

Informe Contextual 2022



Contenido

1.	Avances del EITI en Colombia 2020-2021	11
2.	El sector minero energético en Colombia	13
2.1	Hidrocarburos	13
2.1.1	Marco legal	13
2.1.2	Contratos	16
2.1.2.1	Contrato de exploración y producción área continental	16
2.1.2.2	Contrato de exploración y producción áreas costa afuera	17
2.1.2.3	Contrato de evaluación técnica (TEA)	19
2.1.2.4	Convenios	19
2.1.2.5	Contratos especiales de proyectos de investigación	20
2.1.2.6	Proceso Permanente de Asignación de Áreas (PPAA)	22
2.1.3	Reservas crudo y gas ²	23
2.1.4	Sísmica y perforación de pozos	26
2.1.5	Producción crudo y gas	27
2.1.6	Proyectos piloto de investigación integral (PPII)	29
2.2	Minería	30
2.2.1	Marco Legal	30
2.2.2	Cierre Minero	32
2.2.3	Régimen contractual minero	33
2.2.4	Recursos y reservas	36
2.2.5	Producción nacional de minerales	40
2.2.5.1	Producción de carbón	40
2.2.5.2	Producción Oro	41
2.2.5.3	Níquel	42

2.3 Ingresos del sector minero energético	42
2.3.1 Regalías	42
2.3.1.1 Recaudo de regalías por la explotación de Hidrocarburos	47
2.3.1.2 Recaudo de regalías por la explotación de Minas	47
2.3.2 Derechos económicos contractuales	48
2.3.3 Impuesto de transporte (oleoductos y gasoductos)	50
2.3.4 Ingresos Nacionales	51
3. Participación socioeconómica y ambiental de la industria minero energética	53
3.1 Participación social de la industria minero energética	53
3.1.1 Empleo en el sector minero energético	53
3.1.2 Programa en Beneficio de las Comunidades – PBC sector hidrocarburos	54
3.1.3 Plan de Gestión Social (PGS) del sector minero	57
3.2 Participación económica del sector minero energético	60
3.2.1 Producto Interno Bruto (PIB)	60
3.2.1 PIB sector minero energético	61
3.2.2 Exportaciones sector minero energético	62
3.2.3 Inversión Extranjera Directa (IED)	63
3.2.4 Ingresos y gastos Gobierno nacional	65
3.3 Participación Ambiental sector Minero Energético	70
3.3.1 Licencia Ambiental	70
3.3.2 Pagos Ambientales	75
Bibliografía	78

Tablas

Tabla 1 Normatividad Sector Hidrocarburos 2021	14
Tabla 2 Contrato de Exploración y Producción Área Continental	17
Tabla 3 Contrato de exploración y producción áreas costa afuera	18
Tabla 4 Contrato de evaluación técnica (TEA)	19
Tabla 5 Convenios de Explotación suscrito por Ecopetrol con socios	20
Tabla 6 Relación de contratos firmados en el 2021 por tipo de contrato	21
Tabla 7 Áreas Asignadas Ronda Colombia 2021	23
Tabla 8 Reservas probadas de petróleo por departamento 2021	24
Tabla 9 Reservas probadas de gas por departamento -Giga Pies cúbicos	25
Tabla 10 Régimen contractual del Decreto 2655 de 1988 (anterior Código de Minas)	33
Tabla 11 Régimen contractual de la Ley 685 de 2001 (actual Código de Minas)	35
Tabla 12 Contratos mineros otorgados vigentes - 2021	36
Tabla 13 Recursos y reservas minerales 2021	37
Tabla 14 Producción carbón (Toneladas) 2020-2021	41
Tabla 15 Producción de Oro (gramos) 2020-2021	41
Tabla 16 Producción níquel 2020-2021	42
Tabla 17 Saldo de ahorro por partícipe - diciembre 2021	46
Tabla 18 Valor recaudado por concepto de derechos económicos por vigencia	49
Tabla 19 Liquidación y distribución del impuesto de transporte en el Año 2021 por departamento y período de liquidación	51
Tabla 20 Pagos e ingresos Nacionales	52
Tabla 21 Empleos directos e indirectos por género (2020 -2021) - Sector Minero Energético	53
Tabla 22 Número de planes aprobados por la ANM	58
Tabla 24 Ejecución Inversión Social Plan de Gestión Social	59
Tasas de crecimiento (%) anual 2014-2021Pr	60
Tabla 25 Tasa de crecimiento del PIB por actividad económica 202p-2021pr	61
Tabla 26 Producto Interno Bruto sector explotación de minas y canteras	62
Tasa de crecimiento año corrido 2020p -2021pr	62
Tabla 27 Exportaciones de Colombia, según grupos de productos 2019-2021	62
Tabla 28 exportaciones sector minero energético (Miles de dólares FOB)	63
Tabla 29 Ingresos y Gastos de la Nación 2020-2021	67
Tabla 30 Otros recursos de Capital de la Nación 2020-2021	68
Tabla 31 Gastos del Presupuesto de la Nación	69
Tabla 32 Proyectos del sector Minero Energético que requieren Licencias Ambientales	71
Tabla 33 Licencias otorgadas en el año 2021- Sector Hidrocarburos	72
Tabla 34 Licencias ambientales otorgadas en el 2021- Sector Minero	73
Tabla 35 Pagos ambientales empresas adheridas al EITI - Sector Minero	76
Tabla 36 Pagos ambientales empresas adheridas al EITI Año 2021- Sector Hidrocarburos	76

Gráficas

Gráfica 1 Reservas Probadas de petróleo (Mbls), Producción anual de Petróleo (Mbls)	24
Gráfica 2 Reservas de Gas (Gpc), Producción Comercializada de Gas (Gpc) y R/P (Años) 2007-2020	25
Gráfica 3 Histórico Adquisición sísmica 2004-2022	26
Gráfica 4 Histórico Pozos exploratorios(A2 y/o A3) - 2004-2022	27
Gráfica 5 Campos productores de hidrocarburos	28
Gráfica 6 Producción fiscalizada de crudo 2020- 2021	28
Gráfica 7 Producción fiscalizada de Gas 2020-2021	29
Gráfica 8 Recaudo de Regalías Sector Hidrocarburos	47
Gráfica 9 Distribución del recaudo por tipo de derecho económico (2021)	49
Gráfica 10 Valor Inversiones PBC 2005-2021	55
Gráfica 11 Valor inversiones PBC por departamento año 2021 (Millones de Pesos \$)	56
Gráfica 12 Número de proyectos que han apuntado a las metas e indicadores de los ODS en el Año 2021	56
Gráfica 13 Número de planes de gestión social aprobados en el 2021 por departamento	58
Gráfica 14 Producto Interno Bruto (PIB)	60
Gráfica 15 Inversión Extranjera Directa en Colombia -Total por actividad económica	64
Gráfica 16 Ingresos del presupuesto General de la Nación	66



Siglas y abreviaciones

\$/m3	Tarifa unitaria anual de la tasa por utilización de agua, expresada en pesos por metro cúbico
A2 /A3	Tipos de pozos exploratorios
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
ANLA	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
ANLA	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
ANM	Agencia Nacional de Minería
CEPI	Contratos Especiales de Proyectos de Investigación
CTN	Comité Tripartito Nacional
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
DANE (EXPO)	Estadísticas de Exportaciones del DANE
DIAN	Dirección de Impuestos y Aduanas Nacionales
E&P	Contratos de exploración y producción de hidrocarburos
EITI	Iniciativa de Transparencia en la Industria Extractiva
FAE	Fondo de Ahorro y Estabilización del Sistema General de Regalías
FH-PH	Fracturamiento hidráulico multietapa con perforación horizontal
GEI	Gases Efecto Invernadero
GIZ	Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH - Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional
Gpc	Giga Pies cúbicos (Unidad de medida empleada para determinar el volumen del gas natural)
IED	Inversión Extranjera Directa
ISA	Interconexión Eléctrica S.A
IVA	Impuesto sobre las ventas
Kbpd	Producción promedio diaria de crudo
km	kilómetros de sísmica
Mbls	Millones de barriles de petróleo

Mlb	Millones de libras.
Mm ³	Millones de metros cúbicos
MME	Ministerio de Minas y Energía
Moz	Millones de onzas
Mpcpd	Millones de pies cúbicos por día
Mt	Millones de toneladas
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
OPP	Impuesto al oro, plata y platino
p	Provisional
PBC	Programa en Beneficio de las Comunidades
PGN	Presupuesto general de la Nación
PGS	Plan de Gestión Social
PIB	Producto Interno Bruto
PIB	Producto Interno Bruto
PMA	Plan de Manejo Ambiental
PPAA	Proceso Permanente de Asignación de Áreas
PPII	Proyectos piloto de investigación integral
pr	Preliminar
PTO	Plan de Trabajo y Obras
R/P	Relación reservas/producción de petróleo o gas expresada en años
t	Tonelada
TCAFM	Tasa compensatoria por aprovechamiento forestal maderable
TEA	Contrato de evaluación técnica
UNAL	Universidad Nacional de Colombia
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
USD	Dólar o moneda oficial de los Estados Unidos de Norteamérica
YNC	Yacimientos no Convencionales





Introducción

La Iniciativa de Transparencia en la Industria Extractiva (EITI) es un estándar global que reúne a gobiernos, empresas extractivas y grupos de la sociedad civil para promover y desarrollar el principio de transparencia, gestión abierta y responsable, mediante la publicación o rendición de los pagos que hacen las empresas mineras, petroleras y gasíferas, los ingresos que el Estado recibe de estas y su correspondiente distribución, así como la contribución social y económica de los mismos.

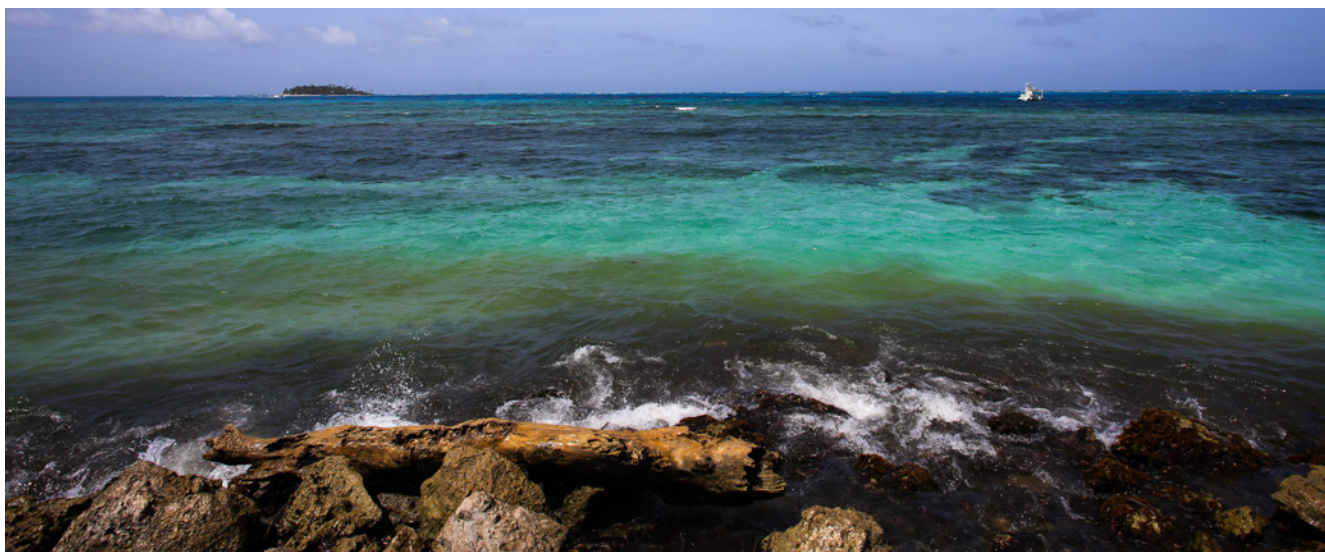
El presente informe, elaborado por el administrador independiente, contiene la información de la cadena de valor de los sectores de hidrocarburos y minas, cumpliendo con los requisitos del Estándar EITI.

Este informe se ha elaborado siguiendo las pautas establecidas en los términos de referencia del proceso de selección realizado a

través del Ministerio de Minas y Energía y los lineamientos establecidos por el Comité tripartito Nacional – CTN para la realización del informe de la vigencia 2021.

De acuerdo con lo anterior, se produjeron 5 (cinco) anexos técnicos que hacen parte del presente informe, con el objetivo de que sea amable, fiable y pedagógico para la comunidad, que permite un mayor entendimiento de los temas tratados como la cadena de valor del sector de hidrocarburos y minero, la transición energética, generalidades del EITI y los diferentes sistemas de información del sector.

El informe comprende tres secciones: 1) avances del EITI en Colombia 2020-2021; 2) transparencia del sector minero energético; 3) participación socioeconómica y ambiental de la industria minero energética.





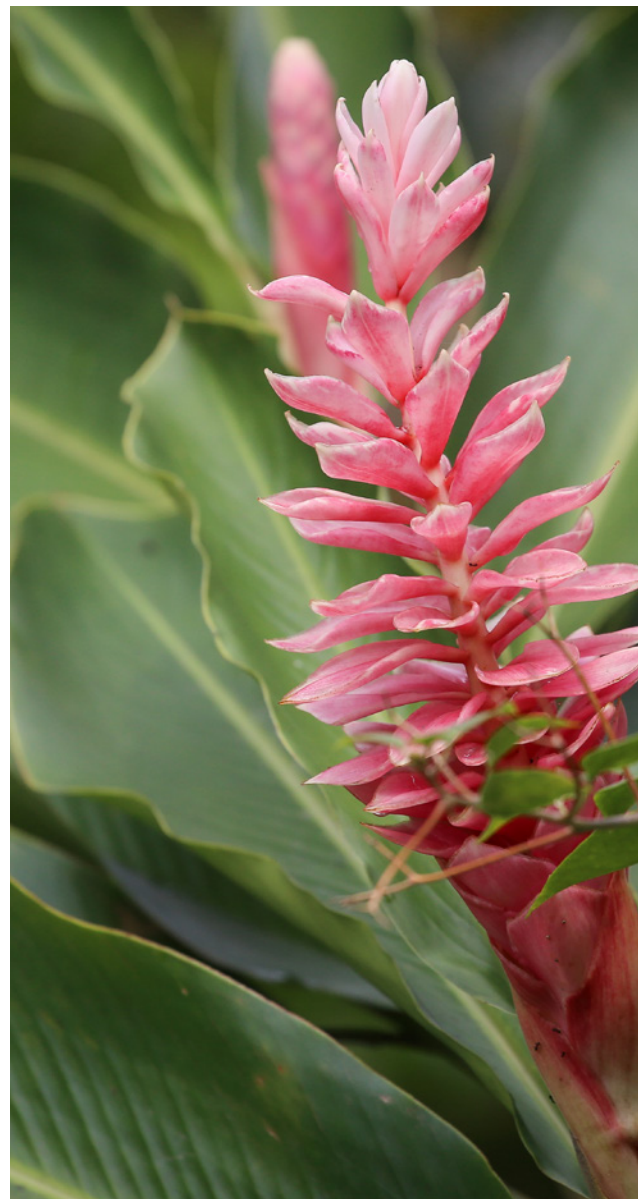
1. Avances del EITI en Colombia 2020-2021

El Comité Tripartito Nacional es el cuerpo conformado por los representantes de los tres sectores que hacen parte de la Iniciativa EITI: Gobierno, empresa privada y sociedad civil. El comité se encarga, entre otros asuntos, de dirigir, controlar y hacer seguimiento de las acciones necesarias para llevar a buen fin la Iniciativa EITI.

Durante el 2021 el Comité Tripartito Nacional realizó las siguientes acciones:

- Definición de prioridades temáticas en las cuales se va a centrar el trabajo del EITI Colombia para los próximos 2 años (2021-2022); entre ellas: anticorrupción, beneficiarios finales, pagos ambientales, transición energética, asuntos de Género y tema subnacional.
- En relación a la implementación del Modelo EITI a nivel subnacional en Cesar, Boyacá, Santander y Casanare, y un piloto en Antioquia, será financiada por el Banco Mundial y por el presupuesto General de la Nación.
- En cuanto a pagos ambientales, se realizó una plataforma ciudadana de información ambiental sobre proyectos mineros en sus distintas etapas, desde los pagos que hacen al Estado por concepto ambientales e inversiones a título propio. Este proyecto es financiado por GIZ (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit) /IFC.

Los avances acá mencionados son los que se pueden evidenciar en las actas y demás documentos de consulta pública que aparecen disponibles en la página de EITI Colombia.





CONDUCTIMETRO
HORIBA

He Aguilera S&A

2. El sector minero energético en Colombia

El sector minero y de hidrocarburos es un actor importante para el desarrollo económico, ambiental y social del país, jugando un papel relevante en la producción de materias primas, atracción de significativos montos de inversión extranjera directa y generación de regalías, impuestos y contraprestaciones económicas a favor de la Nación, que dan solución a grandes necesidades en el país como la infraestructura, el impulso a la investigación, el desarrollo, la innovación y la transformación rural, entre otros.

Para asegurar que la industria minero - energética contribuya al desarrollo del país en general, este sector cuenta con un marco normativo e instituciones que promueven el desarrollo competitivo de este sector a través del aprovechamiento ordenado y responsable de los recursos naturales no renovables.

2.1 Hidrocarburos

2.1.1 Marco legal

El marco normativo de la industria extractiva se fundamenta desde la Constitución Política de Colombia, donde se establece que: “El Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables...” (Constitución Política de Colombia, 1991, Artículo 332), a la vez que establece las contraprestaciones económicas a título de regalías y otros que la misma actividad causará a favor del Estado

por su desarrollo (Op. Cit., Artículo 360) y la destinación de dichos emolumentos en el Sistema General de Regalías (Op. Cit., Artículo 361). Por otra parte, el marco regulatorio de los hidrocarburos y el gas, se rige por el Código de Petróleos (Decreto 1056 de 1953). En esta oportunidad solo se presentarán los cambios normativos para el período 2021, pues en los reportes anteriores del EITI Colombia se ha venido presentado la normatividad desde sus inicios.



Tabla 1 Normatividad Sector Hidrocarburos 2021

ENTIDAD	TEMA	NORMA	OBJETO
Congreso de Colombia	Regalías	Ley 2056 de 2020	"Por la cual se regula la organización y el funcionamiento del Sistema General de Regalías", cuyo objeto consiste en determinar la distribución, objetivos, fines, administración, ejecución, control, el uso eficiente y la destinación de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables precisando las condiciones de participación de sus beneficiarios.
Ministerio de Hacienda y Crédito Público	Regalías	Decreto 317 de 2021	Por el cual se cierra el presupuesto de la vigencia 2019-2020 y se adiciona el presupuesto del bienio 2021-2022 del Sistema General de Regalías incorporando la Disponibilidad Inicial 2021-2022 y el saldo del mayor recaudo 2017 - 2018
Ministerio de Hacienda y Crédito Público	Regalías	Decreto 332 de 2021	Por el cual se adiciona el presupuesto del bienio 2021-2022 del Sistema General de Regalías con ocasión del Desahorro del Fondo de Ahorro y Estabilización
Departamento Nacional de Planeación	Regalías	Decreto 804 de 2021	Decreto Único Reglamentario del Sistema General de Regalías (Sistema de Seguimiento, Evaluación y Control). Comprende un diseño operacional que prevé la gestión de la información de la aprobación y ejecución de los proyectos de inversión financiados con recursos del SGR, a través de los instrumentos y herramientas de orden técnico y operativo dispuestos para este fin; la generación y administración de alertas preventivas; la medición del desempeño; la adopción de medidas administrativas tendientes a la protección de los recursos del Sistema General de Regalías y el reporte a órganos de control y a la Fiscalía General de la Nación de las presuntas irregularidades que se identifiquen en ejercicio de las funciones de seguimiento y evaluación, así como de las quejas o denuncias que se conozcan en relación con la ejecución de recursos del Sistema.
Departamento Nacional de Planeación	Regalías	Decreto 1142 de 2021	Por el cual se adiciona y modifica el Decreto 1821 de 2020, Decreto Único Reglamentario del Sistema General de Regalías
Ministerio de Hacienda y Crédito Público	Regalías	Decreto 1741 de 2021	Por el cual se ajusta el presupuesto del bienio 2021-2022 del Sistema General de Regalías.
Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH	Contratos	Acuerdo 001 del 05 de febrero de 2021	Por el cual se establecen criterios para la prórroga, otorgamiento de plazos y terminación por mutuo acuerdo de contratos y convenios de evaluación, exploración, explotación y producción de hidrocarburos.

ENTIDAD	TEMA	NORMA	OBJETO
Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH	Contratos	Acuerdo 003 del 11 de febrero de 2021	Por el cual se aprueba el Modelo de Convenio de Exploración y Producción de Hidrocarburos, E&P - Continental para yacimientos convencionales en trampas.
Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH	Contratos	Acuerdo 004 del 26 de febrero de 2021	Por el cual se modifica el Acuerdo 06 de 2020, mediante el cual se adoptó el reglamento de selección de contratistas y condiciones contractuales especiales para el desarrollo de proyectos de investigación, en el marco de los proyectos piloto de investigación integral.
Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH	Contratos	Acuerdo 005 del 14 de julio de 2021	Por el cual se adoptan medidas de alivio a las empresas titulares de contratos y convenios de exploración y producción de hidrocarburos.
Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH	Contratos	Acuerdo 008 del 16 de septiembre de 2021	Por el cual se adopta el Manual de entrega de información técnica y geológica de las actividades de exploración, evaluación y producción de hidrocarburos al Banco de Información Petrolera.
Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH	Contratos	Acuerdo 009 del 12 de octubre de 2021	Por el cual se modifica el Acuerdo 02 de 2017, "Reglamento de selección de contratistas y asignación de áreas para exploración y explotación de hidrocarburos" y se modifican los lineamientos del proceso permanente de asignación de áreas.
Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH	Contratos	Acuerdo 010 del 12 de noviembre de 2021	Por el cual se establecen lineamientos generales y se amplía el ámbito geográfico para la acreditación de obligaciones exploratorias.
Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH	Contratos	Resolución 10882 de 2021	Se reglamenta el Acuerdo 010 de 2021, por el cual se establecen lineamientos generales y se amplía el ámbito geográfico para la acreditación de obligaciones exploratorias.
Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH	Programas en beneficio de las comunidades	Resolución 0782 de 2021	Por la cual se establecen los términos y condiciones con sujeción a los cuales deben adelantarse los programas en beneficio de las comunidades de la zona de influencia de las operaciones de los contratos de exploración.
Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH	Regalías	Resolución 375 de 2021	Por medio de la cual se adopta el "Reglamento interno de recaudo, cobro, deterioro y baja de cuentas de la cartera de recursos propios de la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH", así como de los recursos del Sistema General de Regalías.
Presidencia de la República	Ambiental	Decreto 1868 de 2021	Se adopta el Plan Nacional de Contingencia - PNC frente a pérdidas de contención de hidrocarburos y otras sustancias peligrosas.

Fuente: Elaboración propia. Información tomada de <https://www.anh.gov.co/es/normatividad2/normatividad/> y de Presidencia de la República. <https://dapre.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO%201868%20DEL%2027%20DE%20DICIEMBRE%20DE%202021.pdf>



2.1.2 Contratos

Durante el 2021 se inició un proceso de modificación del marco contractual para la adjudicación de contratos de exploración y producción de hidrocarburos, lo que dio lugar a un giro en los criterios de adjudicación y, de esta manera, se introdujo la gestión de Gases Efecto Invernadero (GEI) como principal factor de evaluación. Así las cosas, se espera que un factor nuevo, correspondiente a, como mínimo, 25 kg de CO₂ de mitigación o compensación, sea el determinante para la adjudicación de nuevos contratos hacia el futuro.

De esta forma, se incluye un nuevo mecanismo que procura la obtención de hidrocarburos más amigables con el medio ambiente, sumándose, así, a las actualizaciones de los marcos normativos en materia de desarrollo de proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos costa afuera en el país y en el control de quemas y venteos como desperdicio.

Colombia cuenta con diferentes tipos de contratos para la exploración y la producción de hidrocarburos:

2.1.2.1 Contrato de exploración y producción área continental

En este tipo de contrato se suscribe entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH y el contratista el cual tiene derecho a explorar el área contratada bajo su propio riesgo y costo, con sujeción a las regulaciones de regalías e impuestos existentes, y a producir los hidrocarburos convencionales de propiedad del Estado que se descubran dentro de dicha

área, en los términos que se establezcan en el contrato. El contratista tendrá derecho a la parte de la producción de los hidrocarburos que le correspondan, provenientes del área contratada.

