acp
Asociación Colombiana del Petróleo y Gas

Informe económico









Hacia la autosuficiencia de gas natural en Colombia: proyectos y medidas necesarias para lograrlo

HECHOS DE SOSTENIBILIDAD
Acciones que se ven

Abril 2024

Elaborado por la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas

Hacia la autosuficiencia de gas natural en Colombia: proyectos y medidas necesarias para lograrlo

PRESENTACIÓN

El gas natural juega y seguirá jugando un rol cada vez más relevante en el bienestar de todos los colombianos. Como servicio público domiciliario esencial para los hogares, comercios, industrias; como materia prima en las refinerías y petroquímicas; y como respaldo a otros servicios de transporte y suministro eléctrico. El sector del gas natural es habilitador de la transición energética justa, aporta no sólo a la seguridad y autosuficiencia energética, sino también a la asequibilidad del abastecimiento, la reducción de emisiones, la reindustrialización y al fortalecimiento del agro, como eje del crecimiento económico nacional.

Al igual que la eficiencia y la diversificación de la matriz energética son importantes para la transición energética justa, asegurar el abastecimiento de gas natural para satisfacer la demanda actual y futura es crucial para alcanzar las metas nacionales en materia ambiental, social y económica. En este sentido, la formulación de políticas energéticas debería enfocarse en promover el crecimiento integral del mercado de gas natural, lo que implica: i) viabilizar con sentido de urgencia y utilidad nacional proyectos que aporten a una oferta robusta, sostenible e independiente, ii) estimular demandas relevantes que fortalezcan las capacidades productivas de la economía colombiana, y iii) actualizar y flexibilizar su marco regulatorio comercial. Estos elementos, en su conjunto, dinamizarían el mercado mayorista de gas natural, re-balanceándolo e impulsando su crecimiento.

En línea con los factores mencionados, la Asociación Colombiana del Petróleo y Gas (ACP) presenta en este informe: 1) un balance de la actividad exploratoria de gas natural para el periodo 2022 – 2023 y las expectativas para el 2024, 2) un análisis del entorno de mercado desde la oferta, la demanda y sus perspectivas, 3) un posible escenario de desarrollo de oferta basado en el inventario de proyectos vigentes y en marcha de las empresas productoras-comercializadoras de gas y, 4) una serie de sugerencias, recomendaciones y propuestas para avanzar sobre la autosuficiencia de gas en el país.

Este análisis evidencia la necesidad de gestionar los cuellos de botella y la importancia de fomentar el desarrollo oportuno de proyectos de gas natural en el país. Todo esto, proporcionando señales claras y oportunas para el mercado, que aporten a la maximización del bienestar nacional, impulsen la creación de valor en las regiones y reduzcan brechas sociales, mientras se aportan recursos al Estado y al Gobierno, en el contexto de una transición energética justa, responsable y segura.

1. ACTIVIDAD EXPLORATORIA DE GAS NATURAL 2022-2023

En materia de gas, analizar la actividad exploratoria es fundamental para evaluar la suficiencia del suministro a mediano y largo plazo. En el 2022, de los 68 pozos exploratorios perforados (3 costa afuera), se estima que 21 de estos tenían como objetivo encontrar gas, de los cuales 10 presentaron Aviso de Descubrimiento[1] (AD), dos de ellos en aguas del mar caribe (Gorgon-2 ST2 y Uchuva-1). Esto representa una tasa de éxito para el gas del 48%.

Para 2023, la actividad exploratoria general disminuyó en un 38%, perforándose 42 pozos (1 costa afuera), de los cuales, se estima que 15 tenían foco de gas. Con base a la mejor información disponible[2], a la fecha de presentación de este informe, se han dado cuatro Avisos de Descubrimiento[3], uno de ellos en aguas del mar caribe (Glaucus-1). Lo cual representa una tasa de éxito para gas natural del 27%, en detalle:

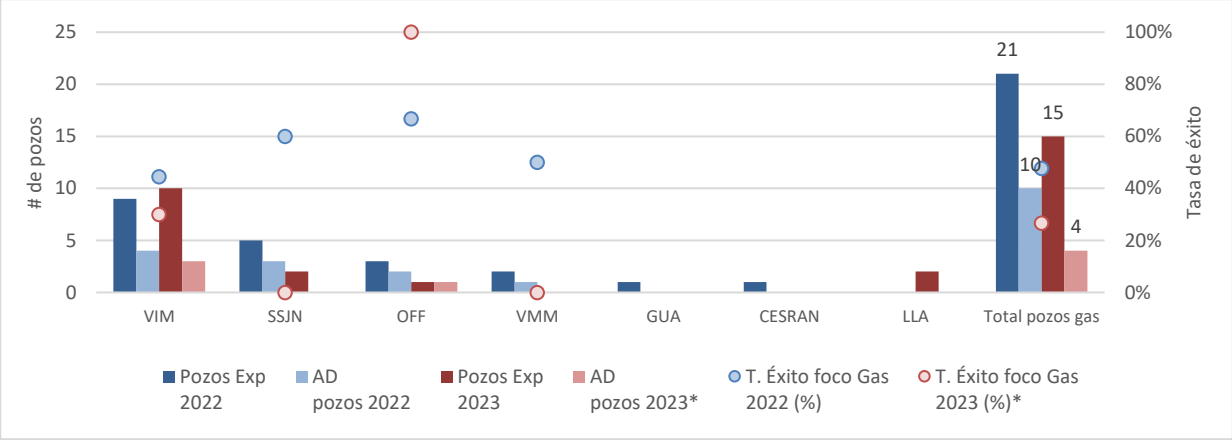


Figura 1: Actividad exploratoria Gas 2022-2023. Fuente: ANH, anuncios públicos de empresas

A 2023, de forma acumulada se tienen 14 nuevos pozos con AD, de los cuales 7 ya han entrado al mercado bajo pruebas o en producción permanente en el Valle Inferior del Magdalena – VIM.

A pesar de los múltiples AD, el desarrollo final de estos hallazgos está condicionado por los resultados de las pruebas cortas y extensas que se realicen, y, sobre todo, por el entorno de mercado. Este último factor incluye señales de la demanda y el lugar que puedan ocupar en el mercado, especialmente frente a la declinación de fuentes tradicionalmente mayoritarias.

Hay que tener en cuenta que, el avance de cualquier proyecto gasífero incluye como elementos básicos: permisos y licencias ambientales, consultas previas, perforación, pruebas cortas y extensas, análisis geológico y viabilidad de mercado, construcción de facilidades tempranas y definitivas, conexión y pruebas bajo RUT[4], entre otros. Así, en un escenario de no retrasos sobre los tiempos definidos por la

[1] Representan el 56% de los AD presentados para petróleo y gas.

[2] Contractualmente, las empresas tienen un periodo de análisis de los resultados de la perforación para determinar si se realiza el anuncio de descubrimiento. Este periodo es de cuatro meses para las operaciones en tierra firme, y para costa afuera es determinado contractualmente, dependiendo del momento en que se dé el *'Rig release'.*

[3] Representa el 57% de los descubrimientos anunciados de petróleo y gas.

[4] Reglamento Único de Transporte de gas RUT– R. CREG 071 de 1999 y sus modificaciones.

normatividad, desde la firma del contrato, hasta el primer pie cúbico de gas producido[5] podrían transcurrir en promedio seis años[6] para su posterior análisis de comercialidad. En comparativa, en los proyectos de desarrollo, gracias al avance acumulado sobre la delimitación de los yacimientos y la disponibilidad de facilidades de producción, los tiempos de comercialidad pueden disminuir sustancialmente, incorporando la producción más rápidamente al Sistema Nacional de Transporte (SNT) y/o a gasoductos virtuales.

En efecto, para el 2022, tres áreas pertenecientes a dos contratos[7], ubicados en el VIM y descubiertos entre 2017, 2018 y 2019, presentaron declaración de comercialidad e iniciaron la explotación comercial permanente de gas. Desde el momento en que se firmaron estos contratos (2011 y 2012) hasta su declaración de comercialidad se estima que transcurrió un tiempo promedio de 12,5 años, aun cuando se ubican en contratos ya en producción. En 2023 no se han dieron declaraciones de comercialidad.

2. EXPECTATIVAS ACTIVIDAD EXPLORATORIA DE GAS NATURAL 2024

De acuerdo con el Informe de Tendencias y Perspectivas de Inversión en Exploración y Producción de Hidrocarburos 2023-2024 de la ACP, se espera que, en 2024 inicie la perforación de al menos 17 pozos con objetivo de gas, concentrando el 82% de la actividad en las cuencas de la región caribe (Valle Inferior del Magdalena (VIM), Sinú-San Jacinto (SSJN), Costa afuera (OFF) y Cesar-Ranchería (CESRAN)) y el restante en los Llanos Orientales (LLA). Si bien es un pequeño incremento frente a lo visto en el año 2023, se mantiene la tendencia decreciente por la reducción progresiva de los compromisos contractuales a medida que estos se van ejecutando (Figura 2).

