratación Pública y Estampilla Universidad Nacional) a partir del 2020, inflación 2019-2023 (+32%) y máximos históricos en este mismo periodo en los precios de algunos commodities (acero (+65%), niquel (+85%), cobre (+80%)) debido a la guerra Rusia – Ucrania y crisis logística mundial entre el año 2021 y 2023 . Anexo No.8. Presentación Oficial CoC N° 5.

Basado en lo anterior, se solicita respetuosamente a la Contraloría delegada desestime la observación 10, teniendo en cuenta la respuesta, argumentos, documentos y justificación aquí presentados".

Respuesta de la Vicepresidencia Ejecutiva de Energías para la Transición –Proyecto Eficiencia Energética Downstream – Condensados (1020751)

"(…) Durante la revisión realizada a los proyectos, se identificó que Ecopetrol ha incurrido en subestimación de costos en tres proyectos estratégicos, vulnerando los lineamientos establecidos para la clase de estimado correspondiente y omitiendo prácticas clave de aseguramiento:

Proyecto	Comentario
Proyecto Eficiencia Energética Downstream – Condensados (1020751):	*El estimado Clase 4 se basó en datos históricos y factores promedio, sin actualización a Clase 3. La contingencia resultó insuficiente para cubrir interferencias térmicas y redimensionamientos, generando un reproceso técnico cercano a USD 4,8 millones.*

Respuesta:

Estimación de costos

A medida que se ha venido avanzando en la maduración del Proyecto (iniciando en el Start Up) donde el estimado de costos era clase 5, se procedió en la fase 2 a ajustar el estimado de costos a Clase 4 y finalmente para la sanción de la Fase 3 se ajustó el estimado de costos a Clase 3, como se muestra en la Tabla 5.

*De acuerdo con lo indicado en la Guía de Estimación de Costos **EDP-G-051 Versión 2**, el estimado de costos para la fase 3 (Definición) debe ser clase 3[11], con una Ingeniería básica al 100% y un grado de precisión -15% /+20%. Estas premisas se cumplieron, como quiera que el estimado de costos presentado fue Clase 3 y se realizó con base en la Ingeniería básica ejecutada al 100% en su versión final.*

Máscaras	(SU)	RVM-1 (Costo)	RVM-2 (Tiempo)	RVM-3 (Tiempo)	Presupuesto para la fase 3	FID Presupuesto para la fase 4
Fechas	**25/06/2021**	**16/03/2022**	**19/12/2022**	**13/12/2023**	**16/04/2024**	**15/08/2025**
Clase del estimado	5	5			4	3
Pesimista	73.4%	73.4%			33,00%	7,6%
optimista	-42,30%	-42,30%			-26,10%	-7,4%

Tabla 5. Estimación de costos del proyecto
Fuente: Memorandos de inversiones digitales

Adicional a lo anterior como se muestra en la Figura 5. Con la maduración del Proyecto se redujo la incertidumbre del estimado de costos llegando a unos niveles admisibles para este tipo de proyectos.

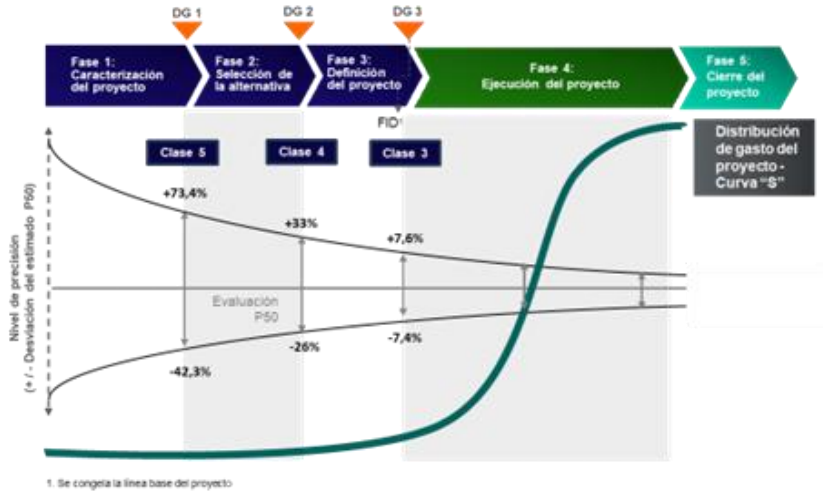


Figura 5. Ajuste del estimado de costos del proyecto, cambios de fase.
Fuente: Soportes Memorandos de inversión (Fase 2, Fase 3)

Cálculo de Contingencia del Proyecto

Para la estimación de costos del FID, el 29 de enero de 2025, se realizó un Taller de Valoración de Riesgos (TVR)[12], del cual se emitió el siguiente registro de riesgos resultado de la matriz de evaluación de riesgos (RAM):

- *1 riesgo con probabilidad VH (muy alta)*
- *13 riesgos con probabilidad H (alta)*
- *10 riesgos con probabilidad T (tolerable)*

De acuerdo con lo indicado en la Guía de Estimación de Costos EDP-G-051 Versión 2, en el parágrafo 3.5.5. CONTINGENCIAS, se indica: "En la estimación del costo, la contingencia debe estar incluida de acuerdo con la visión más probable de ejecución."

En cumplimento de lo anterior, el área de estimación de costos realizó una corrida probabilística de contingencia con la herramienta @risk, considerando los riesgos con probabilidad VH y H y algunos de los riesgos con probabilidad tolerable que tengan un impacto en costos representativo.

Con respecto a la variación de CAPEX o de las inversiones, no se identifica por parte de ECOPETROL un reproceso técnico de 4.8 Millones de dólares como se afirma en la comunicación ya que como se muestra en la Tabla 4 (Observación No. 9)*, durante las fases de maduración no se superaron los presupuestos aprobados para cada una de las fases.*

Al 5 de noviembre de 2025, no se presentan desviaciones presupuestales según el estimado de costos proyectado para la etapa de ejecución y cierre del Proyecto.

Conclusión

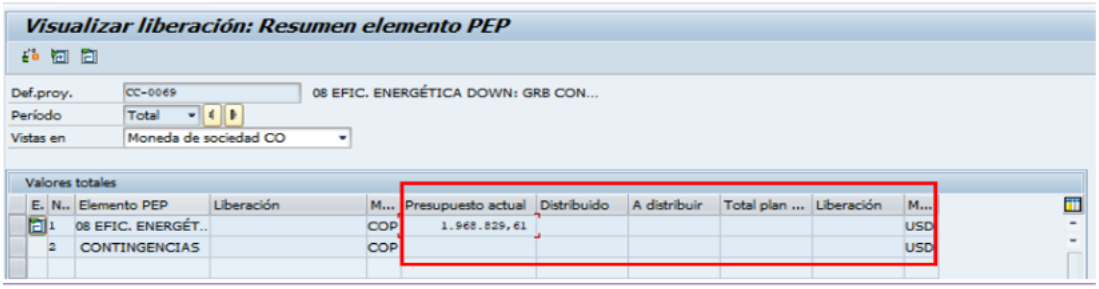
Acorde con el Proceso de Maduración EDP (versión 3) y la Guía de Estimación de Costos EDP-G-051 (versión 2), para cada fase del Proyecto se han actualizado los estimados de costos, los cuales no presentan subestimaciones. El estimado inicial, documentado en la fase de Start Up, sirvió como base y se ajustó conforme avanzó la maduración del proyecto.

Como se evidencia en la siguiente tabla, estas actualizaciones se han realizado en cada instancia de aprobación, ratificando el cumplimiento de los lineamientos corporativos y asegurando la confiabilidad del proceso de estimación.

Mascaras	(SU)	RVM-1 (Costo)	RVM-2 (Tiempo)	RVM-3 (Tiempo)	Presupuesto para la fase 3	FID Presupuesto para la fase 4
Fechas	**25/06/2021**	**16/03/2022**	**19/12/2022**	**13/12/2023**	**16/04/2024**	**15/08/2025**
Clase del estimado	5	5	No Aplica	No Aplica	4	3
Pesimista	73.4%	73.4%	No Aplica	No Aplica	33,00%	7,6%
optimista	-42,30%	-42,30%	No Aplica	No Aplica	-26,10%	-7,4%

Tabla 6. Clase de estimado acorde a las Fases del proyecto.
Fuente: Estimados de costos del proyecto.

Acorde con las instancias de aprobación del proyecto y considerando los recursos asignados en la línea presupuestal de Contingencias, a la fecha se ha utilizado únicamente el 3,3% de dichos recursos, utilizados durante la fase 2 en el año 2023 y durante la fase 3 no fue requerido el uso de contingencias. Actualmente se cuenta con la totalidad del presupuesto solicitado en el FID, por un valor de 1,96 MUSD. En consecuencia, ECOPETROL confirma que el proyecto no presenta agotamiento prematuro de las contingencias y mantiene la disponibilidad presupuestal completa para la fase de ejecución.


Visualizar liberación: Resumen elemento PEP

Def.proy. CC-0069 08 EFIC. ENERGÉTICA DOWN: GRB CON...
Período Total
Vistas en Moneda de sociedad CO

Valores totales

E.	N..	Elemento PEP	Liberación	M...	Presupuesto actual	Distribuido	A distribuir	Total plan ...	Liberación	M...
	1	08 EFIC. ENERGÉT..		COP	1.968.829,61					USD
	2	CONTINGENCIAS		COP						USD

Tabla 7. Contingencias disponibles para el proyecto.
Fuente: SAP Herramienta de Ecopetrol

Basado en los párrafos anteriores, el comentario *que indica la Contraloría relativo a que: "El estimado Clase 4 se basó en datos históricos y factores promedio, sin actualización a Clase 3. La contingencia resultó insuficiente para cubrir interferencias térmicas y redimensionamientos, generando un reproceso técnico cercano a USD 4,8 millones" no aplicaría para el Proyecto.*

Asimismo, es importante resaltar que tampoco se ha generado un reproceso técnico cercano a USD 4,8 millones; por el contrario, a medida que el Proyecto ha avanzado, se ha fortalecido su maduración, el caso de negocio y la expectativa de valor la cual se refleja en el VPN presentado en el FID en 21,55 MUSD.

Basado en lo anterior, se solicita respetuosamente a la Contraloría delegada desestime del informe final la observación No. 10, teniendo en cuenta la respuesta, argumentos, documentos y justificación aquí presentados".

7. Respuesta de la entidad al Observación No.13. - Hallazgo 08. Ejecución del Convenio Interadministrativo GGC No. 453 de 2022

Respuesta de la entidad MME

El Convenio Interadministrativo GGC-453 de 2022, suscrito entre el Ministerio de Minas y Energía (MME) y Ecopetrol S.A., tiene por objeto aunar esfuerzos para apoyar la modernización del sistema eléctrico y la integración eficiente de energía solar en la Isla de Providencia, a través del diseño, construcción y puesta en operación de una planta solar fotovoltaica, un sistema de almacenamiento de energía (BESS) y un sistema de control. El Convenio cuenta con plazo de ejecución hasta 31 de diciembre de 2027, según el Otrosí

No. 1 firmado el 31 de enero de 2025 (Anexo 2. Otrosí 1 Convenio 453 de 2022 MME-ECP), manteniendo inalterado su objeto y sus obligaciones principales. Ecopetrol ha venido ejecutando de manera satisfactoria los componentes de obras civiles, montaje y sistema de control, encontrándose el Ecoparque Solar Providencia en proceso de construcción conforme a los informes de avance y las actas de seguimiento (Anexo 3. 20250919 comité de seguimiento No.26). Con corte al 19 de septiembre y según acta del comité de seguimiento No.26, el avance físico consolidado es del 76,18%, y el financiero del 65%. De manera que, el elemento que resta por adquirir es el Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS), cuya entrega fue inicialmente asumida bajo un esquema de cooperación internacional con USAID.

Dicho lo anterior procede a referirse al Desarrollo del componente BESS y hechos Relevantes, indicando que El componente de almacenamiento de energía (BESS) fue inicialmente gestionado en el marco del Memorando de Entendimiento (Anexo 4), el cual constituye un instrumento de cooperación técnica de naturaleza no contractual. Posteriormente, mediante comunicación fechada el 6 de septiembre de 2024 (Anexo 5), la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID) formalizó la oferta de donación del sistema BESS. No obstante, a través de comunicación del 18 de junio de 2025, USAID notificó la terminación del Memorando de Entendimiento y la imposibilidad de concretar la donación ofrecida. El Ministerio, mediante Oficio No. 2-2025-034284 de fecha 19 de agosto de 2025 (Anexo 6), aceptó formalmente la terminación del citado instrumento.

En virtud de este evento sobreviniente y en cumplimiento de lo dispuesto en el literal “m” de la cláusula quinta del Convenio, modificado por el Otrosí No. 1 (Anexo 2), el Ministerio activó el mecanismo de contingencia previsto, solicitando a Ecopetrol, mediante Oficio No. 2-2025-028009 de fecha 22 de julio de 2025 (Anexo 7), asumir la obligación de suministro e integración del sistema BESS. Dicha reasunción de obligaciones fue incorporada en el Otrosí No. 2, con la correspondiente adición de recursos por parte de Ecopetrol, a fin de garantizar la ejecución integral del proyecto.
Durante el desarrollo de estos actos administrativos, el Comité de Seguimiento, conforme a la cláusula octava del Convenio, mantuvo la coordinación técnica, documentando los hitos relevantes, controles de cambio y reprogramaciones, asegurando la trazabilidad de las decisiones adoptadas y la compatibilidad técnica del sistema BESS con el Ecoparque Solar Providencia.

Por su parte, el contratista TB Plus Energy LLC, adjudicatario del contrato 72051423C00003 de USAID, informó mediante comunicación del 23 de abril de 2025 que el proyecto BESS presentaba un avance del 82%, con todos los componentes adquiridos y listos para su ensamble, pero que la ejecución fue suspendida por causas administrativas derivadas del cierre de operaciones de USAID en Colombia (Anexo 8).