Se excluyen de esta modalidad de contrato los hidrocarburos no convencionales, y los que se encuentren en yacimientos no convencionales y en yacimientos descubiertos no desarrollados que se encuentren dentro del área contratada, sobre los cuales tenga conocimiento cualquiera de las partes al momento de la firma del contrato.

Las principales características contenidas en el contrato son:





Tabla 2 Contrato de Exploración y Producción Área Continental

<p>Periodo Exploratorio</p> <p>Duración de seis (6) años, divididos en fases exploratorias usualmente anuales, y con la posibilidad de un programa exploratorio adicional al final de este período, siempre que exista un descubrimiento o haya evaluación o áreas de explotación.</p>	<p>Programa de Evaluación</p> <p>Con el fin de determinar el potencial comercial de un descubrimiento, el Contratista tendrá un período de evaluación de hasta dos (2) años, dependiendo del programa presentado para determinar la comercialidad del área.</p>	<p>Periodo de Producción</p> <p>Hasta 24 años, prorrogable hasta el límite económico del Campo Comercial, según lo escoge el Contratista, siempre que se cumplan los requisitos estipulados en el Contrato de E & P.</p>	<p>ANH Derechos Contractuales</p> <p>El contrato prevé derechos a favor de la ANH derivados del uso del subsuelo, y precios altos, una vez que alcanza una producción acumulada y en el caso de una extensión del contrato.</p>
<p>Operación</p> <p>La ANH requiere el monitoreo de las mejores prácticas en la industria, incluyendo bajo costo y riesgo del contratista.</p>	<p>Área Comercial</p> <p>Una vez completada la evaluación, el Contratista deberá presentar a ANH una declaración escrita que contenga una decisión clara e inequívoca de la explotación comercial o no del descubrimiento.</p>	<p>Regalías</p> <p>ANH cobra regalías, que se calculan en proporción a la producción total bruta diaria, sobre la base de promedios mensuales para cada campo. Infografía</p>	<p>Garantía</p> <p>Al inicio de cada fase exploratoria se establecerá una garantía mínima del 10% del presupuesto.</p>

Fuente: Elaboración propia. Información tomada de la ANH.
<https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/opportunidades-disponibles/ronda-colombia-2021/modelos-de-contratos/>

2.1.2.2 Contrato de exploración y producción áreas costa afuera

Este contrato tiene como objetivo estimular la explotación de hidrocarburos costa afuera y mejorar la competitividad colombiana para atraer y retener la inversión de grandes empresas.

El contrato aplica para operadores que se encuentran ejecutando contratos de evaluación técnica y que tienen derecho a convertirlos en contratos de exploración y producción; y para empresas que resulten seleccionadas en futuros procesos competitivos para áreas costa afuera.

Las principales características contenidas en el contrato son:

Tabla 3 Contrato de exploración y producción áreas costa afuera

Periodo Exploratorio	Programa de Evaluación	Área Comercial	Periodo de Producción
El Período de Exploración tendrá una duración de nueve (9) Años, contados desde la Fecha Efectiva Inicio Periodo de Exploración y está dividido en fases exploratorias.	El Programa de Evaluación no puede exceder el término de: Tres (3) Años si la profundidad del agua entre el nivel medio del mar y el lecho marino donde se localiza el Descubrimiento es menor a quinientos (500) metros; Cinco (5) Años si la profundidad del agua entre el nivel medio del mar y el lecho marino donde se localiza el Descubrimiento está entre quinientos (500) metros y mil quinientos (1500) metros; y Siete (7) Años si la profundidad del agua entre el nivel medio del mar y el lecho marino donde se localiza el Descubrimiento es superior a mil quinientos (1500) metros.	Dentro de los seis (6) Meses siguientes al vencimiento del término estipulado para la ejecución del Programa de Evaluación (incluyendo sus prórrogas), podrá presentarse a la ANH una declaración escrita que contenga de manera clara y precisa la determinación incondicional de Explotar comercialmente el respectivo Descubrimiento (“Declaración de Comercialidad”).	El Periodo de Producción tendrá una duración de treinta (30) Años, contados a partir de la Terminación Etapa Desarrollo Infraestructura. El Periodo de Producción se predica separadamente respecto de cada Área Asignada en Producción y, por lo tanto, todas las menciones a la duración, extensión o terminación del mismo se refieren a cada Área Asignada en Producción en particular.
Regalías	ANH Derechos Contractuales	Garantía	Operación
Es obligación primordial del Contratista poner a disposición de la ANH, en el Punto de Entrega, el porcentaje de la producción de Hidrocarburos establecido en la ley, por concepto de Regalías. El artículo 16 de la ley 756 de 2002, establece que para explotación en campos ubicados en costa afuera hasta a una profundidad inferior o igual a mil (1.000) pies, se aplicará el ochenta por ciento (80%) de las regalías equivalentes para la explotación de crudo; para explotación en campos ubicados costa afuera a una profundidad superior a mil (1.000) pies, se aplicará una regalía del sesenta por ciento (60%) de las regalías equivalentes a la explotación de crudo.	El contrato prevé derechos a favor de la ANH derivados del uso del subsuelo, y precios altos, una vez que alcanza una producción acumulada y en el caso de una extensión del contrato.	Corresponde al Contratista garantizar el cumplimiento oportuno, eficaz y eficiente de las prestaciones que integran el objeto contractual, y de los compromisos y obligaciones que adquiere con motivo de la celebración, ejecución, terminación y liquidación de este Contrato, incluida la inversión efectiva de los recursos requeridos para desarrollar los Programas Exploratorios. La garantía de cumplimiento deberá emitirse por un valor equivalente al treinta por ciento (30%) del valor total del presupuesto de inversión de la fase respectiva del Contrato.	Corresponde al Contratista ejercer la dirección, el manejo, el seguimiento, la vigilancia y el control de todas las Operaciones de Exploración, Evaluación, Desarrollo, Producción y Abandono que ejecute en cumplimiento del presente Contrato. La autonomía de que trata esta Cláusula no obsta para que la ANH y las demás autoridades competentes, ejerzan a plenitud sus facultades legales, reglamentarias y regulatorias, en todos los asuntos de su respectivo resorte, sin limitación alguna.

Fuente: Elaboración propia. Información tomada de la ANH.

https://www.anh.gov.co/documents/327/5_Minuta_de_Contrato_de_EP_Costa_Afuera_-_Adenda_23_.pdf

2.1.2.3 Contrato de evaluación técnica (TEA)

Este contrato aplica para áreas libres y áreas especiales y en algunos casos, cuando así se disponga en los términos de referencia, para procesos competitivos o contratación directa.

Su objetivo principal es evaluar el potencial hidrocarburífero de un área e identificar prospectos para celebrar un eventual contrato de exploración y producción sobre una porción o la totalidad del área contratada. Durante el año 2021 no se suscribió ningún contrato.

Las principales características contenidas en el contrato son:

Tabla 4 Contrato de evaluación técnica (TEA)

Programa de evaluación Consta de actividades de exploración superficial, geología, geofísica, geoquímica, cartografía, fonología, perforación estratigráfica, entre otras.	Duración Puede tener un máximo de 18 meses en áreas continentales y un máximo de 24 meses en áreas costa afuera.	Términos Una parte de las áreas cubiertas por TEA pueden convertirse en contratos de E&P cuando su titular presenta programas exploratorios aceptados por la ANH de acuerdo a su regulación efectiva.
	Garantías Se constituirá una garantía equivalente al 10 % del importe del programa de trabajo.	

Fuente: Elaboración propia. Datos tomados de la ANH.
<https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/oportunidades-disponibles/ronda-colombia-2021/modelos-de-contratos/>

2.1.2.4 Convenios

Son acuerdos de exploración o explotación de hidrocarburos, celebrados entre la empresa Ecopetrol S.A. y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en los que se definen las condiciones de exploración y explotación de áreas que dicha empresa operaba directamente para la fecha de publicación del Decreto Ley 1760 de 2003, hasta el agotamiento del recurso o hasta la devolución de aquellas. De cederse por la referida empresa dichos acuerdos, deben aplicarse las normas vigentes para la correspondiente oportunidad.

En lo que respecta a Convenios de Explotación, que tuvieron origen en áreas de operación directa de Ecopetrol S.A. o en Contratos de Asociación suscritos por Ecopetrol con socios, a 31 de diciembre de 2021 estaban vigentes 54, de los cuales son titulares las empresas que se relacionan a continuación:

Tabla 5 Convenios de Explotación suscrito por Ecopetrol con socios

Periodo Exploratorio	Programa de Evaluación
ECOPETROL S.A.	34
HOCOL S.A.	8
IBEROAMERICANA DE HIDROCARBUROS CQ EXPLORACION Y PRODUCCION SAS	3
ECOPETROL S.A., PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD	2
ECOPETROL S.A., OCCIDENTAL ANDINA LLC	2
PETROLEOS SUD AMERICANOS SUCURSAL COLOMBIA	2
GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA, LLC	2
PETROLEOS SUD AMERICANOS SUCURSAL COLOMBIA, DUTMY S.A. SUCURSAL COLOMBIA	1

Fuente: Elaboración propia. Tomado de ANH. (2021). Informe de gestión 2021. Disponible en https://www.anh.gov.co/documents/1177/Informe_de_gestión_2021.pdf. Pág 70

2.1.2.5 Contratos especiales de proyectos de investigación

Contratos de exploración o explotación de hidrocarburos con características o estipulaciones particulares, que son adoptados por el Consejo directivo de la ANH en función del desenvolvimiento tecnológico o el desarrollo del sector; entre ellos, de ejecución de actividades exploratorias, operación, producción, producción incremental, producción compartida y utilidad compartida.

Con fundamento en lo dispuesto en el Decreto 1073 de 2015, adicionado por el Decreto 328 de 2020 y los Acuerdos 06 de 2020 y 04 de 2021, la Agencia Nacional de Hidrocarburos ofrece el contrato CEPI - Contratos Especiales de Proyectos de Investigación, en el marco de proyectos de investigación integral.



Tabla 6 Relación de contratos firmados en el 2021 por tipo de contrato

CONTRATO	TIPO	FECHA DE FIRMA	ESTADO	ETAPA	SUPERFICIE	CUENCA	OPERADOR	CONTRATISTA
COL 1	E&P	8-oct-21	En ejecución	Fase Preliminar	Costa Afuera	COLOMBIA	ANADARKO COLOMBIA COMPANY	ANADARKO COLOMBIA COMPANY(60%); ECO-PETROL S.A. (40%)
COL 2	E&P	8-oct-21	En ejecución	Fase Preliminar	Costa Afuera	COLOMBIA	ANADARKO COLOMBIA COMPANY	ANADARKO COLOMBIA COMPANY(60%); ECO-PETROL S.A. (40%)
COL 6	E&P	8-oct-21	En ejecución	Fase Preliminar	Costa Afuera	COLOMBIA	ANADARKO COLOMBIA COMPANY	ANADARKO COLOMBIA COMPANY(60%); ECO-PETROL S.A. (40%)
COL 7	E&P	8-oct-21	En ejecución	Fase Preliminar	Costa Afuera	COLOMBIA	ANADARKO COLOMBIA COMPANY	ANADARKO COLOMBIA COMPANY(60%); ECO-PETROL S.A. (40%)
PIEDE-MONTE	Convenio E&P	28-jun-21	En ejecución	Producción		LLANOS ORIENTALES	ECOPETROL S.A.	ECOPETROL S.A.(100%)
PLATERO	CEPI	4-jun-21	En ejecución	Etapa Previa	Continental	VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	ECOPETROL S.A.	ECOPETROL S.A.(OPERADOR) 37.5 % y EXXONMOBIL EXPLORATION COLOMBIA LIMITED 62.5%
SANTIAGO DE LAS ATALAYAS	Convenio E&P	17-sep-21	En ejecución	Producción	Continental	LLANOS ORIENTALES	ECOPETROL S.A.	ECOPETROL S.A.(100%)

Fuente: www.anh.gov.co/documents/21224/Relación_Contratos_CET_EP_EE_CEPI_Convenios_EE_y_Explotación_31-dic-22.pdf



2.1.2.6 Proceso Permanente de Asignación de Áreas (PPAA)

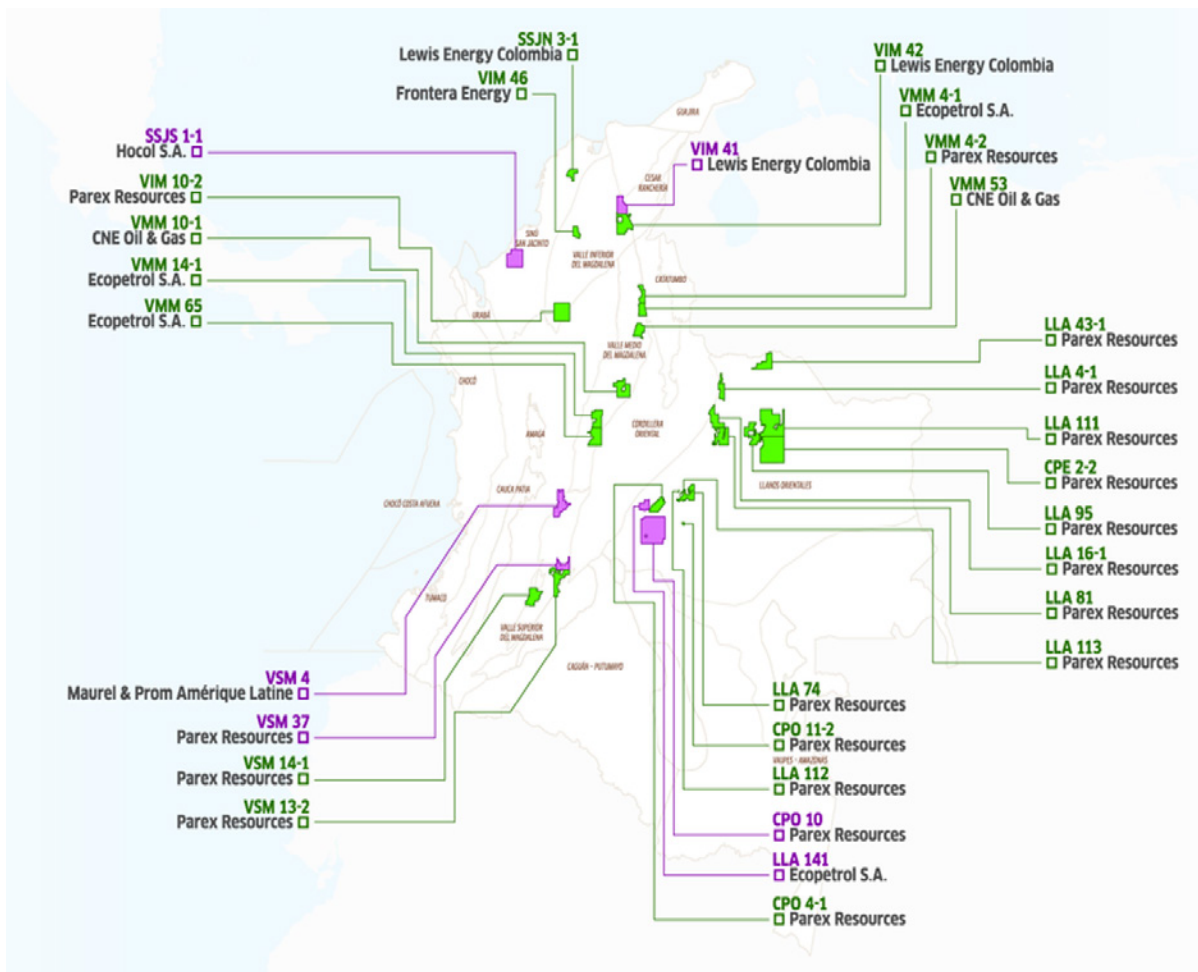
En 2021 se lanzó y culminó el cuarto ciclo del Proceso Permanente de Asignación de Áreas (PPAA), denominado “Ronda Colombia 2021”, este se dio en el marco de los lineamientos dados por el Consejo directivo de la ANH y los ajustes aprobados al Acuerdo 2 de 2017, los cuales reflejaron las modificaciones de las reglas del Proceso Permanente de Asignación de Áreas incorporando el valor económico de exclusividad como factor principal de evaluación de las ofertas tendientes a la adjudicación de contratos de exploración y producción de hidrocarburos continentales, se aprobaron las nuevas minutas del contrato de exploración y producción continental y de contratos de evaluación técnica.

- Los resultados de esta ronda fueron los siguientes¹:
- Quedó en firme la adjudicación de 30 áreas de las 53 contempladas en la Ronda Colombia 2021, con una tasa de éxito del 56 %.
- Entre los 30 bloques otorgados se encuentran seis (6) en cuencas prolíficas en gas y 24 en cuencas prolíferas en petróleo.
- La firma de estos 30 contratos representa una inversión de más de USD 148 millones.
- Se desarrollarán 28 pozos en compromisos exploratorios.



¹ ANH. (2021). Ronda Colombia 2021. Disponible en <https://www.anh.gov.co/es/mod-de-rondas/resultados-ronda-colombia-2021>

Tabla 7 Áreas Asignadas Ronda Colombia 2021



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos.
<https://www.anh.gov.co/es/mod-de-rondas/resultados-ronda-colombia-2021/>

2.1.3 Reservas crudo y gas²

La Agencia Nacional de Hidrocarburos, como administrador integral de los recursos hidrocarburíferos de la Nación, reglamenta la forma, el contenido, los plazos, los métodos de valoración, etc. en que las compañías de exploración y producción de hidrocarburos presentes en el país deberán suministrar la información correspondiente a las reservas de hidrocarburos en el territorio.

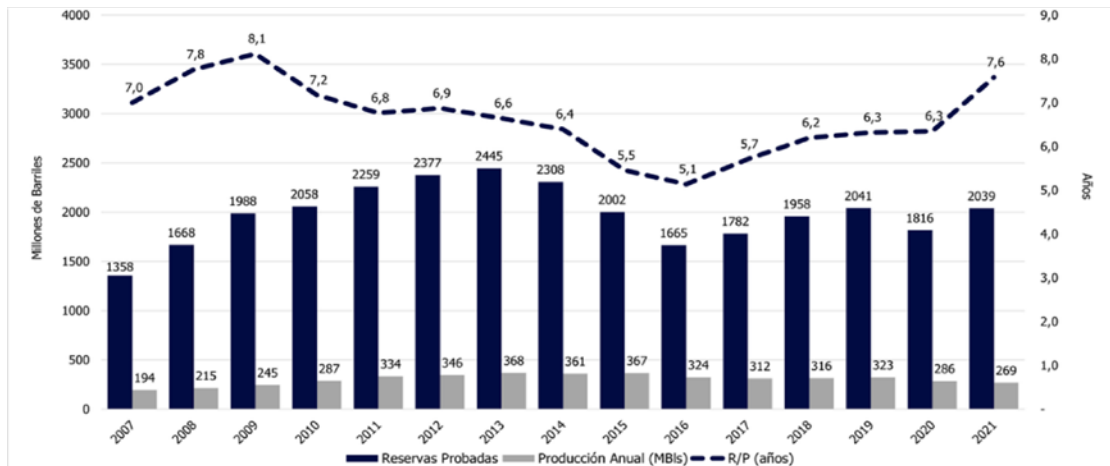
En desarrollo de estas funciones, la Agencia Nacional de Hidrocarburos desarrolló un procedimiento que establece los lineamientos para la recepción, el monitoreo, la revisión, el análisis de completitud, la revisión técnica y la consolidación de la información de recursos y reservas, que es presentada el 1 de abril de cada año, con corte al 31 de diciembre del año inmediatamente anterior, por parte de las compañías operadoras que realizan actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el país.

² ANH. (20 de mayo de 2022). Reservas de hidrocarburos del país. Corte 31 de diciembre de 2021. Disponible en https://www.anh.gov.co/documents/14067/Presentación_Balance_de_Reservas_-_IRR2021_20-05-2022.pdf.

De acuerdo con el reporte del 2021 de la ANH³, Colombia aumentó la vida útil de las reservas de crudo pasando de 6,3 años a 7,6 años, alcanzando el nivel más alto desde el 2009 con un índice de reposición de 1,8 barriles por cada barril producido.

Las reservas probadas de crudo, con corte a 31 de diciembre, corresponden a 2039 Mbbls⁴, lo que significa un aumento del 11 % (223 Mbbls), comparado con el 2020, cuando se reportaron 1816 Mbbls.

Gráfica 1 Reservas Probadas de petróleo (Mbbls), Producción anual de Petróleo (Mbbls)



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/datos-y-estadisticas/>

A nivel regional, el departamento del Meta sigue siendo el departamento que más aporta en materia de producción de crudo, con un 51,6 % de las reservas probadas del país (1053 Mbbls), seguido por Casanare con el 17,1 % (349 Mbbls) y Santander con un 8,6 % del total (175 Mbbls). Los campos que encabezan las reservas probadas del país son Rubiales (269 Mbbls), Chichimene (184 Mbbls) y Castilla (143 Mbbls) (Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH).

Tabla 8 Reservas probadas de petróleo por departamento 2021 (Millones de barriles – Mbbls)

Departamento	Petróleo 1P Mbbl	%
Meta	1053	51,60
Casanare	349	17,1
Santander	175	8,6
Boyacá	81	4
Arauca	75	3,7
Bolívar	62	3
Cesar	54	2,7
Huila	53	2,6
Putumayo	51	2,5
Antioquia	41	2
Tolima	26	1,3
Otros	20	1
TOTAL	2 039	100 %

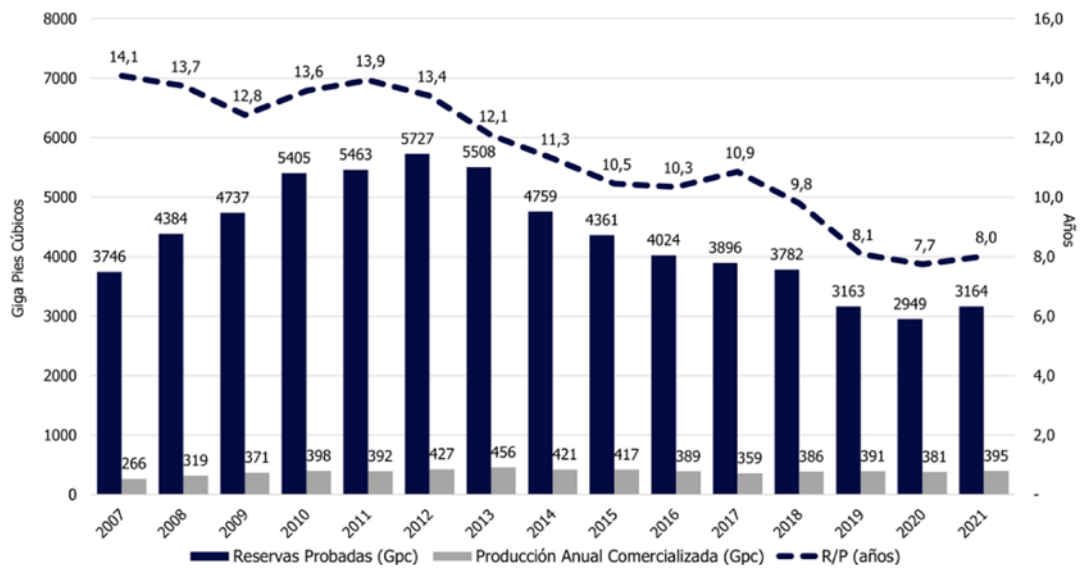
Fuente: Elaboración propia Datos tomados de la ANH. https://anh.gov.co/documents/14067/Presentaci%C3%B3n_Balance_de_Reservas_-_IRR2021_20-05-2022.pdf. Página. 10.

³ ANH. (2021). Informe de gestión 2021. Disponible en: https://www.anh.gov.co/documents/1177/Informe_de_gesti%C3%B3n_2021.pdf

⁴ Mbbls: Millones de barriles

Las reservas probadas de gas aumentaron, pasando de 7,7 años a 8 años de vida útil, de tal forma que cambió la tendencia decreciente que se venía presentando desde el 2017 con un índice de reposición de 1,5 millones de pies cúbicos por cada millón de pies cúbicos producido.