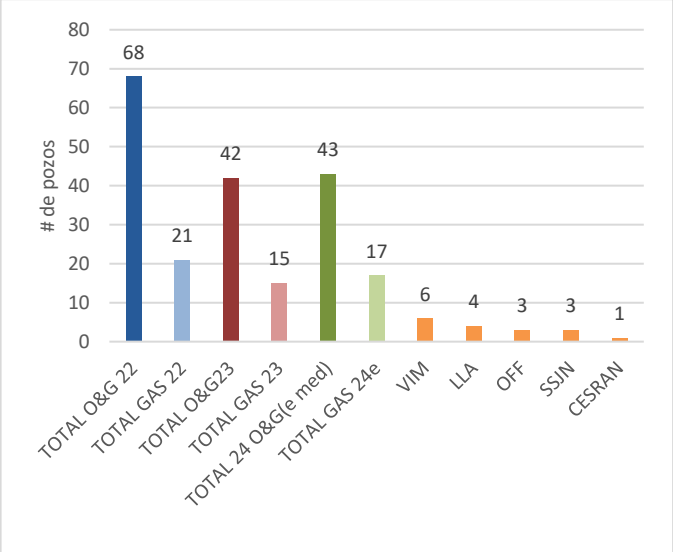


Figura 2: Expectativa de la actividad exploratoria 2024. Fuente: ACP

Estas cifras cobran especial relevancia en el caso del gas dado que la forma más eficiente para aumentar la producción y las reservas es perforando y explorando más. Otra opción podría ser el recobro mejorado, pero su aplicación y efectividad está condicionada a los volúmenes y condiciones del petróleo producido.

Es importante resaltar que la actividad exploratoria presenta cada vez más retos, principalmente por: i) procesos de licenciamiento ambiental tanto de la perforación como de la infraestructura de transporte y conexión, y ii) restricciones del mercado que desincentivan el tránsito oportuno de recursos contingentes y prospectivos a reservas.

[5] Hace referencia a la primera producción de un pozo, independientemente si es comercialmente viable o no.

[6] Ver Anexo 4.

[7] VIM 5 y VIM 21, contratos con áreas ya en producción comercial.

También vale la pena mencionar que, aunque los recursos descubiertos permanezcan como contingentes por más tiempo (hasta que se den las condiciones de infraestructura y mercado), el tránsito puede darse directamente desde recurso contingente a reserva probada, considerando la naturaleza física del gas, que dificulta su almacenamiento y la prohibición de su quema[8].

3. ENTORNO DE MERCADO NACIONAL

OFERTA LOCAL

Todo el gas producido en territorio nacional es fiscalizado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Sin embargo, no todo el gas que es fiscalizado es comercializado. Esto se debe esencialmente a variables de calidad (en términos energéticos y composición) del gas, ubicación de la producción y la evaluación técnico-económica de las empresas involucradas.

Debido a la reducción en la producción total de gas en el país y a la optimización [9] en la disposición del gas producido no comercializable, Colombia viene alineando la producción fiscalizada con la producción entregada efectivamente al mercado (Figura 3 y 4).

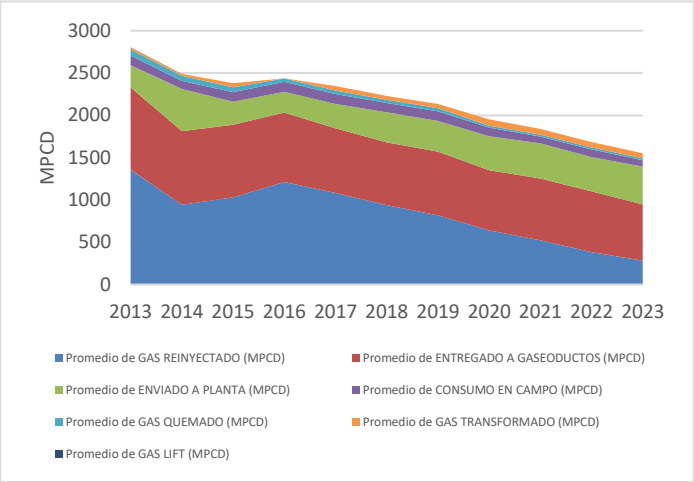


Figura 3: Disposición final del gas producido en territorio colombiano. Fuente: ANH, BI ACP

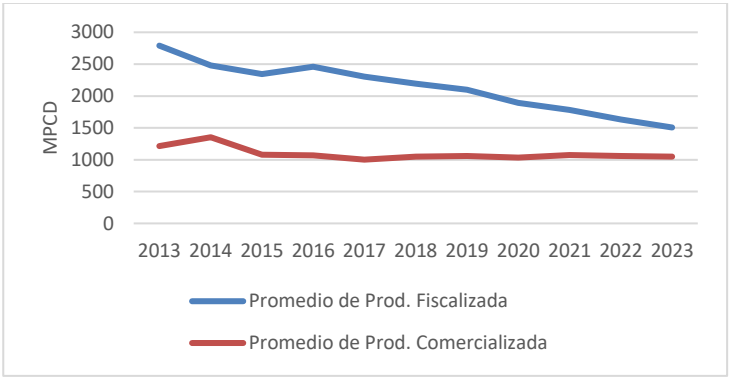


Figura 4: Gas fiscalizado vs Gas comercializado en Colombia. Fuente: ANH, BI ACP

[8] Res. MME 40066 de 2022.

[9] Medidas de eficiencia energética como: autogeneración eléctrica, extracción de productos blancos (GLP y gasolinas) y/o reinyección a yacimiento para recobro mejorado.

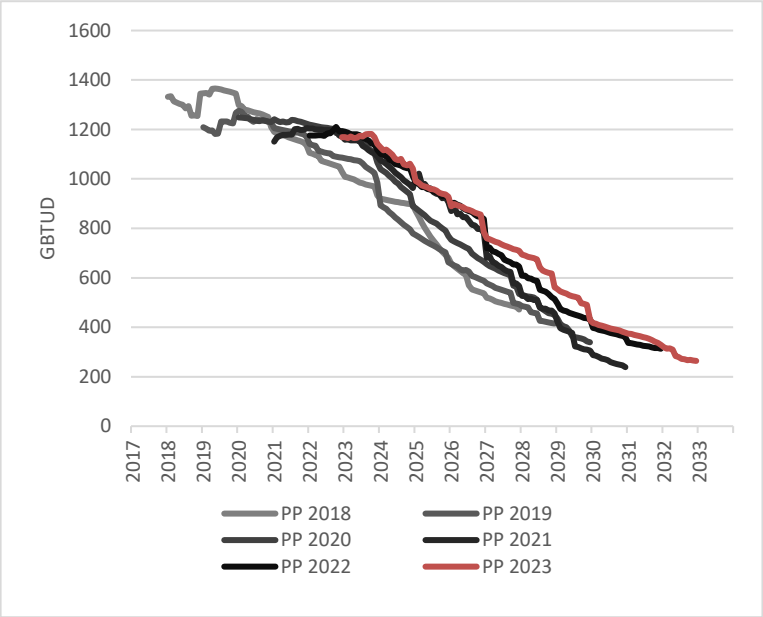


Figura 5: Histórico declaraciones de producción. Fuente: MME, GMGN-BEC, cálculos ACP

En línea con lo anterior, en Colombia existe un instrumento que provee una señal comercial sobre el potencial de producción (PP) de gas natural: la Declaración de Producción. Esta proporciona al mercado un "*pronóstico de las cantidades de gas natural que pueden ser producidas diariamente … considerando el desarrollo de las reservas de Gas Natural, información técnica de los yacimientos, la tasa máxima eficiente de recobro y la capacidad de las facilidades de producción existentes como proyectadas*"[10].

Esta información, complementaria al Informe de Recursos y Reservas (IRR) de la ANH, es publicada anualmente por el Ministerio de Minas y Energía (MME). Con base en esta información agregada por campo, se construye la curva que refleja el comportamiento de la posible producción comercial de gas natural en el país para un horizonte de 10 años (Figura 5).

Como se puede observar en la figura anterior, el potencial de producción declarado para los años 2023 y 2024 presenta una tasa de declinación anual promedio del 14%, reflejo directo del agotamiento de los grandes campos[11] (Figura 6).