Cabe destacar que, conforme al Anexo 18, se evidencia la gestión activa del Ministerio de Minas y Energía (MME) en la articulación con la Embajada de los Estados Unidos y USAID, con el propósito de garantizar la obtención del sistema BESS para el Proyecto Ecoparque Solar Providencia, en el marco del Convenio Interadministrativo GGC-453 de 2022. El MME,

a través de la Dirección de Energía y el Grupo de Gestión Internacional, lideró un proceso diplomático y técnico sostenido, insistiendo en la confirmación de la donación y en la definición de cronogramas conjuntos, lo que demuestra el compromiso institucional con el cumplimiento del convenio y la recuperación energética de la isla tras el huracán Iota. La coordinación de reuniones presenciales con USAID y Ecopetrol, así como el seguimiento permanente a la cooperación internacional, reflejan la voluntad del Ministerio de consolidar alianzas estratégicas y promover soluciones sostenibles en beneficio del país y de las comunidades afectadas, reafirmando su papel como entidad rectora en la transición energética y en la gestión eficiente de proyectos de energías renovables.

Finalmente, USAID confirmó oficialmente la terminación del Memorando de Entendimiento y del proceso de donación mediante comunicación del 18 de junio de 2025 (Anexo 9), aceptación formalizada por el Ministerio (Anexo 6). Actualmente, el MME se encuentra gestionando la suscripción del Otrosí No. 2 al Convenio GGC-453-2022 (Anexo 10), mediante el cual Ecopetrol asume la nueva obligación de suministro y puesta en operación del sistema BESS.

En cuanto al Seguimiento técnico, decisiones y mitigación indica el MME que:

En reunión de seguimiento del 9 de diciembre de 2024, con participación de USAID, Ecopetrol, el MME y el contratista TB Plus, se dejó constancia de las dificultades técnicas, logísticas y contractuales del componente BESS, así como de la posibilidad de entregar el Ecoparque Solar sin el BESS y posteriormente integrarlo, garantizando su compatibilidad técnica (Anexo 11. Acta de seguimiento USAID-MME-SOPESA).

Estas decisiones reflejan la gestión diligente y preventiva del Ministerio para asegurar la funcionalidad del proyecto, evitando retrasos en la prestación del servicio eléctrico a la comunidad insular.

En cuanto a la evaluación jurídica – inexistencia de detrimento patrimonial refiere que:

De acuerdo con lo establecido en el artículo 3° de la Ley 610 de 2000, la configuración de daño fiscal requiere la existencia de una disminución, pérdida o utilización indebida de recursos públicos. En el presente caso, ninguno de estos supuestos se materializa, toda vez que: (i) el Ministerio de Minas y Energía (MME) no realizó desembolsos ni adquirió compromisos de gasto respecto de las actividades vinculadas al Ecoparque Solar Providencia, ni por el monto de USD 18.965, el cual corresponde a un aporte en especie; (ii) los activos adquiridos y construidos se encuentran debidamente custodiados y conservados, sin evidencia de abandono; y (iii) el proyecto continúa en ejecución, con un cronograma ajustado y recursos adicionales garantizados.

Los aportes en dinero derivados del Convenio fueron asumidos por Ecopetrol, mientras que el MME ejerció funciones de coordinación, supervisión y acompañamiento técnico, por lo que no se configura detrimento patrimonial atribuible al Ministerio. Adicionalmente, la gestión del riesgo contractual, mediante la activación de la cláusula de reasunción del

suministro del BESS por parte de Ecopetrol, evidencia una actuación diligente y conforme a los artículos 3, 23, 25 y 26 de la Ley 80 de 1993.
No se presenta pérdida ni disposición indebida de recursos públicos, toda vez que el MME no ha efectuado pagos ni aportes en dinero para el suministro del sistema BESS. Su intervención directa se limitó a actividades de supervisión, apoyo técnico y coordinación interinstitucional, las cuales fueron ejecutadas en su totalidad y generaron valor público (Anexo 12. Convenio 453 de 2022 MME-ECP).

No existe activo ocioso ni abandono de inversión. El Ecoparque Solar Providencia se encuentra dispuesto para su futura puesta en operación bajo un esquema solar-diésel, cumpliendo el objeto del Convenio mientras se concreta la integración del sistema BESS.

Ahora bien, en cuanto al pronunciamiento de la Funcionalidad del proyecto y continuidad operativa refiere el MME que:

El Ecoparque Solar Providencia cuenta con la totalidad de sus componentes instalados, probados y debidamente conservados para su puesta en operación conforme al plan actualizado. A la fecha, el avance físico consolidado supera el 76% y el avance financiero alcanza el 60%, de acuerdo con los informes técnicos emitidos. La integración del sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS), cuya obligación fue reasumida por Ecopetrol, constituye el hito pendiente para la operación conjunta, sin que ello implique inoperancia o abandono de los activos existentes.

Actualmente, el Ecoparque Solar Providencia es funcional, en tanto los equipos se encuentran instalados, en óptimas condiciones y aptos para su entrada en operación, aun cuando la integración del BESS está pendiente. La planta fotovoltaica está en capacidad de generar energía durante el día, lo que permitirá reducir el consumo de diésel, mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico y disminuir las emisiones de CO_2, cumpliendo así con los objetivos ambientales y sociales del proyecto.

Mediante los Otrosíes No. 7 y 8 (Anexos 13 y 14), suscritos con el concesionario del Área de Servicio Exclusivo de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, se formalizó el encargo de los activos del Ecoparque Solar Providencia a favor de SOPESA S.A. E.S.P., lo cual fue recibido mediante comunicación radicada bajo el número SOPESA 20253100058231 de fecha 4 de noviembre de 2025 (Anexo 15), en la que se detalla el inventario y la cuantificación de las labores realizadas, así como los equipos en los que se ha invertido en el marco de la modernización de la planta Bahía Garret en la isla de Providencia.

Durante el año 2024, se llevaron a cabo mesas de trabajo orientadas a la construcción de la filosofía de operación prevista para la etapa en la que todos los equipos estuvieran instalados en la isla (Anexo 16). Si bien los recursos y equipos adquiridos para la modernización se encuentran en operación desde diciembre de 2024, se ha garantizado su mantenimiento y operación continua.

La no llegada del sistema BESS, como consecuencia de un evento sobreviniente, generó una demora en la definición de la ubicación física de las baterías dentro del sitio del ecoparque.

La determinación de la ruta de los conductores y la ubicación de equipos mayores, tales como transformadores y el centro de control, se ha visto condicionada por la llegada del sistema BESS. En este sentido, los equipos entregados a SOPESA S.A. E.S.P. se encuentran debidamente custodiados y en operación, lo que acredita la inexistencia de detrimento patrimonial respecto de los activos transferidos. Asimismo, el documento que contiene la filosofía de operación evidencia la coordinación efectiva entre los distintos actores involucrados, con el objetivo común de lograr la pronta entrada en operación del Ecoparque Solar Providencia.

En relación con la prestación eficiente del servicio público de energía eléctrica en la isla de Providencia, es pertinente precisar que, conforme al informe de interventoría correspondiente al mes de julio de 2025, el concesionario SOPESA ha venido prestando el servicio dentro de los niveles de calidad establecidos en el contrato de concesión 067 de 2009. Por lo anterior, no existe evidencia de afectación alguna en la prestación de este servicio público a los usuarios (Anexo 17. Informe de interventoría, julio de 2025).

Se refiere finalmente a la Responsabilidad y Gestion Diligente del MME

Las demoras asociadas al componente BESS tienen como causa directa la terminación unilateral del Memorando de Entendimiento (MOU) por parte de USAID, circunstancia externa y completamente ajena al ámbito de control del Ministerio de Minas y Energía (MME). Lejos de constituir una deficiencia en la planeación o una omisión en la supervisión, el Ministerio actuó conforme a los mecanismos previstos en el propio convenio (Anexo 2), activando la reasunción de la obligación por parte de Ecopetrol y formalizando la terminación del MOU, en estricto apego a los principios de planeación, economía y responsabilidad consagrados en la Ley 80 de 1993.

Las demoras en la entrega del sistema BESS obedecen exclusivamente a un hecho internacional sobreviniente: la terminación de operaciones de USAID en Colombia, ordenada por el actual mandatario de los Estados Unidos, hecho público y notorio sobre el cual el Ministerio carecía de competencia para incidir, y respecto del cual no se efectuaron pagos al proveedor TB Plus. En ningún momento se configuró negligencia por parte del MME, que mantuvo comunicación permanente con USAID y Ecopetrol, participó activamente en los comités técnicos y formalizó la terminación del MOU de manera transparente y documentada

Concluye el MME en su contradictorio que, No se configura detrimento patrimonial ni incumplimiento atribuible al Ministerio de Minas y Energía (MME), en virtud de que:

(iv) no se realizaron desembolsos por USD 18,965 ni por el sistema BESS;

(iv) la inoperatividad temporal del sistema obedece a un evento internacional sobreviniente, consistente en la terminación del Memorando de Entendimiento (MOU) por parte de USAID;
(iv) se activaron de manera oportuna los mecanismos contractuales previstos, incluyendo la reasunción del suministro del BESS por parte de Ecopetrol mediante el Otrosí No. 2; y
(iv) El proyecto mantiene su finalidad social y continúa ejecutándose dentro del plazo contractual vigente.

El proyecto Ecoparque Solar Providencia constituye un referente de gestión pública responsable, coordinada y alineada con los principios de eficiencia, planeación y sostenibilidad que rigen la función administrativa. Desde su origen, el MME, en alianza con Ecopetrol S.A. y con el acompañamiento técnico de USAID, ha impulsado una iniciativa estratégica orientada a garantizar el acceso confiable a energía limpia en la Isla de Providencia, territorio históricamente vulnerable y afectado por el huracán Iota.

Durante la ejecución del Convenio Interadministrativo GGC-453 de 2022, el Ministerio ha actuado con diligencia, transparencia y rigor técnico, cumpliendo cabalmente con sus obligaciones de supervisión, articulación interinstitucional y acompañamiento técnico. Los avances alcanzados evidencian un progreso sustancial: el Ecoparque Solar se encuentra en fase constructiva y funcional.

Las demoras en la entrega del sistema BESS derivan exclusivamente de un hecho internacional sobreviniente y ajeno al control del Ministerio, consistente en la decisión unilateral de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID) de cesar operaciones en Colombia. No obstante, el Ministerio actuó con responsabilidad, activando los mecanismos contractuales previstos —en particular, la cláusula de reasunción por parte de Ecopetrol—, lo que permitió garantizar la continuidad del proyecto, sin que se generara pérdida, uso indebido o afectación alguna a los recursos públicos.

En consecuencia, y conforme a lo dispuesto en el artículo 3 de la Ley 610 de 2000, este Ministerio considera que no se configura daño fiscal ni detrimento patrimonial, ya que no existe disminución del patrimonio público, pérdida de activos ni irregularidades en la gestión de los recursos estatales. Por el contrario, las actuaciones del Ministerio reflejan un ejercicio responsable de la función pública, sustentado en la planeación, la gestión del riesgo contractual y la coordinación con los socios estratégicos del proyecto.

Por lo anterior, el Ministerio de Minas y Energía solicita respetuosamente a la Contraloría General de la República tener por atendidas las observaciones contenidas en la comunicación AG8-47, al verificarse que no existe detrimento patrimonial alguno, que el proyecto cumple su objeto y finalidad social, y que el Estado colombiano ha actuado conforme a los principios de legalidad, economía, eficacia y responsabilidad en la gestión de los recursos públicos.

Respuesta de Ecopetrol S.A

Respuesta de la Vicepresidencia Ejecutiva de Energías para la Transición - Vicepresidencia de Refinación y Procesos Industriales

"*En relación con la observación formulada, en primer lugar, es importante aclarar que el Convenio Interadministrativo sujeto de esta auditoría continúa vigente hasta el 7 de diciembre de 2026, teniendo en cuenta lo indicado en la Clausula Primera del Otrosí No.1, la cual modificó la Clausula Tercera – Plazo de ejecución, y cuenta con el plazo suficiente para culminar las actividades previstas, orientadas a modernizar el sistema eléctrico de la Isla de Providencia mediante la integración eficiente de energía solar.*

Por otra parte, es necesario precisar que el Ecoparque Solar Providencia se ejecuta a través del Convenio Interadministrativo GGC No. 453 de 2022, cuyo objeto es "aunar esfuerzos para apoyar la modernización del sistema eléctrico y la integración eficiente de energía solar en la Isla de Providencia, mediante el diseño, construcción y puesta en operación de una planta solar fotovoltaica, un sistema de almacenamiento de energía y un sistema de control para su integración con la generación existente". Dado su carácter interadministrativo, su ejecución exige concurrencia funcional y colaboración de las partes, no siendo una obligación exclusiva de una sola entidad.

Adicionalmente, es importante señalar que, el convenio interadministrativo es un negocio jurídico con ánimo de cooperación, firmado por dos o más entidades públicas para alcanzar fines comunes dentro de sus competencias, de conformidad con lo establecido en el artículo 95 de la Ley 489 de 1998.

En este contexto, en el convenio observado no existe una relación de conmutatividad o de remuneración de alguna de las partes hacia otra, no existiendo así discusión sobre la naturaleza del convenio interadministrativo GGC No. 453 de 2022, al cual, como lo ha decantado la jurisprudencia, no le es aplicable disposiciones de la Ley 80 de 1993 (Estatuto General de Contratación de la Administración Pública) por cuanto se rige por sus propias estipulaciones, producto del ejercicio de la autonomía de la voluntad, dado que son acuerdos de tipo asociativo y de colaboración que siguen una lógica distinta a la prevista en la Ley 80 de 1993 para los contratos estatales, tal como lo ha sostenido el Consejo de Estado3.

Por tanto, no es correcto sostener que la situación observada vulneró el artículo 3 de la Ley 80 de 1993, al no garantizar la prestación eficiente del servicio público ni el beneficio a la comunidad raizal, así como tampoco comprometer la responsabilidad de que trata el artículo 26 ibidem, por cuanto, la Ley 80 de 1993 no es el régimen jurídico aplicable a ese convenio.

Adicionalmente, el convenio se encuentra vigente y en ejecución, no existiendo incumplimiento imputable a Ecopetrol S.A. y en atención a que la responsabilidad en la prestación de servicio público de energía eléctrica en la Isla de Providencia no es de Ecopetrol S.A., sino que corresponde al contrato de concesión para un Área de Servicio

Exclusivo (ASE) de energía en San Andrés, Providencia y Santa Catalina, adjudicado a Sopesa por parte del Ministerio de Minas y Energía en la vigencia 2009.