Gráfica 2 Reservas de Gas (Gpc), Producción Comercializada de Gas (Gpc) y R/P (Años) 2007-2020



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/datos-y-estadisticas/>

En materia de gas, en el 2021 las reservas probadas alcanzaron los 3164 Gpc, lo que representa un aumento de 7,2 % comparado con el 2020, cuando se reportaron 2949 Gpc.

A nivel departamental, el 52 % de las reservas probadas de gas se encuentran en el Casanare (1655 Gpc), seguido por el departamento de La Guajira con un 18 % (579 Gpc) y Córdoba con 9 % (276 Gpc). Los campos que concentran la mayor parte de estas reservas son Cupiagua (555 Gpc), Pauto (497 Gpc) y Cusiana (444 Gpc) (Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH).

Tabla 9 Reservas probadas de gas por departamento -Giga Pies cúbicos

Departamento	Gas 1P Gpc	%
Casanare	1655	52
Guajira	579	18
Córdoba	276	9
Boyacá	164	5
Sucre	146	4,6
Santander	133	4,2
Atlántico	86	2,7
Magdalena	57	1,8
Cesar	19	0,6
Arauca	15	0,5
Norte de Santander	14	0,4
Bolívar	6	0,2
Tolima	6	0,2
Meta	5	0,2
Huila	2	0,06
Total	3164	100 %

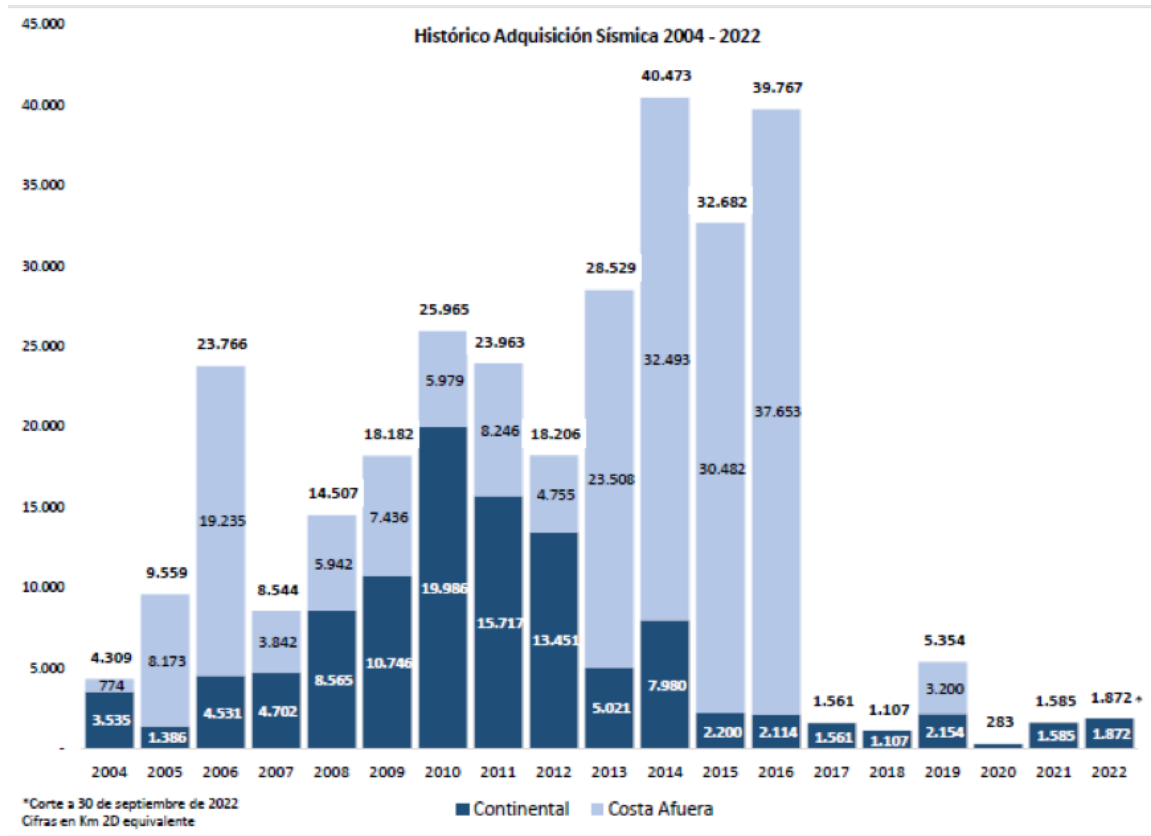
Fuente: Elaboración propia. Datos tomados de la ANH. https://anh.gov.co/documents/14067/Presentaci%C3%B3n_Balance_de_Reservas_-_IRR2021_20-05-2022.pdf. Página. 21



2.1.4 Sísmica y perforación de pozos

En el año 2021 se adquirieron 1585 km equivalentes de sísmica, 5,6 veces a lo ejecutado en el año 2020, 283 km equivalentes.

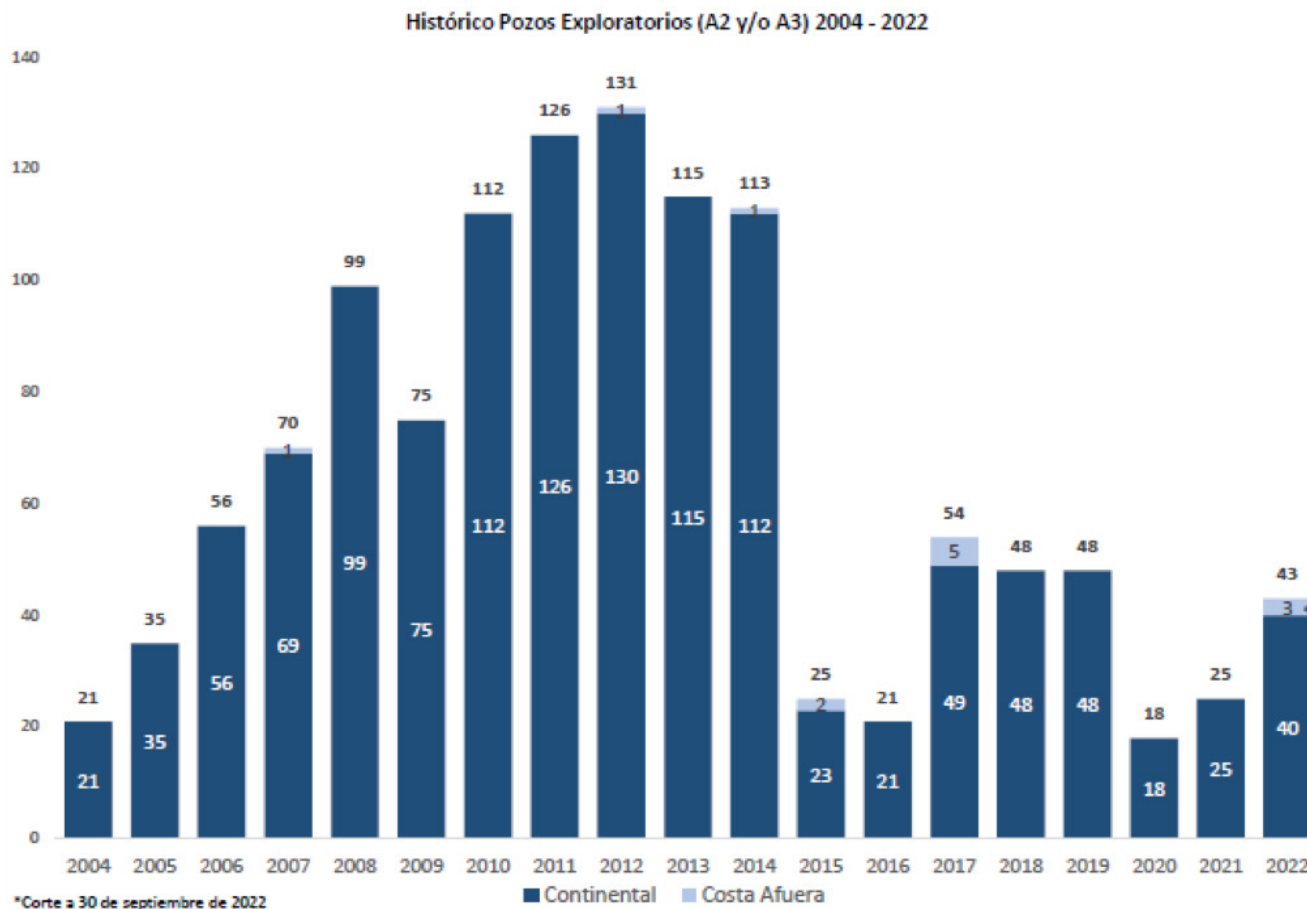
Gráfica 3 Histórico Adquisición sísmica 2004-2022



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). www.anh.gov.co/documents/18011/Histórico_Adquisición_Sísmica_2004_-_2022_corte_30-sept-22.pdf



Gráfica 4 Histórico Pozos exploratorios(A2 y/o A3) - 2004-2022



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).
www.anh.gov.co/documents/18012/Histórico_Pozos_Exploratorios_2004_-_2022_corte_30-sep-22.pdf

Colombia redujo significativamente su nivel de actividad exploratoria de hidrocarburos en los últimos dos años (2020-2021) como consecuencia, principalmente, de la pandemia y de la crisis en el sector a nivel mundial.

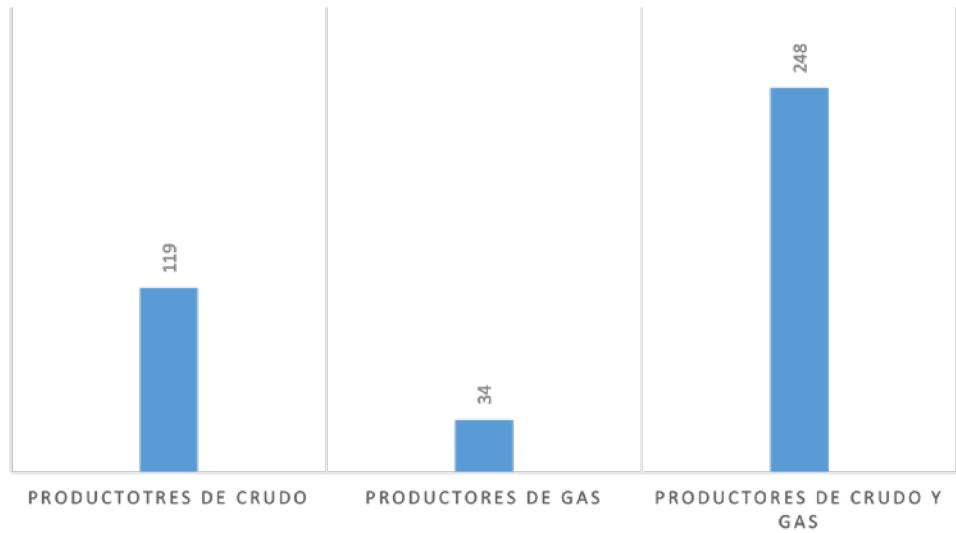
De acuerdo con lo anterior, en la vigencia del 2021 se realizó la exploración de 25 pozos onshore, cifra que, comparada con el 2020, tuvo un incremento del 38 %.

Con corte a septiembre de 2022 se muestra un incremento del 37,5 % en pozos onshore y se han realizado exploración offshore o costa afuera en 3 pozos.

2.1.5 Producción crudo y gas

Durante el año 2021 se registró la producción de petróleo y gas en 401 campos, de los cuales 34 reportaron únicamente la producción de hidrocarburos gaseosos.

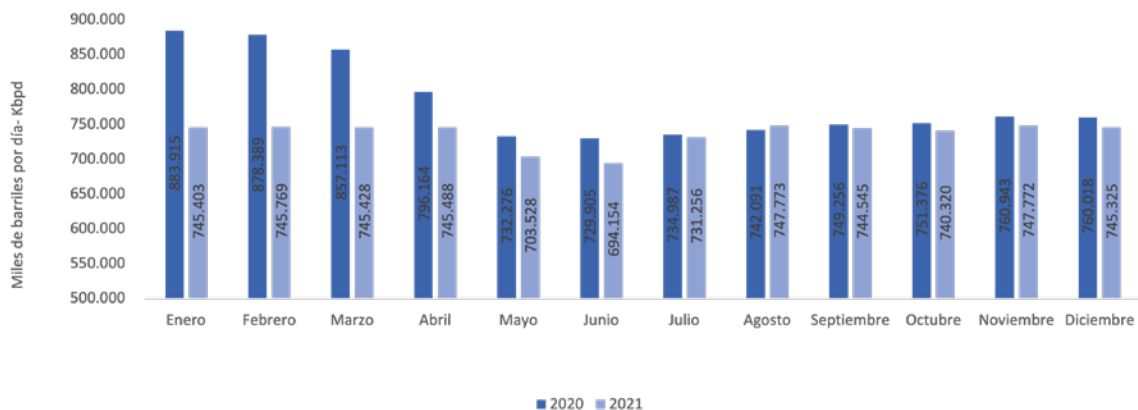
Gráfica 5 Campos productores de hidrocarburos



Fuente: Elaboración propia. Datos tomados de la ANH. https://www.anh.gov.co/documents/1177/Informe_de_gestión_2021.pdf. Página 119

La producción promedio de crudo durante el 2021 fue de 745.000 barriles por día (Kbpd), 35 Kbpd menos de los registrados durante el 2020 (781 Kbpd), como consecuencia del incremento de las diferidas no programadas y de la operación de los campos. Las diferidas es la diferencia entre la proyección de producción y el valor real de producción de un campo. Las diferidas programadas, tienen que ver con trabajos programados que se vayan a realizar, los cuales generan dicha diferencia, las no programadas tienen que ver cuando no teniendo ningún trabajo programado, se generen diferencias en los niveles de producción.

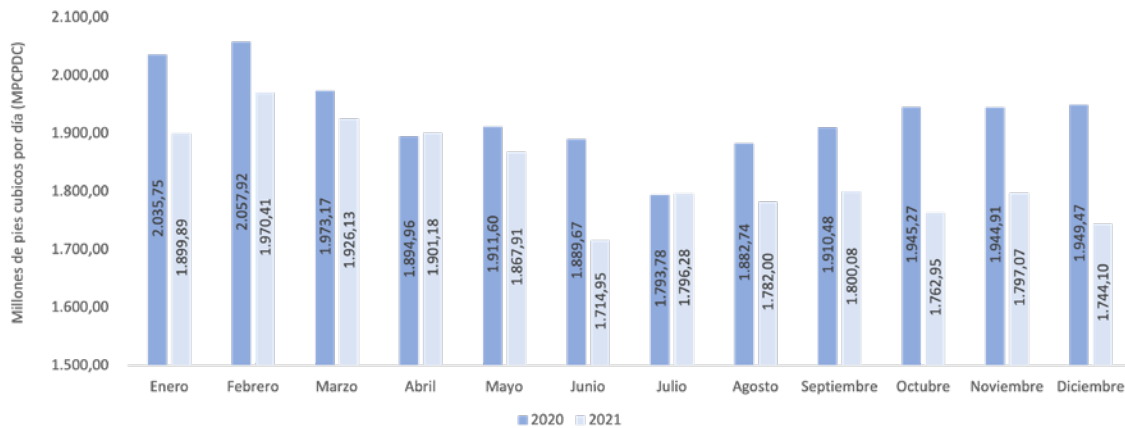
Gráfica 6 Producción fiscalizada de crudo 2020- 2021 (Miles de barriles por día - Kbpd)



Fuente: Elaboración propia. Datos tomados de ANH. <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/sistemas-integrados-operaciones/estad%C3%ADsticas-de-producci%C3%B3n/>

La producción fiscalizada de gas natural alcanzó los 1744 Millones de pies cúbicos por día (Mpcpd), 205 Mpcpd más de los reportados durante el año 2020.

Gráfica 7 Producción fiscalizada de Gas 2020-2021



Fuente: Elaboración propia. Datos tomados de la ANH. <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/sistemas-integrados-operaciones/estad%C3%ADsticas-de-producci%C3%B3n/>

2.1.6 Proyectos piloto de investigación integral (PPII)

El Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 328 del 28 de febrero de 2020, “Por el cual se fijan lineamientos para adelantar proyectos piloto de investigación integral - PPII sobre yacimientos no convencionales (YNC) de hidrocarburos, con la utilización de la técnica de fracturamiento hidráulico multietapa con perforación horizontal (FH-PH), y se dictan otras disposiciones”.

A través del mencionado Decreto, el Ministerio de Minas y Energía, en virtud de lo expresado por el Consejo de Estado en providencia del Auto del 17 de septiembre de 2019, desarrolló el primer antecedente de los proyectos piloto de investigación integral y marcó la pauta al darle el nombre correcto en la regulación a la técnica de fracturamiento hidráulico multietapa con perforación horizontal (FH-PH).

Los proyectos piloto de investigación integral son procesos experimentales, científicos y técnicos, de carácter temporal, que se desarrollan en un polígono específico, y que buscan:

- (i) Recopilar información social, ambiental, técnica, operacional y de dimensionamiento de los yacimientos no convencionales (YNC) que requieran el uso de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal (FH-PH) para su extracción.
- (ii) Generar conocimiento para el fortalecimiento institucional; promover la participación ciudadana, la transparencia y acceso a la información.
- (iii) Evaluar los efectos de la técnica de Fracturamiento Hidráulico Multietapa con Perforación Horizontal (FH-PH), según las condiciones de diseño, vigilancia, monitoreo y control que se establezcan.

En 2019 la Comisión Interdisciplinaria Independiente de Especialistas, integrada por expertos de varias áreas del conocimiento, formuló para el Estado colombiano una serie de recomendaciones para experimentar los proyectos piloto, entre las cuales se encuentra la generación de conocimiento de líneas base, la Transparencia en la Información, el Desarrollo de Capacidades Institucionales, la Generación de conocimiento de líneas base, la participación efectiva de la ciudadanía y la aprobación concurrente de las comunidades locales en las de actividades por comunidades locales.

De esta forma, surgió en octubre de 2021 el Convenio Interadministrativo entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), el Ministerio de Minas y Energía (MME) y la Universidad Nacional de Colombia (UNAL), para la administración y la gestión de la información de dichos proyectos piloto del Centro de Transparencia⁵, que tiene como objetivo ser un canal de comunicación con la ciudadanía, publicando contenidos claros, transparentes y de fácil comprensión para la opinión pública en asuntos relacionados con la técnica de fracturamiento hidráulico multietapa con perforación horizontal (FH-PH), más conocido como fracking, y con la implementación y avance de los proyectos piloto de investigación integral (PPII) en Colombia.

En el marco de este convenio, la Universidad Nacional de Colombia, se encarga de la gestión y administración de la información y la gestión, administración y uso de la página web. El equipo de trabajo está conformado por siete curadurías: sismicidad, agua, ecosistemas, aire, hidrocarburos, salud y

socioeconómica, que cumplen la función de revisar, clasificar y verificar la información relevante sobre la ejecución de los PPII y mejorar el conocimiento del sector.

2.2 Minería

2.2.1 Marco Legal

Para el desarrollo legal de la actividad minera en Colombia, se han expedido una serie de normas fundamentadas en la Constitución Política como un conjunto de directrices del ámbito nacional. A partir de este se derivan las demás disposiciones e instrumentos legales en el siguiente orden: leyes, decretos, ordenanzas, acuerdos, resoluciones, circulares, resoluciones y normas técnicas, entre otras, que materializan los requerimientos del Estado al asegurar la rendición de cuentas, la participación ciudadana, la sostenibilidad ambiental, la transparencia en los procedimientos y la toma de decisiones reguladas por el Estado.

A continuación, se expone el conjunto de normas y reglamentaciones expedidas durante la vigencia 2021.

⁵ Ver más sobre el Centro de Transparencia en <https://www.centrodetransparenciappii.org>

Entidad	Norma	Objeto
Congreso de Colombia	Ley 2177 de 2021, por medio de la cual se expiden normas para garantizar el acceso de todos los actores del sector minero colombiano a los productos y servicios del sistema financiero y asegurador nacional.	Indica que las entidades que ofrecen servicios y productos financieros y aseguradores no podrán establecer barreras de entrada a los actores del sector minero que demanden la prestación de dichos productos y servicios, pero cómo condición de entrada, estos actores deberán cumplir con los requisitos mínimos descritos más arriba. La inadmisión o el rechazo de la solicitud de bancarización por parte de las entidades financieras, dará al interesado el derecho a que el Banco Agrario les facilite el servicio y el acceso a los productos financieros.
Ministerio de Minas y Energía	Resolución 40195 de 2021	Se adoptan los Lineamientos de Formalización para el Fomento Minero.
Ministerio de Minas y Energía	Resolución 40207 de 2021	Reglamenta la metodología, las condiciones y los términos para la modalidad de pago de regalías mediante obras de infraestructura o proyectos de inversión.
Agencia Nacional de Minería	Resolución 263 de 2021	Se adoptan los términos de referencia aplicables para la elaboración de los programas y proyectos de gestión social en la ejecución de los proyectos mineros.
Congreso de Colombia	Ley 2169 de 2021	Se impulsa el desarrollo bajo en carbono del país, mediante el establecimiento de metas y medidas mínimas en materia de carbono neutralidad y resiliencia climática.
Agencia Nacional de Minería	Resolución 248 de 2021	Se delimitan y declaran Áreas de Reserva Estratégica Minera en el territorio nacional.
Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	Concepto 27175 de 2021	Regulación normativa de las reservas forestales.
Congreso de Colombia	Ley 2155 de 2021	Ley de inversión social - el cual busca financiar los programas sociales del Gobierno.
Agencia Nacional de Minería	Resolución 468 de 2021	Se establecen los lineamientos para el relacionamiento social y el Plan de Gestión Social en el desarrollo de los contratos especiales de exploración y explotación minera de las Áreas de Reserva Estratégica Minera (AEM).
Ministerio de Minas y Energía	Resolución 40207 de 2021	Se reglamenta la metodología, las condiciones y los términos para la modalidad de pago de regalías, mediante la ejecución de obras de infraestructura o proyectos de inversión.
Ministerio de Minas y Energía	Resolución 40195 de 2021	Establece los lineamientos de formalización para el fomento minero.
Agencia Nacional de Minería	Resolución 78 de 2021	Se define y reserva áreas con potencial para minerales estratégicos en territorio nacional.
Congreso de Colombia	Ley 1955 de 2019 - Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022	En el tema minero se establecen dos objetivos: (i) consolidar el sector minero energético como dinamizador del desarrollo de territorios sostenibles y, (ii) promover el desarrollo y la competitividad de la industria minero energética.

Fuente: Elaboración propia. Información tomada de la Agencia Nacional de Minería, Secretaría del Senado de la República y Ministerio de Minas y Energía.



2.2.2 Cierre Minero

El cierre y abandono de los proyectos sujetos a licencia ambiental se debe planear desde su concepción para implementarse en su fase final, pero en el caso de las explotaciones mineras, por sus particularidades, las actividades de cierre se desarrollan de manera paralela a las demás fases del proyecto, durante su ciclo de vida. Por ello, el plan de cierre y abandono minero se convierte en una herramienta fundamental para que las empresas logren los objetivos de control y mitigación de los impactos negativos sobre el ambiente y eviten la generación de externalidades, que finalmente se manifiesten como impactos no resueltos⁶.

El marco legal que rige el cierre minero en Colombia se encuentra en la siguiente normatividad:

- Ley 685 de 2001: contempla el cierre como una actividad planificada, que debe empezar a ejecutarse en cumplimiento de la concesión minera y que está supervisada no solo por la autoridad ambiental, sino también por la minera (Artículo 84. Programa de Trabajos y Obras). Igualmente, indica que las actividades del cierre se constituyen en obligaciones contractuales amparadas en la póliza minero ambiental (Artículo 45: Objeto del contrato, y Artículo 280). La presente ley también establece la reversión gratuita en favor del Estado (Artículo 113), estipulada para inmuebles e instalaciones fijas y permanentes, bienes de transporte y embarque de los minerales que se encuentren incorporados a los yacimientos y accesos, y que no puedan retirarse sin detrimento.

La reversión gratuita se da sólo en los casos en que las características y las dimensiones de los mencionados bienes, a juicio de la autoridad minera, los hagan aptos como infraestructura destinada a un servicio público de transporte o embarque, o para el uso de la comunidad.