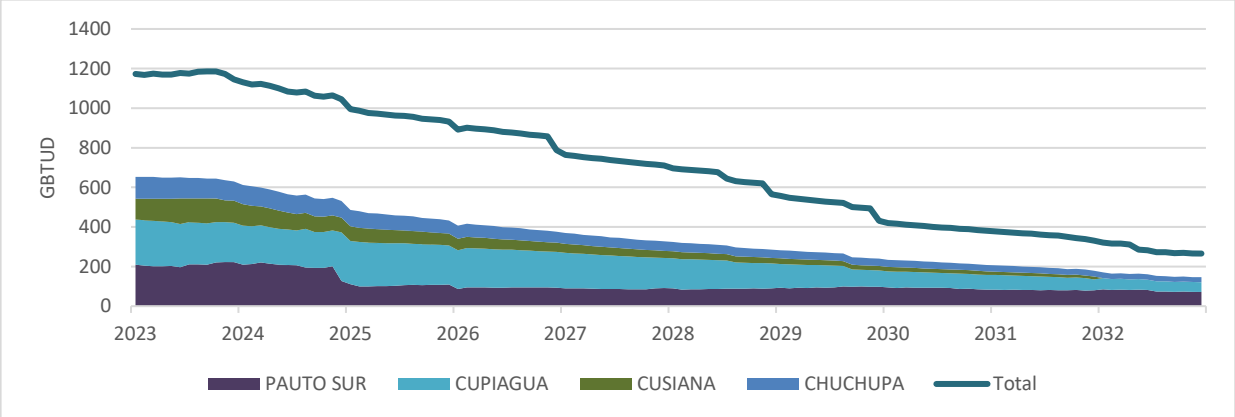


Figura 6: Declinación de los principales campos en Colombia. Fuente: Declaración de producción MME, cálculos ACP

Los campos Pauto sur, Cusiana, Cupiagua y Chuchupa, aportaron en 2023 el 58% del suministro nacional, mientras que en 2018 ese aporte superaba el 70%. Se espera que para el 2027 su participación caiga al 49%.

[10] Artículo 2.2.2.2.21, Decreto 1073 de 2015, Ministerio de Minas y Energía.

[11] Cusiana (Río Chitamena, Tauramena, Cusiana Norte), Cupiagua (SDLA, Cupiagua en Recetor, Cupiagua Sur), Chuchupa y Pauto Sur.

Históricamente la curva del potencial de producción se venía desplazado en el tiempo, conforme se integraban nuevas fuentes y desarrollos exploratorios. Sin embargo, en los últimos dos años este desplazamiento ha mermado y el potencial de producción se ha mantenido casi fijo en el tiempo. Esto puede relacionarse directamente con que los nuevos descubrimientos se han venido dando en áreas carentes de infraestructura de transporte como lo pueden ser las cuencas de SSJN, VIM y OFF, lo cual retrasa y hace más costoso este nuevo gas para el mercado. Si a esto se adicionan las altas tarifas que se deben pagar por el uso de los tramos necesarios para llegar a los centros de demanda, se genera un desincentivo crítico para el desarrollo del nuevo gas, ajeno al margen de acción lógico de los productores-comercializadores.

Sin perjuicio de lo anterior, ante la fuerte declinación de los campos mayores, la inversión en exploración y producción ha permitido que poco más de 50 campos menores y aislados, especialmente en la zona caribe, hayan logrado reponer oferta perdida, llegando a representar en el 2023, más del 20% del PP actual.

OFERTA IMPORTADA

En Colombia, la actividad de regasificación se asimiló regulatoriamente a la actividad de transporte[12], con lo cual un agente transportador puede tener interés en una fuente de gas para el mercado. Este es el caso de la única fuente de importación operativa en Colombia a la fecha, la Sociedad Portuaria El Cayao (SPEC), Que cuenta con una capacidad existente de regasificación en Cartagena de 400 MPCD los cuales, actualmente y hasta diciembre de 2031[13] tienen exclusividad de uso con el Grupo Térmico (GT) de la costa caribe (2071 MW), representado comercialmente por Calamarí LNG. El costo del este gas y la infraestructura es trasladado directamente a la tarifa eléctrica y los eventuales excedentes, puestos en el mercado secundario de gas por el GT, adicionando un costo de oportunidad por la labor de comercialización. En la Figura 7 se presentan las principales variables operativas de esta infraestructura.

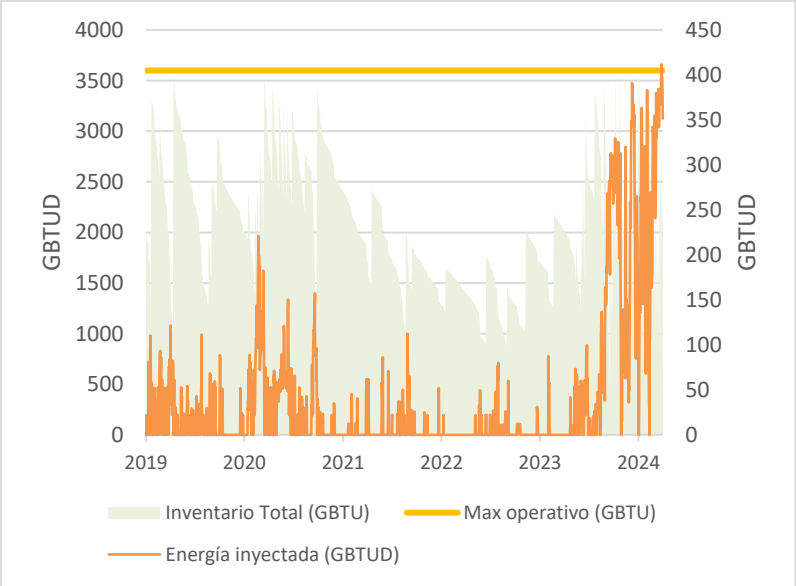


Figura 7: Inventario vs Volumen inyectado SPEC. Fuente: SSPD-UMMEG, GMGN

[12] R. Super Intendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) 20201000057975 DE 2020, compilada por la R. SSPD 20221000665435 DE 2022.

[13] Resultado de las asignaciones administradas del Cargo por confiabilidad del mercado eléctrico para los periodos 25-26 y 26-27 y subasta primaria (R. CREG101 034 A de 2022), las cuales mediante la R. CREG 101 017 de 2022 incentivaron la contratación de Gas natural importado como respaldo de las obligaciones de energía en firme adquiridas

En la declaración de producción del año 2023, SPEC como fuente de suministro declaró cantidades importadas disponibles para la venta (CIDV) por 50 MPCD, con lo cual a partir del año gas 2024 (dic 23 - nov 24), esta infraestructura podría atender a otras demandas mediante los agentes comercializadores registrados. Adicionalmente, SPEC y el operador de la Unidad flotante de Almacenamiento y Regasificación (FSRU por sus siglas en inglés) HOEGH-Grace, llegaron a un acuerdo para usar toda la capacidad instalada, alcanzando desde 2027 y al menos hasta 2031, 83 MPCD adicionales, lo que representaría una capacidad disponible al mercado de 133 MPCD.

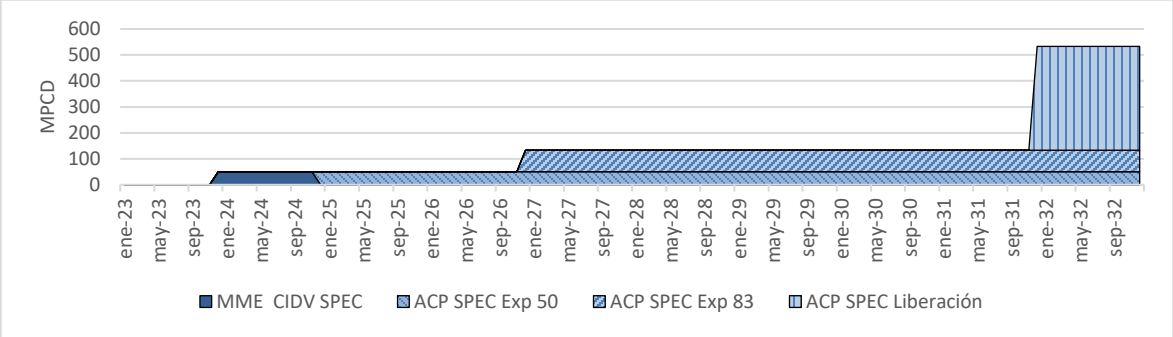


Figura 8: Expectativas de importación abiertas al mercado. Fuente: MME y anuncios públicos SPEC

En el borrador del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2038, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) reafirmó la planta de regasificación del pacífico como obra requerida por el país por confiabilidad y suministro, sugiriendo que todos los colombianos costearán esta obra. Es necesario recordar que dicha infraestructura (regasificadora y tubo de conexión al SNT), ha salido dos veces a convocatoria de adjudicación y, en ambas ocasiones, el resultado ha sido de no interés para el mercado, aun cuando se dieron incentivos económicos para su entrada sin haber definido sus beneficiarios.