De otra parte, no es preciso lo manifestado por el ente de control en cuanto a que, a la fecha, los activos que hacen parte del convenio no se encuentran en operación. Cabe mencionar que uno de ellos, el sistema de control primario y secundario de las unidades de generación existentes para la operación del sistema está en funcionamiento.

Ahora bien, respecto al suministro del sistema de almacenamiento de energía (BESS), durante la mayor parte de la ejecución del Convenio este fue un compromiso gestionado por el Ministerio de Minas y Energía, con fundamento en el compromiso asumido por USAID de donar dicho sistema al MME, de manera que éste constituyera un aporte en especie al Convenio por parte del Ministerio. Tal como consta en las Actas de los Comités de Seguimiento al Convenio (Anexo 1), a lo largo de la ejecución se evidenció que, aunque el cumplimiento de este compromiso presentó retrasos, siempre existió una firme intención por parte de la agencia internacional de realizar la donación. Prueba de ello se encuentra en el Acta #10 de febrero de 2023, donde se registra la reunión que se sostuvo entre MME, ECP y USAID y en actas posteriores se continúa realizando seguimiento a este compromiso.
Finalmente, este compromiso se formalizó mediante el Memorando de Entendimiento suscrito entre el Ministerio de Minas y Energía y USAID (Anexo 2), mediante el cual dicha agencia confirmó su intención de donar este sistema. Era tal el grado de certeza de la donación, que el Ministerio bajo esta convicción solicitó mediante la suscripción del Otrosí No.1 de fecha 31 de enero de 2025, que dicha obligación de aportar el BESS quedara a cargo del Ministerio a través de la donación recibida de USAID.
Ecopetrol S.A, como ejecutor, actuó bajo el principio de buena fe reconocido en la Constitución Política y en el Código Civil, por lo que no puede atribuírsele responsabilidad por la posterior imposibilidad de materializar la donación, situación que obedeció a hechos imprevistos y externos sobrevinientes y de orden político, ajenos a la voluntad de las partes y a cargo de un tercero (Anexo 3).
Tampoco se puede perder de vista en el numeral 3, obligaciones del Ministerio, de la cláusula quinta del convenio, obligaciones de las partes, entre otras cosas, se tiene que le corresponde:
"(…) b. Asegurar todas las actividades técnicas y administrativas de interacción con terceros que permitan el desarrollo de las actividades de precomisionamiento, comisionamiento y puesta en funcionamiento y recibo del Ecoparque Solar Providencia, modificación de los elementos contractuales necesarios para la integración del proyecto al sistema existente, así como asegurar su administración, operación y mantenimiento. (…)" Si bien este párrafo se predica actividades de precomisionamiento y comisionamiento, explícitamente menciona la interacción con terceros e implícitamente también incluye la de gestionar el cumplimiento del compromiso de donación que adquirió el Ministerio con un tercero (USAID) relacionado con el suministro del BESS. (...)
(...) h. Implementar los mecanismos de mitigación de riesgos identificados en todas las etapas del Convenio. (...)"
Nótese, de las anteriores obligaciones, que no corresponde a Ecopetrol S.A asegurar con los terceros, en este caso USAID, que cumplan con sus compromisos de colaboración

celebrados con el Ministerio de Minas y Energía, pues como lo establecen las cláusulas anteriormente citadas era responsabilidad del Ministerio dicha gestión. Adicionalmente, se desvirtúa la afirmación según la cual la ausencia del BESS impediría la puesta en funcionamiento del proyecto, toda vez que desde la etapa de planeación del Convenio primigenio se reconoce expresamente la segmentación de los componentes del Parque Solar, permitiendo entregas parciales diferenciadas del sistema de almacenamiento y el sistema de control, tal como consta en la parte final del parágrafo 2do del numeral 2do, obligaciones de Ecopetrol, de la cláusula quinta, del convenio, obligaciones de las partes.
Sin embargo, a pesar de que el suministro del BESS es un complemento del sistema Granja Solar Providencia, su no entrada en operación no es un impedimento de la funcionalidad del sistema Fotovoltaico. En la actualidad se están desarrollando las actividades que permitan realizar la entrega de conformidad con el convenio, dentro del plazo de vigencia actualmente establecido. Esta segmentación fue reafirmada en el Otrosí No. 1, en los considerandos en el numeral 2, en el cual se estipuló que la granja solar debe entregarse tan pronto sea posible, y que el BESS se integrará cuando se encuentre disponible, estableciendo que ambas etapas no necesariamente avanzan de manera simultánea.

Finalmente, frente al riesgo de obsolescencia de los equipos del sistema fotovoltaico, es importante aclarar que éstos fueron seleccionados con una funcionalidad y operatividad superior a 20 años, y la escogencia de los equipos en sus especificaciones técnicas cumplen con la resistencia a las condiciones climáticas de la Isla, ya que para su operación los equipos deberán estar naturalmente expuestos a estas condiciones. Los demás componentes se encuentran bajo custodia, preservación y control de Ecopetrol y el contratista, evitando deterioro y manteniendo la integridad de los activos.

Por lo expresado, debido a los argumentos previamente expuestos, se solicita respetuosamente al equipo auditor tener en cuenta las siguientes conclusiones:

- *Ecopetrol S.A. actuó bajo el principio de buena fe y no puede atribuírsele responsabilidad, toda vez que este compromiso de la donación del BESS, siempre*
- *estuvo en cabeza del Ministerio e incluso se ratifica dicha obligación en el Otrosí No. 1 suscrito el 31 de enero de 2025.*
- *El convenio permite entregas parciales (mitigación riesgo entrega BESS) y actualmente están en desarrollo las actividades para la operación del sistema fotovoltaico sin el componente BESS. En consecuencia, la ausencia temporal del BESS no impide la funcionalidad del sistema fotovoltaico, que puede iniciar su operación parcial y posteriormente alcanzar su capacidad completa cuando se integre el sistema de almacenamiento. El propio instrumento contractual habilita expresamente la operación del Ecoparque sin incluir temporalmente el sistema de almacenamiento, garantizando así la continuidad del proyecto dentro del plazo de vigencia establecido.*
- *Adicionalmente, ya existen activos del proyecto en funcionamiento, lo que ratifica la posibilidad de operativizar parcialmente los componentes. Un ejemplo es el sistema de control primario y secundario de las unidades de generación existentes, que actualmente está operativo y contribuye a la estabilidad del sistema. El resto de los equipos se encuentra dentro del plazo de ejecución y vigencia del convenio para su*

integración al sistema, asegurando la puesta en marcha completa de la Granja Solar conforme a los objetivos del proyecto. Esta realidad confirma que las acciones emprendidas son coherentes con la planificación contractual y desvirtúa la afirmación de que la ausencia del BESS impediría la entrada en operación del proyecto.

- *La infraestructura se encuentra conservada y una parte de ella se encuentra operativa lista para su integración.*
- *Los equipos del Sistema Fotovoltaico instalados fueron adquiridos con especificaciones técnicas que garantizan resistencia climática y vida útil superior a 20 años. Los restantes permanecen bajo custodia y control técnico, asegurando su integridad hasta la puesta en operación*

La responsabilidad fiscal tiene una naturaleza resarcitoria e indemnizatoria que hace del daño su elemento estructurador más importante (Art. 4 ley 610 de 2000), lo que implica que la ausencia de daño impide la estructuración de responsabilidad fiscal.

- *Para la determinación y estimación de ese daño la Corte Constitucional en la sentencia SU 610 de 1996 consideró que debe acudirse a las reglas generales aplicables en materia de responsabilidad, valorando entre otros aspectos "que aquél ha de ser cierto"4, certeza que la jurisdicción de lo contencioso administrativo ha ratificado como elemento constitutivo del daño al resaltar que "para que el daño pueda ser reparado debe ser cierto, esto es, no un daño genérico o hipotético"5 y que la Corte Suprema de Justicia ha considerado como contraria al daño eventual no susceptible de indemnización:*
- *"Para que el daño sea susceptible de ser reparado se requiere que sea "directo y cierto" y no meramente "eventual o hipotético", esto es, que se presente como consecuencia de la culpa y que aparezca real y efectivamente causado"6.*
- *La incidencia fiscal con que se califica a la observación implica que, en consideración del equipo auditor, existe un daño patrimonial cierto que no se habría concretado, circunstancia que no solo no resulta imputable a ECOPETROL S.A., teniendo en cuenta que el plazo de ejecución del convenio se encuentra vigente, y como lo define el artículo 1551 del Código Civil, es el lapso fijado para el cumplimiento de las obligaciones contractuales:*
- *"ARTÍCULO 1551. <DEFINICIÓN DE PLAZO>. El plazo es la época que se fija para el cumplimiento de la obligación; puede ser expreso o tácito. Es tácito, el indispensable para cumplirlo.*
- *No podrá el juez, sino en casos especiales que las leyes designe, señalar plazo para el cumplimiento de una obligación; solo podrá interpretar el concebido en términos vagos u oscuros, sobre cuya inteligencia y aplicación discuerden las partes".*
- *Al estar vigente el plazo de ejecución contractual, consideramos de manera respetuosa que resulta improcedente la confirmación de las connotaciones administrativas, fiscal y disciplinaria, ya que, tal y como lo ha señalado con claridad el Consejo de Estado, cuando la consolidación del daño depende de un hecho futuro no se puede hablar de la existencia de un daño cierto, sino a lo sumo, de un perjuicio*

hipotético que no es susceptible de indemnización ni de ser considerado daño patrimonial:

- *"… si la consolidación del daño dependiera aún del futuro, se trataría de un perjuicio eventual e hipotético, no susceptible del reconocimiento de una indemnización que el porvenir podría convertir en indebida; lo expuesto se antoja lógico en la medida en que si el resultado todavía puede ser alcanzado, el "chance" aún no estaría perdido y nada habría por indemnizar; por tanto, si bien se mantiene la incertidumbre respecto de si dicho resultado se iba a producir, o no, la probabilidad de percibir la ganancia o de evitar el perjuicio sí debe haber desaparecido definitivamente del patrimonio —material o inmaterial— del individuo porque dichos resultados ya no podrán ser alcanzados jamás"7.*
- *Tal y como lo señaló la Oficina Jurídica de la CGR en concepto 097 de 2023, el ente de control fiscal colombiano adaptó las Normas Internacionales para Entidades Fiscalizadoras Superiores (ISSAI) relacionadas con los principios generales emitidos por la Organización Internacional de Entidades Fiscalizadoras Superiores y recogió en el documento "Principios, fundamentos y aspectos generales para las auditorias en la CGR" los principios aplicables a las diferentes auditorías adelantadas por la CGR.*
- *En este documento se definió lo que debe entenderse por hallazgo con impacto disciplinario8y hallazgo con impacto fiscal9 y se estableció que para la estructuración de un hallazgo se debe partir de la comparación de la condición encontrada con los criterios de contraste aplicables, uno de los cuales es el plazo de ejecución dentro del cual se pueden cumplir las obligaciones acordadas.*

Por tanto, se solicita respetuosamente a la Contraloría desestime del informe final de auditoría la observación No. 13, teniendo en cuenta la respuesta, argumentos, documentos y justificación aquí presentados.

8. Respuesta de la entidad al Observación No.14. - Hallazgo 09. Supervisión integral y gestión de riesgos conjunta ECP – MME al Convenio Interadministrativo GGC No. 453 de 2022

Respuesta de la entidad MME

El Convenio Interadministrativo GGC-453 de 2022, suscrito entre el Ministerio de Minas y Energía (MME) y Ecopetrol S.A., tiene por objeto aunar esfuerzos para apoyar la modernización del sistema eléctrico y la integración eficiente de energía solar en la Isla de Providencia, a través del diseño, construcción y puesta en operación de una planta solar fotovoltaica, un sistema de almacenamiento de energía (BESS) y un sistema de control. El Convenio cuenta con plazo de ejecución hasta 31 de diciembre de 2027, según el Otrosí No. 1 firmado el 31 de enero de 2025 (Anexo 2. Otrosí 1 Convenio 453 de 2022 MME-ECP), manteniendo inalterado su objeto y sus obligaciones principales. Ecopetrol ha venido ejecutando de manera satisfactoria los componentes de obras civiles, montaje y sistema de control, encontrándose el Ecoparque Solar Providencia en proceso de construcción

conforme a los informes de avance y las actas de seguimiento (Anexo 3. 20250919 comité de seguimiento No.26). Con corte al 19 de septiembre y según acta del comité de seguimiento No.26, el avance físico consolidado es del 76,18%, y el financiero del 65%. De manera que, el elemento que resta por adquirir es el Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS), cuya entrega fue inicialmente asumida bajo un esquema de cooperación internacional con USAID.

Dicho lo anterior procede a referirse al Desarrollo del componente BESS y hechos Relevantes, indicando que El componente de almacenamiento de energía (BESS) fue inicialmente gestionado en el marco del Memorando de Entendimiento (Anexo 4), el cual constituye un instrumento de cooperación técnica de naturaleza no contractual. Posteriormente, mediante comunicación fechada el 6 de septiembre de 2024 (Anexo 5), la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID) formalizó la oferta de donación del sistema BESS. No obstante, a través de comunicación del 18 de junio de 2025, USAID notificó la terminación del Memorando de Entendimiento y la imposibilidad de concretar la donación ofrecida. El Ministerio, mediante Oficio No. 2-2025-034284 de fecha 19 de agosto de 2025 (Anexo 6), aceptó formalmente la terminación del citado instrumento.

En virtud de este evento sobreviniente y en cumplimiento de lo dispuesto en el literal “m” de la cláusula quinta del Convenio, modificado por el Otrosí No. 1 (Anexo 2), el Ministerio activó el mecanismo de contingencia previsto, solicitando a Ecopetrol, mediante Oficio No. 2-2025-028009 de fecha 22 de julio de 2025 (Anexo 7), asumir la obligación de suministro e integración del sistema BESS. Dicha reasunción de obligaciones fue incorporada en el Otrosí No. 2, con la correspondiente adición de recursos por parte de Ecopetrol, a fin de garantizar la ejecución integral del proyecto.
Durante el desarrollo de estos actos administrativos, el Comité de Seguimiento, conforme a la cláusula octava del Convenio, mantuvo la coordinación técnica, documentando los hitos relevantes, controles de cambio y reprogramaciones, asegurando la trazabilidad de las decisiones adoptadas y la compatibilidad técnica del sistema BESS con el Ecoparque Solar Providencia.