- Ley 99 de 1993, Artículo 60: establece, para la explotación minera a cielo abierto, la obligación de realizar “restauración o la sustitución morfológica y ambiental de todo el suelo intervenido con la explotación, por cuenta del concesionario o beneficiario del título minero, quien la garantizará con una póliza de cumplimiento o con garantía bancaria. El Gobierno reglamentará el procedimiento para extender la póliza de cumplimiento o la garantía bancaria”.
- Decreto 2820 de 2010, Artículo 40: define para los proyectos el plan de desmantelamiento y abandono, el cual incluirá las medidas de manejo del área, las actividades de restauración final y demás acciones pendientes.

El cierre y abandono de las actividades mineras es una fase de la actividad minera incluida dentro de la naturaleza propia de la explotación, lo cual indica la obligación legal de su desarrollo por parte del concesionario minero. El plan de cierre y abandono de mina es objeto de formulación antes del inicio formal de la etapa de exploración, dado que es necesario adjuntarlo al programa de trabajo y obras.

⁶ Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA. (2022). Guía para la elaboración del plan de cierre y abandono de proyectos mineros. Subdirección de Instrumentos Permisos y Trámites Ambientales.

2.2.3 Régimen contractual minero

A continuación, se describen las modalidades de contratos que existen en el sector minero:

Tabla 10 Régimen contractual del Decreto 2655 de 1988 (anterior Código de Minas)

Licencia de exploración	<p>De acuerdo con los artículos 24 y subsiguientes del anterior Código de Minas, la licencia de exploración se otorgaba sobre un área determinada, con el fin de realizar estudios técnicos tendientes a evidenciar allí la existencia de depósitos y yacimientos minerales, sus reservas en calidad y cantidad comercialmente explotables.</p> <p>Duración:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Un año, prorrogable por otro si se trata de un área que no supera las 100 hectáreas. ● Dos años prorrogables por un año más, para la que tenga un área original de más de cien (100) hectáreas, sin pasar de mil (1000) hectáreas. ● Cinco años para aquella cuya área original exceda mil (1000) hectáreas, el legislador no contempló prórroga. <p>En vigencia del código anterior, si el titular de la licencia de exploración cumplió las condiciones establecidas, tenía el derecho a solicitar la licencia de explotación sobre la misma área, si la exploración se daba sobre un proyecto de pequeña minería. Si se trataba de un proyecto de mediana o gran minería, se le otorgaba el derecho a suscribir una concesión minera.</p> <p>Actualmente, finalizados los términos de la licencia, y con fundamento en el Artículo 14 del Código de Minas actual, se suscribirá el contrato único de concesión minera.</p>
Licencia de explotación	<p>Para otorgar este tipo de licencia, se requería que el titular minero clasificara su proyecto, así:</p> <ul style="list-style-type: none"> ● Pequeña minería ● Mediana minería ● Gran minería <p>La licencia de explotación se define como aquel derecho a explotar un proyecto clasificado, definitivamente, como de pequeña minería, en el cual los trabajos y obras de desarrollo y montaje se deberán realizar dentro del primer año de la misma. Sin embargo, podía iniciar la explotación en cualquier tiempo siempre que se diera aviso al Ministerio de Minas y Energía. El término de la licencia de explotación es de diez años, y el beneficiario podría solicitar prórroga de la misma por el mismo término o hacer uso de su derecho de preferencia para suscribir contrato de concesión minera.</p>

Contrato en virtud de aporte	Son aquellos de cualquier tipo que se celebran sobre las denominadas áreas de aporte. Se trata de contratos con naturaleza especial, que a pesar de estar regulados en lo general por el Decreto 2655 de 1988, se rige por lo pactado entre la entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Minería y el tercero contratante, pues se trata de una figura jurídica en la que el legislador le brindó una amplia autonomía a las partes.
Contrato de concesión minera	<p>En vigencia del código anterior se suscribían estos contratos consagrados en el Capítulo VII del Decreto 2655 de 1988, los cuales le confería al concesionario el derecho exclusivo de extraer los minerales otorgados y a realizar las obras y labores necesarias de desarrollo y montaje para la explotación, el beneficio, el transporte y el embarque de dichos minerales, para que algunas de las obras y labores mencionadas se realicen, ya sea dentro o fuera de área contratada.</p> <p>La duración de los contratos de concesión era de 30 años contados a partir de su inscripción en el Registro Minero. Los trabajos y obras de desarrollo y montaje se realizaban en los plazos señalados y aprobados en el Programa de Trabajos e Inversiones y deberán estar terminados dentro de los cuatro primeros años.</p> <p>El tiempo no utilizado en las obras y trabajos se agregaría al período de explotación. La norma (Decreto 2655 de 1988) no contemplaba la opción de prórroga del contrato.</p>
Reconocimiento de propiedad privada (RPP)	<p>Son aquellos derechos subjetivos sobre la propiedad privada de las minas otorgados bajo la vigencia de leyes preexistentes, los cuales fueron reconocidos por el Consejo de Estado y, por ello, se pueden inscribir en el Registro Minero como minas de propiedad de un particular.</p> <p>Los reconocimientos de propiedad privada constituyen una excepción al postulado general, según el cual los minerales, de cualquier clase y ubicación, yacientes en el suelo o en el subsuelo, en cualquier estado físico natural, son de propiedad exclusiva del Estado, y constituyen situaciones jurídicas individuales, subjetivas y concretas, perfeccionadas con arreglo a leyes preexistentes, de conformidad con los artículos 5 y 14 de la Ley 685 del 2001.</p> <p>Por otra parte, la Ley 685 del 2001 establece que estos reconocimientos constituyen un título minero válido; no obstante, los titulares de estos deberán desarrollar sus actividades mineras con estricto cumplimiento de las normas y los requisitos de carácter ambiental y técnico, en virtud de lo establecido en el Artículo 339 de la Ley 685 del 2001.</p>

Fuente: Agencia Nacional de Minería- ANM

Tabla 11 Régimen contractual de la Ley 685 de 2001 (actual Código de Minas)⁷

<p>Contrato único de concesión minera</p>	<p>Es el contrato que celebran el Estado y un particular para efectuar, por cuenta y riesgo de este último, los estudios, trabajos y obras de exploración de minerales, de propiedad estatal, que puedan encontrarse dentro de una zona determinada. Dichos minerales se explotan en los términos y condiciones establecidos en la Ley (Código de Minas). El contrato se pacta por el término que solicite el proponente y hasta por un máximo de 30 años. Dicho término se cuenta desde la fecha de inscripción del contrato en el Registro Minero Nacional.</p> <p>El contrato de concesión comprende dentro de su objeto las fases de: exploración, construcción y montaje y explotación.</p>
<p>Áreas de Reserva Especial (AREs)</p>	<p>Son zonas donde existen explotaciones tradicionales de minería informal y, por solicitud de una comunidad minera, se delimitan de manera que, temporalmente, no se admitan nuevas propuestas sobre todos o algunos de los minerales ubicados en dichas zonas.</p> <p>Las Áreas de Reserva Especial (AREs) se delimitan y declaran para elaborar estudios geológicos mineros, que permitan identificar su potencial para el desarrollo de proyectos mineros estratégicos para el país. Dichos estudios son financiados por la Autoridad Minera Nacional. En caso de que los estudios evidencien la existencia de potencial geológico minero, se celebra entonces un contrato especial de concesión con la comunidad minera beneficiaria. En caso contrario, se propone un proyecto de reconversión, que consiste en ofrecerle a la comunidad un proceso de articulación con las autoridades competentes para buscar la reconversión laboral de los mineros, así como la readecuación ambiental y social de dicha área.</p>
<p>Contratos especiales de concesión minera</p>	<p>El contrato especial de concesión minera se usa en todos los contratos que celebra la autoridad minera, en las áreas de reserva especial delimitadas y declaradas. En este se consideran nuevos elementos respecto a la capacidad económica, la gestión social, el cierre de minas y las prórrogas de concesiones mineras. Fue necesario adoptar una nueva minuta de contrato especial de concesión minera, la cual incluya los aspectos ajustados.</p>
<p>Zonas mineras de comunidades étnicas</p>	<p>De acuerdo con lo establecido en el Artículo 123 del Código de Minas, son las áreas señaladas como tales por el Ministerio de Minas y Energía, ubicadas dentro de los territorios indígenas, y en las cuales toda actividad de exploración y explotación del suelo y el subsuelo minero deberá ajustarse a las disposiciones especiales contenidas en el Capítulo XVI del Código de Minas.</p>

Actualmente, se encuentran el contrato único de concesión minera (que es la nueva modalidad de título minero que se suscribe actualmente entre el Estado y los particulares) y los títulos mineros otorgados durante la vigencia del Decreto 2655 de 1988 y leyes anteriores (que, en virtud del Artículo 350 de la Ley 685 de 2001 o Código de Minas, sus condiciones, términos y obligaciones para los beneficiarios de títulos mineros perfeccionados o consolidados en las leyes anteriores, serán cumplidos conforme a dichas leyes).

En la vigencia 2021 se otorgaron 466 contratos mineros, de los cuales 324 fueron contratos de concesión y 138 fueron autorizaciones temporales.

⁷ Para mayor información sobre los contratos Mineros, puede consultar el siguiente documento “Contratos” en el siguiente link: www.eiticolombia.gov.co/media/filer_public/f3/49/f3497fee-4ad5-4a79-a0e5-869c68495237/cartilla_contratos_-_anexo_1.pdf

Tabla 12 Contratos mineros otorgados vigentes - 2021

MODALIDAD DE CONTRATO	TOTAL
Contrato de concesión (L 685)	324
Autorización temporal	138
Contrato especial de concesión	2
Reconocimiento de propiedad privada	1
Contrato de exploración y explotación minera	1

Fuente: Agencia Nacional de Minería - Gerencia de Catastro y Registro Minero

2.2.4 Recursos y reservas⁸

Un recurso mineral es una concentración u ocurrencia de un material sólido en o sobre la corteza terrestre, con interés económico, de tal forma, cantidad, y calidad, que hay perspectivas razonables para una eventual extracción económica. La ubicación, la cantidad, la calidad, la continuidad y otras características geológicas de un recurso mineral son conocidas, estimadas o interpretadas a partir de evidencias y conocimientos geológicos específicos, incluyendo el muestreo. Los recursos minerales se subdividen en tres categorías en orden, de acuerdo al incremento en la confianza geológica: inferidos, indicados y medidos.

Una reserva minera es la parte económicamente explotable de un recurso mineral medido o Indicado. Las reservas mineras se subdividen, en orden ascendente de confianza, en reservas mineras probables y reservas mineras probadas.

A continuación, se presenta los recursos y las reservas por departamento, durante el año 2021, de los diferentes minerales que produce el país



⁸ Agencia Nacional de Minería. Equipo de Recursos y Reservas R&R.

Tabla 13 Recursos y reservas minerales 2021

Departamento	Mineral	Unidad masa/volumen	Recursos inferidos	Recursos indicados	Recursos medidos	Reservas probables	Reservas probadas
Antioquia	Oro	Moz	16,69	16,63	4,60	8,73	1,61
Antioquia	Plata	Moz	66,47	61,89	18,53	37,52	1,31
Arauca	Arenas y gravas	Mm ³					3,30
Atlántico	Arenas y gravas	Mm ³			13,78	3,14	0,19
Bogotá D.C.	Recebo	Mm ³	0,44	0,44	0,17	0,44	0,17
Bogotá D.C.	Arenas y gravas	Mm ³	78,72	5,65	18,30	1,27	1,05
Bolívar	Roca o piedra caliza	Mt	13,27	8,34	15,36	6,13	14,65
Boyacá	Carbón metalúrgico	Mt	46,26	83,39	83,18	16,14	3,82
Boyacá	Arcillas refractarias	Mt			1,63	0,33	
Boyacá	Carbón térmico	Mt	21,46	20,69	11,79	4,55	3,09
Boyacá	Roca o piedra caliza	Mt	55,95	286,35	127,31	26,60	24,02
Boyacá	Minerales de hierro	Mt	51,96	27,84	53,46	0,26	6,42
Boyacá	Roca fosfática	Mt	0,07		0,85		0,54
Boyacá	Caolín	Mt					0,14
Boyacá	Recebo	Mm ³		1,32	0,54	0,31	
Boyacá	Arenas y gravas	Mm ³	7,80	5,85	3,84	2,33	0,73
Caldas	Oro	Moz	2,19	4,00	0,44	0,44	0,08
Caldas	Plata	Moz	3,73	10,15	1,99	0,67	-
Caldas	Minerales de zinc	Mt		0,14	0,03	0,11	
Caldas	Arenas y gravas	Mm ³	1,78	0,39	0,91		0,05
Casanare	Arenas y gravas	Mm ³		5,79	3,59	0,57	1,40
Cauca	Arcilla	Mt			0,46	0,46	
Cauca	Oro	Moz	0,03	0,07			0,05
Cauca	Plata	Moz	0,07	0,18			0,14
Cauca	Carbón térmico	Mt	0,02	0,65	0,93	0,51	

Departamento	Mineral	Unidad masa/volumen	Recursos inferidos	Recursos indicados	Recursos medidos	Reservas probables	Reservas probadas
Cauca	Minerales de hierro	Mt	1,10	0,81	9,29	3,06	0,80
Cauca	Basalto	Mm ³			0,37	0,37	
Cauca	Arenas y gravas	Mm ³		0,85	0,18	0,18	
Cesar	Barita	Mt	2,27	2,04	2,79	2,06	1,02
Cesar	Carbón térmico	Mt	18,10	770,59	1351,97	939,17	241,14
Cesar	Roca o piedra caliza	Mt	0,29	2,82	31,88	5,97	
Cesar	Recebo	Mm ³	67,20	81,01	738,39	297,43	0,35
Cesar	Arenas y gravas	Mm ³	2,60	14,23	1,91	7,55	0,11
Chocó	Cobre	Mlb		5,83	56,12	1,67	22,98
Chocó	Oro	Moz	1,55	8,38	6,57	1,65	0,20
Chocó	Minerales de platino	t	23,69	29,67	84,88	25,62	1,12
Córdoba	Oro	Moz	0,00	0,00	0,01	0,00	0,01
Córdoba	Carbón térmico	Mt	756,80	385,61	234,49	64,40	44,59
Córdoba	Mármol y travertino	Mt	267,28	100,26	18,22	9,11	7,29
Córdoba	Minerales de níquel	Mt	34,00	165,00	129,00	8,60	21,70
Cundinamarca	Arcilla	Mt	7,35	27,53	19,37	0,48	3,90
Cundinamarca	Carbón metalúrgico	Mt	50,01	38,47	1177,16	12,19	6,07
Cundinamarca	Arcillas refractarias	Mt	0,07	0,15	13,20		0,92
Cundinamarca	Carbón térmico	Mt	4,30	5,86	13,68	2,51	9,50
Cundinamarca	Minerales de hierro	Mt	13,03	10,05	3,39		0,20
Cundinamarca	Areniscas	Mm ³		1,29		0,82	
Cundinamarca	Recebo	Mm ³	2,18	7,49	23,24	6,26	4,20
Cundinamarca	Arenas y gravas	Mm ³	118,68	32,30	72,29	22,91	7,07
Huila	Mármol y travertino	Mt		3,05		0,91	
La Guajira	Barita	Mt	0,05	0,07	0,17	0,02	0,07
La Guajira	Carbón térmico	Mt	8,53	88,37	383,34	131,40	223,97

Departamento	Mineral	Unidad masa/volumen	Recursos inferidos	Recursos indicados	Recursos medidos	Reservas probables	Reservas probadas
La Guajira	Recebo	Mm ³	2,53	5,45	9,43	4,39	
Magdalena	Roca o piedra caliza	Mt	70,29	73,53	40,11	32,09	
Magdalena	Recebo	Mm ³		12,27		21,99	12,27
Magdalena	Arenas y gravas	Mm ³	15,21	8,29	0,03	3,40	8,18
Meta	Roca o piedra caliza	Mt	264,08	51,54		3,79	
Meta	Arenas y gravas	Mm ³	5635,28	3603,71	4323,08	3,69	0,71
Nariño	Oro	Moz	0,03	0,04	0,06	0,02	0,02
Nariño	Recebo	Mm ³	2,53	1,71	1,87	0,10	0,13
Nariño	Arenas y gravas	Mm ³	0,66	0,95	1,95	1,32	0,33
Norte de Santander	Arcilla	Mt	1,14	5,67	2,22	0,03	0,15
Norte de Santander	Carbón metalúrgico	Mt	6,99	10,03	4,03	5,95	12,39
Norte de Santander	Carbón térmico	Mt	28,12	18,08	16,63	9,12	15,18
Norte de Santander	Roca o piedra caliza	Mt		4,21	6,20	2,21	2,90
Norte de Santander	Arenas y gravas	Mm ³			1,66		1,66
Putumayo	Roca o piedra caliza	Mt	61,49	9,89	2,16		0,05
Quindío	Arenas y gravas	Mm ³	4,37	0,34	1,86	0,70	0,75
Risaralda	Oro	Moz	0,68	0,64	0,77	0,00	0,00
Risaralda	Plata	Moz	0,95	0,82	1,43		
Risaralda	Recebo	Mm ³	0,53	0,34		0,27	
Santander	Oro	Moz	3,27	8,15		6,05	
Santander	Plata	Moz		0,00		35,58	
Santander	Yeso	Mt	1,58	1,34	4,33	0,90	2,23
Santander	Carbón metalúrgico	Mt	11,57	23,45	8,46	8,07	4,41
Santander	Roca o piedra caliza	Mt			0,66		0,43
Santander	Recebo	Mm ³			1,39	1,11	

Departamento	Mineral	Unidad masa/volumen	Recursos inferidos	Recursos indicados	Recursos medidos	Reservas probables	Reservas probadas
Santander	Arenas y gravas	Mm ³		0,63	1,83	1,92	1,25
Sucre	Roca o piedra caliza	Mt		1,41	1,32	2,73	3,33
Tolima	Arcilla	Mt		0,74	0,42	0,23	
Tolima	Oro	Moz	4,97	23,31			
Tolima	Roca o piedra caliza	Mt	4,90		235,54	62,53	48,72
Tolima	Arenas y gravas	Mm ³			4,95	0,01	
Valle del Cauca	Arcilla	Mt		0,30	0,49	0,54	0,45
Valle del Cauca	Bauxita	Mt		0,11	33,94	0,14	24,24
Valle del Cauca	Roca o piedra caliza	Mt	50,80	59,87	68,25	19,94	19,34
Valle del Cauca	Arenas silíceas	Mt			95,03		63,36
Valle del Cauca	Caolín	Mt			66,94		44,63
Valle del Cauca	Recebo	Mm ³	126,95	42,24	102,51	12,20	28,36
Valle del Cauca	Diabasa	Mm ³	22,94	12,25	24,03	1,54	2,81
Valle del Cauca	Arenas y gravas	Mm ³	19,49	13,95	1,98	24,09	2,12

Unidades: -t: Toneladas, -Mt: Millones de toneladas, -Moz: Millones de onzas, -Mm³: Millones de metros cúbicos, -Mlb: Millones de libras.

Fuente: Agencia Nacional de Minería. Vicepresidencia de Seguimiento, Control y Seguridad Minera

2.2.5 Producción nacional de minerales

La producción de minerales en Colombia es bastante variada. Sin embargo, para este informe, se aborda el análisis de los principales commodities producidos en el país, como carbón, níquel y oro.

2.2.5.1 Producción de carbón

En 2021 se observó una recuperación de la producción de carbón, impulsada por el buen momento del precio del carbón en Colombia el cual, en el mes de octubre, alcanzó un máximo histórico de USD 215,40/t⁹ de carbón térmico, lo cual incentivó el incremento de la producción. Esta pasó de 54 millones de toneladas en el año 2020 a 59,1 millones de toneladas en el 2021, representado, en su mayoría, en el aumento de producción en el departamento de La Guajira.

⁹ BNAMERICAS. (2022, agosto 4). El carbón colombiano aviva las esperanzas de crecimiento. Disponible en <https://www.bnamericas.com/es/entrevistas/el-carbon-colombiano-aviva-las-esperanzas-de-crecimiento#:~:text=Es%20preciso%20mencionar%20que%20la,internacionales%20como%20el%20de%20Ucrania>

Tabla 14 Producción carbón (Toneladas) 2020-2021

Departamento	2020	2021
Antioquia	48 053	83 268
Boyacá	2 001 216	1 301 079
Cauca	6327	5616
Cesar	34 597 341	29 549 697
Córdoba	1 018 000	523 994
Cundinamarca	1 634 455	1 429 916
La Guajira	12 576 396	24 902 410
Norte de Santander	1 796 988	1 032 585
Santander	103 922	235 360
Valle del Cauca	13 125	10 785
TOTAL	53 795 822	59 074 709

Fuente: Agencia Nacional de Minería. Grupo de Regalías y Contraprestaciones Económicas.

2.2.5.2 Producción Oro

En el caso del oro, la producción pasa de 48.561 toneladas en el año 2020, a 55.321 toneladas en el año 2021. Siendo el departamento de Antioquia el mayor productor de oro del país. El aumento de la producción se genera por la entrada de operación de la Mina Buriticá de Zijin Continental Gold, ubicada en el departamento de Antioquia, que aportó cerca de 35 % de la producción de oro en el total nacional.

Tabla 15 Producción de Oro (gramos) 2020-2021

Departamento	2020	2021
Antioquia	29 786 601	39 033 148
Bolívar	2 155 921	3 616 467
Caldas	2 876 718	2 292 777
Caquetá	8000	31 654
Cauca	694 163	580 961
Chocó	6 486 836	6 339 456
Córdoba	3 239 745	1 600 197
Guainía	64 253	105 104
Huila	289 038	261 477
La Guajira	906 647	19629
Magdalena		45
Nariño	578 700	362 553
Risaralda	546 193	154 370
Santander	82 407	53 046
Sucre	53 319	108 539
Tolima	711 705	743 785
Valle del Cauca	80 626	17 643
TOTAL GRAMOS	48 560 872	55 320 851

Fuente: Agencia Nacional de Minería. Grupo de Regalías y Contraprestaciones Económicas.



2.2.5.3 Níquel

Se espera que la demanda de vehículos eléctricos y la transición energética aumente la demanda de níquel a nivel mundial. En Colombia su producción aumento 5 % y proviene de Cerro Matoso, la única mina de este mineral que existe en Colombia, la cual está ubicada en el municipio de Montelíbano, Córdoba.

Tabla 16 Producción níquel 2020-2021

Departamento	Mineral	2020	2021
Córdoba	Níquel (libras)	79 573 145	84 435 970

Fuente: Agencia Nacional de Minería. Grupo de Regalías y Contraprestaciones Económicas.

2.3 Ingresos del sector minero energético

La explotación de los recursos naturales no renovables genera, a favor del Estado, una serie de contraprestaciones económicas que hacen parte de las obligaciones de las empresas, teniendo en cuenta que, según lo dispuesto en la Constitución Política, el Estado es propietario del subsuelo y los recursos naturales no renovables, y tiene la facultad de intervenir en su explotación para racionalizar la economía y mejorar la calidad de vida de los colombianos (artículos 332 y 334, Constitución Política).

A continuación, se realiza un análisis contextual de los principales ingresos que aporta el sector minero energético, en la economía del país:

2.3.1 Regalías

El Artículo 332 de la Constitución Política dispone que el Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de los derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a las leyes preexistentes.

El Acto Legislativo 05 de 2011¹⁰ constituyó el Sistema General de Regalías y modificó los artículos 360 y 361 de la Constitución Política, dictando disposiciones sobre el régimen de regalías y compensaciones. El Acto Legislativo 05 de 2019¹¹ modificó el Artículo 361 de la Constitución Política, y se previó que la vigencia de este nuevo régimen estaría sujeta a la expedición de una ley que ajuste el Sistema General de Regalías a las disposiciones allí previstas.

¹⁰ Congreso de la República. (2011). Acto Legislativo 5 de 2011, por el cual se constituye el Sistema General de Regalías, se modifican los artículos 360 y 361 de la Constitución Política y se dictan otras disposiciones sobre el Régimen de Regalías y Compensaciones.

¹¹ Presidencia de la República. (2019). Acto Legislativo 5 de 2019, por el cual se modifica el artículo 361 de la Constitución Política y se dictan otras disposiciones sobre el Régimen de Regalías y Compensaciones.

De acuerdo con lo anterior, se expidió la Ley 2056 del 2020, la cual empezó a regir a partir del 1 de enero de 2021 con el objeto de “..determinar la distribución, objetivos, fines, administración, ejecución, control, el uso eficiente y la destinación de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables precisando las condiciones de participación de sus beneficiarios. Este conjunto de ingresos, asignaciones, órganos, procedimientos y regulaciones constituye el Sistema General de Regalías..”¹².