Esto solo puede ser indicador de que, por su complejidad técnico-ambiental, sus dificultades de cierre financiero y ante un eventual cambio en la metodología de remuneración de transporte, pueda llegar a convertirse en un activo varado y en su conjunto un proyecto no atractivo para los posibles inversionistas.

La UPME también evaluó las alternativas de avanzar en la importación en la costa atlántica resaltando la opción de operativizar el gasoducto Antonio Ricaurte, el cual conecta a Venezuela con Colombia. Frente a esta alternativa existen varios retos importantes, entre ellos: i) la capacidad del gasoducto en Colombia es de 400 MPCD, sin embargo, las restricciones en territorio venezolano solo permitirían ingresar cerca de 50 MPCD, ii) las facilidades de tratamiento, al igual que el gasoducto en Colombia, se encuentran desmanteladas, iii) se desconoce la calidad del gas que llegaría al país, iv) las obras de operativización podrían durar más de dos años y, v) existe incertidumbre sobre la viabilidad legal de transacciones comerciales con PDVSA[14].

Vale la pena mencionar que la operación petrolera en Venezuela, especialmente en el Lago de Maracaibo, cuenta con muy bajos estándares de calidad y responsabilidad ambiental. Diversos estudios

[14] Licencia 8M – Oficina de Control de Bienes Extranjeros (OFAC), https://ofac.treasury.gov/media/932341/download?inline, El 18 de octubre de 2023 la OFAC autorizó hasta el 16 de mayo de 2024 actividades de empresas del sector energético basadas en territorio estadounidense a realizar orientadas al cierre de cuentas.

identifican a PDVSA como una de las empresas con mayores riesgos frente a la confiabilidad y objetivos Enviromental, Social y Governance (ESG) del sector[15].

NECESIDAD DE NUEVA OFERTA LOCAL

Distintos actores, incluyendo al Gobierno Nacional, identifican al gas natural como el energético de la transición, de la equidad y el principal habilitante para la reducción de la pobreza, especialmente en regiones donde aún existe privación al acceso de la energía, donde se cocina con energéticos altamente contaminantes y donde la productividad se limita por los costos de los energéticos y la carencia de infraestructura.

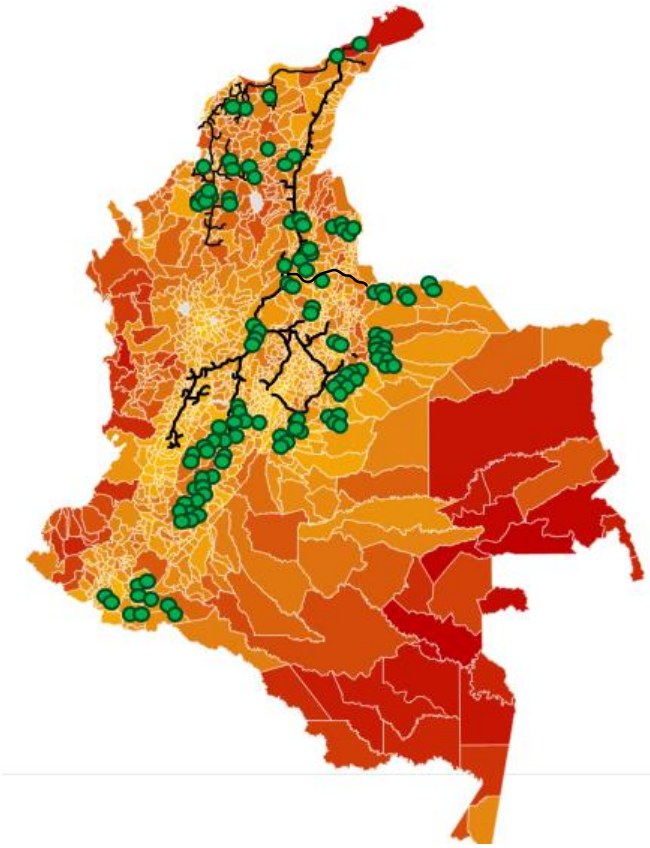


Figura 9: Índice de Pobreza Multidimensional (PM) municipal vs Fuentes de producción fiscalizada e infraestructura de transporte de gas. Fuente: DANE, BI ACP

Como lo muestra la Figura 9, la llegada de gas natural a las regiones representa una reducción en los índices de pobreza multidimensional. Para continuar con esta tendencia, impulsada por toda la cadena de valor, especialmente desde las empresas productoras, es necesario avanzar en la optimización del sistema y la agregación de nueva oferta. Con este propósito, se requiere apoyar el tránsito comercial de recursos a reservas y de reservas a producción bajo las siguientes consideraciones:

[15] https://transparenciave.org/wp-content/uploads/2023/11/Pdvsa-de-espaldas-a-los-criterios-ESG.pdf

- La demanda de gas natural ha tenido un incremento sostenido durante los últimos 10 años de entre el 2% y 3%, promediando 370 GPC-año (1012 GBTUD[16]). Según la proyección de demanda de la UPME, se espera que la demanda se ubique en torno a los 400 GPC-año (1089 GBTUD) en 2030 y que para 2038 incremente a 440 GPC-año (1202 GBTUD) (Figura 10).

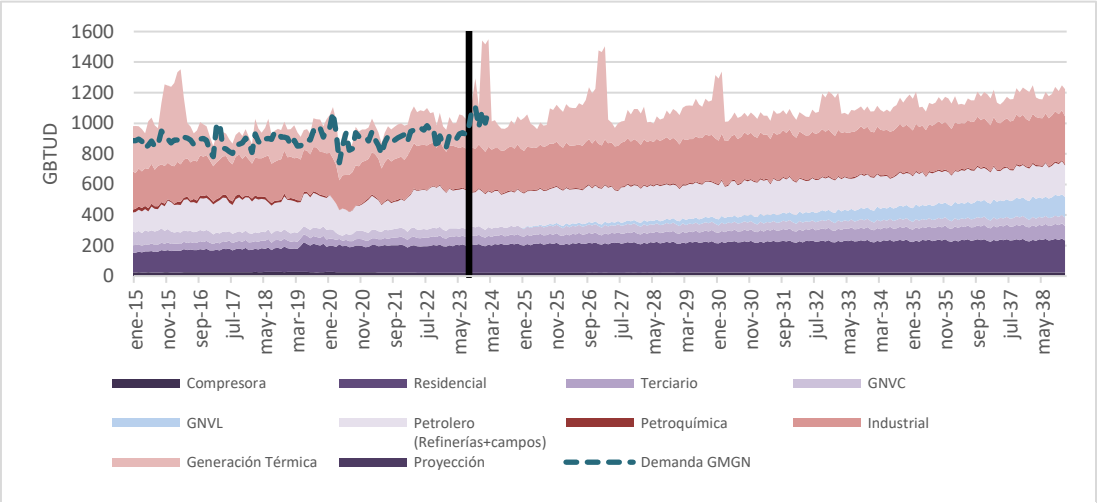


Figura 10: Histórico de demanda vs proyecciones de demanda de gas natural (escenario medio): Fuente: GMGN, UPME, cálculos ACP

- El índice de reposición de reservas promedio de los últimos diez años ha sido apenas del 36%, es decir que, de cada 10 pies cúbicos que se produjeron, se descubrieron o hicieron viables 3,6 nuevos pies cúbicos. No se está agregando ni la mitad de lo que se produce.

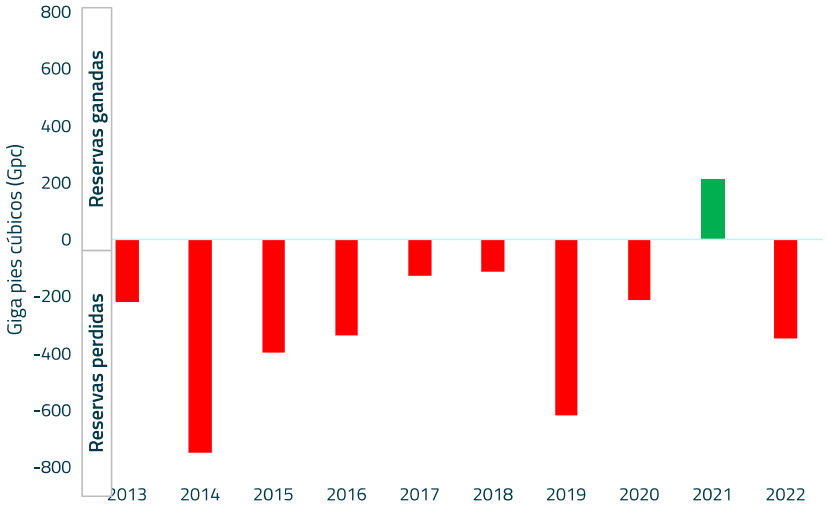


Figura 11: Volúmenes de reservas perdidas y adicionadas. Fuente: ANH, cálculos ACP

- Las reservas probadas (1P) en los últimos 10 años han tenido una tendencia decreciente pasando de 5.727 GPC a 2.817 (↓51%), lo que indica que cada vez son más necesarios los esfuerzos para explorar, desarrollar y viabilizar nuevas fuentes de gas natural para atender una demanda creciente.