Por su parte, el contratista TB Plus Energy LLC, adjudicatario del contrato 72051423C00003 de USAID, informó mediante comunicación del 23 de abril de 2025 que el proyecto BESS presentaba un avance del 82%, con todos los componentes adquiridos y listos para su ensamble, pero que la ejecución fue suspendida por causas administrativas derivadas del cierre de operaciones de USAID en Colombia (Anexo 8).

Cabe destacar que, conforme al Anexo 18, se evidencia la gestión activa del Ministerio de Minas y Energía (MME) en la articulación con la Embajada de los Estados Unidos y USAID, con el propósito de garantizar la obtención del sistema BESS para el Proyecto Ecoparque Solar Providencia, en el marco del Convenio Interadministrativo GGC-453 de 2022. El MME, a través de la Dirección de Energía y el Grupo de Gestión Internacional, lideró un proceso diplomático y técnico sostenido, insistiendo en la confirmación de la donación y en la definición de cronogramas conjuntos, lo que demuestra el compromiso institucional con el cumplimiento del convenio y la recuperación energética de la isla tras el huracán Iota. La

coordinación de reuniones presenciales con USAID y Ecopetrol, así como el seguimiento permanente a la cooperación internacional, reflejan la voluntad del Ministerio de consolidar alianzas estratégicas y promover soluciones sostenibles en beneficio del país y de las comunidades afectadas, reafirmando su papel como entidad rectora en la transición energética y en la gestión eficiente de proyectos de energías renovables.

Finalmente, USAID confirmó oficialmente la terminación del Memorando de Entendimiento y del proceso de donación mediante comunicación del 18 de junio de 2025 (Anexo 9), aceptación formalizada por el Ministerio (Anexo 6). Actualmente, el MME se encuentra gestionando la suscripción del Otrosí No. 2 al Convenio GGC-453-2022 (Anexo 10), mediante el cual Ecopetrol asume la nueva obligación de suministro y puesta en operación del sistema BESS.

En cuanto al Seguimiento técnico, decisiones y mitigación indica el MME que:

En reunión de seguimiento del 9 de diciembre de 2024, con participación de USAID, Ecopetrol, el MME y el contratista TB Plus, se dejó constancia de las dificultades técnicas, logísticas y contractuales del componente BESS, así como de la posibilidad de entregar el Ecoparque Solar sin el BESS y posteriormente integrarlo, garantizando su compatibilidad técnica (Anexo 11. Acta de seguimiento USAID-MME-SOPESA).

Estas decisiones reflejan la gestión diligente y preventiva del Ministerio para asegurar la funcionalidad del proyecto, evitando retrasos en la prestación del servicio eléctrico a la comunidad insular.

En cuanto a la evaluación jurídica – inexistencia de detrimento patrimonial refiere que:

De acuerdo con lo establecido en el artículo 3° de la Ley 610 de 2000, la configuración de daño fiscal requiere la existencia de una disminución, pérdida o utilización indebida de recursos públicos. En el presente caso, ninguno de estos supuestos se materializa, toda vez que: (i) el Ministerio de Minas y Energía (MME) no realizó desembolsos ni adquirió compromisos de gasto respecto de las actividades vinculadas al Ecoparque Solar Providencia, ni por el monto de USD 18.965, el cual corresponde a un aporte en especie; (ii) los activos adquiridos y construidos se encuentran debidamente custodiados y conservados, sin evidencia de abandono; y (iii) el proyecto continúa en ejecución, con un cronograma ajustado y recursos adicionales garantizados.

Los aportes en dinero derivados del Convenio fueron asumidos por Ecopetrol, mientras que el MME ejerció funciones de coordinación, supervisión y acompañamiento técnico, por lo que no se configura detrimento patrimonial atribuible al Ministerio. Adicionalmente, la gestión del riesgo contractual, mediante la activación de la cláusula de reasunción del suministro del BESS por parte de Ecopetrol, evidencia una actuación diligente y conforme a los artículos 3, 23, 25 y 26 de la Ley 80 de 1993.
No se presenta pérdida ni disposición indebida de recursos públicos, toda vez que el MME no ha efectuado pagos ni aportes en dinero para el suministro del sistema BESS. Su

intervención directa se limitó a actividades de supervisión, apoyo técnico y coordinación interinstitucional, las cuales fueron ejecutadas en su totalidad y generaron valor público (Anexo 12. Convenio 453 de 2022 MME-ECP).

No existe activo ocioso ni abandono de inversión. El Ecoparque Solar Providencia se encuentra dispuesto para su futura puesta en operación bajo un esquema solar-diésel, cumpliendo el objeto del Convenio mientras se concreta la integración del sistema BESS.

Ahora bien, en cuanto al pronunciamiento de la Funcionalidad del proyecto y continuidad operativa refiere el MME que:

El Ecoparque Solar Providencia cuenta con la totalidad de sus componentes instalados, probados y debidamente conservados para su puesta en operación conforme al plan actualizado. A la fecha, el avance físico consolidado supera el 76% y el avance financiero alcanza el 60%, de acuerdo con los informes técnicos emitidos. La integración del sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS), cuya obligación fue reasumida por Ecopetrol, constituye el hito pendiente para la operación conjunta, sin que ello implique inoperancia o abandono de los activos existentes.

Actualmente, el Ecoparque Solar Providencia es funcional, en tanto los equipos se encuentran instalados, en óptimas condiciones y aptos para su entrada en operación, aun cuando la integración del BESS está pendiente. La planta fotovoltaica está en capacidad de generar energía durante el día, lo que permitirá reducir el consumo de diésel, mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico y disminuir las emisiones de CO_2, cumpliendo así con los objetivos ambientales y sociales del proyecto.

Mediante los Otrosíes No. 7 y 8 (Anexos 13 y 14), suscritos con el concesionario del Área de Servicio Exclusivo de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, se formalizó el encargo de los activos del Ecoparque Solar Providencia a favor de SOPESA S.A. E.S.P., lo cual fue recibido mediante comunicación radicada bajo el número SOPESA 20253100058231 de fecha 4 de noviembre de 2025 (Anexo 15), en la que se detalla el inventario y la cuantificación de las labores realizadas, así como los equipos en los que se ha invertido en el marco de la modernización de la planta Bahía Garret en la isla de Providencia.

Durante el año 2024, se llevaron a cabo mesas de trabajo orientadas a la construcción de la filosofía de operación prevista para la etapa en la que todos los equipos estuvieran instalados en la isla (Anexo 16). Si bien los recursos y equipos adquiridos para la modernización se encuentran en operación desde diciembre de 2024, se ha garantizado su mantenimiento y operación continua.
La no llegada del sistema BESS, como consecuencia de un evento sobreviniente, generó una demora en la definición de la ubicación física de las baterías dentro del sitio del ecoparque.

La determinación de la ruta de los conductores y la ubicación de equipos mayores, tales como transformadores y el centro de control, se ha visto condicionada por la llegada del

sistema BESS. En este sentido, los equipos entregados a SOPESA S.A. E.S.P. se encuentran debidamente custodiados y en operación, lo que acredita la inexistencia de detrimento patrimonial respecto de los activos transferidos. Asimismo, el documento que contiene la filosofía de operación evidencia la coordinación efectiva entre los distintos actores involucrados, con el objetivo común de lograr la pronta entrada en operación del Ecoparque Solar Providencia.

En relación con la prestación eficiente del servicio público de energía eléctrica en la isla de Providencia, es pertinente precisar que, conforme al informe de interventoría correspondiente al mes de julio de 2025, el concesionario SOPESA ha venido prestando el servicio dentro de los niveles de calidad establecidos en el contrato de concesión 067 de 2009. Por lo anterior, no existe evidencia de afectación alguna en la prestación de este servicio público a los usuarios (Anexo 17. Informe de interventoría, julio de 2025).

Se refiere finalmente a la Responsabilidad y Gestion Diligente del MME

Las demoras asociadas al componente BESS tienen como causa directa la terminación unilateral del Memorando de Entendimiento (MOU) por parte de USAID, circunstancia externa y completamente ajena al ámbito de control del Ministerio de Minas y Energía (MME). Lejos de constituir una deficiencia en la planeación o una omisión en la supervisión, el Ministerio actuó conforme a los mecanismos previstos en el propio convenio (Anexo 2), activando la reasunción de la obligación por parte de Ecopetrol y formalizando la terminación del MOU, en estricto apego a los principios de planeación, economía y responsabilidad consagrados en la Ley 80 de 1993.

Las demoras en la entrega del sistema BESS obedecen exclusivamente a un hecho internacional sobreviniente: la terminación de operaciones de USAID en Colombia, ordenada por el actual mandatario de los Estados Unidos, hecho público y notorio sobre el cual el Ministerio carecía de competencia para incidir, y respecto del cual no se efectuaron pagos al proveedor TB Plus. En ningún momento se configuró negligencia por parte del MME, que mantuvo comunicación permanente con USAID y Ecopetrol, participó activamente en los comités técnicos y formalizó la terminación del MOU de manera transparente y documentada

Concluye el MME en su contradictorio que, No se configura detrimento patrimonial ni incumplimiento atribuible al Ministerio de Minas y Energía (MME), en virtud de que:

(iv) no se realizaron desembolsos por USD 18,965 ni por el sistema BESS;
(iv) la inoperatividad temporal del sistema obedece a un evento internacional sobreviniente, consistente en la terminación del Memorando de Entendimiento (MOU) por parte de USAID;
(iv) se activaron de manera oportuna los mecanismos contractuales previstos, incluyendo la reasunción del suministro del BESS por parte de Ecopetrol mediante el Otrosí No. 2; y
(iv) El proyecto mantiene su finalidad social y continúa ejecutándose dentro del plazo contractual vigente.

El proyecto Ecoparque Solar Providencia constituye un referente de gestión pública responsable, coordinada y alineada con los principios de eficiencia, planeación y sostenibilidad que rigen la función administrativa. Desde su origen, el MME, en alianza con Ecopetrol S.A. y con el acompañamiento técnico de USAID, ha impulsado una iniciativa estratégica orientada a garantizar el acceso confiable a energía limpia en la Isla de Providencia, territorio históricamente vulnerable y afectado por el huracán Iota.

Durante la ejecución del Convenio Interadministrativo GGC-453 de 2022, el Ministerio ha actuado con diligencia, transparencia y rigor técnico, cumpliendo cabalmente con sus obligaciones de supervisión, articulación interinstitucional y acompañamiento técnico. Los avances alcanzados evidencian un progreso sustancial: el Ecoparque Solar se encuentra en fase constructiva y funcional.

Las demoras en la entrega del sistema BESS derivan exclusivamente de un hecho internacional sobreviniente y ajeno al control del Ministerio, consistente en la decisión unilateral de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID) de cesar operaciones en Colombia. No obstante, el Ministerio actuó con responsabilidad, activando los mecanismos contractuales previstos —en particular, la cláusula de reasunción por parte de Ecopetrol—, lo que permitió garantizar la continuidad del proyecto, sin que se generara pérdida, uso indebido o afectación alguna a los recursos públicos.

En consecuencia, y conforme a lo dispuesto en el artículo 3 de la Ley 610 de 2000, este Ministerio considera que no se configura daño fiscal ni detrimento patrimonial, ya que no existe disminución del patrimonio público, pérdida de activos ni irregularidades en la gestión de los recursos estatales. Por el contrario, las actuaciones del Ministerio reflejan un ejercicio responsable de la función pública, sustentado en la planeación, la gestión del riesgo contractual y la coordinación con los socios estratégicos del proyecto.

Por lo anterior, el Ministerio de Minas y Energía solicita respetuosamente a la Contraloría General de la República tener por atendidas las observaciones contenidas en la comunicación AG8-47, al verificarse que no existe detrimento patrimonial alguno, que el proyecto cumple su objeto y finalidad social, y que el Estado colombiano ha actuado conforme a los principios de legalidad, economía, eficacia y responsabilidad en la gestión de los recursos públicos.

Respuesta de Ecopetrol S.A

Respuesta de la Vicepresidencia Ejecutiva de Energías para la Transición - Vicepresidencia de Refinación y Procesos Industriales
"*A la fecha por el liderazgo y supervisión de Ecopetrol S.A, se han tomado decisiones acertadas que han conllevado la entrega del Sistema de Control primario y secundario de las unidades de generación, se han instalado los 3300 paneles solares, con sus respectivos cables, inversores, así como la construcción de accesos externo interno, la construcción de*

box culvert, encerramiento, iluminación y demás componentes de conexión como la línea de media tensión y fibra óptica.
Es preciso señalarle al ente de control que la imposibilidad para lograr la puesta en operación dentro de los plazos inicialmente programados no obedece a falta de supervisión ni a ausencia de toma de decisiones oportunas por parte de Ecopetrol S.A, sino a factores externos como la ya manifestados.
Asimismo, las condiciones propias del entorno insular donde se desarrolla la granja solar Providencia han representado desafíos adicionales que han dificultado el avance conforme a los tiempos establecidos. A diferencia de un proyecto desarrollado en el continente, donde se cuenta con mayor disponibilidad de infraestructura, acceso terrestre, y oferta de mano de obra calificada y no calificada, en una isla como Providencia se enfrentan limitaciones significativas, tales como restricciones logísticas especialmente en el transporte marítimo de equipos y materiales, el cual depende de condiciones climáticas y de disponibilidad de embarcaciones, además de que se le da prioridad al traslado de bienes esenciales para la comunidad raizal, la limitada disponibilidad de personal tanto calificado como no calificado, la infraestructura básica restringida que dificulta el almacenamiento, movilización y montaje de los componentes del proyecto y las condiciones climáticas particulares que en ocasiones afecta los cronogramas de ejecución especialmente en temporadas de huracanes o lluvias intensas (Anexo 4).
Estos factores, propios de la ejecución de proyectos en territorios insulares, han impactado directamente en los tiempos de desarrollo, pese a los esfuerzos continuos de Ecopetrol S.A. por mitigar sus efectos y cumplir con los compromisos establecidos.