Las regalías se recaudan en:

- En dinero.
- En especie: es la entrega material de una cantidad de producto bruto explotado, por quien explota los recursos naturales no renovables, de la cantidad de producto liquidado de regalías.
- Obras de infraestructura o proyectos acordados directamente entre las entidades territoriales, quienes explotan los recursos naturales no renovables, entidades territoriales beneficiarias de Asignaciones Directas y las personas jurídicas que exploten recursos.

Los recursos del Sistema General de Regalías se administrarán a través de un sistema de manejo de cuentas, el cual estará conformado por las siguientes asignaciones, beneficiarios y conceptos de gasto:

1. Asignaciones Directas: 20% para los departamentos y municipios en cuyo territorio se adelanta la explotación de re-

curso naturales no renovables, así como los municipios con puertos marítimos y fluviales por donde se transporten dichos recursos o sus productos derivados de los mismos. Los municipios donde se exploten recursos naturales no renovables tendrán una participación adicional del 5 % que podrá ser anticipada.

Estas asignaciones se destinarán a la financiación o cofinanciación de proyectos de inversión para el desarrollo social, económico y ambiental de las entidades territoriales.

2. Asignación para la Inversión Local: 15% para los municipios más pobres del país, con criterios de necesidades básicas insatisfechas y población.
3. Asignación para la Inversión Regional: 34% para los proyectos de inversión regional de los departamentos, municipios y distritos. Esta asignación se distribuye así:
 - El 60 % para los departamentos
 - El 40 % para las regiones (OCAD Regional)

El objetivo de esta Asignación es Mejorar el desarrollo social, económico, institucional y ambiental de las entidades territoriales, mediante la financiación de proyectos de inversión de alto impacto regional de los departamentos, municipios y distritos.

4. Asignación para la Inversión Local: 1% para la conservación de las áreas ambientales estratégicas y la lucha nacional contra la deforestación.

El objeto de esta asignación es financiar los proyectos de impacto local de los muni-

¹² Secretaria del Senado de Colombia. http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_2056_2020.html. Art. 1

cipios más pobres del país. 2,32 puntos porcentuales para la financiación de proyectos de inversión con enfoque étnico.

Las entidades territoriales receptoras de la Asignación para la Inversión Local deberán priorizar la inversión de los recursos de esta asignación en sectores que contribuyan y produzcan mayores cambios positivos al cierre de brechas territoriales de desarrollo económico, social, ambiental, agropecuario y para la infraestructura vial.

5. Asignación para la Ciencia, Tecnología e Innovación: 10% para la inversión en ciencia, tecnología e innovación.

El objeto de esta Asignación es Incrementar la capacidad científica, tecnológica y de innovación, promoviendo el desarrollo empresarial y la competitividad de las regiones, mediante proyectos de inversión que contribuyan a la producción, el uso, la integración y la apropiación del conocimiento básico, para potenciar la productividad y beneficiar a la sociedad en general, incluidos el sector agropecuario y los proyectos que promuevan la conectividad y cierre de brecha digital.

6. Inversión para Municipios Ribereños del Río Grande de la Magdalena: 0.5% para proyectos de inversión de los municipios ribereños del río Grande de la Magdalena. Estos recursos los canaliza la Corporación Autónoma Regional del Río Grande de la Magdalena.

7. Funcionamiento de la Operatividad y Administración del Sistema: 2% para el funcionamiento, la operatividad y la administración del sistema, para la fiscalización de la exploración y la explotación de los yacimientos, el conocimiento y la carto-

grafía geológica del subsuelo, la evaluación y el monitoreo del licenciamiento ambiental a los proyectos de exploración y explotación de recursos naturales no renovables y para el incentivo a la exploración y a la producción.

8. Sistema de Seguimiento, Evaluación y Control: 1% la mitad de este se destinará a la Contraloría General de la República.

9. Ahorro para el Pasivo Pensional y el Ahorro para la Estabilización de la Inversión: 50% Corresponde al remanente la distribución de estos recursos, que será como mínimo el 50 % para el Fondo de Ahorro y Estabilización y el restante para el Fondo Nacional de Pensiones de las Entidades Territoriales.

El Artículo 111 de la Ley 1256 de 2020 incluye un Capítulo sobre el ahorro para la estabilización de la Inversión a través del Fondo de Ahorro y Estabilización del Sistema General de Regalías (FAE), el cual es un fondo que promueve la estabilidad fiscal y macroeconómica a través de los principios de ahorro y estabilización, contribuyendo con la distribución equitativa de los ingresos provenientes de la explotación de los recursos naturales no renovables.

El Banco de la República administra los recursos correspondientes al Fondo de Ahorro y Estabilización del Sistema General de Regalías.

Los recursos del Fondo de Ahorro y Estabilización, así como sus rendimientos, no forman parte de las reservas internacionales. Los ingresos del Sistema General de Regalías que se distribuyan al Fondo de Ahorro y Estabilización se destinarán al patrimonio autónomo denominado "Fideicomiso FAE", y será administrado por el Banco de la República.

Para estos efectos, los recursos que se destinen al Fondo de Ahorro y Estabilización, de que trata la Ley 2056 de 2020, se podrán transferir y girar directamente en moneda extranjera a la Cuenta Única Nacional abierta a nombre del Sistema General de Regalías que determine la Dirección General de Crédito Público y Tesoro Nacional.

Los recursos destinados anualmente al Fondo de Ahorro y Estabilización se distribuirán entre las regiones, departamentos, municipios y distritos, en cabeza de los departamentos en la misma proporción en que participen en los recursos destinados en el año correspondiente de acuerdo con el Artículo 361 de la Constitución Política.

De acuerdo con lo establecido en la Ley 2056 de 2020, el desahorro de los recursos del Fondo de Ahorro y Estabilización procederá si existe una disminución de los ingresos

corrientes anuales del Sistema General de Regalías en un 20% o más con respecto al año anterior y si existen reducciones sucesivas anuales del ingreso corriente que alcancen una caída de al menos el 20% frente al año previo al que empezó la caída del ingreso.

De acuerdo con la información publicada por el Banco de la República, a continuación, se muestra el saldo de ahorro a 31 de diciembre de 2021 por Partícipe, es decir, por departamentos, municipios y distritos que, conforme a los Artículos 360 y 361 de la Constitución Política, sean definidos e informados por el Departamento Nacional de Planeación a la Dirección General de Crédito Público y Tesoro Nacional. Así mismo, la Dirección General de Crédito Público y Tesoro Nacional del Ministerio de Hacienda y Crédito Público informará al Banco de la República los partícipes respectivos:



Tabla 17 Saldo de ahorro por partícipe - diciembre 2021

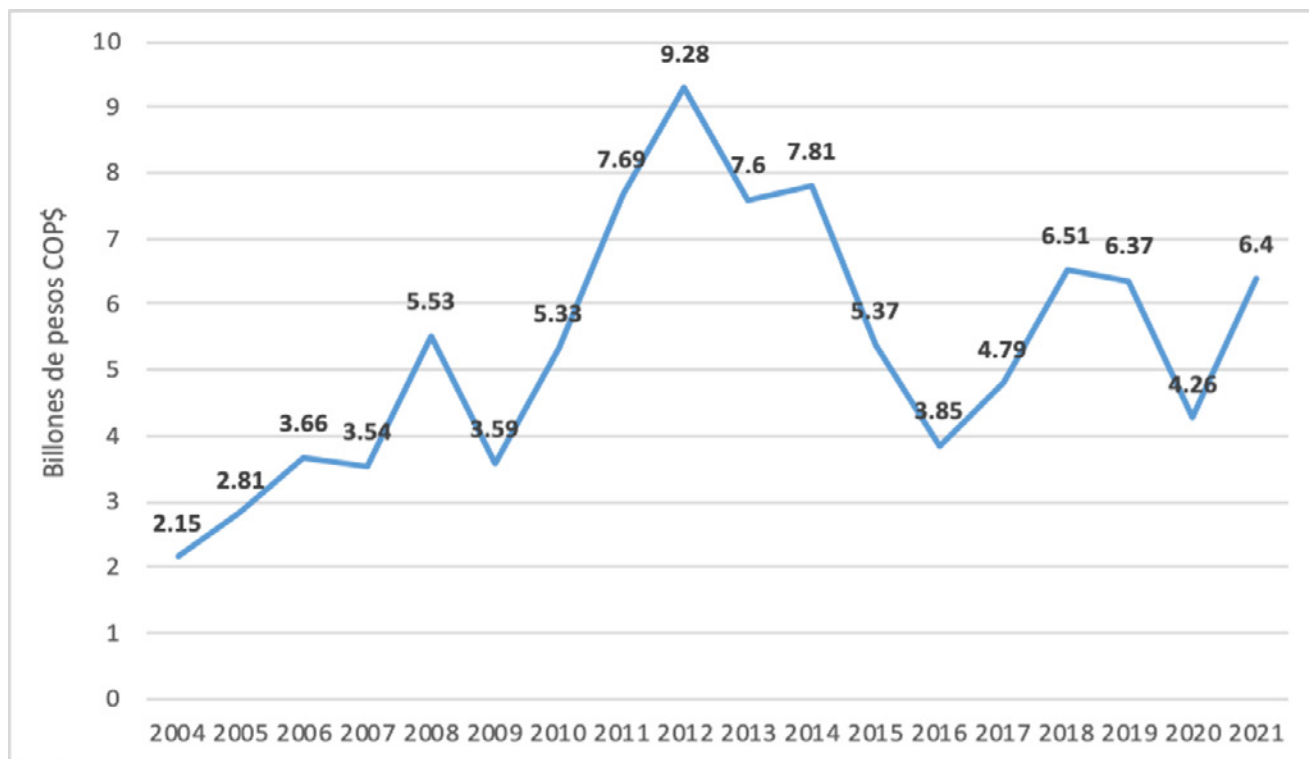
Partícipe	Saldo unidades	Saldo dólares	Participación
Amazonas	23 993,08	28 400 020,34	0,80 %
Antioquia	180 277,27	213 389 793,05	5,80 %
Arauca	73 891,76	87 463 866,33	2,40 %
Archipiélago de San Andrés, Provincia y Santa Catalina	23 207,41	27 470 040,26	0,70 %
Atlántico	82 583,43	97 751 981,63	2,60 %
Bogotá D.C.	53 576,93	63 417 700,38	1,70 %
Bolívar	149 492,62	176 950 754,32	4,80 %
Boyacá	118 277,60	140 002 305,10	3,80 %
Caldas	46 337,87	54 848 999,84	1,50 %
Caquetá	61 479,45	72 771 725,73	2,00 %
Casanare	172 252,96	203 891 613,81	5,50 %
Cauca	122 400,73	144 882 744,73	3,90 %
Cesar	148 924,05	176 277 747,44	4,80 %
Chocó	85 559,42	101 274 591,05	2,70 %
Córdoba	182 097,70	215 544 593,01	5,80 %
Cundinamarca	100 256,99	118 671 742,68	3,20 %
Guainía	20 492,69	24 256 696,57	0,70 %
Guaviare	29 046,12	34 381 178,22	0,90 %
Huila	106 237,56	125 750 803,99	3,40 %
La Guajira	134 041,59	158 661 743,64	4,30 %
Magdalena	107 420,79	127 151 356,77	3,40 %
Meta	265 615,03	314 402 014,87	8,50 %
Nariño	141 271,66	167 219 805,10	4,50 %
Norte de Santander	92 884,80	109 945 464,56	3,00 %
Putumayo	60 955,50	72 151 533,78	2,00 %
Quindío	19 534,13	23 122 069,01	0,60 %
Risaralda	38 944,94	46 098 174,27	1,20 %
Santander	117 396,41	138 959 251,55	3,80 %
Sucre	115 951,47	137 248 916,67	3,70 %
Tolima	94 230,65	111 538 512,40	3,00 %
Valle del Cauca	98 438,59	116 519 352,03	3,20 %
Vaupés	20 560,57	24 337 042,44	0,70 %
Vichada	29 779,94	35 249 784,36	1,00 %
Total	3 117 411,70	3 690 003 919,93	100,00 %

Fuente: Banco de la República.

2.3.1.1 Recaudo de regalías por la explotación de Hidrocarburos

La Agencia Nacional de Hidrocarburos recaudó y transfirió al Ministerio de Hacienda y Crédito Público (Sistema General de Regalías) la suma de \$6,4 billones de pesos, que representa un 50,98 % de mayores recursos, frente a los transferidos en el año 2020. Del valor recaudado, el 84,1 % tiene origen en regalías por la producción de crudo y el 15,9 % por la explotación de gas¹³.

Gráfica 8 Recaudo de Regalías Sector Hidrocarburos



Fuente: Elaboración Propia. Datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos. Disponible en <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/datos-y-estadisticas/>

2.3.1.2 Recaudo de regalías por la explotación de Minas

En el sector minero, el recaudo de regalías y compensaciones por la explotación de recursos minerales, en el 2021 fue por valor de 2,18 billones de pesos

¹³ Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2021). Informe de Gestión 2021. P. 105

Recaudo de Regalías y Compensaciones Sector Minero Año 2021
Cifras en pesos / no incluye valor de rendimientos

MINERAL	Año 2021	Participación % 2021
CARBÓN	1 575 585 596 155	72,3 %
ESMERALDAS	16 507 747 395	0,8 %
HIERRO	4 293 755 230	0,2 %
METALES PRECIOSOS	359 419 796 551	16,5 %
NÍQUEL	196 766 639 450	9,0 %
OTROS MINERALES (*)	25 421 188 074	1,2 %
SAL	2 264 630 398	0,1 %
TOTAL	2 180 259 353 752	100 %

* Materiales de construcción, roca fosfórica; yesos, calizas

Fuente: Agencia Nacional de Minería. Informe de Gestión II semestre de 2021. P. 186.

2.3.2 Derechos económicos contractuales

Los contratos de exploración y producción de petróleo y gas, así como los de evaluación técnica, suscritos con el Gobierno a través de la ANH, establecen unas contraprestaciones económicas a favor de dicha entidad. Estas son contribuciones realizadas únicamente por esta industria, calculadas con base en el área contratada, en el volumen de producción o los precios, independiente de si el proyecto genera o no utilidades para el inversionista.

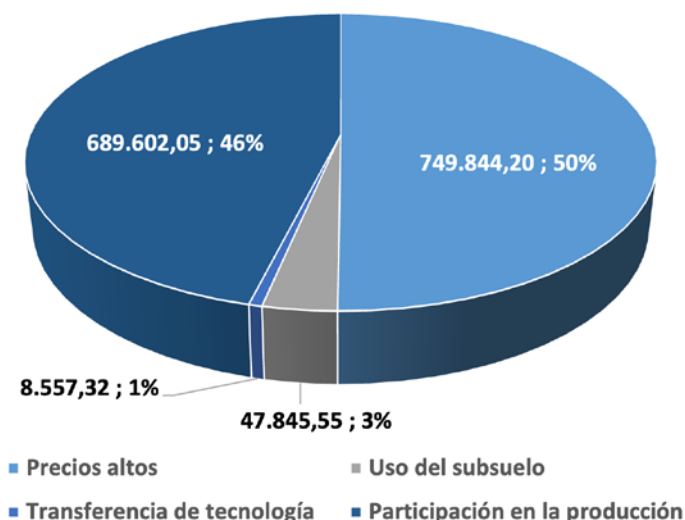
Derechos económicos incluidos en los contratos

Derechos económicos por precios altos.	Los contratos establecen una participación sobre la producción de propiedad del contratista, en especie o en dinero, a elección de la ANH, siempre que el precio de los hidrocarburos supere un precio base.
Derechos económicos por porcentaje de participación en la producción (X %).	El contratista pagará a la ANH un porcentaje de la producción, después de regalías.
Derechos económicos por uso del subsuelo en áreas en exploración.	El contratista pagará una tarifa por unidad de superficie del área de exploración.
Derechos económicos por uso del subsuelo en áreas de evaluación y de producción.	El contratista pagará una tarifa por barril producido en las áreas de evaluación y en las de producción.

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Disponible en <https://www.anh.gov.co/es/la-anh/procesos-y-procedimientos/proceso-y-procedimiento/listado-proceso-y-procedimiento/procedimientos-gesti%C3%B3n-de-regal%C3%ADas-y-derechos-econ%C3%B3micos/>

La distribución del recaudo por tipo de derecho económico durante el 2021 fue del 46% por la participación en la producción, 50% en precios altos, 3% en el uso del subsuelo y el 1% para la transferencia de tecnología.

Gráfica 9 Distribución del recaudo por tipo de derecho económico (2021)



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Disponible en https://www.anh.gov.co/documents/1177/Informe_de_gestión_2021.pdf

Históricamente, los derechos económicos han ido aumentando de una vigencia a otra y durante la vigencia 2021, los ingresos por derechos económicos sumaron \$1,49 billones de pesos.

Tabla 18 Valor recaudado por concepto de derechos económicos por vigencia
Cifras en Pesos \$

Año	Precios altos	Uso del subsuelo	Transferencia de tecnología	Participación en la producción	Totales
2009	52 613 493 184	143 644 653 351	6 839 933 764	0	203 098 080 298
2010	282 981 355 748	90 928 371 892	6 700 251 852	0	380 609 979 492
2011	404 066 741 160	148 617 292 503	5 025 374 499	0	557 709 408162
2012	550 936 468 238	140 710 086 520	3 080 743 642	5 572 820 076	700 300 118 476
2013	598 505 849 062	42 166 774 392	17 826 346 111	188 924 217 064	847 423 186 629
2014	522 746 521 889	30 947 044 102	5 097 274 916	258 127 602 297	816 918 443 204
2015	234 762 128 970	54 271 947 672	4 205 493 529	202 892 190 413	496 131 760 584
2016	77 088 538 321	48 023 166 076	3 792 140 735	104 119 935 068	233 023 780 200
2017	236 657 504 466	36 809 066 478	3 907 315 953	163 018 466 522	440 392 353 419
2018	676 447 292 529	32 182 628 702	3 027 076 834	296 355 808 012	1 008 012 806 077
2019	539 046 616 735	36 880 121 197	3 435 561 069	573 074 574 863	1 152 436 873 864
2020	161 814 869 546	44 308 989 984	4 230 172 509	353 790 302 947	564 144 334 987
2021	749 844 158 555	47 845 547 008	8 557 320 807	689 602 047 283	1 495 849 073 652

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Informe de Gestión 2021. P.111. Disponible en https://www.anh.gov.co/documents/1177/Informe_de_gestión_2021.pdf



2.3.3 Impuesto de transporte (oleoductos y gasoductos)

El impuesto de transporte por los oleoductos y gasoductos estipulados en los contratos y normas vigentes, incluyendo los de Ecopetrol, será cedido a las entidades territoriales. Este se cobrará por trimestres vencidos y estará a cargo del propietario del crudo o del gas, según sea el caso. El recaudo se distribuirá entre los municipios no productores cuyas jurisdicciones atraviesen los oleoductos o gasoductos en proporción al volumen y al kilometraje.

El recaudo y pago de este impuesto será realizado por los operadores de los oleoductos o gasoductos, observando los criterios generales que establezca el Ministerio de Minas y Energía para llevar a cabo dichas labores. Las entidades beneficiarias de los recursos de impuesto de transporte ejecutarán los recursos provenientes del impuesto de transporte, en proyectos de inversión incluidos en los planes de desarrollo con estricta sujeción al régimen de contratación vigente y aplicable, respetando los principios de publicidad, transparencia y selección objetiva.

El impuesto de transporte de aquellos tramos de oleoductos y gasoductos que atraviesen únicamente la jurisdicción de municipios productores de hidrocarburos, será distribuido entre los municipios no productores de hidrocarburos del mismo departamento cuyas jurisdicciones sean atravesadas por otros tramos de oleoductos o gasoductos, en proporción a su longitud. En caso de que el tramo de oleoducto o gasoducto se encuentre en jurisdicción de dos o más departamentos, el impuesto de transporte obtenido se distribuirá en proporción a la longitud de los ductos que atraviesen la jurisdicción de los municipios no productores de hidrocarburos de dichos departamentos. Si en los respectivos de-

partamentos no existen otros tramos de oleoductos o gasoductos, el impuesto de transporte será distribuido, de manera igualitaria, entre los municipios no productores de hidrocarburos de estos departamentos.

La autoridad liquidadora del impuesto de transporte por oleoductos y gasoductos es el Ministerio de Minas y Energía, a través de la Dirección de Hidrocarburos, quien liquida, trimestre vencido, el impuesto de transporte por oleoductos y gasoductos, de acuerdo con el volumen y la longitud de cada ducto, teniendo en cuenta la tasa de cambio promedio del trimestre a liquidar.

La normatividad que rige este impuesto es la siguiente:

- El Artículo 52 del Decreto 1056 (Código de Petróleo) establece el pago de un impuesto al transporte por oleoductos, para los oleoductos que se construyan con destino al transporte del petróleo, que puedan hallarse al este o sureste de la cordillera oriental, el porcentaje es de 4 %, de lo contrario será del 6 %. El valor del impuesto es el resultante de multiplicar el número de barriles transportados por la tarifa de cada oleoducto por el porcentaje que le corresponda.
- El Artículo 1727 del Decreto 2140 reduce al 2 % el impuesto establecido en el Artículo 52 del Código de Petróleos para los oleoductos que se construyan con destino al transporte del petróleo, que puedan hallarse al este o sureste de la cordillera oriental.
- Resolución 72537 de 2013 del Ministerio de Minas y Energía establece los criterios generales para el recaudo y el pago del impuesto del transporte por oleoducto y gasoducto.

Tabla 19 Liquidación y distribución del impuesto de transporte en el Año 2021 por departamento y período de liquidación

DEPARTAMENTO	ENE-FEB-MAR	ABR-MAY-JUN	JUL-AGO-SEP	OCT-NOV-DIC	TOTAL
ANTIOQUIA	5 505 445 114,33	5 534 230 378,03	8 261 906 621,81	7 179 331 585,71	26 480 913 699,88
ARAUCA	876 677 784,82	753 739 623,61	1 017 574 367,74	1 344 214 592,02	3 992 206 368,19
BOLÍVAR	600 138 784,07	608 463 809,45	639 806 280,36	660 068 389,03	2 508 477 262,91
BOYACÁ	8 013 514 391,02	8 229 457 529,67	9 740 340 177,11	10 417 756 297,15	36 401 068 394,95
CALDAS	362 822 691,89	337 880 245,42	361 525 309,77	398 367 066,22	1 460 595 313,30
CASANARE	5 724 677 996,56	5 682 825 314,68	7 615 016 349,93	7 986 563 657,78	27 009 083 318,95
CAUCA	8 508 766,17	6 345 449,84	1 141 192,25		15 995 408,26
CESAR	1 140 653 234,01	1 186 927 905,31	1 115 144 034,74	1 133 885 269,23	4 576 610 443,29
CÓRDOBA	2 405 654 468,10	2 425 548 032,04	3 661 861 248,87	3 158 634 360,67	11 651 698 109,68
CUNDINAMARCA	718 670 013,57	669 684 962,35	719 142 771,99	852 423 240,60	2 959 920 988,51
HUILA	360 359 256,96	355 316 177,83	407 685 653,81	403 896 175,32	1 527 257 263,92
MAGDALENA	782 714 316,98	786 862 316,16	805 902 657,71	836 799 069,43	3 212 278 360,28
META	5 573 640 088,34	5 505 586 101,43	6 124 688 036,22	6 294 146 334,96	23 498 060 560,95
NARIÑO	161 016 699,77	185 977 890,84	284 078 713,07	449 190 426,96	1 080 263 730,64
NORTE DE SANTANDER	916 155 106,78	819 744 229,90	248 589 378,14	666 718 136,51	2 651 206 851,33
PUTUMAYO	169 576 512,83	165 003 292,24	204 536 920,85	285 164 895,39	824 281 621,31
SANTANDER	5 926 269 998,11	5 960 141 374,68	6 912 340 379,95	6 258 336 495,90	25 057 088 248,64
SUCRE	1 023 215 095,97	1 029 822 143,87	1 122 024 709,56	1 123 387 057,95	4 298 449 007,35
TOLIMA	1 168 399 675,68	1 135 589 927,85	1 175 656 932,69	1 205 325 943,33	4 684 972 479,55
TOTAL	41 438 109 995,96	41 379 146 705,20	50 418 961 736,57	50 654 208 994,16	183 890 427 431,89

Fuente: Ministerio de Minas y Energía – Dirección de Hidrocarburos. Sistema de Información de Transporte.