[16] Incluye consumo de campos petroleros.

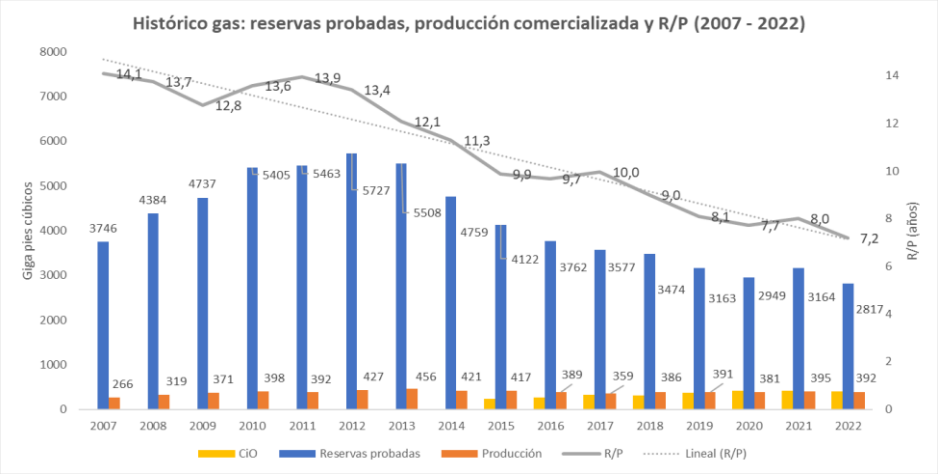


Figura 12: Histórico de reservas e índice R/P. Fuente: ANH, cálculos ACP

4. NUEVA OFERTA AFILIADOS ACP[17]

DESCRIPCIÓN DEL EJERCICIO

A corte de diciembre de 2023, la ACP compiló la información de sus afiliados y otros participantes del mercado[18], relacionada a los proyectos con foco de gas adicionales a los constituyentes de la declaración de producción que hayan sido considerados dentro de sus planes de inversión y desarrollo. A raíz de esto, se identificaron 18 proyectos en 16 contratos que han registrado avances en los últimos seis meses y/o que prevén algún avance en el siguiente semestre. El 87% de estos proyectos se encuentran en contratos de Exploración y Producción (E&P) y el restante en Exploración y Explotación (E&E) firmados en promedio hace 12 años a través diferentes procesos[19].

Este ejercicio busca caracterizar, clasificar y cuantificar los proyectos, sus expectativas volumétricas y temporalidades, requerimientos y contingencias, bajo los lineamientos del Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo[20] (PRMS, por sus siglas en inglés), el *know how* sectorial y el análisis comprensivo de Recursos y Reservas.

El ejercicio alcanzó una representatividad de cinco empresas de régimen privado que de forma agregada representan el 26% de la producción fiscalizada, el 35% de la producción comercializada a corte de 2023 y el 40% de las reservas probadas de gas a diciembre de 2022.

[17] Incluye información de empresas de régimen privado con operación en tierra.

[18] No se consideran los proyectos donde el operador es Ecopetrol por restricciones en la información.

[19] Contratación directa, Ronda Caribe 2007, Ronda Colombia 2008, *Open Round 2010*, Ronda 2012, Ronda 2014 y PPAA 2019.

[20] Metodología adoptada por el acuerdo 11 del 16 de septiembre de 2008 como método de valoración de reservas de hidrocarburos, se utiliza la metodología descrita en el numeral 2.1.3.5

RESULTADOS

La información a continuación presentada fue suministrada por las empresas en calidad de encuestados, siendo esta procesada y proyectada en el tiempo por un modelo de producción construido por la ACP. Los resultados deben considerarse indicativos, en el marco de un posible escenario de desarrollo, por tanto, son meramente estimativos, no son vinculantes ni constituye compromiso comercial alguno para las compañías participantes del ejercicio ni para la ACP.

La compilación realizada por la ACP clasificó los proyectos de acuerdo con su madurez y chance de comercialidad, según las subclases de madurez de los proyectos definidos en el PRMS[21]. Algunos de estos proyectos ya han entrado en operación y otros se espera que lo hagan en las ventanas de tiempo reportadas. Bajo estos lineamientos, la información se clasificó de la siguiente forma para el periodo de evaluación (2023 – 2032) como recursos recuperables remanentes (RRR)[22] así:

- **Reservas Probables y Posibles (P2 y P3):** 145 GPC, (10.4% de las reservas 2P y 3P reportadas por la ANH en su IRR 2022).
- **Recursos Contingentes (C):** 322 GPC, (5.5% de los recursos C reportados por la ANH).
- **Recursos Prospectivos (U):** 215 GPC, (menos del 1 % de los recursos U reportados por la ANH).

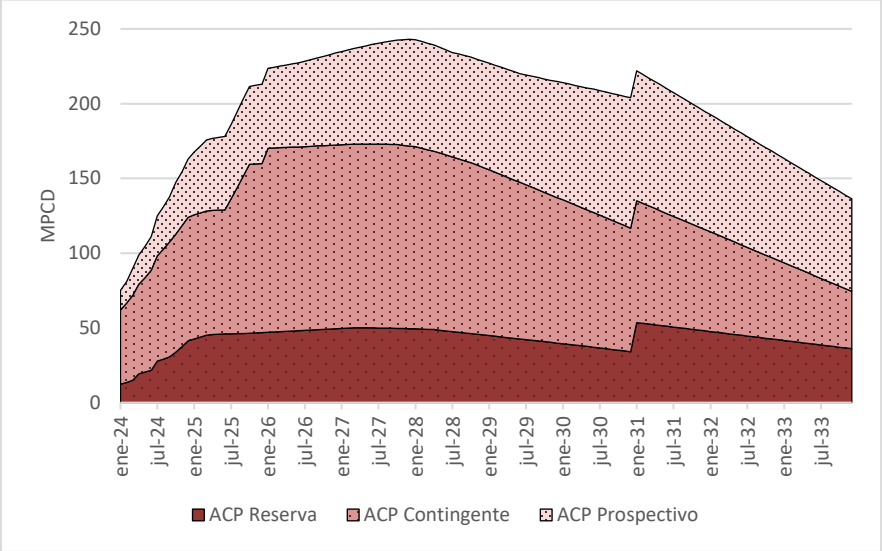


Figura 13: Tipo de RRR identificado por ACP

De la misma forma, se estima una producción pico así:

- **Reservas**: 50 MPCD en enero de 2027[23].
- **Recursos contingentes**: 123 MPCD en enero de 2026.
- **Recursos prospectivos**: 87 MPCD en diciembre de 2030.

[21] Artículo 2.1.3.5.(1,2,3,4,5,6,7,8 y 9) - Sub-Clases de Madurez del Proyecto, PRMS.

[22] Articulo 1.1.0.7 PRMS "*La suma de Reservas, Recursos Contingentes y Recursos Prospectivos puede denominarse "recursos recuperables remanentes". Es importante destacar que estas cantidades no deberían agregarse sin la debida consideración de los riesgos técnicos y comerciales involucrados en su clasificación. Cuando tales términos son utilizados, cada componente clasificatorio de la suma debe ser proporcionado*".

[23] 54 MPCD en enero de 2031 con la puesta comercial de gas hoy reinyectado para el mantenimiento de presión en yacimientos de petróleo.

- **Total**: 243 MPCD en octubre 2027.