Adicionalmente, durante el desarrollo del proyecto se han presentado inconvenientes específicos relacionados con la construcción de la vía de acceso. Esto llevó a la necesidad de realizar un nuevo trazado, el cual implicó la gestión de un permiso de ocupación de cauce no proyectado ante la autoridad ambiental CORALINA. Dicho permiso fue otorgado el 13 de septiembre de 2024, mediante la Resolución No. 667 de 2024.
Frente a lo observado sobre los recursos ejecutados es necesario precisar que a la fecha se han invertido aproximadamente USD 12 millones, en la construcción de la infraestructura fotovoltaica, adecuaciones civiles, interconexiones eléctricas y aseguramiento logístico especializado, todas ellas necesarias para el cumplimiento progresivo del objeto.
Así mismo, se reitera nuevamente que el sistema de almacenamiento BESS es un componente importante para optimizar la operación del parque solar, desde la etapa de planeación del convenio inicial se estableció expresamente la segmentación de los componentes del proyecto, tal como consta en el parágrafo 2º del numeral 2º, obligaciones de Ecopetrol, de la cláusula quinta. Esta segmentación permite entregas parciales diferenciadas del componente de generación del parque solar, el sistema de almacenamiento y del sistema de control, lo que hace viable que la Granja Solar Providencia entre en operación en fases.
Por otra parte, consideramos que no es correcta la afirmación de que el convenio se encuentra en estado crítico. Es importante destacar que el convenio continúa vigente y con

plazo suficiente para culminar la integración del sistema y las modificaciones que se han realizado por medio de los Otrosíes No. 1 y No. 2, reflejan precisamente una gestión activa orientada a garantizar el cumplimiento de los objetivos establecidos desde el inicio, a pesar de los contratiempos propios de proyectos con características tan particulares como que éste sea desarrollado en una isla y la incorporación de tecnología de vanguardia que no ha sido implementada previamente por ninguna de las entidades. Asimismo, el retraso en la incorporación del sistema BESS se debe exclusivamente a circunstancias extraordinarias derivadas de hechos sobrevinientes, que ocasionaron la imposibilidad diplomática de USAID para cumplir con su compromiso, en la consolidación de la donación de este sistema. Esta situación fue comunicada formalmente por el Ministerio el 22 de julio de 2025 (ver Anexo 5) y activó la gestión para la suscripción del Otrosí No. 2, que al momento de su perfección prevé la reasunción obligacional por parte de Ecopetrol mediante instrumento habilitante posterior.

No puede predicarse por parte del ente de control una falencia en la oportunidad del ejercicio de las acciones conminatorias de Ecopetrol frente a la consecución del BESS por parte del Ministerio frente a USAID, pues el relacionamiento entre el gobierno nacional con USAID era un vínculo exclusivo del Ministerio, adicionalmente Ecopetrol S.A asumió el rol de seguimiento que le correspondía (como puede evidenciarse entre otras en las Actas de Seguimiento al Convenio No. 10, 11, 13, 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 25) no solo por lo expresado anteriormente, sino en virtud de la Clausula Quinta - Obligaciones de las Partes – "Se requiere obtener aprobación previa y escrita de las partes para tener un acercamiento con funcionario del gobierno sea nacional o internacional". Lo que limita una interacción directa entre las partes.

Cabe resaltar que, de acuerdo con lo descrito con anterioridad, el Ministerio tuvo la certeza del suministro del BESS por parte de USAID a lo largo de la ejecución del convenio. Esta certeza se corroboró mediante la comunicación enviada por parte de USAID al MME el 6 de septiembre de 2024 confirmando su interés de donar el sistema BESS (Anexo 5).

Este hecho motivó la solicitud y posterior modificación de la obligación en el Otrosí No. 1 al Convenio suscrito el 31 de enero de 2025, que en su Clausula segunda modifica la Cláusula Quinta-obligaciones De Las Partes incorporando los literales "u", "v" y "w" en el Numeral Tercero Obligaciones Del Ministerio, la cual traslada la obligación de suministro del sistema BESS al MME, sujeto a que se materializara la donación por parte de USAID.

Por ello, Ecopetrol S.A no comparte las afirmaciones del equipo auditor que señalan la falta de un plan de acción para mitigar el riesgo de la no entrega del BESS, ya que dicho riesgo solo se materializó el 22 de julio de 2025, cuando el Ministerio informó a Ecopetrol el desistimiento de la entrega del mencionado equipo (Anexo 6).

En este contexto, no era consecuente con la realidad del momento haber iniciado la procura paralela del BESS por parte de Ecopetrol, como lo manifiesta el informe del ente de control, ya que de no haberse producido el hecho sobreviniente derivado de la decisión política que llevó al cese de actividades de USAID en Colombia, la donación del sistema BESS muy probablemente se habría materializado.

No obstante, Ecopetrol, de manera interna, ha venido adelantando acciones como el análisis de mercado para la adquisición del BESS, a pesar de que dicha actividad aun no constituye una obligación para Ecopetrol en el convenio. Estas gestiones se han realizado con el

propósito de optimizar los tiempos mientras se tramita el Otrosí No. 2, y así garantizar el cumplimiento del objeto en los plazos establecidos en el convenio. (Anexo 7).
Por lo expresado anteriormente, queda en evidencia todas las acciones desplegadas por Ecopetrol S.A frente a su obligación de supervisión, control y aseguramiento integral del Convenio, anticipándose como se pudo evidenciar con anterioridad a la realización de una ingeniería para la adquisición del equipo BESS que no pudo ser suministrado por el Ministerio.

> *Por tanto, se solicita a la Contraloría General de la República debido a todas las actuaciones desplegadas para el cumplimiento del objeto del Convenio desestimar la observación administrativa con incidencia disciplinaria del informe final de auditoría*

9. Respuesta de la entidad al Observación No.15. - Hallazgo 10. Gestión inmobiliaria Proyecto Ecoparque Providencia

Respuesta de la Vicepresidencia Administrativa y Servicios – Dirección de Abastecimiento Corporativa

"*Es preciso resaltar que el convenio interadministrativo está regido bajo los lineamientos establecidos en el decreto 1472 del 2020, mediante el cual se declara la existencia de situación de desastre en el departamento Archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, debido al Huracán Iota. Por tal razón, las acciones de planeación de la gestión de tierras previas al convenio estaban a cargo del Ministerio de Minas y Energía con el apoyo de la Agencia Nacional de Tierras. Dicha afirmación se constata mediante el acta de visita conjunta llevada a cabo el 27 septiembre del 2021, que desembocó en el auto No 202132000145149 del 2021–11-29 de la ANT, dicho documento hace una exposición de motivos jurisprudenciales relacionados con la naturaleza jurídica y el régimen especial de los predios de la isla. En este sentido y de conformidad con la sentencia del 21 de enero de 1972 del Consejo de Estado, y el auto expedido por la Agencia Nacional de Tierras - ANT ratifica que los predios del archipiélago de San Andrés y Providencia no es tan sujetos a las reglas para la evaluación de su naturaleza jurídica que operan para los predios del resto del país y, finalmente, consideró que la naturaleza de los inmuebles de este territorio insular se halla esclarecida con fundamento en la sentencia del Consejo de Estado antes mencionada. Como consecuencia de ese análisis, la ANT decidió abstenerse de iniciar la etapa preliminar de la fase administrativa del Procedimiento Único y ordenó no conformar el expediente para estudiar la clarificación de la propiedad, por lo que realizó la titulación de algunos predios a favor de los particulares que ejercían la posesión10.*

Una vez suscrito el convenio interadministrativo del asunto, desde el área de gestión inmobiliaria de ECOPETROL S.A, se realiza un diagnóstico inmobiliario del Ecoparque Solar Providencia, fechado el 31 de enero del 2022, en el cual se realiza un análisis preliminar de las condiciones jurídicas y catastrales de los inmuebles y se documentan los riesgos identificados a la fecha; demostrando una gestión oportuna para la realización de las actividades prediales del convenio. Posteriormente el 15 de marzo del 2022, desde gestión

de tierras de ECOPETROL S.A., se emite el documento concepto inmobiliario fase III, donde se define la estrategia de la adquisición de los derechos inmobiliarios para el proyecto; lo que evidencia una participación temprana por parte del área gestión de tierras ECOPETROL S.A.

En aras del principio de colaboración y coordinación armónica entre las instituciones y por el rol de ejecutores del convenio, ECOPETROL S.A., desplegó capacidades técnicas para la adquisición de los derechos inmobiliarios; en este sentido es importante resaltar que No existe deficiencia de planeación del convenio, toda vez que antes de la firma del mismo, no se podían ejecutar acciones tendientes a la adquisición de los derechos, esto incluye acercamientos con los PPO de los terrenos; por tal razón el estado jurídico real de los inmuebles y sus particularidades, solo se pudo conocer después de las interacciones con los raizales que tenían relación jurídica con los predios.

De otra parte, una vez se realizaron los acercamientos con la población raizal se evidenciaron, entre otras, altas expectativas económicas de los poseedores, carencia de plenos derechos del dominio, predios que podrían acarrear riesgos reputacionales, poseedores que residen fuera del país; situaciones que se presentaron como escollos que tuvieron que ser subsanados en aras de garantizar el aseguramiento y amparo de los derechos inmobiliarios a adquirir. El convenio reza que estos derechos deben ser viables jurídicamente, aceptables por los poseedores y defendibles ante cualquier autoridad de la República, lo cual obliga a una debida diligencia y análisis profundos sobre el estado jurídico de los inmuebles.

Sin perjuicio de lo anterior, en la actualidad los cinco derechos inmobiliarios requeridos para la construcción del Ecoparque Solar Providencia están adquiridos. Cuatro de ellos fueron escriturados y registrados a nombre del Ministerio de Minas y Energía, el quinto derecho inmobiliario tiene promesa de compraventa que se perfeccionará una vez culmine su proceso de pertenencia.

Este último, identificado con la cédula catastral número 88564000000000050160000000000, cuyo inmueble carece de antecedente registral conforme fue constatado por la Oficina de Registro de Instrumentos Públicos de San Andrés y Providencia, la posesión era ejercida por Dora Aura Mc'Lean Livingston, quien mediante declaración extrajuicio, certifica que ejercía la tenencia, y posesión exclusiva del bien por más de treinta años. De esta manera, se suscribe con la señora Mclean una promesa de compraventa del inmueble, en la cual se establecen compromisos como:

1. *La entrega del predio para dar continuidad a la construcción de las obras necesarias para la vía de acceso al parque solar,*
2. *Condición suspensiva con la obligación de otorgar la escritura pública de compraventa sujeta a la adquisición del derecho de propiedad del inmueble por parte de la promitente vendedora ya sea por sentencia de declaratoria judicial de pertenencia o por acto administrativo de titulación de la posesión expedido por la*

Agencia Nacional de Tierras, debidamente inscrito en el registro de instrumentos públicos,

3. *Cláusula de novación, en la cual, si por alguna de las causas establecidas no ocurriera la condición suspensiva, y, en lugar de aquella, pactan la enajenación de la posesión y las mejoras del predio, para lo cual el contrato sirve de título de transferencia.*

Es necesario recordar que los Esquemas de Ordenamiento Territorial (EOT), son competencia y responsabilidad de los municipios, por lo cual, se configura como una condición externa al convenio sobre la cual no se tiene manejabilidad, así mismo cada predio cuenta con un avalúo comercial certificado por la lonja de propiedad raíz, en los cuales se hacen las validaciones respecto a las clases y usos del suelo frente a EOT. En consecuencia, no existe omisión ni falta de diligencia en la gestión inmobiliaria, la cual se ha ejecutado conforme al procedimiento pactado en el convenio primigenio, con preservación de derechos de terceros y protección del patrimonio público.

Finalmente, es necesario precisar conforme al clausulado del convenio, la coordinación de las actividades y el seguimiento, control y supervisión estará a cargo de un comité de seguimiento a la ejecución del convenio, integrado por un representante de las partes y liderado por el Ministerio de Minas y Energía, en estos espacios se ha contado con la participación de gestión de tierras; sin prejuicio de lo anterior, por parte de ECOPETROL S.A., se realizan reuniones sistemáticas para el seguimiento a las actividades, y el equipo de gestión de tierras asiste a estos encuentros desde el inicio del convenio, por lo cual es seguimiento a las actividades está asegurado.

Conforme lo anteriormente expuesto, solicitamos a la Contraloría General de la República se desestime la observación y sea retirada del informe final de auditoría.

10. Respuesta de la entidad al Observación No.16. - Hallazgo 03. Puesta en operación de activo incompleto.

Respuesta de la Vicepresidencia de Exploración, Desarrollo y Producción- Área de Desempeño y Aseguramiento de Procesos ED&P

En primer lugar, es necesario precisar que el tanque FWKO de tag ETK-1101-C no se ha puesto en operación y que el fluido de proceso contenido en el tanque el día de la visita de la Contraloría General de la República el día 24 de septiembre de 2025 a la Estación Centauros, correspondía a fluido utilizado para las pruebas de comisionamiento, las cuales finalizaron el 11 de septiembre de 2025 y a partir de esta fecha el tanque se cierra, se aísla del proceso y queda fuera de línea. (Ver anexo 6 Tendencia y observaciones operativas tanque FKWO ETK 1101 C).

En la visita realizada por la Contraloría General de la República el día 24 de septiembre a la Estación Centauros, se evidenció en el cuarto de control el nivel del tanque FWKO de tag ETK-1101-C con el fluido de proceso contenido en el tanque, el cual era producto del llenado que se realizó con el propósito de llevar a cabo las pruebas de comisionamiento.