2.3.4 Ingresos Nacionales

Para una mejor comprensión del análisis del informe de cotejo de la vigencia 2021, realizado por el administrador independiente, es importante realizar una breve explicación conceptual sobre cada uno de los rubros cotejados relacionados con los pagos y los ingresos nacionales, junto con la norma que lo regula.

Los resultados se pueden consultar en el Informe de Cotejo de la vigencia 2021, disponible en el sitio web del EITI Colombia <https://www.eiticolombia.gov.co/>

Tabla 20 Pagos e ingresos Nacionales

Impuesto de renta

El impuesto sobre la renta y complementarios es un tributo que aplica a las personas jurídicas y naturales, se cobra sobre todos los ingresos del año que puedan producir un incremento en el patrimonio. Estatuto tributario, Artículo 5 al 364.

Impuesto al patrimonio

Impuesto a cargo de los contribuyentes declarantes del impuesto sobre la renta. Para efectos de este gravamen, el concepto de riqueza es equivalente al total del patrimonio líquido del obligado. Ley 1370 de 2009, Artículo 1.

Canon superficario

El canon superficario es compatible con la regalía y constituye una contraprestación que se cobra por la entidad contratante durante la exploración, el montaje y la construcción o sobre las extensiones de la misma, que el contratista retenga para explorar durante el período de explotación. Ley 685 de 2001, Artículo 230.

Compensaciones económicas

Son una contraprestación o participación económica adicional a la regalía, a la que tiene derecho la ANM por la prestación de sus servicios. Ley 685 de 2011, Artículo 325.

Dividendos Ecopetrol S.A.

Los dividendos son el valor pagado o decretado a favor de los accionistas, en dinero o en acciones, como retribución por su inversión. Se otorga en proporción a la cantidad de acciones poseídas y con recursos provenientes de las utilidades o excedentes financieros generados por la empresa en un determinado período. Estatuto Orgánico del Presupuesto, Artículo 97.

Impuesto al oro, plata y platino - OPP

Impuesto generado por la explotación de los recursos naturales no renovables oro, plata y platino, que son propiedad de la Nación, el cual tiene destinación exclusiva para los municipios productores. El impuesto es del 4 %. Ley 488 de 1998, Artículo 152.

Fuente: Administrador independiente

3. Participación socioeconómica y ambiental de la industria minero energética

3.1 Participación social de la industria minero energética

3.1.1 Empleo en el sector minero energético

De acuerdo con el cotejo realizado en el tema de empleabilidad a los 24 grupos empresariales adheridos al EITI, 39 empresas aportan un total de 110.192 empleos. En el año 2021 presenta un aumento de 1.102 empleos entre directos e indirectos con respecto al 2020, correspondiente a un aumento del 1%.

En el sector minero se observa una disminución en el empleo, que puede obedecer al impacto que tuvo la caída del precio del carbón, que llevó a la suspensión indefinida de actividades del Grupo PRODECO – la tercera compañía minera más grande del país– y a recortes de personal y de inversión en Cerrejón. Por su parte, el sector de hidrocarburos, aunque se vio afectado por la crisis del precio del barril de petróleo antes del comienzo de la pandemia se disminuyeron los empleos directos en el 2021 en un % muy pequeño comparado con el empleo generado en el 2020 y se aumentó en un 7% comparado con los empleos indirectos en el 2020.

Tabla 21 Empleos directos e indirectos por género (2020 -2021) - Sector Minero Energético

Sector	Rubro	No. Empleos 2021	No. Empleos 2020
Hidrocarburos	Empleo Directo - Hombre / Masculino	9.711	10.295
	Empleo Directo - Mujer / Femenino	3.540	3.407
	Empleo Indirecto - Hombre / Masculino	51.551	27.426
	Empleo Indirecto - Mujer / Femenino	11.896	31.425
	Total Empleo Hidrocarburos	76.698	72.553
Minería	Empleo Directo - Hombre / Masculino	13.425	16.030
	Empleo Directo - Mujer / Femenino	1.327	1.533
	Empleo Indirecto - Hombre / Masculino	16.598	14.157
	Empleo Indirecto - Mujer / Femenino	2.144	4.817
	Total Empleo Minería	33.494	36.537
Total empleos Sector Extractivo		110.192	109.090

Fuente: Administrador independiente - Informe de cotejo



En cuanto al empleo por género, en el sector hidrocarburos, hubo un incremento del 87,96% en la contratación Indirecta de hombres y se presentó una disminución importante en la contratación indirecta de mujeres de un 62,14%. Mientras que el sector minero, de las empresas cotejadas, la contratación indirecta de hombres tuvo un incremento de 17,24% y en caso de la contratación de las mujeres una disminución con respecto al 2020 de 55,49%.

3.1.2 Programa en Beneficio de las Comunidades – PBC sector hidrocarburos

Los PBC son las inversiones sociales obligatorias que realizan las empresas dedicadas a la industria del petróleo en el marco de los contratos y convenios suscritos con la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, para que con su ejecución se fomente, entre otros, el desarrollo humano y se contribuya a la reducción de la pobreza extrema en Colombia.

Los PBC deben definirse teniendo como referente los Objetivos de Desarrollo Sostenible – ODS, y las metas establecidas para Colombia en el CONPES 3918 del 15 de marzo de 2018. En esta definición se debe tener especial atención con los objetivos que buscan reducir la pobreza, mejorar el acceso a servicios públicos y lograr la equidad de género, según lo dispuesto en la Directiva Presidencial 11 de 2020.

Desde la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (2003) todos los contratos de exploración y producción contienen una cláusula social definida como PBC.

El contratista debe incluir como anexo del contrato dicho programa, en el cual debe:

- Definir la cuantía mínima a invertir en el desarrollo de los PBC que debe corresponder como mínimo al 1 % del valor de las inversiones detalladas en el Plan de Exploración, de sus modificaciones y prórrogas; al 1% de los eventuales Programas de Evaluación, así como al uno por ciento (1%) de la cuantía del Programa Anual de Operaciones de todos los Campos Comerciales del Área o Áreas en Producción, durante el Período correspondiente.
- Establecer las líneas de inversión para los programas en beneficio de las comunidades.
- Presentar una auditoría externa para garantizar la transparencia y la integralidad en la ejecución de los recursos económicos. (AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS - ANH).

La Ley 2045 de 2020¹⁴, por medio de la cual se establecen criterios de priorización en materia de prestación de servicios públicos domiciliarios en los planes y programas de inversión social de los contratos de exploración y explotación de recursos naturales no renovables, se promulgó con la finalidad de mejorar la calidad de vida de los habitantes de las zonas de influencia de los proyectos derivados de los contratos mineros y petroleros que el Estado ha celebrado con particulares, así como promover la equidad y el aprovechamiento eficiente de los recursos que en esa zona se encuentran.

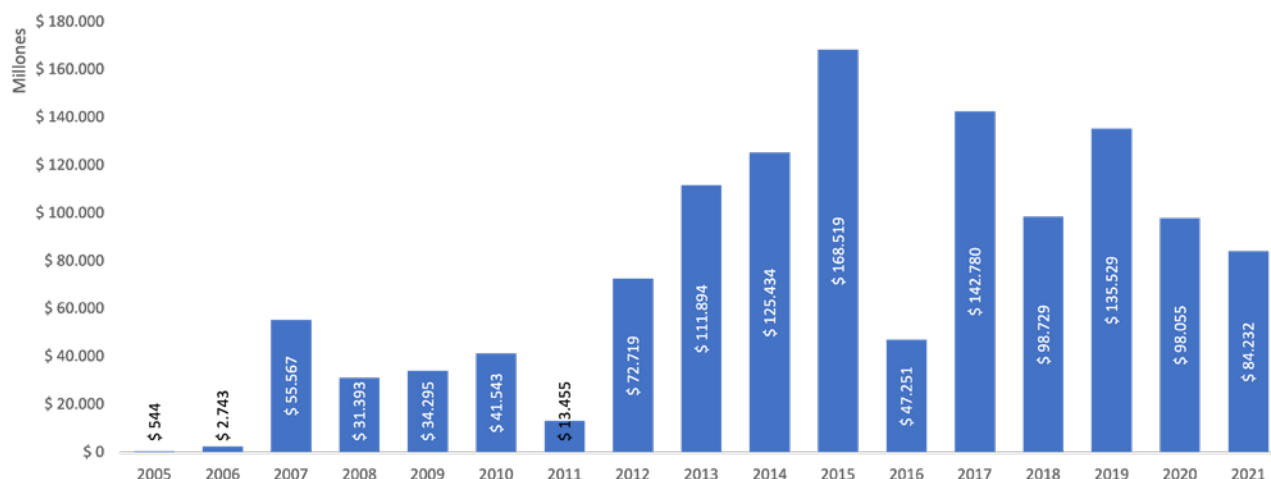
Las normas establecidas de esta Ley se

¹⁴ Ley 2045 de 2020. Congreso de Colombia. Disponible en http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_2045_2020.html

aplican a los contratos de concesión de gran minería en etapa de explotación y para los contratos de exploración y producción de hidrocarburos (contratos E&P) que se encuentren en etapa de producción y que sean celebrados y perfeccionados a partir del 2021.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos expidió la Resolución No. 0728 del 2021 por la cual se establecen los términos y condiciones con sujeción a los cuales deben adelantarse los programas en beneficio de las comunidades de la zona de influencia de las operaciones de los contratos de exploración y producción de hidrocarburos en áreas continentales, adjudicados a partir de 2021¹⁵.

**Gráfica 10 Valor Inversiones PBC 2005-2021
(Millones de Pesos \$)**



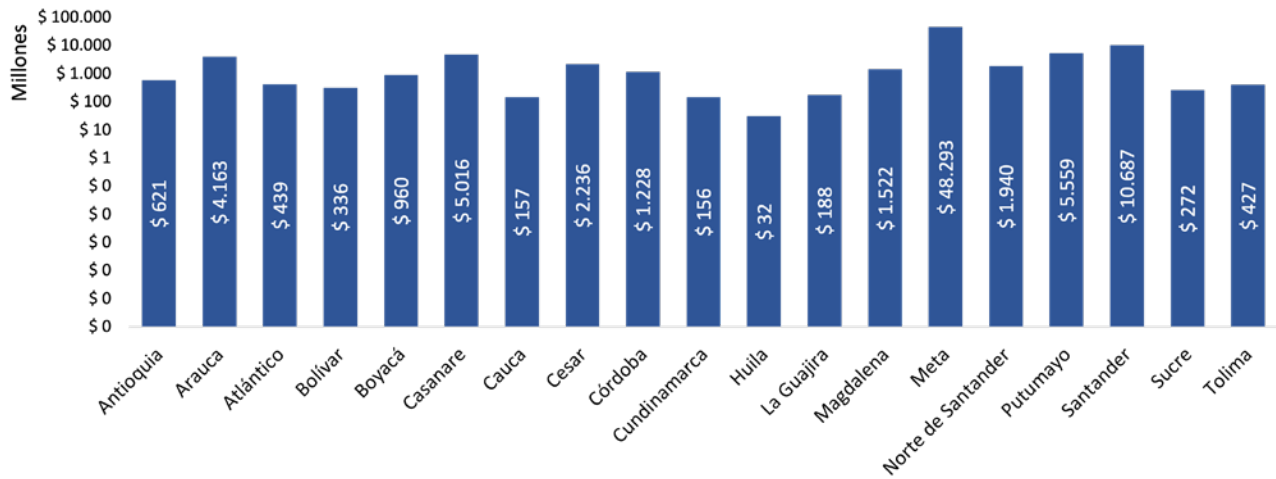
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH. Disponible en https://www.anh.gov.co/documents/17844/3_Dashboard_PBC_Actualizado_08_09_2022.xlsx

La Agencia Nacional de Hidrocarburos, durante el 2021, realizó el seguimiento de los PBC mediante el tablero de control (Dashboard)¹⁶ que permite mostrar información relevante de las inversiones realizadas por las operadoras en el marco del PBC. De acuerdo con la información publicada durante el 2021, se realizaron inversiones en el Programa en Beneficio de las Comunidades a nivel departamental por un valor total de \$84 232 millones de pesos. En el departamento del Meta, se realizó el mayor valor en inversiones en el PBC durante el 2021, por un valor de \$ 48.293 millones, es decir el 57,3 % del total de las inversiones del año, seguido por el departamento de Santander con un valor de inversiones de \$10.687 millones.

¹⁴ Resolución No.0728 del 2021. https://www.nuevaleislacion.com/files/susc/cdj/conc/r_anh_728_21.pdf

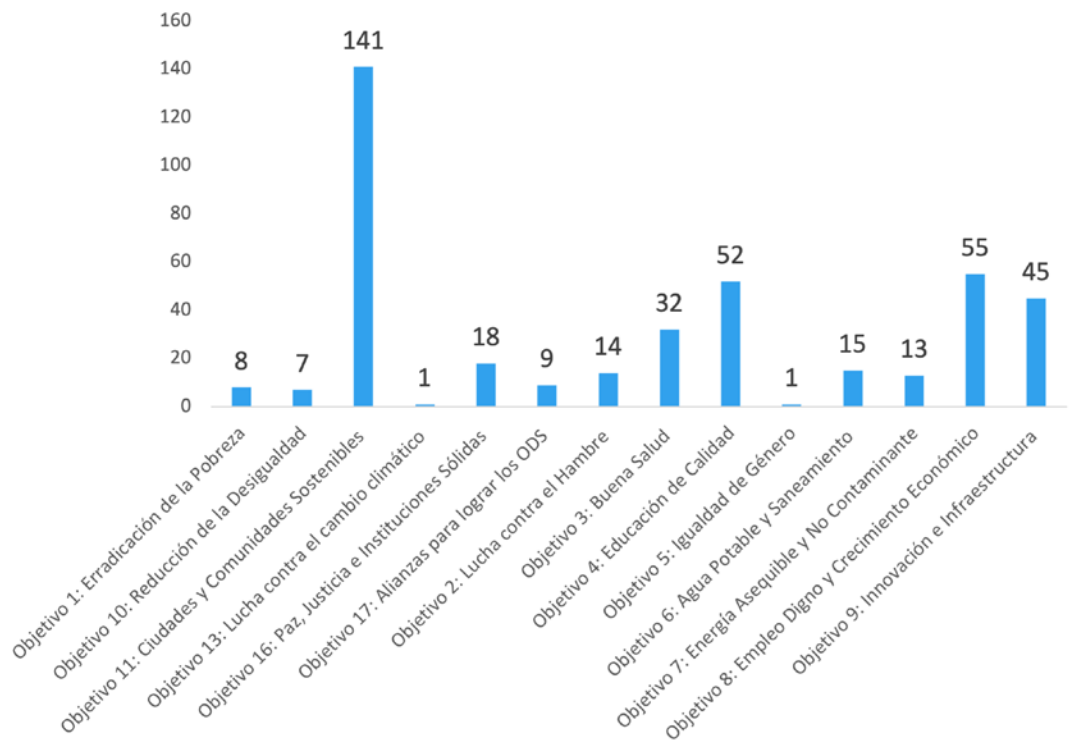
¹⁵ Tablero de Control puede ser consultado en: https://www.anh.gov.co/documents/17844/3_Dashboard_PBC_Actualizado_08_09_2022.xlsx

Gráfica 11 Valor inversiones PBC por departamento año 2021
(Millones de Pesos \$)



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Disponible en: https://www.anh.gov.co/documents/17844/3_Dashboard_PBC_Actualizado_08_09_2022.xlsx

Gráfica 12 Número de proyectos que han apuntado a las metas e indicadores de los ODS en el Año 2021



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH. Disponible en https://www.anh.gov.co/documents/17844/3_Dashboard_PBC_Actualizado_08_09_2022.xlsx

En el 2021 del total de proyectos, acumulados, el mayor número de proyectos (141) apuntaron al Objetivo 11 - Ciudades y comunidades sostenibles, cuyo objetivo es lograr que las ciudades y los asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles. En segundo lugar, se realizaron 55 proyectos enfocados al ODS 8 Empleo Digno y Económico y 52 proyectos enfocados al ODS 4: Educación de calidad.

3.1.3 Plan de Gestión Social (PGS) del sector minero

El Plan de Gestión Social (PGS) es un instrumento de gestión sistemática, continua, ordenada e integral que consolida programas, proyectos y actividades que desarrolla un concesionario minero para prevenir, mitigar y atender los riesgos sociales ocasionados por el desarrollo del proyecto minero, así como para incrementar las oportunidades y los beneficios generados por el mismo.¹⁷

A través del Plan de Gestión Social, el concesionario contribuye a generar oportunidades sociales y económicas en el área de influencia del proyecto minero, a potenciar, mantener y fidelizar las relaciones positivas con los grupos de interés vinculados al proyecto. Para la construcción del Plan de Gestión Social, el titular deberá involucrar a la comunidad del área de influencia y es importante que articule sus proyectos de inversión social con el Plan Nacional de Desarrollo, el Plan de Desarrollo Departamental y el Plan de Desarrollo Municipal. (AGENCIA NACIONAL DE MINERÍA, 2019).

El Plan de Gestión Social deberá ser presentado conjuntamente con el Plan de

Trabajo y Obras (PTO), pero es importante aclarar que el mismo no hace parte del PTO, y su evaluación y aprobación se hará de forma independiente. El instrumento ambiental (PMA o Licencia ambiental) es un insumo del Plan de Gestión Social y podrá ser parte de este. Este instrumento y el PGS deben estar alineados para facilitarle al titular minero cumplir con ambos requisitos, y así usar de manera más eficiente y eficaz los recursos y alcanzar un mayor impacto, de manera que no se realice doble esfuerzo sino un trabajo integrado.

El Plan de Gestión Social se compone de dos etapas: la primera comprende las actividades de comunicación y divulgación a los grupos de interés sobre el proyecto minero, la consulta de los planes de desarrollo municipal, departamental y nacional y la participación de la comunidad del área de influencia del proyecto; y la segunda incluye la presentación del Plan de Gestión Social, su aprobación y posterior ejecución durante las fases de construcción y montaje, explotación y cierre del proyecto minero, además de la comunicación permanente con la comunidad y las autoridades.

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 7 de la Resolución ANM No .318 de junio de 2018 modificada por la Resolución ANM No .263 de mayo de 2021, todo titular minero debe presentar a la autoridad minera 30 días hábiles antes de finalizar la etapa de exploración, el Plan de Gestión Social – PGS. Por lo tanto, en las etapas de construcción y montaje y explotación se causa la obligación de presentar el Plan de Gestión Social referido.

¹⁷ Agencia Nacional de Minería- ANM. Términos de Referencia para la Construcción de los Planes de Gestión Social. Página 3. www.anm.gov.co/sites/default/files/DocumentosAnm/terminos_ref_elaboracion_planes_proyectos_gestion_social.pdf

Tabla 22 Número de planes aprobados por la ANM

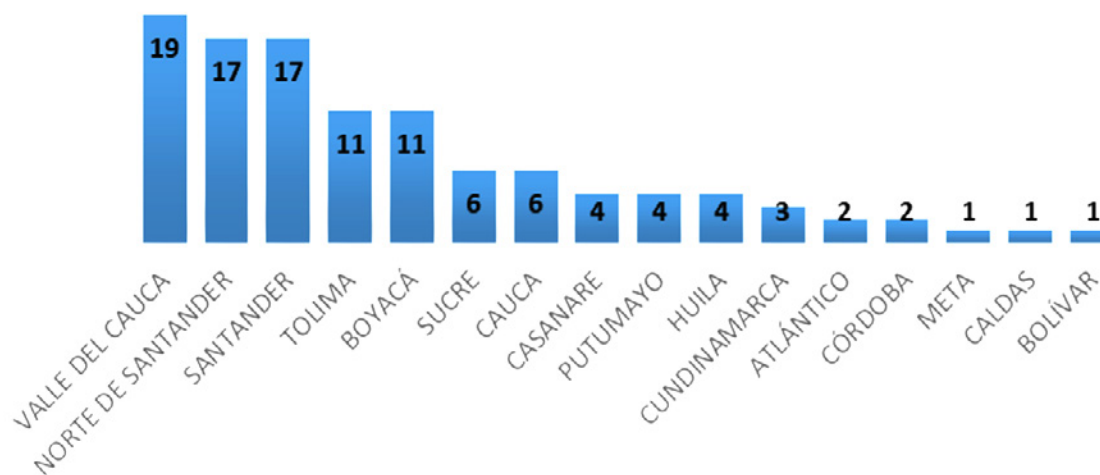
	2020	2021
PGS aprobados anual	40	46
Total PGS aprobados a diciembre 31 (acumulado)	56	109

Fuente: Administrador independiente - Informe de cotejo

“A 31 de diciembre de 2021, conforme al reporte de los puntos de atención regional –PAR y el grupo de proyectos de interés nacional, han sido aprobados 102 planes de gestión social, 93 se encuentran en evaluación, incluyendo los que han sido requeridos para complementar el documento y 130 están en trámite de presentación del mismo. De manera voluntaria, ocho titulares presentaron sus planes de gestión social, de los cuales siete han sido aprobados”¹⁸

Los planes de gestión social aprobados a 31 de diciembre de 2021 se concentran en los departamentos de Valle del Cauca, Norte de Santander, Santander, Tolima y Boyacá, con un 69 %, seguidos de Sucre, Cauca, Casanare, Putumayo y Huila con un 22 % y Cundinamarca, Atlántico, Córdoba, Meta, Caldas y Bolívar con un 9 %.

Gráfica 13 Número de planes de gestión social aprobados en el 2021 por departamento



Fuente: Agencia Nacional de Minería - ANM

Los planes de gestión social aprobados son presentados con presupuestos estimados para la vigencia del contrato minero. De los 102 planes de gestión social aprobados, el 54 % de los titulares no reporta cifras, frente a un 46 % que sí las presentan, obteniendo un presupuesto de inversión total de \$10.962.827.133 ¹⁹

¹⁸ AGENCIA NACIONAL DE MINERÍA. Informe de Gestión II semestre 2021- Consolidado. <https://www.anm.gov.co/sites/default/files/Informe%20de%20Gestion%20II%20Sem%202021%20-%20Consolidado.pdf>

¹⁹ Información suministrada por la Agencia Nacional de Minería

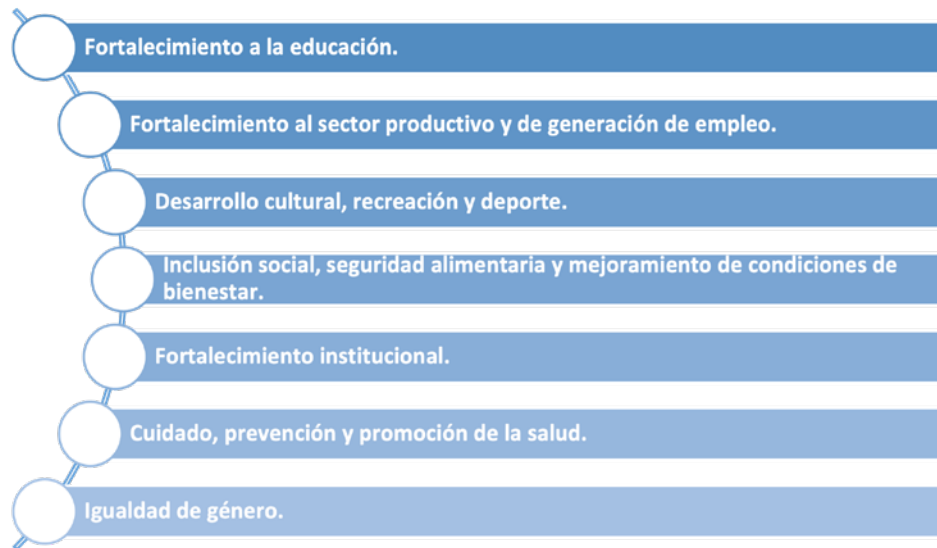
En cuanto a la ejecución de inversión social para Plan de Gestión Social, los titulares mineros reportaron a través del Formato Básico Minero la información para las vigencias 2020 y 2021, así:

Tabla 24 Ejecución Inversión Social Plan de Gestión Social

	2020	2021
J2. Plan de Gestión Social (Ley 685 de 2001)/Último año (COP)	\$9 750 000	\$1 905 360 465

Fuente: ANNA MINERÍA - Formato Básico Minero 2020 y 2021²⁰ - Titulares con PGS Aprobado

De acuerdo con información suministrada por la Agencia Nacional Minera, los titulares mineros enmarcaron sus programas o proyectos del Plan de Gestión Social, aprobado por la Autoridad Minera, en las siguientes líneas estratégicas:



Fuente: Elaboración administrador independiente. Información suministrada por la Agencia Nacional de Minería



²⁰ Información consultada en julio de 2022, FBM 2020 - 98 Títulos Mineros, FBM 2021 - 89 Títulos Mineros

3.2 Participación económica del sector minero energético

El sector minero energético es uno de los motores del desarrollo del país, por su aporte al crecimiento económico, al aparato productivo, a la dinamización de la economía, a la generación de empleo e ingresos locales y a la inversión privada.