En comparación con la declinación de reservas presentada por la ANH se tiene:

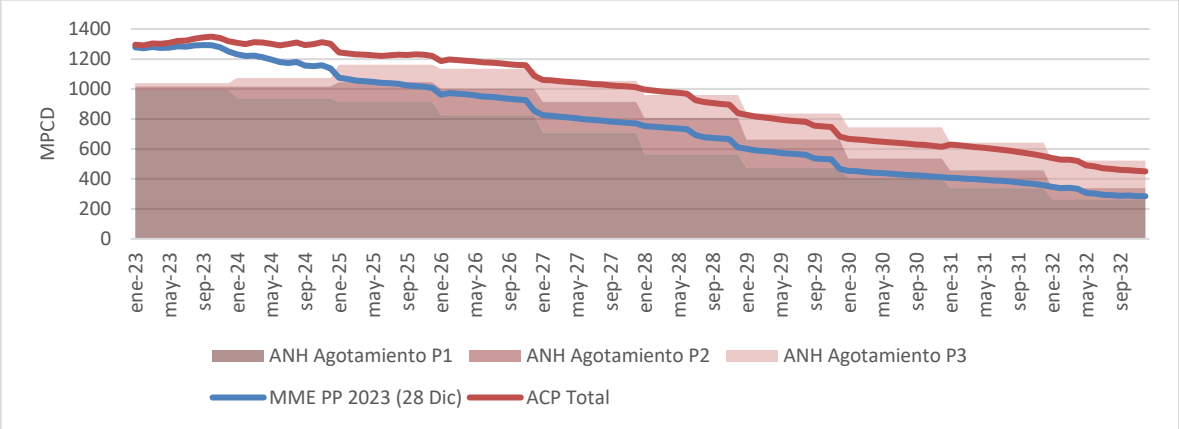
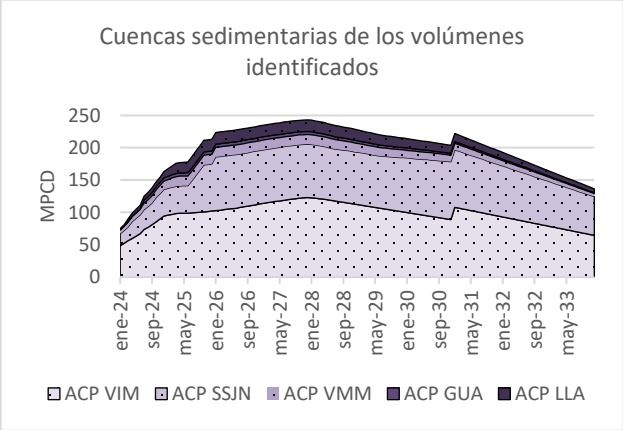


Figura 14: Declinación reservas vs Potencial de producción vs RRR ACP. Fuente: ANH, MME, ACP

Los volúmenes identificados confirman la importancia del desarrollo de nuevas fronteras productivas en cuencas emergentes[24], así como el aprovechamiento de importantes recursos en cuencas maduras[25]. Los proyectos identificados por la ACP se distribuyen en las siguientes cuencas sedimentarias y en su respectiva ubicación así:



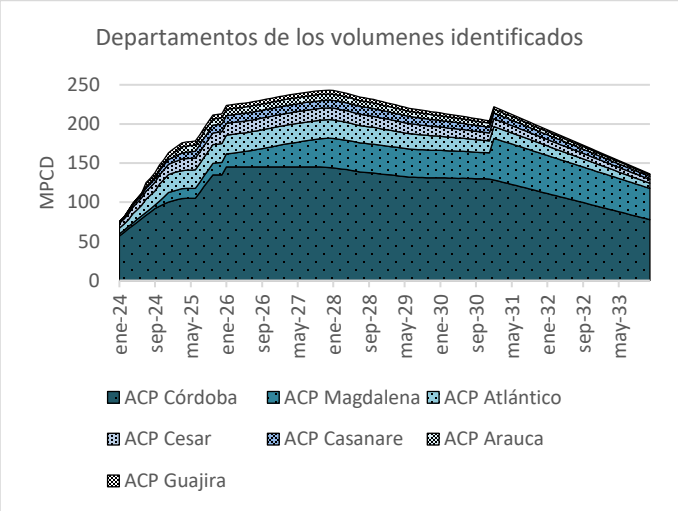


Figura 2: Ubicación de RRR identificados por la ACP

La naturaleza, misión y visión de las compañías productoras-comercializadoras de gas natural los obliga a ser los primeros interesados en dar tránsito comercial oportuno a los RRR identificados, no solo por sus objetivos comerciales, sino también por su compromiso con el país de aportar a la confiabilidad y suficiencia del suministro ante las diferentes coyunturas dentro del balance de gas.

[24] Valle Inferior del Magdalena – VIM, Sinú- San Jacinto – SSJN, y Cesar Ranchería.

[25] Llanos Orientales (Piedemonte) – LLA, Valle Medio del Magdalena – VMM y Valle Superior del Magdalena – VSM.

Dentro de los ejercicios de balance y planeación, históricamente se ha incluido únicamente los volúmenes y proyectos que no cuenten con restricciones para su entrada comercial o que ya se encuentren en etapa de producción (P1) y una porción conservadora de las reservas en desarrollo (P2). Sin embargo, como se ha mostrado en este documento, es importante que la planeación centralizada esté en función de los nuevos desarrollos, ya que gran parte de ellos dependen para su viabilidad, de las obras y señales que se den desde instituciones reguladoras como la UPME, la ANH, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y el MME.

Es importante que, para la planeación y el desarrollo prospectivo del abastecimiento nacional, se visibilicen y tomen acciones para levantar las contingencias presentadas a continuación y descritas en el anexo 2 así:

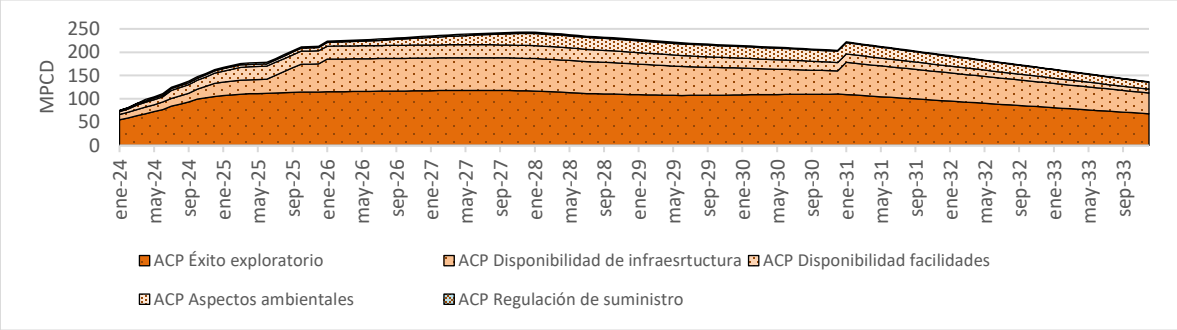


Figura 16: Principales restricciones de los RRR identificados por la ACP

La confirmación de recursos y el levantamiento de restricciones puede asegurar la entrada de los proyectos y sus respectivos volúmenes así:

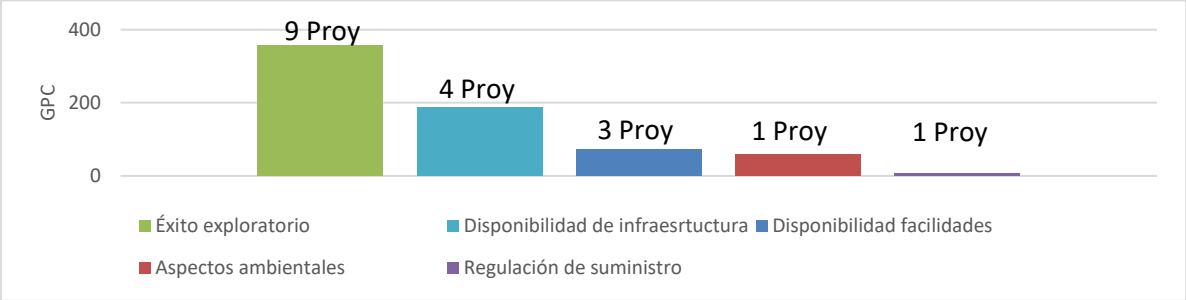


Figura 17: RRR acumulados por el levantamiento de restricciones y contingencias

EFECTOS EN EL BALANCE

La proyección de demanda gas natural realizada por la UPME en su escenario medio para el periodo 2023 – 2038 considera las demandas de sectores relevantes de consumo, las expectativas de autoconsumo (CiO)[26], las expectativas de generación termoeléctrica tanto con acceso a gas natural nacional como importado y el crecimiento económico proyectado del país. Lo anterior se cruza con la declaración de potencial de producción publicada y actualizada por el MME para el periodo 2023-2032,

[26] PRMS, 3.2.2.1.: "El combustible de la concesión (CiO, por sus siglas en inglés) es la porción de petróleo/gas producido y consumido como combustible en la producción u operaciones de la planta de la concesión antes del punto de referencia".

para construir un balance físico de gas, en el cual, sin el desarrollo de ninguna reserva ni recurso adicional a los declarados, se daría un cruce en 2026 (teniendo en cuenta que el grupo térmico cuenta con alternativas para abastecer su demanda hasta 2031).