Igualmente, como se evidencia en la figura a continuación, se refleja un caudal de ingreso de -261 BLs, lo que significa que el tanque no estaba operando y solo contenía el fluido de las pruebas. Ver siguiente figura (Figura 1)

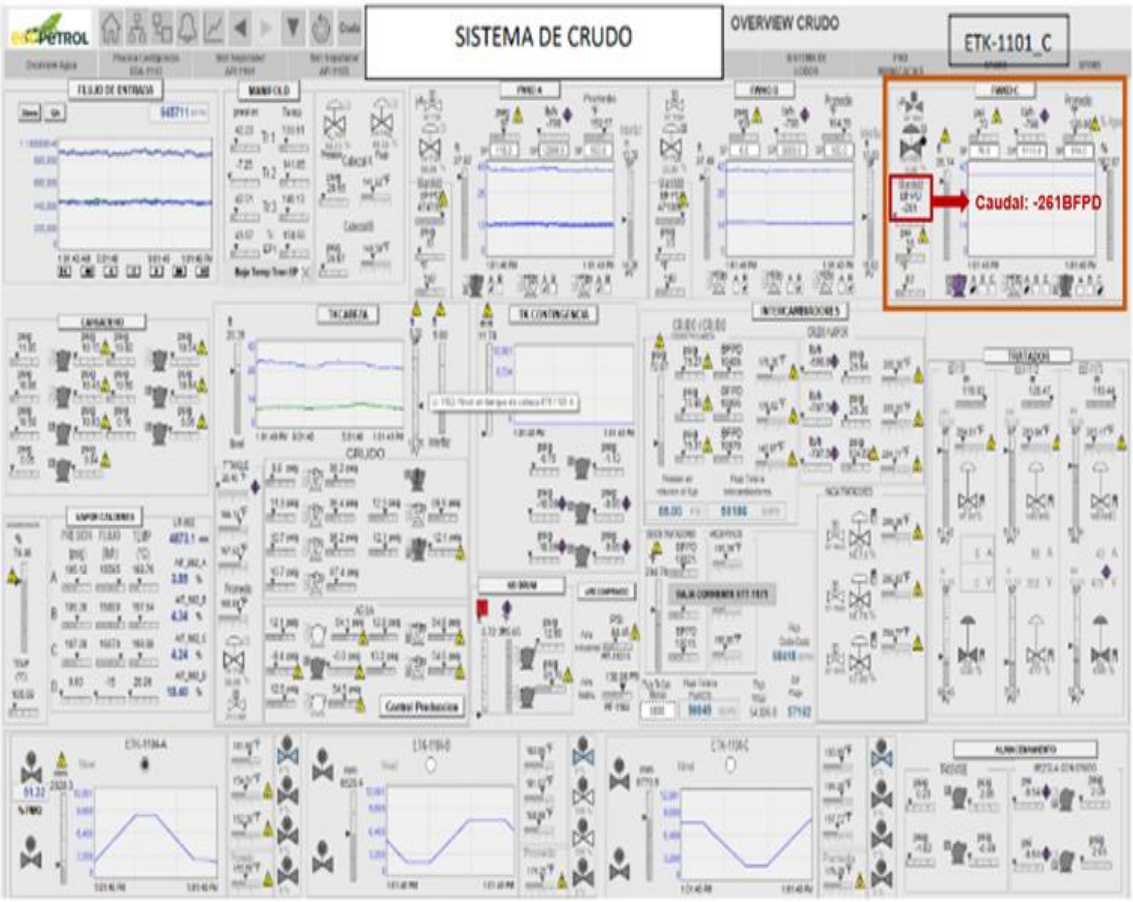


Ilustración 1. Overview tratamiento de crudo tanque FKWO ETK 1101 C

Adicionalmente, el día 18-julio-2025 se expide el primer documento HC1 CSE-ECU21212-PR-04-002 asociado al sistema de tratamiento de crudo en el cual se indica que el tanque FWKO de tag ETK-1101-C se excluye en la entrega del sistema. Ver figura siguiente. Adjunto Anexo 1

ecopetrol

Título del Proyectó:
ECU21212 CAÑO SUR ESTE MODULO 4

HC1 No:
CSE-ECU21212-PR-04-002

Sistema:
TRATAMIENTO DE CRUDO - EP1

CERTIFICADO HC1
ORIENTE

ENTREGA DEL SISTEMA — Página 1 de 2

CÓDIGO: HC1	Elaborado: 15/03/2018	Versión: 3

SUBSISTEMAS ASOCIADOS AL SISTEMA ENTREGADO:

AC1 No	Nombre del Subsistema
CSE-ECU21212-PR-04-002-34-01	SURGENCIA FWKO ETK-1101C
CSE-ECU21212-PR-04-002-34-02	SURGENCIA TK CABEZA ETK1102-B
CSE-ECU21212-PR-04-002-34-03	SURGENCIA FWKO
CSE-ECU21212-PR-04-002-34-04	SURGENCIA TK CABEZA
CSE-ECU21212-PR-04-002-34-05	SURGENCIA FWKO BOMBA EP 1150-J
CSE-ECU21212-PR-04-002-34-06	SURGENCIA FWKO BOMBA EP 1150-K
CSE-ECU21212-PR-04-002-34-07	SURGENCIA FWKO BOMBA EP 1150-L
CSE-ECU21212-PR-04-002-34-08	SURGENCIA TK CABEZA EP1105-6

LA ENTREGA INCLUYE:

El Sistema con los Subsistemas asociados los cuales fueron probados de acuerdo con los lineamientos de la Matriz de Certificación.
- ✓ Bomba EP 1150-M, en conjunto variador (VFD), CSE-ECU21212-PR-04-002-34-04 - SURGENCIA TK CABEZA
- ✓ Bomba EP 1105-6, en conjunto variador (VFD), CSE-ECU21212-PR-04-002-34-08 - SURGENCIA TK CABEZA EP1105-6
- ✓ Bomba EP 1150-L, en conjunto variador (VFD) y monitor de vibraciones (VME), CSE-ECU21212-PR-04-002-34-07 - SURGENCIA FWK BOMBA EP 1150-L

P&IDs / Documentos de referencia:
- ✓ CSE-01102-PRO-PID-000008
- ✓ CSE-01102-PRO-PID-000005, DIAGRAMA DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN (P&ID) BOTAS DE GAS Y TANQUES FWKO
- ✓ CSE-01102-PRO-PID-000006, DIAGRAMAS DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN (P&ID) - BOMBAS DE TANQUES FWKO

LA ENTREGA EXCLUYE:
- Bomba EP 1150-N, CSE-ECU21212-PR-04-002-34-04 - SURGENCIA TK CABEZA
- Bomba EP 1150-J, CSE-ECU21212-PR-04-002-34-05 - SURGENCIA FWKO BOMBA EP 1150-J
- Bomba EP 1150-K, CSE-ECU21212-PR-04-002-34-06 - SURGENCIA FWKO BOMBA EP 1150-K
- Bomba EP 1105-5, CSE-ECU21212-PR-04-002-34-04 - SURGENCIA TK CABEZA
- Tanque FWKO ETK-1101C -01, CSE-ECU21212-PR-04-002-34-01 - SURGENCIA FWKO ETK-1101C
- Tanque CABEZA ETK1102-B, CSE-ECU21212-PR-04-002-34-02 - SURGENCIA TK CABEZA ETK1102-B

NOTA: VER NÚMEROS DE LISTADOS DE PENDIENTES POR DISCIPLINAS EN LA SECCIÓN FINAL DE ESTE DOCUMENTO

LÍDER DE COMISIONAMIENTO ECOPETROL

CONFIRMO POR MEDIO DE LA PRESENTE QUE EL SISTEMA DEFINIDO ANTERIORMENTE HA SIDO COMISIONADO Y TODAS LAS PRUEBAS FUNCIONALES NECESARIAS HAN SIDO REALIZADAS PARA GARANTIZAR SU OPERACIÓN SEGURA

NOMBRE HARVEY BUITRAGO FIRMA FECHA 18/07/2025

LÍDER DE OPERACIONES ECOPETROL

POR MEDIO DE LA PRESENTE ACEPTO EL SISTEMA ENTREGADO POR LA AUTORIDAD DE COMISIONAMIENTO DE ACUERDO CON LAS RESPONSABILIDADES/LIMITACIONES REGISTRADAS EN LOS LISTADOS DE PENDIENTES POR DISCIPLINAS INDICADOS AL FINAL DE ESTE DOCUMENTO

Para la realización del comisionamiento se contó con un RSPA (Requerimientos de Seguridad de Procesos Previo al Arranque), con el propósito de evaluar los riesgos, confirmando que se cumplía con los requisitos para el inicio de llenado de tanque FWKO de tag ETK-1101-C para las pruebas. La revisión de seguridad de pre-arranque se realizó debido a que era necesario alinear el tanque al proceso con el fin de realizar la calibración y verificación con crudo de la instrumentación asociada.

A continuación, relacionamos en orden cronológico las actividades requeridas para asegurar el comisionamiento, teniendo en cuenta que se utilizaría fluido de proceso sin calentamiento:

- El día 17 de agosto/25 se realizó el what if para identificar posibles fallas a la no disponibilidad operativa de la bota de gas del tanque ETK-1101-C y habilitación del tanque como tanque de surgencia sin el sistema de calentamiento. En este taller se identificó qué pasaría si se realizaran las pruebas de comisionamiento sin contar con el aislamiento térmico, y se concluyó que al realizar las pruebas con fluido de proceso y sin calentamiento del crudo no se genera un riesgo para la seguridad operacional del tanque y la planta. (Ver anexo 2 (registro de asistencia) y Anexo 3 (taller what if)

- El 17 de agosto/25 se realizó el RSPA (Requerimientos de Seguridad de Procesos Previo al Arranque), teniendo en cuenta que es un requerimiento previo del listo para operar y en este caso, necesario para realizar las pruebas de comisionamiento del tanque y del sistema

de instrumentación. (Ver anexo 4 (registro de asistencia RSPA) y anexo 5 (Informe final RSPA 950k)).

- Entre el 18 al 22 de agosto/25 se realizó el llenado de tanque con fluido de proceso para realizar las pruebas comisionamiento, fugas e instrumentación, previo a la entrega a la operación. Es de aclarar que el proceso de llenado no incluía calentamiento de crudo y por lo anterior no se presentaba un riesgo en seguridad operacional, razón por la cual, el aislamiento térmico del tanque no era un impeditivo para proceder con esta prueba.
- El día 11 de septiembre se finalizaron las pruebas de comisionamiento del tanque FWKO de tag ETK-1101-C y a partir de esta fecha el tanque se cierra, se aísla del proceso y queda fuera de línea. (Ver anexo 6 Tendencia y observaciones operativas tanque FKWO ETK 1101 C)
- Como resultado de las pruebas el día 20-septiembre-2025 se actualiza el HC1 CSE-ECU21212-PR-04-002 asociado al sistema de crudo en donde se excluyen el serpentín de vapor, serpentín de condensados, bota de gas EBG1101-C, instrumentación asociada a la bota de gas, instrumentación, asociado a los cuadros de control de vapor y condensado (ver siguiente figura y anexo 7).

ecopetrol	Título del Proyecto: ECU21212 CAÑO SUR ESTE MODULO 4 HC1 No: CSE-ECU21212-PR-04-002 Sistema: TRATAMIENTO DE CRUDO - EP1	CERTIFICADO HC1 ORIENTE
ENTREGA DEL SISTEMA		Página 2 de 3
CÓDIGO: HC1	Elaborado: 15/03/2018	Versión: 3

LA ENTREGA EXCLUYE:

- Serpentín de Vapor, serpentín de condensados, bota de gas EBG1101-C, FIT-11010C, instrumentación asociada a la bota de gas, Instrumentación asociada a los cuadros de control de vapor y condensado. CSE-ECU21212-PR-04-002-34-01 - SURGENCIA FWKO ETK-1101C-C,
- Bomba EP 1150-J, CSE-ECU21212-PR-04-002-34-05 - SURGENCIA FWKO BOMBA EP 1150-J
- Bomba EP 1105-5, CSE-ECU21212-PR-04-002-34-04 - SURGENCIA TK CABEZA
- Tanque CABEZA ETK1102-B, CSE-ECU21212-PR-04-002-34-02 - SURGENCIA TK CABEZA ETK1102-B

NOTA: VER NÚMEROS DE LISTADOS DE PENDIENTES POR DISCIPLINAS EN LA SECCIÓN FINAL DE ESTE DOCUMENTO

LÍDER DE COMISIONAMIENTO ECOPETROL

CONFIRMO POR MEDIO DE LA PRESENTE QUE EL SISTEMA DEFINIDO ANTERIORMENTE HA SIDO COMISIONADO Y TODAS LAS PRUEBAS FUNCIONALES NECESARIAS HAN SIDO REALIZADAS PARA GARANTIZAR SU OPERACIÓN SEGURA

NOMBRE Antonio Martinez R FIRMA FECHA 21-09-2025

LÍDER DE OPERACIONES ECOPETROL

POR MEDIO DE LA PRESENTE ACEPTO EL SISTEMA ENTREGADO POR LA AUTORIDAD DE COMISIONAMIENTO DE ACUERDO CON LAS RESPONSABILIDADES/LIMITACIONES REGISTRADAS EN LOS LISTADOS DE PENDIENTES POR DISCIPLINAS INDICADOS AL FINAL DE ESTE DOCUMENTO

NOMBRE Manuel Rodriguez FIRMA FECHA 25-09-2025.

DISCIPLINAS INVOLUCRADAS EN EL COMISIONAMIENTO

COORDINADOR DE COMISIONAMIENTO

A la fecha el tanque no ha entrado en operación teniendo en cuenta que está pendiente por finalizar la línea de condensados, vapor, aislamiento térmico, botas de gas e interconexiones para cumplir la entrega definitiva.

De acuerdo con el plan de trabajo (PDT) del tanque FWKO de tag ETK-1101-C se tiene planeada la finalización del aislamiento térmico el 2 de diciembre/25 y entrada en operación de este tanque el 11 de diciembre/25. Tal como se observa a continuación en la siguiente imagen del anexo 8.