3.2.1 Producto Interno Bruto (PIB)

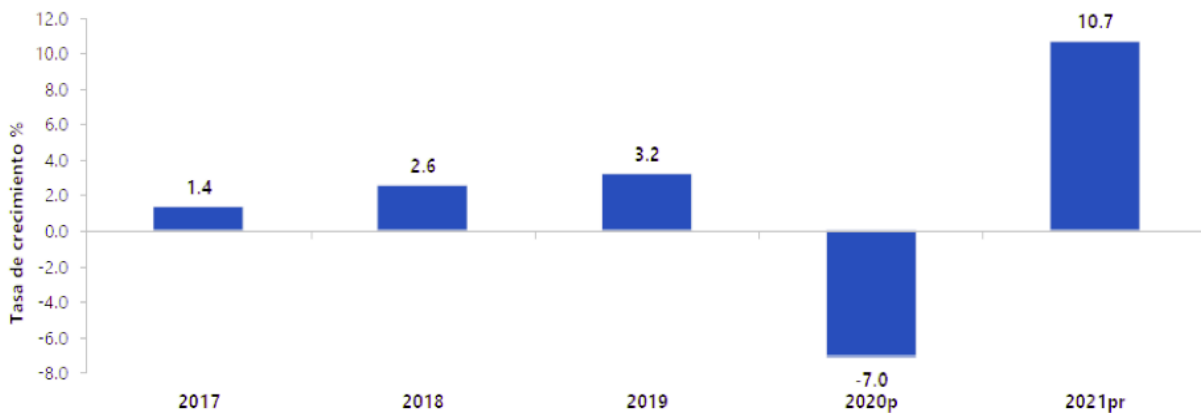
El PIB representa el resultado final de la actividad productiva de las unidades de producción residentes. Se mide desde el punto de vista del valor agregado, de la

demanda final o las utilidades finales de los bienes y servicios y de los ingresos primarios distribuidos por las unidades de producción residentes.

Después de la contracción de la economía mundial en 2020, la situación cambió y se evidenció la reactivación del aparato productivo global en 2021. De acuerdo con el Fondo Monetario Internacional, el buen comportamiento de las economías avanzadas aportó gran dinámica y se estimó que el PIB mundial creció 5,9 % en 2021.

En ese mismo año el PIB de Colombia creció 10,7 %, que contrastó con la variación negativa de 7 % en 2020.

Gráfica 14 Producto Interno Bruto (PIB)
Tasas de crecimiento (%) anual 2014-2021^{Pr}



Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE, Cuentas Nacionales.
^p Provisional ^{Pr} Preliminar

Todos los sectores registraron variaciones positivas en 2021. Por su contribución al crecimiento, se destacan la dinámica sectorial del comercio, transporte, alojamiento (20,9 %) y la industria (16,4 %). Para el sector minas y canteras, en el año 2021, la variación fue positiva en 0,2 %, recuperándose del decrecimiento del 2020 (-15,6 %), sin contribuir al crecimiento del PIB.



Tabla 25 Tasa de crecimiento del PIB por actividad económica 202p-2021pr

Actividades económicas	Valor agregado 2021 ^{pr} (Miles de millones de pesos)	Participación %	Variación anual (%) (2021 ^{pr} /2020 ^p)	Contribución
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	87.456	7,4	3,1	0,2
Explotación de minas y canteras	62.237	5,3	0,2	0,0
Industrias manufactureras	135.560	11,5	16,4	1,8
Suministro de electricidad, gas y agua	41.002	3,5	5,1	0,2
Construcción	55.592	4,7	5,7	0,3
Comercio, transporte, alojamiento y servicios de comida	209.098	17,8	20,9	3,5
Información y comunicaciones	31.814	2,7	11,4	0,3
Actividades financieras y de seguros	52.749	4,5	3,4	0,2
Actividades inmobiliarias	99.202	8,4	2,5	0,2
Actividades profesionales, científicas y técnicas	78.280	6,6	9,8	0,7
Administración pública y defensa, educación y salud	177.694	15,1	7,6	1,2
Actividades artísticas, de entretenimiento y recreación	33.496	2,8	33,1	0,8
Valor agregado bruto	1.064.181	90,4	10,4	9,5
Impuestos menos subvenciones sobre los productos	113.043	9,6	13,6	1,2
Producto interno bruto	1.177.225	100,0	10,7	10,7

Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE, Cuentas Nacionales.
^p Provisional ^{pr} Preliminar

3.2.1 PIB sector minero energético

El valor agregado de explotación de minas y canteras creció 0,2 %, respecto al 2020p, este incremento se debe a los siguientes comportamientos por cada uno de los subsectores que hacen parte de este sector:

- Extracción de carbón de piedra y lignito crece 10,2 %.
- Extracción de petróleo crudo y gas natural y actividades de apoyo para la extracción de petróleo y de gas natural decrece 5,6 %.
- Extracción de minerales metalíferos crece 10,3 %.
- Extracción de otras minas y canteras crece 5,5 %.
- Actividades de apoyo para otras actividades de explotación de minas y canteras decrece 1,8 %.

Tabla 26 Producto Interno Bruto sector explotación de minas y canteras
Tasa de crecimiento año corrido 2020p -2021pr

Concepto	Tasa de crecimiento año corrido 2020p				Tasa de crecimiento año corrido 2021pr			
	I	II	III	IV	I	II	III	IV
Explotación de minas y canteras	-2,2	-11,4	-14,0	-15,6	-14,9	-4,9	-2,0	0,2
Extracción de carbón de piedra y lignito	-1,2	-22,1	-28,9	-36,2	-27,5	-5,3	0,9	10,2
Extracción de petróleo crudo y gas natural y actividades de apoyo para la extracción de petróleo y de gas natural	-0,9	-8,3	-10,7	-11,5	-15,1	-10,2	-6,9	-5,6
Extracción de minerales metalíferos	-1,2	7,5	12,1	17,4	21,1	26,8	17,2	10,3
Extracción de otras minas y canteras	-17,0	-31,1	-32,2	-32,8	-9,1	3,2	4,0	5,5
Actividades de apoyo para otras actividades de explotación de minas y canteras	-2,2	-10,6	-12,7	-14,0	-14,8	-6,4	-3,6	-1,8

Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística - DANE, Cuentas Nacionales.
* Provisional ** Preliminar

3.2.2 Exportaciones sector minero energético

En el 2021 las exportaciones totales del país sumaron USD 41 224 millones, con un aumento de 32,7 % frente al año 2020. Este aumento se debió al incremento de las ventas de combustibles e industrias extractivas (47,9 %), de productos agropecuarios, alimentos y bebidas, (19,9 %), de manufacturas (28,7 %) y otros sectores (7,9 %).

Tabla 27 Exportaciones de Colombia, según grupos de productos 2019-2021

Principales grupos de productos	2019	2020	2021p	Variación 2021/2019 (%)	Variación 2021/2020 (%)	Contribución a la variación 2021 (pp)
	Miles de dólares FOB					
Total	39 489 168	31 055 811	41 223 982	4,4	32,7	32,7
Agropecuarios, alimentos y bebidas	7 362 742	7 872 968	9 440 331	28,2	19,9	5,0
Combustibles y productos de industrias extractivas	22 011 294	13 309 769	19 685 516	-10,6	47,9	20,5
Manufacturas	8 290 325	6 945 581	8 938 939	7,8	28,7	6,4
Otros sectores **	1 824 806	2 927 492	3 159 195	73,1	7,9	0,7

Fuente: DIAN - DANE (EXPO)
** El 99 % corresponden a Oro
p Cifras preliminares

El aumento en las exportaciones minero energéticas en miles de millones de dólares, fue producto de los mayores precios internacionales en metales preciosos como el oro y otros productos del sector minero energético, exceptuando el petróleo, y al aumento de la demanda externa. En este contexto, las exportaciones de combustibles y productos de la industria extractiva se ubicaron en USD19 686 millones, con un aumento de 47,9 %. Este comportamiento obedeció principalmente al crecimiento en las ventas externas de Petróleo, productos derivados del petróleo y productos conexos (52,8 %), que contribuyó con 34,6 puntos porcentuales.²¹

El aumento de las exportaciones del grupo otros sectores (7,9 %) obedece fundamentalmente al aumento en las ventas de oro no monetario que contribuyó con 7,8 puntos porcentuales a la variación del grupo.²²

Tabla 28 exportaciones sector minero energético (Miles de dólares FOB)

Descripción	2020p	2021p	Variación	Contribución a la variación (pp)	Participación (%)
	Miles de dólares FOB				
Sector minero energético	10 805 649,2	15 624 508,0	44,6	15,5	37,9
Extracción de carbón de piedra y lignito	3 542 690,4	4 380 504,9	23,6	2,7	10,6
Extracción de hulla (carbón de piedra)	3 542 690,4	4 380 488,4	23,6	2,7	10,6
Extracción de carbón lignito	0,0	16,4	**	0,0	0,0
Extracción de petróleo crudo y gas natural	7 130 106,3	11 034 508,0	54,8	12,6	26,8
Extracción de petróleo crudo	7 130 106,3	11 034 508,0	54,8	12,6	26,8
Extracción de gas natural	0,0	0,0	**	0,0	0,0
Extracción de minerales metalíferos	84 978,8	162 176,2	90,8	0,2	0,4
Extracción de minerales de hierro	0,0	0,0	**	0,0	0,0
Extracción de minerales metalíferos no ferrosos	84 978,8	162 176,2	90,8	0,2	0,4
Extracción de otras minas y canteras	47 873,6	47 318,9	-1,2	0,0	0,1
Extracción de piedra, arena, arcillas, cal, yeso, caolín, bentonitas y similares	6648,2	8589,2	29,2	0,0	0,0
Extracción de esmeraldas, piedras preciosas y semipreciosas	9780,2	20 934,6	114,1	0,0	0,1
Extracción de otros minerales no metálicos n.c.p.	31 445,2	17 795,0	-43,4	0,0	0,0

Fuente: DIAN- DANE EXPO

El petróleo se mantuvo como el principal producto que se exportó en la vigencia 2021, el cual representó el 26,8 % del total exportado.

3.2.3 Inversión Extranjera Directa (IED)

La inversión extranjera directa (IED) hace referencia a los aportes de capital que realiza un inversionista no residente en Colombia en una empresa residente, en donde el inversionista tiene una influencia significativa en la toma de decisiones de la empresa.²³

²¹ Datos tomados de <https://www.dane.gov.co/index.php/estadisticas-por-tema/comercio-internacional/exportaciones/exportaciones-historicos>

²² Ibídem

²³ Banco de la República. [https://www.banrep.gov.co/es/inversion-directa#:~:text=La%20inversi%C3%B3n%20extranjera%20directa%20\(IED,de%20decisiones%20de%20la%20empresa.](https://www.banrep.gov.co/es/inversion-directa#:~:text=La%20inversi%C3%B3n%20extranjera%20directa%20(IED,de%20decisiones%20de%20la%20empresa.)

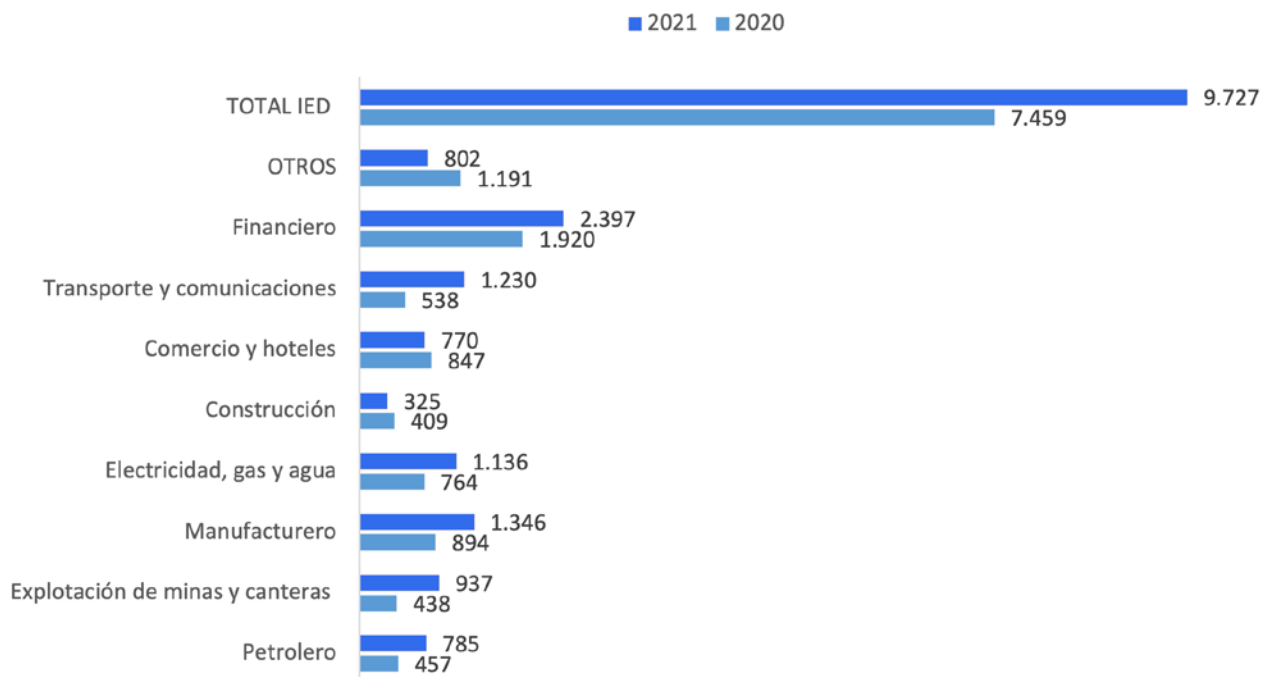
El Banco de la República es la entidad que calcula y publica las estadísticas de la inversión directa, trimestralmente con información rezagada un periodo, con base en los lineamientos metodológicos establecidos en el Manual de Balanza de Pagos del Fondo Monetario Internacional,²⁴ y el Marco de Inversión Extranjera Directa de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico.²⁵

Colombia se ha caracterizado por recibir de manera continua flujos de IED. Aunque sujeta a los vaivenes de los movimientos de capital internacional producidos por las crisis

más recientes, la IED ha llegado a todos los sectores económicos en forma ininterrumpida. Cabe señalar que, aunque el impacto de la pandemia en la actividad económica nacional e internacional afectó negativamente los flujos de capital por IED durante 2020 y 2021, estos se han venido recuperando en los últimos trimestres del 2021²⁶.

La Inversión Extranjera Directa en Colombia fue de USD 9727 millones en el 2021 y aumentó un 30,4 % respecto a 2020. La IED en el sector extractivo aumentó en el sector petrolero 71,7 %, mientras que en el sector de minas y canteras se incrementó en 113,9 %.

Gráfica 15 Inversión Extranjera Directa en Colombia -Total por actividad económica (Millones de dólares)



*Datos preliminares 2020-2021

Fuente: Banco de la República - Gerencia Técnica - información extraída de la bodega de datos -Serankua- el 15/11/2022 19:10:42

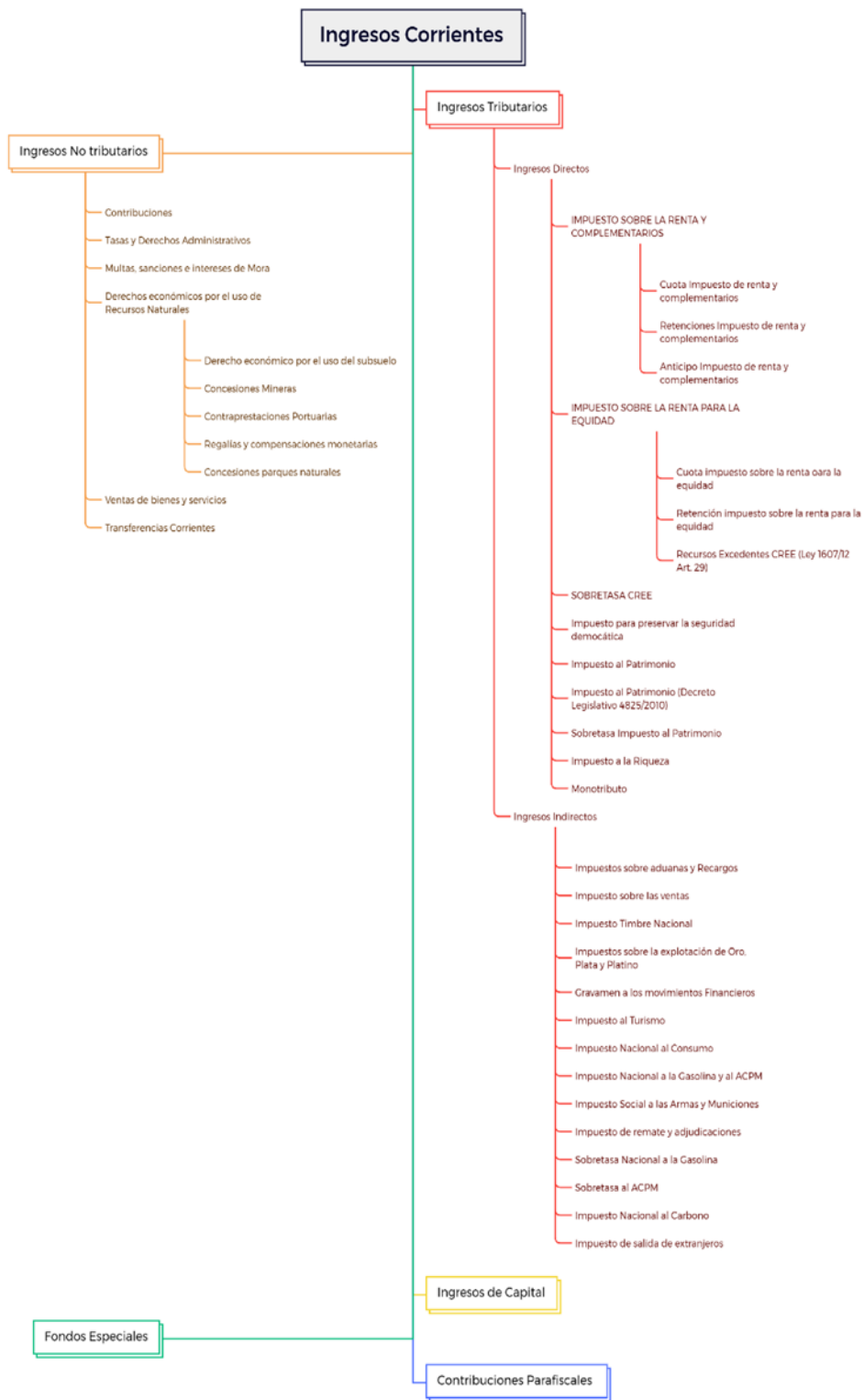
3.2.4 Ingresos y gastos Gobierno nacional

La principal fuente de ingresos del Estado son los tributos, que pagan todos los colombianos. Estos tributos incluyen impuestos como el Impuesto sobre las ventas - IVA, las contribuciones a salud y pensiones, el impuesto sobre la renta y complementarios de personas naturales y personas jurídicas (empresas), entre otros. El Estado también obtiene recursos de las ganancias de las empresas industriales y comerciales del sector público y de regalías pagadas por empresas mineras y petroleras privadas.

Los ingresos corrientes que recibe el Gobierno nacional son de carácter permanente. Se generan de la actividad normal y se clasifican en tributarios y no tributarios. Los ingresos tributarios provienen del recaudo de impuestos, mientras los ingresos no tributarios provienen de ventas de bienes, prestación de servicios, multas, entre otros.



Gráfica 16 Ingresos del presupuesto General de la Nación



Fuente: Elaboración administrador independiente. Información tomada del Catálogo de Ingresos en el presupuesto general de la Nación. Disponible en: https://www.minhacienda.gov.co/webcenter/ShowProperty?nodeId=/ConexionContent/WCC_CLUSTER-064819

Teniendo en cuenta la información del Ministerio de Hacienda y Crédito Público correspondiente al año 2021, a continuación, se muestran los ingresos recibidos por el Gobierno, y los gastos realizados:

Tabla 29 Ingresos y Gastos de la Nación 2020-2021

CONCEPTO	2020	2021
INGRESOS TOTALES	152 568	192 058
INGRESOS CORRIENTES DE LA NACIÓN	132 421	163 679
INGRESOS TRIBUTARIOS	130 763	162 228
DIAN	130 517	161 804
Renta	61 651	72 959
Cuotas	15 393	16 523
Retención	46 258	56 436
IVA interno	35 978	43 644
IVA externo	17 737	25 912
Gravamen arancelario	2934	4215
Sobretasa a la importaciones CIF	0	0
Imp. Nacional a la gasolina y ACPM	1206	1733
Impuesto al carbono	282	331
Consumo	1270	1328
CREE	40	28
Sobretasa a la gasolina y ACPM	0	0
Gravamen movimientos financieros	7471	9827
Resto	246	424
Timbre	41	83
Impuesto SIMPLE	321	564
Normalización	624	146
Retención en la fuente inmuebles	5	4
Impuesto a la riqueza	957	1032
INGRESOS NO TRIBUTARIOS	1658	1451
Contribución de hidrocarburos	0	0
Concesiones	0	0
Telefonía celular	0	0
Concesiones portuarias y otros	0	0
Resto	1658	1451

Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público.



- Para 2021, con relación a 2020, los ingresos tributarios presentaron un incremento importante y, en menor medida, los recursos de capital.
- Durante la vigencia, el recaudo realizado por la DIAN, registró un incremento importante, el cual es transversal a todos los impuestos y se da, en parte, al proceso de modernización de la entidad.
- Los demás rubros de ingresos no tuvieron cambios significativos y, globalmente, se compensaron de tal manera que su aporte conjunto a los cambios del recaudo tributario fue prácticamente nulo.

Tabla 30 Otros recursos de Capital de la Nación 2020-2021

CONCEPTO	2020	2021
OTROS RECURSOS DE CAPITAL	18 733	25 537
Rendimientos financieros totales	813	1235
Excedentes financieros	15 627	8969
Ecopetrol	6549	619
Banco de la República	6986	6529
Telecom	0	0
Isa e Isagen	384	371
Bancóldex	88	2
Estapúblicos	1013	1117
Resto de empresas	606	331
Recuperación de cartera diferente SPNF	217	158
Otros recursos	2076	15175
Reintegros y recursos no apropiados	1033	1443
Resto	1043	13 732

Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

- Los recursos de capital registraron un crecimiento significativo debido, principalmente, al ingreso proveniente de la enajenación al Grupo Ecopetrol de la participación accionaria de la Nación en ISA.
- La contracción del rubro de excedentes financieros se explica, principalmente, por la reducción en los dividendos de Ecopetrol, como consecuencia de la disminución de las utilidades en 2020, por la caída del precio internacional del crudo y la menor producción nacional de hidrocarburos. Estos dos elementos estuvieron aso-

ciados a la dinámica de la pandemia de covid-19.

Mientras la caída en los precios del petróleo estuvo asociada a una sobreoferta global de crudo, dada la enorme contracción de la demanda global, la menor producción nacional se relacionó con la menor rentabilidad de la extracción en los pozos activos e, igualmente, por la caída en la demanda global.

- De este modo, el segmento de producción de crudo del Grupo Ecopetrol descendió en 2020 y registró pérdidas, de tal

forma que el pequeño ingreso por dividendos fue resultado de la utilidad registrada por el segmento de transporte de crudo y refinados, cuyos ingresos no están en función de los precios del crudo.

- El resto de los excedentes financieros también registraron una contracción frente a 2020, en línea con los menores excedentes transferidos por el resto de las empresas de propiedad de la Nación.