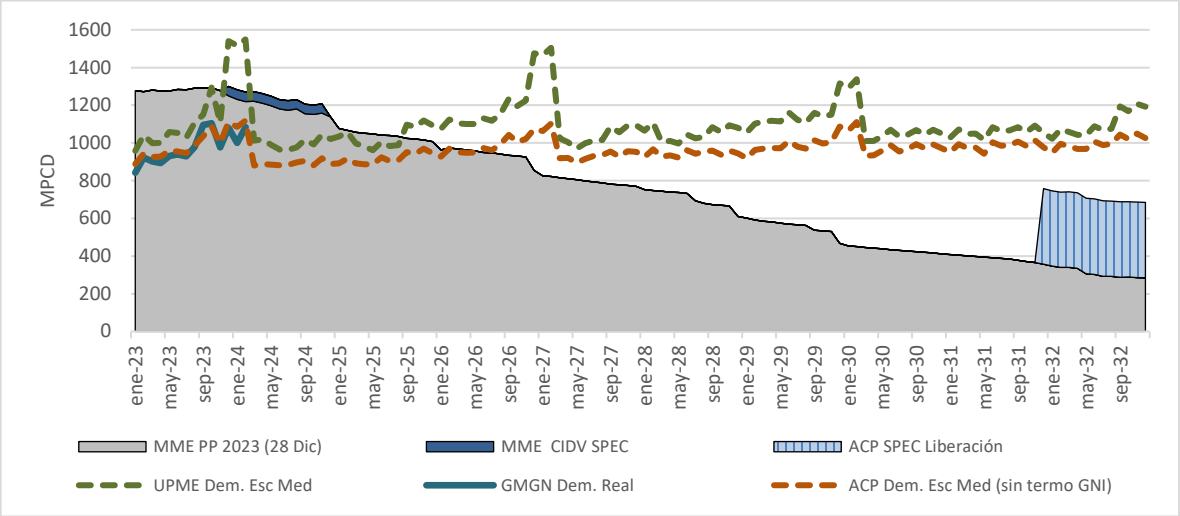


Figura 3: Balance Oferta-Demanda de gas natural (vista actual del mercado). Fuente: MME, UPME

Tomando como base las consideraciones del punto anterior y utilizando los parámetros de agregación definidos en el PRMS[27,28] para los proyectos reportados por las empresas asociadas a la ACP, así como de las expectativas de oferta importada, se construye un balance de oferta – demanda que da como resultado una suficiencia estructural de gas solo hasta finales de 2028 considerando el respaldo con el que cuenta el GT.

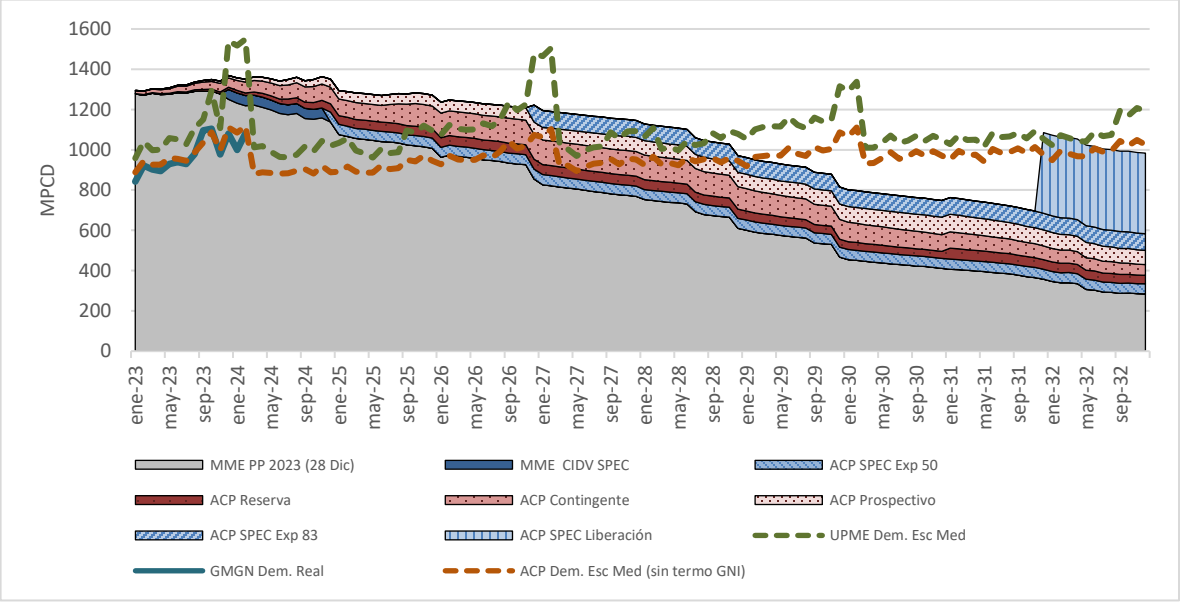


Figura 4: Balance Oferta-Demanda de gas natural (Expectativas no incluye Ecopetrol ni proyectos offshore). Fuente: MME, UPME, ACP

[27] *PRMS 4.2.5.4*

[28] *PRMS 4.2.6.1*

Bajo el supuesto de la entrada comercial de los proyectos de nueva oferta identificados provenientes de recursos ya descubiertos (Reservas 2P, 3P, recursos contingentes y prospectivos[29]), el país podría extender la autosuficiencia de gas.

En materia de inversión estos proyectos de alta materialidad y avance representarían una inversión extranjera por parte de las compañías involucradas del orden de 400 MUSD[30], inversión en gran parte extranjera que entraría al país para generar recursos, regalías, impuestos, inversiones sociales y ambientales en las comunidades y encadenamientos productivos necesarios para el crecimiento de las regiones, además de robustecer la estabilidad macroeconómica nacional.

5. EXPECTATIVAS COSTA AFUERA

La actividad costa fuera en el país, se ha venido desarrollando desde los años 40, con aportes de diferentes actores de talla mundial, los cuales mediante la perforación de más de 70 pozos al día de hoy, y más de 150 mil kilómetros equivalentes de sísmica, lograron poner en producción un campo de gas (Chuchupa), probando la existencia de dos provincias gasíferas de alto potencial en la costa caribe colombiana que han reportado cerca de 3 TPC[31] en recursos contingentes y apuntando a la confirmación de una tercera.

Los resultados que esperamos ver en el corto-mediano plazo han sido producto del trabajo acumulado de más de 20 años desde que se firmaron los contratos hoy en cabeza de empresas operadoras lideres a nivel mundial, las cuales están invirtiendo recursos muy significativos para la puesta en marcha de estos proyectos bajo los más altos estándares tecnológicos y de responsabilidad socio-ambiental.

En los últimos tres años se han perforado 5 pozos[32] con una tasa de éxito del 80%, una cifra de gran valor para el país y referente a nivel mundial. El impulso no cesa y para el año 2024, se espera la perforación de dos pozos delimitadores y el inicio de un pozo exploratorio en aguas ultra profundas del caribe colombiano.

El país cuenta con dos proyectos de gran envergadura hoy en etapa de evaluación y definición de alternativas, que le podrían cambiar la cara energética al país, alejando el fantasma del desabastecimiento, impulsando la transición energética y generando recursos para las regiones y la nación.

Dada la relevancia de estos proyectos para el futuro energético del país, la ACP desarrollo estimaciones sobre los potenciales que podrían tener los proyectos mencionados, buscando dar señales sobre los posibles niveles de producción que pudieran darse a partir de estos recursos hoy contingentes. El resultado de esta modelación se incluyó en el balance dando como resultado la autosuficiencia de gas para todo el periodo de evaluación, así:

[29] Para el caso del gas hay que considerar que un recurso contingente o uno prospectivo pueden avanzar directamente a un recurso 1P dependiendo de las condiciones en las que se encuentre el descubrimiento.

[30] No incluye desarrollo de infraestructura

[31] Informe de Recursos y Reservas, ANH.