134	**5**	**Limpieza y Pintura Tanque**	**vie 7/02/25**	**dom 15/06/25**	**100%**
135	6	Lavado y sandblasting en interior del tanque	vie 7/02/25	sáb 24/05/25	100%
136	6	Pintado interior del tanque	mié 12/02/25	jue 29/05/25	100%
137	6	Lavado y sandblasting en exterior del tanque	sáb 22/02/25	dom 25/05/25	100%
138	6	Pintado exterior del tanque	lun 10/03/25	jue 5/06/25	100%
139	6	Resanes de pintura	mar 29/04/25	dom 15/06/25	100%
140	**5**	**Aislamiento Térmico**	**mié 23/04/25**	**mar 2/12/25**	**41%**
141	6	Instalación de fibra y láminas de aluminio	mié 23/04/25	mar 2/12/25	42%
142	6	Sellado y liberación del aislamiento	lun 8/09/25	mar 2/12/25	40%
143	**4**	**OBRAS ELECTRICAS**	**vie 18/04/25**	**jue 29/05/25**	**100%**
145	5	Instalación anodos de sacrificio	vie 18/04/25	jue 29/05/25	100%
147	**4**	**PRECOMISIONADO Y LIBERACION FINAL**	**jue 7/11/24**	**jue 11/12/25**	**95%**
148	5	Punchlist y Acta de Entrega Dossier Civil	jue 7/11/24	vie 30/05/25	100%
149	5	Punchlist y Acta de Entrega Dossier Mecánica	vie 20/12/24	jue 11/12/25	90%
150	5	Punchlist y Acta de Entrega Dossier Eléctrico	vie 20/12/24	jue 19/06/25	100%
151	5	Generar Certificados Terminación Mecánica (AC1 de Subsistemas)	vie 20/12/24	lun 14/07/25	100%
152	5	Generar Certificados Terminación Mecánica (AC1 de Subsistemas con aislamiento térmico)	mar 2/12/25	jue 11/12/25	0%
153	*2*	*Finalización de trabajos mecánicos de Tanque FWKO*	*jue 11/12/25*	*jue 11/12/25*	*0%*

Según lo indicado anteriormente se demuestra que:

- El tanque FWKO de tag ETK-1101-C no se encontraba en operación el día de la visita de la Contraloría General de la República a la Estación Centauros el 24 de septiembre/25.

- La imagen tomada en el cuarto de control en el momento de la visita corresponde al nivel de fluidos que se utilizaron previamente en las pruebas de comisionamiento del tanque FWKO de tag ETK-1101-C, como se muestra en la figura 1 de este documento.

- En el plan de trabajo se establece la secuencia constructiva para finalizar la entrega definitiva del sistema el 11 de diciembre/25 (incluyendo el aislamiento térmico para garantizar la operación segura del activo).

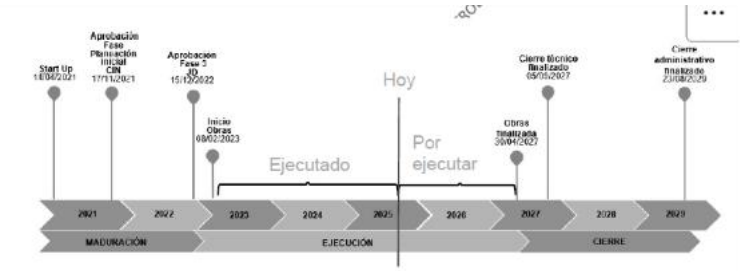
De acuerdo con lo anterior solicitamos respetuosamente a la contraloría el retiro de esta observación del informe final de la auditoría teniendo en cuenta la respuesta, argumentos, documentos y justificación aquí presentados.

11. Respuesta de la entidad a la Observación No.17. - Hallazgo 04. PDT Cronograma de actividades en estaciones del proyecto Modulo Integral Desarrollo Secundario GDT

Respuesta de la Vicepresidencia de Exploración, Desarrollo y Producción- Área de

Desempeño y Aseguramiento de Procesos ED&P

El proyecto Módulo Integral se encuentra en un avance programado del 83,5% al 30 de septiembre del año 2025, momento en el cual los efectos acumulados de diferentes factores ocurridos a lo largo de 3 años de ejecución pueden parecer más notorios. Sin embargo, no impactan el cumplimiento de objetivos como se verá a continuación.



Los efectos postpandemia, la priorización de capital que hizo la compañía, y sobre todo, el difícil entorno social, ambiental y económico donde se ejecuta este proyecto, que en repetidas ocasiones mediante bloqueos han impedido el ingreso a las estaciones, han causado el desplazamiento de algunas actividades, que debieron adaptarse a las diferentes variables que gobiernan el avance del proyecto.
Se resalta que en el 2024 y en lo corrido del año 2025, el proyecto ha tenido afectaciones por diferentes mítines, paros, bloqueos de las comunidades, gremios de trabajadores, gremios de proveedores de bienes y servicios etc., que totalizan 285 días a octubre de 2025; estas situaciones corresponden a dinámicas territoriales que forman parte de los riesgos identificados y gestionados en el marco del proyecto, los cuales, si bien cuentan con planes de mitigación, han generado retrasos en el avance planeado, tal y como se muestra a continuación:

AÑO	Cant Mitin	Cant Bloqueo	Total
2024	39	65	104
TOTAL	39	65	104

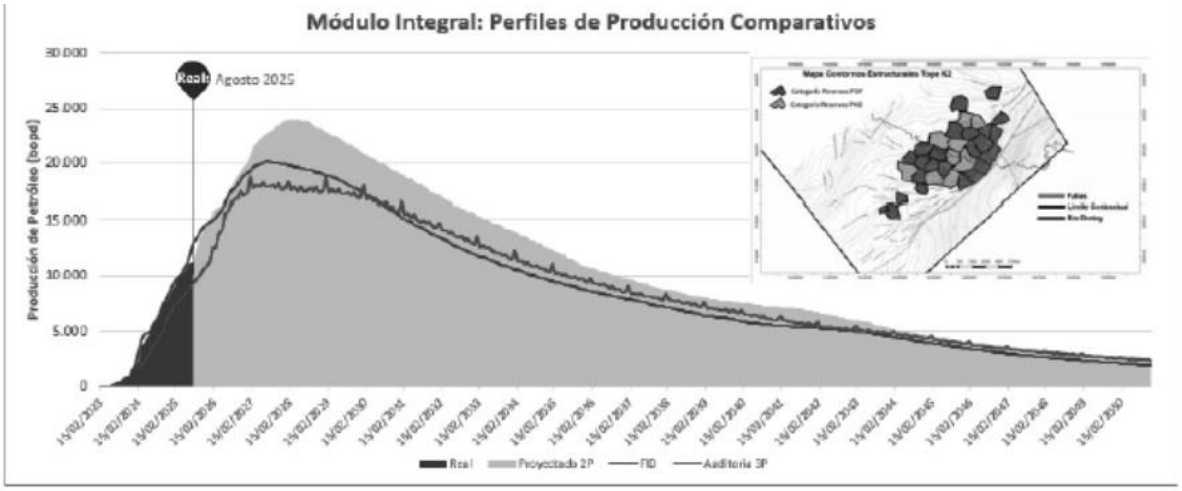
AÑO	Cant Mitin	Cant Bloqueo	Total
2025	52	129	181
TOTAL	52	129	181

Tomado del registro diario de eventos área Campo Castilla

Como la comisión de la CGR pudo evidenciar en su visita y en la información presentada por el proyecto, se cuenta con herramientas de identificación no solo de las actividades en atraso, sino del porcentaje de atraso de las mismas, información que permite tomar decisiones priorizadas en función de las variables más importantes del proyecto: producción, capex y tiempos.

El equipo del proyecto ha realizado una labor rigurosa de análisis de las actividades clave para la protección del valor para la compañía, definiendo en la fase de ejecución, la priorización y programación apropiada para proteger los intereses del activo Castilla,

adaptándose a las diferentes restricciones que condicionan el avance. Prueba de la eficacia de estas decisiones es la curva de producción de petróleo, la cual guarda correlación con la planeada y aprobada en el FID.



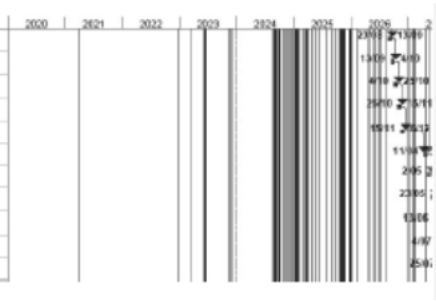
Como se puede apreciar, la curva proyectada del perfil de producción, supera la curva visualizada al momento de la aprobación del proyecto (FID), y contrario a lo señalado por la Contraloria que indica que "(…) se afecta la sincronización entre las fases de perforación y de las facilidades, lo que se refleja en una reducción en la producción proyectada (…)", el comportamiento real de la producción ha estado alineado y supera el plan, reflejando que el equipo del proyecto cuenta con información apropiada y oportuna para gestionar la ejecución protegiendo el valor.

Es preciso aclarar en este documento, que la fecha proyectada de cierre no es abril del 2026 como se indica en el informe de la CGR, sino abril del 2027 como se puede apreciar en el PDT presentado a la CGR, fecha que se proyecta cumplir por parte del equipo del proyecto, debido a que las actividades hoy en atraso estarán terminadas en el 2026.

1321	1321	Trabajos Estación Acacias finalizados (Hito segunda ruta crítica)	23/05/2025	23/05/2025
1322	1322	Comisionamiento Finalizada - HO1 Firmadas	30/04/2027	30/04/2027
1323	1323	Obras finalizadas M1 (Hito de segunda ruta crítica)	30/04/2027	30/04/2027
1324	1324	FASE 5 - CIERRE	30/04/2027	23/04/2029
1325	1325	CIERRE TECNICO	30/04/2027	5/08/2027

En el PDT del proyecto podemos apreciar, que las actividades definidas para final del 2026 y para el 2027, obedecen a actividades en pozos, momento en el cual, las actividades en estaciones estarán plenamente terminadas, igualando el avance planeado con el real.

1124	1124	Realizar rediseño pozo 30	12/09/2026	2/10/2026
1125	1125	Realizar rediseño pozo 31	3/10/2026	23/10/2026
1126	1126	Realizar rediseño pozo 32	24/10/2026	13/11/2026
1127	1127	Realizar rediseño pozo 33	14/11/2026	4/12/2026
1128	1128	Realizar rediseño pozo 34	5/12/2026	25/12/2026
1129	1129	Realizar rediseño pozo 35	26/12/2026	15/01/2027
1130	1130	Realizar rediseño pozo 36	16/01/2027	5/02/2027
1131	1131	Realizar rediseño pozo 37	6/02/2027	26/02/2027
1132	1132	Realizar rediseño pozo 38	27/02/2027	19/03/2027
1133	1133	Realizar rediseño pozo 39	20/03/2027	9/04/2027
1134	1134	Realizar rediseño pozo 40	10/04/2027	30/04/2027



Respecto a las actividades en atraso, estas no corresponden a actividades de ruta crítica que afecten o impidan el avance en otras actividades como la perforación o las intervenciones a pozos que aportan producción incremental, de hecho, a lo largo del 2024 y 2025, se ha avanzado en actividades a pozos en las proporciones justas respecto al plan de inversiones de la vigencia y respecto a las capacidades en las estaciones, manteniendo así en control la curva de producción.

Para mejorar la explicación del contexto de estas actividades en atraso, es preciso indicar que aunque presentan atraso en su fin, no significa que no estén iniciadas y aportando valor para el activo. Por ejemplo, la Estación Castilla 3, a pesar de no estar terminada según indica la fecha fin del PDT, tiene ya terminadas obras fundamentales como la ampliación de 150k Barriles de capacidad de bombeo de agua en alta presión, así como una línea de transferencia de agua, las cuales ya están aportando valor al activo.

Aclaramos lo indicado por la CGR en el informe, respecto al tanque ATK-73524A en la Estación Acacias, el cual se encuentra totalmente construido. El traslado de bombas por su parte no se encuentra terminado, pero las actividades civiles y de tubería necesarias, ya iniciaron y se proyecta su entrada en operación hacia el mes de abril del 2026. No significa que las bombas no estén cumpliendo su objetivo de aportar valor, estos equipos se encuentran bombeando alrededor de 600K Barriles de agua por día, desde su ubicación actual sin reducir la capacidad productiva. Dicha agua se está inyectando hoy en los pozos y facilidades construidas por el proyecto.

El equipo del proyecto puede afirmar con base en la curva de producción proyectada, que no visualiza una pérdida de valor en el proyecto y que el cumplimiento de objetivos se está logrando de acuerdo con el plan presentado a los aprobadores en el FID, manteniendo la producción sostenible de hidrocarburos de Ecopetrol.

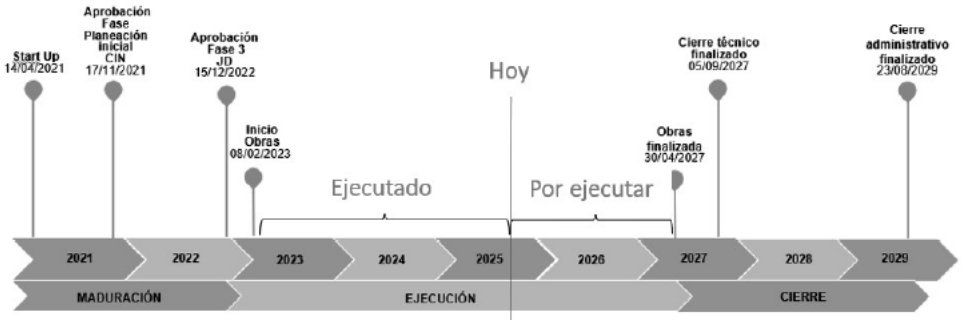
12. Respuesta de la entidad a la Observación No.18. - Hallazgo 05. Control de Cambios Línea base tiempo, alcance y costo del proyecto Modulo Integral Desarrollo Secundario GDT

Respuesta de la Vicepresidencia de Exploración, Desarrollo y Producción- Área de Desempeño y Aseguramiento de Procesos ED&P

*"(...) iniciaremos refiriéndonos al l "**procedimiento para variaciones y controles de cambio"**, del cual se extrae el siguiente texto:*

"Los Proyectos se ejecutan en ambiente de incertidumbre, inherente al desarrollo progresivo de la planeación y están expuestos a un panorama de riesgos permanente. Con ocasión a estas condiciones, pueden presentarse cambios que impliquen la necesidad de actualizar las líneas base o documentos del proyecto, analizar los riesgos, comunicar a las partes interesadas y registrarse oportunamente. Así mismo pueden presentarse variaciones durante el proceso de maduración de la oportunidad o proyecto"

El proyecto Módulo Integral ha cursado más de 3 años en su fase de ejecución, tal como lo muestra la siguiente línea de tiempo:



Como es de esperarse, a lo largo de casi 3 anualidades de la fase de ejecución, se han materializado circunstancias que obligan a revisar la estrategia constructiva, la programación e incluso el alcance de las actividades.