Tabla 31 Gastos del Presupuesto de la Nación

CONCEPTO	2020	2021
2. PAGOS TOTALES	233 484	274 105
PAGOS TOTALES SIN INTERESES	206 886	211 061
PAGOS CORRIENTES DE LA NACIÓN	211 041	245 085
INTERESES	26 598	34 024
Intereses deuda externa	8376	9369
Intereses deuda interna	18 222	24 656
Costo impuesto endeudamiento externo	0	0
FUNCIONAMIENTO	184 443	211 061
Servicios personales	23 653	25 657
Transferencias	154 130	176 971
Transferencias regionales (SGP desde 2002)	43 426	46 371
Pensiones	41 641	43 251
Otras	69 063	87 350
Gastos generales y otros	6661	8433
INVERSIÓN	22 443	29 020

Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

En cuanto a los gastos realizados por el Gobierno nacional, cerca del 60 % se destinó a gastos de funcionamiento, el 20 % al pago de la deuda nacional y el porcentaje restante a inversión. Los gastos de funcionamiento estuvieron destinados a atender las necesidades del Estado para cumplir con las funciones asignadas por la Constitución Política y la ley. Los gastos de la deuda estuvieron destinados a cumplir con las obligaciones de pago de todos los gastos derivados de las operaciones de crédito público, internas y externas.

Finalmente, los gastos de inversión están proyectados a ser económicamente productivos

o crear infraestructura social. Los gastos de funcionamiento del PGN trascienden de los gastos de funcionamiento usuales en una empresa; mientras que en las empresas están asociados a los costos fijos, en las entidades del orden nacional corresponden a los costos fijos y los demás relacionados con el cumplimiento de sus actividades misionales. Los gastos de inversión suelen diferenciarse de los de funcionamiento en que cuentan con algún impacto perdurable, mientras que la utilización de los gastos de funcionamiento se suele limitar a su uso inmediato (Gómez, 2020).

3.3 Participación Ambiental sector Minero Energético

3.3.1 Licencia Ambiental

La Licencia ambiental es la autorización que otorga la autoridad ambiental para la ejecución de un proyecto, obra o actividad, que, de acuerdo con la Ley y sus reglamentos (Decreto 1076 de 2015), tiene la potencialidad de generar impactos ambientales significativos. La Licencia ambiental llevará implícitos todos los permisos, autorizaciones o concesiones para el uso, el aprovechamiento o la afectación de los recursos naturales renovables, que sean necesarios por el tiempo de vida útil del proyecto, obra o actividad.

Las autoridades ambientales competentes para otorgar o negar, suspender o revocar las licencias ambientales son la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), las Corporaciones Autónomas Regionales y las de Desarrollo Sostenible, los municipios, distritos y áreas metropolitanas cuya población sea superior a un millón de habitantes dentro de su perímetro urbano y las autoridades ambientales creadas mediante la Ley 768 de 2002.

De conformidad con el Decreto 1076 de 2015, los proyectos de hidrocarburos y de minería que requieren de Licencia ambiental de competencia de la ANLA son:



Tabla 32 Proyectos del sector Minero Energético que requieren Licencias Ambientales

HIDROCARBUROS	MINERÍA
<ul style="list-style-type: none"> ● Las actividades de exploración sísmica que requieran la construcción de vías para el tránsito vehicular. ● Las actividades de exploración sísmica en las áreas marinas del territorio nacional cuando se realicen en profundidades inferiores a 200 metros. ● Los proyectos de perforación exploratoria por fuera de campos de producción de hidrocarburos existentes, de acuerdo con el área de interés que declare el peticionario. ● La explotación de hidrocarburos que incluye la perforación de los pozos de cualquier tipo, la construcción de instalaciones propias de la actividad, las obras complementarias, incluidas el transporte interno de fluidos del campo por ductos, el almacenamiento interno, vías internas y demás infraestructura asociada y conexas. ● El transporte y la conducción de hidrocarburos líquidos y gaseosos que se desarrollen por fuera de los campos de explotación que impliquen la construcción y montaje de infraestructura de líneas de conducción con diámetros iguales o superiores a 6 pulgadas (15,24 cm), incluyendo estaciones de bombeo y/o reducción de presión y la correspondiente infraestructura de almacenamiento y control de flujo; salvo aquellas actividades relacionadas con la distribución de gas natural de uso domiciliario, comercial o industrial. ● Los terminales de entrega y estaciones de transferencia de hidrocarburos líquidos, entendidos como la infraestructura de almacenamiento asociada al transporte de hidrocarburos sus productos y derivados por ductos. ● La construcción y operación de refinerías y los desarrollos petroquímicos que formen parte de un complejo de refinación. 	<ul style="list-style-type: none"> ● Carbón: cuando la explotación proyectada sea mayor o igual a ochocientos mil (800 000) toneladas/año. ● Materiales de construcción y arcillas o minerales industriales no metálicos: cuando la producción proyectada sea mayor o igual a seiscientos mil (600 000) toneladas/año para las arcillas, o mayor o igual a doscientos cincuenta mil (250 000) metros cúbicos/año para otros materiales de construcción o para minerales industriales no metálicos. ● Minerales metálicos y piedras preciosas y semipreciosas: cuando la remoción total de material útil y estéril proyectada sea mayor o igual a dos millones (2 000 000) de toneladas/año. ● Otros minerales y materiales: cuando la explotación de mineral proyectada sea mayor o igual a un millón (1 000 000) toneladas/año.

Fuente: Elaboración propia con base en lo dispuesto en el artículo 2.2.2.3.2.2. del Decreto 1076 de 2015. <https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2021/06/Decreto-1076-de-2015.pdf>



Durante el 2021 se otorgaron las siguientes licencias en el sector de hidrocarburos y Minas, así:

Tabla 33 Licencias otorgadas en el año 2021- Sector Hidrocarburos

EXPEDIENTE	OPERADOR	PROYECTO	ACTO ADMINISTRATIVO	FECHA ACTO ADMINISTRATIVO	REGIÓN
LAM0520	CENIT TRANSPORTE Y LOGISTICA DE HIDROCARBUROS S.A.S	POLIDUCTO SEBASTOPOL - MEDELLIN - CARTAGO	391	23/02/2021	Medio Magdalena-Cauca y Catatumbo
LAV0014-00-2021	CLEAN ENERGY RESOURCES SAS	ÁREA DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA (APE - SN-9)	1578	5/09/2021	
LAV0037-00-2020	CNE OIL Y GAS S.A.S	ÁREA DE EXPLORACIÓN MANGLE SSJN-7	781	28/04/2021	Caribe-Pacífico
LAM2317	ECOPETROL S.A.	CAMPO YARIGUI - CANTAGALLO	406	25/02/2021	Medio Magdalena-Cauca y Catatumbo
LAM1506	ECOPETROL S.A.	PROYECTO PERFORACIÓN DEL POZO DE DESARROLLO LORO 5A Y CONSTRUCCIÓN DE UNA LÍNEA DE FLUJO DESDE EL POZO DE DESARROLLO LORO 5A HASTA EL OLEODUCTO SAN MIGUEL - ORITO, EN UNA LONGITUD APROXIMADA DE 350 M,	919	7/10/2021	Orinoquia-Amazonas
LAV0034-00-2021	ECOPETROL S.A.	CONSTRUCCIÓN Y OPERACIÓN LÍNEA DE GAS VASCONIA - TECA	2080	18/11/2021	Medio Magdalena-Cauca y Catatumbo
LAM3816	EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA	ÁREA DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA OMBÚ	515	17/03/2021	Orinoquia-Amazonas
LAV0062-00-2021	GEOPARK COLOMBIA S.A.S.	ÁREA DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA LLANOS 87	680	30/03/2021	Orinoquia-Amazonas
LAV0052-00-2021		ÁREA DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA SN-18	308	1/02/2021	Caribe-Pacífico
LAM4221	HOCOL S.A	CAMPO DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS OCELOTE - GUARROJO	1189	6/07/2021	Orinoquia-Amazonas
LAV0046-00-2019	MAUREL & PROM COLOMBIA B.V.	AREA DE PERFORACION EXPLORATORIA COR-15	1795	10/10/2021	Medio Magdalena-Cauca y Catatumbo
LAM1901		CAMPO CAPACHOS	478	10/03/2021	Orinoquia-Amazonas
LAV0064-00-2021		ÁREA DE DESARROLLO LLANOS 94	886	2/05/2021	Orinoquia-Amazonas
LAV0039-00-2020		AREA DE DESARROLLO FORTUNA	919	26/05/2021	Caribe-Pacífico
LAV0005-00-2021	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD SUCURSAL	ÁREA DE DESARROLLO BORANDA	1558	2/09/2021	Medio Magdalena-Cauca y Catatumbo
LAV0013-00-2021		ÁREA DE DESARROLLO VMM-46	1971	7/11/2021	Medio Magdalena-Cauca y Catatumbo
LAV0041-00-2021		ÁREA DE DESARROLLO VIM-1	2123	24/11/2021	Caribe-Pacífico
LAM2093		CRUCE DE LÍNEA DE GAS SOBRE EL RÍO MAGDALENA	2320	16/12/2021	Caribe-Pacífico
LAV0004-00-2019	PROMIGAS S.A. ESP	GASODUCTO REGIONAL ZONA BANANERA	1414	11/08/2021	
LAM0761	REFINERIA DE CARTAGENA S.A	PLAN MAESTRO DE DESARROLO REFINERÍA DE CARTAGENA	772	27/04/2021	Caribe-Pacífico
LAV0041-13	TECPETROL COLOMBIA SAS	ÁREA EXPLOTACIÓN PENDARE BLOQUE CPO13	759	11/04/2021	Orinoquia-Amazonas
LAV0009-00-2021	TELPICO COLOMBIA LLC	ÁREA DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA VSM3	1620	12/09/2021	Alto Magdalena-Cauca
LAM0069	TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P.	GASODUCTO BARRANCABERMEJA - NEIVA Y SUS 18 RAMALES, CRUCE SUBFLUVIAL DE LA QUEBRADA EL VENADO	657	8/04/2021	Medio Magdalena-Cauca y Catatumbo

EXPEDIENTE	OPERADOR	PROYECTO	ACTO ADMINISTRATIVO	FECHA ACTO ADMINISTRATIVO	REGIÓN
LAM1063	TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P.	GASODUCTO APIAY – OCOA. CRUCE SUBFLUVIAL DEL RIO OCOA	802	4/05/2021	Orinoquia-Amazonas
LAM0951	TRANSPORTADORA DE GAS INTERNACIONAL S.A. E.S.P.	GASODUCTO APIAY - VILLAVICENCIO - BOGOTÁ, CRUCE SUBFLUVIAL DEL RÍO GUAYURIBA	819	9/05/2021	Alto Magdalena-Cauca
LAV0006-00-2021	VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN COLOMBIA S.A.S.	ÁREA DE INTERÉS BLOQUE LLANOS 78	1557		Orinoquia-Amazonas
LAM3521	WATTLE PETROLEUM COMPANY S.A.S.	Bloque de Perforación Exploratoria Carbonera – Área de Desarrollo Carbonera Sur	1047		Medio Magdalena-Cauca y Catatumbo

Fuente: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ANLA, <https://datosabiertos-anla.hub.arcgis.com/datasets/anla::%C3%A1reas-licenciadas-hidrocarburos/explore?location=4.555650%2C-75.828500%2C5.69>

Tabla 34 Licencias ambientales otorgadas en el 2021- Sector Minero

OPERADOR	PROYECTO	ACTO ADMINISTRATIVO	FECHA ACTO ADMINISTRATIVO	DESCRIPCIÓN	REGIÓN
MINEROS S.A.	EXPLOTACION AURIFERA EN LA CUENCA DEL RIO NECHI	659	8/04/2021	Bloque M27	Medio Magdalena-Cauca y Catatumbo
				Bloque M29	
				Bloque M30	
				Bloque M31	
				Bloque MA2	
				Canal M29 M27	
				Canal M30	
				Canal M505	
				Canal MA2	
				Canal MPA5	
				Sector Sampumoso	
				Bloque M505	
				Canal M31	
Bloque MPA5					
DRUMMOND LTD.	EXPLOTACIÓN MINERA EN LAS ÁREAS DE LOS CONTRATOS 144/97 "EL DESCANSO", 283/95 "SIMLOA" Y 284/95 "RINCÓN HONDO".	399	24/02/2021	Área objeto de modificación de licencia ambiental - Área asociada al pozo de agua subterránea - Pozo - PWEDN-5	Caribe-Pacífico
				Área objeto de modificación de licencia ambiental - Área asociada al pozo de agua subterránea - Pozo - PWEDN-4	
				Área objeto de modificación de licencia ambiental - Área asociada al pozo de agua subterránea - Pozo - PWEDN-6	
				Área objeto de modificación de licencia ambiental - Área asociada al pozo de agua subterránea - Pozo - PWEDN-8	
				Área objeto de modificación de licencia ambiental - Área asociada al pozo de agua subterránea - Pozo - PWEDN-7	



OPERADOR	PROYECTO	ACTO ADMINISTRATIVO	FECHA ACTO ADMINISTRATIVO	DESCRIPCIÓN	REGIÓN
CONCRETOS Y ASFALTOS S.A. EN PROCESO DE REORGANIZACIÓN	EXPLOTACIÓN MINERA DE ORO Y MATERIALES QUE SE ENCUENTRAN EN LIGA ÍNTIMA (ARENAS Y GRAVAS), CORRESPONDIENTES A LOS TÍTULOS MINEROS RPP 050, RMC M73 Y M74 Y CONTRATO DE CONCESIÓN 14284	1002	8/06/2021	Planta de asfalto	Medio Magdalena-Cauca y Catatumbo
				Sector de trituración	
				Oficinas y talleres	
				PIT 3 Proyectado	
				PIT 0.5	
				Piscinas proyectada	
				Construcciones proyectada	
				Retrolenado cota 1335 Proyectada	
				Zona de planta de concreto y bascula	
				Sumidero proyectada	
				Retrolenado cota 1346 actual	
				Secuencia minera año 1	
				Secuencia minera año 2	
				Secuencia minera año 3	
Secuencia minera año 4					
Secuencia minera año 5					
Secuencia minera año 6					
Secuencia minera año 7					
CONTINENTAL GOLD LIMITED	MODIFICACIÓN DE LA LICENCIA AMBIENTAL DEL PROYECTO AURÍFERO BURITICÁ – AMPLIACIÓN MINA YARAGUÁ – EXPEDIENTE REMITIDO POR CORANTIOQUIA No. HX3-1999-25	411	19/10/2021	Estación de combustible	Medio Magdalena-Cauca y Catatumbo
SOCIEDAD INSUMOS Y AGREGADOS DE COLOMBIA-IACOL AGREGADOS SAS	SOCIEDAD INSUMOS Y AGREGADOS DE COLOMBIA-IACOL AGREGADOS SAS	1856	18/10/2021	Huella de explotación final año 2038	Medio Magdalena-Cauca y Catatumbo
DRUMMOND LTD	EXPLOTACIÓN MINERA EN LAS ÁREAS DE LOS CONTRATOS 144/97 EL DESCANSO, 283/95 SIMILOA, Y 284/95 RINCÓN HONDO.	2283	13/12/2021	Área nueva de intervención El Descanso Sur	Caribe-Pacífico

Fuente: Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ANLA, <https://datosabiertos-anla.hub.arcgis.com/datasets/anla::%C3%A1reas-licenciadas-miner%C3%ADa/explore?location=4.555650%2C-75.828500%2C5.69>

3.3.2 Pagos Ambientales

Las empresas de los sectores de hidrocarburos y minas que se encuentran en el marco de las obligaciones y los compromisos generados a partir de la suscripción de licencias y contratos por medio de los cuales el Estado colombiano concede el derecho a explorar y explotar los recursos naturales no renovables del subsuelo colombiano, deben realizar los siguientes pagos ambientales:

- La tasa por utilización de aguas²⁷: es el cobro que se realiza a un usuario por la utilización del agua de una fuente natural, en virtud de una concesión de aguas. El objetivo principal de la tasa es cubrir el costo del manejo del recurso hídrico, reducir el consumo y motivar su conservación.
- Esta tasa tiene un doble carácter: por un lado, es un instrumento de gestión para el logro de objetivos ambientales relacionados con la conservación y uso eficiente del agua; por otro lado, es una fuente de recursos financieros para inversiones ambientales que garanticen la renovabilidad del recurso. La tasa para el 2021²⁸ fue de \$13,03/m³ de agua.
- La tasa retributiva por vertimientos puntuales²⁹: es un instrumento económico que contribuye al control de la contaminación hídrica buscando cambiar en el comportamiento de los agentes contaminadores, generando conciencia del daño ambiental que ocasionan tanto las acti-

vidades diarias como los diferentes sectores productivos. Así mismo, se obtienen importantes recursos económicos para la inversión en proyectos de descontaminación hídrica y monitoreo del recurso hídrico. (Decreto 2667/2012)

- La tasa compensatoria por aprovechamiento forestal maderable, TCAFM³⁰: es un tributo ambiental, por el acceso al servicio eco sistémico de aprovisionamiento de madera proveniente de los bosques naturales, bienes del Estado, definido como renta propia de las Autoridades Ambientales Competentes por medio del artículo 46 de la Ley 99 de 1993.
- Inversión forzosa de no menos del 1%³¹: es un instrumento mediante el cual se impone a todos los proyectos que toman agua de fuentes naturales, la obligación de invertir no menos del 1 % del costo total del proyecto en actividades de preservación y conservación de los recursos hídricos.

²⁷ Oficina de Negocios Verdes y Sostenibles - Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Disponible en: <https://www.minambiente.gov.co/negocios-verdes/tasa-por-uso-del-agua/#:~:text=La%20tasa%20por%20utilizaci%C3%B3n%20de,consumo%20y%20motivar%20su%20conservaci%C3%B3n>.

²⁸ www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2022/01/Tarifa-Minima-Tasa-por-Utilizacion-de-Aguas.pdf

²⁹ Oficina de Negocios Verdes y Sostenibles - Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Disponible en: <https://www.minambiente.gov.co/negocios-verdes/tasa-retributiva-por-vertimientos-puntuales/#:~:text=La%20tasa%20retributiva%20por%20vertimientos%20puntuales%2C%20es%20un%20instrumento%20econ%C3%B3mico,diarias%20como%20los%20diferentes%20sectores>

Tabla 35 Pagos ambientales empresas adheridas al EITI - Sector Minero

Rubro	Unidad de medida	Valor	# de empresas que reportaron	Total empresas adheridas al EITI
Cobros por prestación servicios SINA	MCOP	3326	8	11
Inversión 1 % por uso directo de aguas	Hectáreas reforestadas	35	7	
Inversión 1 % por uso directo de aguas	Unidades vivas sembradas	36 158	6	
Tasa de aprovechamiento forestal	MCOP	4827	9	
Tasa por uso del agua	MCOP	235	8	
Tasa retributiva	MCOP	180	8	
Otros pagos ambientales	MCOP	8712	8	

Fuente: Informe de Cotejo 2021. Administrador independiente.

Tabla 36 Pagos ambientales empresas adheridas al EITI Año 2021- Sector Hidrocarburos

Rubro	Unidad de medida	Valor	# de empresas que reportaron	Total empresas adheridas al EITI
Cobros por prestación servicios SINA	MCOP	22 761	9	13
Inversión 1 % por uso directo de aguas	Hectáreas reforestadas	182	8	
Inversión 1 % por uso directo de aguas	Unidades vivas Sembradas	135 863	7	
Tasa de aprovechamiento forestal	MCOP	9929	10	
Tasa por uso del agua	MCOP	492 061	7	
Tasa retributiva	MCOP	628 324	9	
Otros pagos ambientales	MCOP	158 003	9	

Fuente: Informe de Cotejo 2021. Administrador independiente.

³⁰ Contraloría General de la República. (Julio de 2021). Informe de Auditoria de Cumplimiento Tasa compensatoria por Aprovechamiento Forestal Maderable, TCAFM. Disponible en: <https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2021/08/Informe-Auditoria-de-Cumplimiento-a-la-Tasa-Compensatoria-por-Aprovechamiento-Forestal-Maderable-en-bosques-naturales---TCAFM-Vigen-cias.pdf>

³¹ Fondo acción, fundepúblico y wcs. (2017). Inversión forzosa de no menos del 1 %. Bogotá, D.C. Disponible en: https://cdn2.hubspot.net/hubfs/2642721/Recursos%20ambientales/Cartilla-Inversión-1-2_oct.pdf



FORMANDAMIOS
VARGAS

Bibliografía

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS - ANH. (s.f.). INFORME DE GESTIÓN 2021. Bogotá, Colombia. Recuperado el 18 de 10 de 2022, de https://www.anh.gov.co/documents/1177/Informe_de_gestión_2021.pdf

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS - ANH. (s.f.). Programa en beneficio de las comunicades. Informe de Ejecución 2004-2020. Bogotá. Recuperado el 02 de 11 de 2022 de www.anh.gov.co/documents/707/PBC_2004-2020_Final.pdf

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. (s.f.). RESOLUCIÓN No. 0728 DEL 14-10-2021. Recuperado el 02 de 11 de 2022, de www.nuevalegislacion.com/files/susc/cdj/conc/r_anh_728_21.pdf

AGENCIA NACIONAL DE MINERÍA. (2019). TÉRMINOS DE REFERENCIA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LOS PLANES DE GESTIÓN SOCIAL. BOGOTÁ. Recuperado el 02 de 11 de 2022, de <https://acmineria.com.co/acm/wp-content/uploads/2019/07/TORs-Plan-Gestión-Social-Final-21052019.pdf>

AGENCIA NACIONAL DE MINERIA. (s.f.). Informe de Gestión II semestra 2021- Consolidado. Bogotá. Recuperado el 02 de 11 de 2022, de <https://www.anm.gov.co/sites/default/files/Informe%20de%20Gestion%20II%20Sem%202021%20-%20Consolidado.pdf>

GÓMEZ, L. A.-B.-F. (10 de 7 de 2020). El presupuesto general de la nación: una aproximación a las partidas de transferencias e inversión. Obtenido de Banco de la República: <https://repositorio.banrep.gov.co/handle/20.500.12134/9916>

AGENCIA NACIONAL DE MINERIA. Informe de Gestión II semestre 2021- Consolidado. <https://www.anm.gov.co/sites/default/files/Informe%20de%20Gestion%20II%20Sem%202021%20-%20Consolidado.pdf>

BANCO DE LA REPÚBLICA. [https://www.banrep.gov.co/es/inversion-directa#:~:text=La%20inversi%C3%B3n%20extranjera%20directa%20\(IED,de%20decisiones%20de%20la%20empresa.](https://www.banrep.gov.co/es/inversion-directa#:~:text=La%20inversi%C3%B3n%20extranjera%20directa%20(IED,de%20decisiones%20de%20la%20empresa.)

MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Oficina de Negocios Verdes y Sostenibles Disponible en: <https://www.minambiente.gov.co/negocios-verdes/>

tasa-por-uso-del-agua/#:~:text=La%20tasa%20por%20utilizaci%C3%B3n%20de,-
consumo%20y%20motivar%20su%20conservaci%C3%B3n
MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. [www.minambiente.gov.co/
wp-content/uploads/2022/01/Tarifa-Minima-Tasa-por-Utilizacion-de-Aguas.pdf](http://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2022/01/Tarifa-Minima-Tasa-por-Utilizacion-de-Aguas.pdf)

MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Oficina de Negocios Verdes y Sostenibles. Disponible en: <https://www.minambiente.gov.co/negocios-verdes/tasa-retributiva-por-vertimientos-puntuales/#:~:text=La%20tasa%20retributiva%20por%20vertimientos%20puntuales%2C%20es%20un%20instrumento%20econ%C3%B3mico,diarias%20como%20los%20diferentes%20sectores>

CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA. (Julio de 2021). Informe de Auditoría de Cumplimiento Tasa compensatoria por Aprovechamiento Forestal Maderable, TCAFM. Disponible en: <https://www.minambiente.gov.co/wp-content/uploads/2021/08/Informe-Auditoria-de-Cumplimiento-a-la-Tasa-Compensatoria-por-Aprovechamiento-Forestal-Maderable-en-bosques-naturales---TCAFM-Vigencias.pdf>

FONDO ACCIÓN, FUNDEPÚBLICO Y WCS. (2017). Inversión forzosa de no menos del 1 %. Bogotá, D.C. Disponible en: https://cdn2.hubspot.net/hubfs/2642721/Recursos%20ambientales/Cartilla-Inversión-1-2_oct.pdf





Iniciativa para la Transparencia de las Industrias Extractivas

www.eiticolombia.gov.co