No solo hace falta identificar la necesidad de realizar cambios al plan, también se debe identificar cual será ese nuevo plan, que garantice el cumplimiento de objetivos, que sea viable técnica y socio-ambientalmente, que proteja el valor esperado de retorno de la inversión, y que sea realizable dentro un marco de tiempo durante el cual se mantenga viable el retorno de la inversión. El proyecto Módulo Integral ya ha logrado concretar una

propuesta y tiene ya programados los comités en noviembre y diciembre del año en curso para su presentación y aprobación formal.

Oportunidad: Como se puede apreciar en la línea de tiempo, aún faltan más de 18 meses de ejecución, en los cuales se puede lograr la aprobación de un control de cambios y su implementación de acuerdo a la nueva propuesta que ajuste las líneas base del proyecto.

El proyecto aún se encuentra en periodo oportuno para gestionar cualquier cambio que se requiera.

Causales: El documento "Procedimiento para variaciones y cambios en proyectos" contiene dos motivadores para que se inicie el proceso de control de cambios en proyectos en fase de ejecución como este:

- Por Condiciones Especiales: Casos en los que se requiere una modificación a las condiciones del alcance, calidad o requerimientos técnicos, que implique replantear el proyecto, aun cuando no requiera recursos adicionales, como resultado del análisis técnico y del criterio del Nivel superior al Líder del proyecto, y/o del Líder del proyecto - Casos en los que producto de las modificaciones requeridas en el proyecto, se presente un impacto negativo en la expectativa de valor aprobada en la última toma de decisión.

Como se puede observar las desviaciones en el avance del PDT, y/o en el avance de consumo presupuestal, no son motivadores de controles de cambios, pues existen otras herramientas de gestión de esos eventos como la materialización de riesgos y el uso de recursos de contingencia y/o escalación aprobados.

Control de cambios programado: A lo largo de los casi 3 años de ejecución el equipo del proyecto ha identificado oportunidades de sostener y mejorar el valor del proyecto, que se adaptan y responden a los riesgos materializados de alto impacto como por ejemplo los continuos paros y bloqueos que se presentan en el área de influencia, así como las variaciones económicas (IPC) superiores a las proyectadas en la fase de planeación, entre otros. El proyecto Módulo Integral ya ha logrado concretar una propuesta y tiene ya programados los comités en noviembre y diciembre para su presentación y aprobación formal.

Estas oportunidades han sido estructuradas con base en un análisis integral que permitió determinar ajustes en alcance, tiempo, costo y riesgos con base en los cuales se desarrolló una revisión del caso de negocio y se tradujeron en propuestas que serán presentadas a la compañía en el futuro cercano sin cambiar la esencia del proyecto

En ese sentido, el proyecto no ha desatendido los procedimientos administrativos de controles de cambios y cuenta con tiempo suficiente para de manera oportuna lograr la aprobación, y cumplir cabalmente con la gestión administrativa apropiada para este caso.

Otras aclaraciones: Pasaremos a aclarar algunos conceptos complementarios de la realidad ejecutada en el proyecto.

En el año 2024, el proyecto recibe una autorización de ejecución presupuestal para esta vigencia de 175 MUSD, vs los 245 MUSD registrados en la línea base del proyecto aprobada por el FID en el año 2022 para esa vigencia.

El equipo del proyecto pudo identificar un posible riesgo de reducción en el valor esperado del proyecto, causada por desplazamientos en algunas actividades críticas y los mayores costos que implica un desplazamiento en el tiempo de una porción del proyecto. Gracias a ese análisis, a que el proyecto cuenta con herramientas efectivas para guiar la toma de decisiones y cuenta con una metodología de seguimiento del PDT, se decide solicitar y justificar ante los comités de asignación de recursos durante la vigencia 2024, adiciones 11 a la autorización de ejecución inicial para esta vigencia, con el fin de reducir impactos en el costo del proyecto y otros riesgos, siendo estas justificaciones válidas y debidamente sustentadas a los comités de aprobación, se obtuvo la autorización de ejecución de recursos adicionales a los inicialmente asignados para la vigencia, así:

Balanceos CUPO 2024 SC	Monto MUSD	Fecha
Balanceos habilitados en Steering Committee VPU N° 2	42.3	19/3/2024
Balanceos habilitados en Steering Committee VPU N° 4	6.3	4/6/2024
Balanceos habilitados en Steering Committee VPU N° 6	14.2	26/8/2024
Balanceos habilitados en Steering Committee VPU N° 13	15.2	27/12/2024
Total	77.9	
Cupo 2024	175.3	
Ejecución cierre 2024	253.2	

Como se puede apreciar en la tabla anterior, a lo largo del 2024, el equipo del proyecto logró la aprobación de ejecución de recursos por 253 MUSD, mitigando en gran medida impactos por atraso en ejecución de actividades. Lo anterior muestra que se tomaron las decisiones oportunas en el aspecto financiero para proteger la proyección de valor esperado del proyecto.

La ejecución lograda en el año 2024 no obedece a ejecuciones mayores a las autorizadas, sino a la necesidad de tomar medidas que reduzcan el impacto de la asignación inicial de ese año, buscando acercarse a los 245 MUSD planeados en el FID para esa misma anualidad. La gestión del proyecto fue tan exitosa, que se logró con las debidas aprobaciones y justificaciones, una asignación de ejecución para esa anualidad de 253 MUSD.

La ejecución actual no muestra trabajos no previstos formalmente en la línea base, aclaramos que todos los trabajos ejecutados están dentro del marco autorizado por el FID

en noviembre del 2022. A continuación, se muestra la tabla de actividades autorizadas vs las ejecutadas a fecha de corte definidas para la auditoria de la CGR 31 de dic 22024. Ve Anexo 1: Memorando de inversión pg11. Tabla 1.

Tipo de intervención	PLAN TOTAL	2023	2024	2025		Conexión TOTAL
		Conexión	Conexión	Plan	Conexión	
Conversión	32	4	8	13	9	21
Pozo Inyector Nuevo	17	1	5	4	4	10
Pozo Productor Nuevo	25	2	7	0	3	12
Workover	129	12	21	28	20	53
Total general	**203**	**19**	**41**	**45**	**36**	**96**

Como se aprecia, el proyecto a la fecha ha ejecutado cantidades de pozos menores a las aprobadas en el memorando de aprobación. Así mismo, no se han intervenido ni ejecutado plataformas por encima del alcance aprobado en el FID.

Como se puede apreciar mediante la resta aritmética, durante el año 2026 y 2027 se continuará con la ejecución de más de 100 pozos, evidenciando que el proyecto se encuentra en un estado de avance oportuno para plantear y lograr la aprobación de los cambios que se requieran.

Si bien durante la vigencia existe un plan programado para perforaciones, conversiones y rediseños, el aumento de estos por oportunidad durante una anualidad no significa que se estén programando actividades más allá de la línea base, y no se requiere de aprobación formal, más allá de la requerida para hacer uso del cupo adicional como se muestro líneas atrás.

Respecto al presupuesto, la línea base establecida en el FID aun continua vigente y no se ha superado en el 14%. (Ver Anexo 1: Memorando de Inversiones: Pg. 14, Tabla 2: Costo base + Reserva de contingencia + Escalación informada = 920 MUSD)

En el Memorando de Inversiones aprobado por el FID, quedan establecidos los recursos que quedan autorizados e informados a los cuales tiene derecho de uso el proyecto según procedimientos vigentes. El proyecto módulo Integral, durante el 2025 solicitó parte de los recursos definidos en el memorando de inversiones FID asociados a la "Escalación" cuyo valor informado registrado en el memorando de Inversiones asciende a 118 MUSD, y su uso está condicionado al cumplimiento de requisitos definidos para tal fin y que son aprobados para mitigar impactos por variaciones de precios de mercado, sin que para ello se requiera acudir al procedimiento de controles de cambios. El proyecto no ha superado el valor autorizado en el FID.

Análisis económico, beneficios e impacto

8.1 Presupuesto Estimado

La inversión total requerida para el proyecto Módulo Integral Desarrollo Secundario GDT es de 602.426.210 USD con contingencia, sin IVA y sin escalación, clase III (-12.2% / +14.9).

ESTIMADO DE COSTOS				
ACTIVIDAD	COSTO TOTAL SIN IVA (USD)	TOTAL IVA (USD)	COSTO TOTAL IVA INCLUIDO (USD)	PESO (%)
Gerenciamiento de Proyecto	$ 15.188.832	$ 3.227.921	$ 28.236.153	2,5%
Estudios e Ingenierías	$ 15.315.413	$ 3.014.200	$ 28.315.613	2,5%
Facilidades de Superficie	$ 326.051.209	$ 54.062.011	$ 390.356.626	64,3%
Perforación y Completamiento	$ 188.854.336	$ 23.103.483	$ 221.957.896	27,3%
Materiales	$ 161.010.399	$ 24.905.413	$ 185.905.814	20,6%
Costos Internos	$ 9.325.100	$ 1.542.000	$ 10.867.100	1,2%
Inversiones de Viabilidad	$ 12.315.077	$ 2.337.712	$ 15.152.789	1,5%
COSTO BASE NO AJUSTADO	**$ 723.104.350**	**$ 112.192.460**	**$ 835.337.590**	**100,0%**
Contingencia PDC - 15.0%	$ 108.465.653	$ 22.205.259	$ 125.337.658	15,0%
Contingencia WO - 10.0%	$ 74.715.100	$ 12.330.021	$ 87.374.121	
Contingencia Facilidades y áreas suministradas - 37.4%	$ 68.014.482	$ 15.220.907	$ 83.235.389	
CONTINGENCIA	**$ 251.372.120**	**$ 49.755.318**	**$ 301.087.438**	
TOTAL ESTIMADO	**$ 602.426.210**	**$ 102.108.738**	**$ 704.424.947**	

Tabla 2. Estimado de costos

El proyecto tiene prevista una escalación de 118.560.618 USD sin IVA.

Como se aprecia en el Memorando de Inversiones, está prevista una escalación de 118 MUSD.

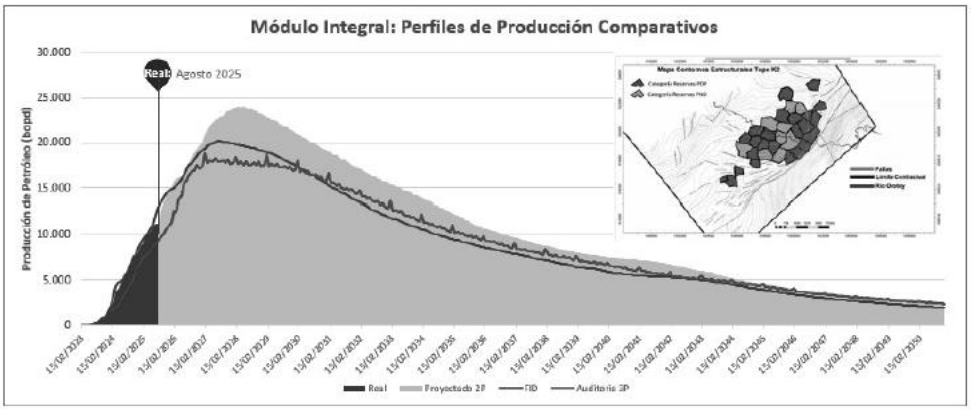
Hacemos referencia a lo expresado "Lo anterior ocasionado por inobservancia de las normas en materia de control de cambios ya que la aceleración de actividades constructivas y compras de facilidades de pozo y superficie sin ajuste formal de la línea base, debe ser aprobados según los niveles de validación definidos".

A la fecha de esta respuesta de aclaraciones, el proyecto Módulo integral Desarrollo Secundario, tiene por delante aun dos vigencias de ejecución: 2026 y 2027, tiempo suficiente para gestionar de ser necesario cualquier cambio que requiera aprobación por los comités internos autorizados para tal fin. Con esto queda claro que no ha habido inobservancia de las normas internas en materia de control de cambios.

Debemos referirnos también a la expresión "Aceleración de actividades constructivas y compras de facilidades de pozo y superficie sin ajuste formal a la línea base". El proyecto Módulo integral, no ha acelerado actividades constructivas, pues como se ha venido explicando y como también lo identificó la CGR en su visita, las actividades se encuentran "atrasadas" con respecto a la línea base, con lo cual las medidas tomadas dentro del proyecto corresponden a "des atraso" y no a "aceleración". Así mismo no se han realizado compras para facilidades de pozo más allá de las autorizadas en la línea base (ver cuadro de pozos aprobados arriba), sin embargo, se aclara, que las obras para los pozos del 2026 requieren compras de materiales a más tardar el 2025, lo cual corresponde a la estrategia de ejecución y no a una aceleración.

Afortunadamente el proyecto en cuestión no se encuentra dentro de las alertas indicadas por la CGR, los beneficios esperados son trazables, los cuales han sido continuamente monitoreados y protegidos por decisiones que lo mantienen en un valor positivo igual o mayor al visualizado en el FID.

El equipo del proyecto ha realizado una labor rigurosa de análisis de las actividades clave para la protección del valor para la compañía, definiendo en la fase de ejecución, y respetando las líneas base de alcance y presupuesto, la priorización y programación apropiada para proteger los intereses del activo Castilla, adaptándose a las diferentes restricciones que condicionan el avance. Prueba de la eficacia de estas decisiones es la curva de producción de petróleo, la cual guarda correlación con la planeada y aprobada en el FID. A continuación, la proyección de producción:



Como se puede apreciar, la curva proyectada del perfil de producción, supera la curva visualizada al momento de la aprobación del proyecto (FID). El comportamiento real de la producción ha estado alineado con el plan, reflejando que el equipo del proyecto cuenta con información trazable, apropiada y oportuna para gestionar la ejecución protegiendo el valor.