[32] Uchuva-1, Gorgon-2 ST1, Gorgon-2 ST2, Glaucus-1 y Orca Norte-1

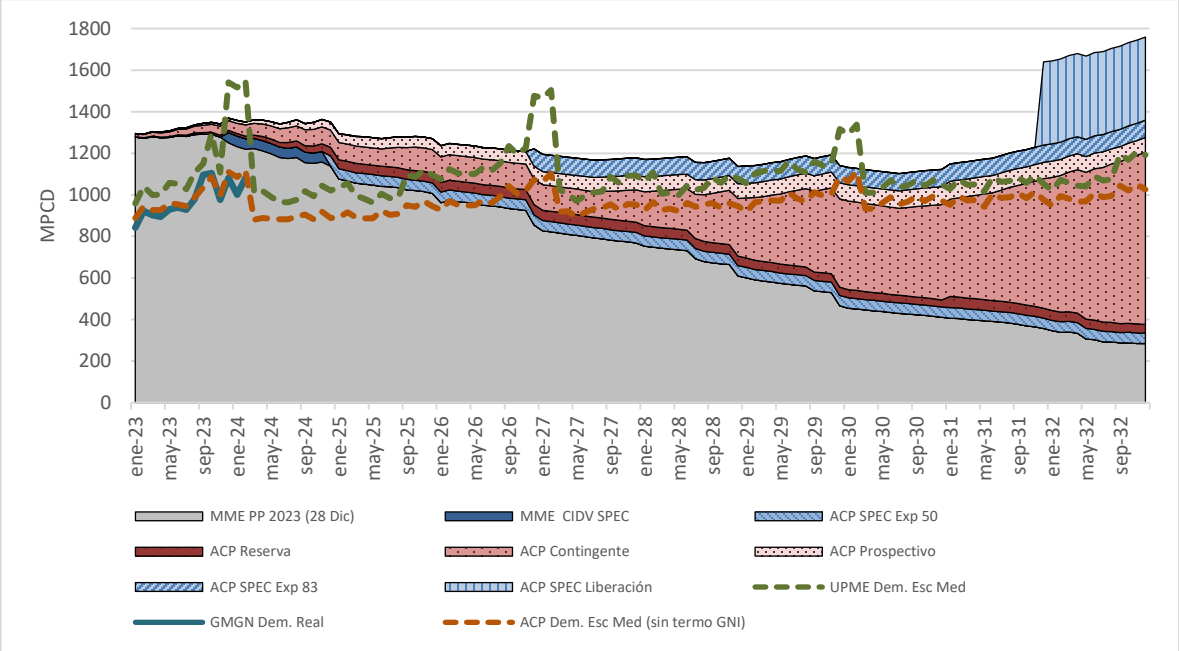


Figura 5: Balance Oferta-Demanda de gas natural (Expectativas no incluye Ecopetrol, estimaciones de proyectos offshore propias de ACP). Fuente: MME, UPME, ACP

6. CONSIDERACIONES Y RECOMENDACIONES PARA LA AUTOSUFICIENCIA DE GAS

Así, para el cumplimiento de las metas económicas y sociales del país, es fundamental aumentar la oferta de gas local y promover la entrada de nuevos proyectos como los analizados en este informe. Por tanto, es prioritario resolver las contingencias y necesidades de carácter regulatorio, de infraestructura, ambientales y sociales, al igual que alinear todos los esfuerzos de la institucionalidad y la industria para priorizar el desarrollo de esta nueva oferta.

A continuación, se presentan alternativas identificadas, en conjunto con las empresas afiliadas a la ACP, para proveer un entorno apropiado para el crecimiento de la economía y el cierre de brechas sociales a través de la industria del gas natural:

ABASTECIMIENTO

- Ante las tendencias internacionales que limitan el acceso a capital y que hacen más excluyente la inversión, es necesario promover incentivos contractuales complementarios a los dados en el Acuerdo 06 de 2023 de la ANH, orientados a que los nuevos descubrimientos y producciones incrementales cuenten con factores diferenciales que protejan la inversión de los proyectos. Existe interés y disposición para apostarle al país bajo las condiciones adecuadas.

- Es necesario avanzar en la modificación de la declaración de producción, de tal manera que el mercado pueda ver de forma explícita las reservas y recursos con los que cuentan los productores-

comercializadores, generando expectativas robustas de abastecimiento a futuro. Esto no sólo contribuiría a transparencia de la información sino también a estimular relaciones comerciales tempranas que viabilizarían proyectos.

- Generar obligatoriedad y publicidad en el reporte de información relacionada con la contratación, disponibilidad, precios y condiciones del suministro de gas importado, esto permitiría nivelar las condiciones con el gas nacional y evaluar con mejor y más información las opciones para el suministro.

- Las actividades de exploración, delimitación, desarrollo y producción de gas no son ajenas a las condiciones de conflictividad social en las regiones, siendo estos cuellos de botella comunes para el avance de los proyectos. La articulación Gobierno-industria-comunidad es fundamental para avanzar en la ampliación de capacidades productivas en el país. Iniciativas como la estrategia territorial de hidrocarburos (ETH), deben fortalecerse y complementarse con las administraciones locales y los liderazgos comunitarios de tal forma que estos sean aliados en el desarrollo de los proyectos.

- Asegurar y priorizar el avance de los trámites ambientales y sociales de las actividades de perforación, desarrollo de facilidades y conexión es clave para acelerar y viabilizar la entrada de nuevo gas al mercado, especialmente en áreas como el VIM, SSJN y LLA.

INFRAESTRUCTURA

- Es urgente que en el corto plazo se pongan en marcha las obras prioritarias del plan de abastecimiento de gas del 2019 - 2028, especialmente las obras relacionadas con la interconexión costa-interior[33]. La CREG debe aprobar y expedir los cargos tarifarios para el uso efectivo de estas obras, las cuales permitirían un intercambio más fluido de gas entre sistemas.

- Evaluar para el mediano plazo la ampliación de la interconexión costa-interior, dado que 170 MPCD podrían resultar insuficiente considerando que las necesidades del interior del país crecerán y la costa caribe puede suplir estas demandas con su oferta excedentaria.

- Las obras definidas en el nuevo plan de abastecimiento deben contar con sentido de urgencia y oportunidad, especialmente la conexión entre el VIM y el interior del país. Esta interconexión no sólo daría confiabilidad al suministro, sino que abriría una ruta adicional para movilizar el gas excedentario en la costa, lo que a su vez levantaría la principal contingencia de los proyectos costa afuera del sur del caribe.

- A finales del 2023 el MME[34] dio la oportunidad para que infraestructura dedicada a petróleo pudiese transportar de forma simultánea gas y agua antes de conectarse al SNT (oleoducto multifásico). Esta es una medida muy favorable para conectar recursos contingentes al mercado. Sin embargo, es

[33] Bidireccionalidad La Mami-Ballena e interconexión en Ballena.

[34] R. MME 40745 de 2023.

necesario avanzar también en alternativas de reconversión de activos, los cuales podrían optimizar la inversión que requiere el sistema.

- Es necesario diversificar las alternativas de planeación y construcción de infraestructura de transporte de gas. Optimizar mecanismos bilaterales como los *'Open Season'* puede hacer más eficiente y expedito el desarrollo de infraestructura de transporte de gas.

- Es necesario que los activos de importación que no aportan directamente recursos a la nación sean desarrollados de acuerdo con las necesidades reales del sistema, bajo condiciones de eficiencia económica, una definición clara de sus costos y el traslado de estos a sus beneficiarios, esto en consonancia con las perspectivas de desarrollo de reservas y recursos que tiene el país.

ARQUITECTURA DE MERCADO

- La arquitectura del mercado actual cuenta con una serie de esquemas comerciales rígidos diseñados para la administración de abundancia de grandes fuentes, pero no considera las dinámicas actuales del mercado, restringiendo así la oferta. Es necesario que desde la regulación se formulen productos y mecanismos que respondan a las nuevas realidades, entre otras:
    - Alineación del cronograma de comercialización del suministro con el de transporte.
    - Flexibilizar el marco comercial de las diferentes fuentes de suministro costa afuera y en tierra.
    - Optimizar los modelos contractuales, sus condiciones y estabilidad de largo plazo.
    - Definir la negociación bilateral[35] como principal mecanismo de contratación.

  La R. CREG 702 003 de 2023 aborda estos y otros elementos que contribuyen a flexibilizar el marco comercial del mercado mayorista de gas. Este proyecto de resolución ha sido puesto en consideración de los agentes interesados en dos ocasiones durante los últimos dos años. En consecuencia, resulta de la mayor importancia avanzar oportunamente en los términos definidos en la agenda regulatoria de la CREG para el año 2024.

- Es prioritario que la CREG y el MME avancen de forma oportuna y efectiva en una nueva metodología de remuneración del transporte, orientada a valorar adecuadamente las inversiones y los costos de operación y mantenimiento, reducir la tarifa promedio nacional y estimular la competencia entre fuentes. Los participantes del mercado[36], los expertos de la Misión de Transformación Energética (MTE) y los consultores independientes contratados por la CREG, han manifestado la necesidad de que la metodología de transporte de gas cambie. Se espera que en el año corriente la CREG expida las bases conceptuales de estas modificaciones.

- Las fuentes de gas menores y aisladas han ganado protagonismo en los últimos años, sin embargo, ante la carencia de infraestructura de gasoductos hace que modelos como el Gas Natural Comprimido (GNC) y el Gas Natural Licuado (GNL) sean alternativas eficientes para atender a la

[35] Las subastas han demostrado ser esquemas no atractivos para el mercado. Documento CREG 188 de 2021.

[36] Circular CREG 100 de 2022 (Agrupación tramos regulatorios de Promigas), Circular CREG 103 de 2022 (Segmentación tramo ballena-barranca) y Circular CREG 039 de 2023 (Agrupación de tramos TGI).

demanda. Es necesario que la regulación se ajuste para entender las variables técnicas y económicas de los proyectos y se traslade eficientemente a la tarifa estos mecanismos de transporte virtual.

- Es necesario que la UPME actualice los costos de racionamiento pues estos no solo son la base para la priorización de gas en situaciones de escasez, sino que también son el "techo" de los costos sobre los cuales se planea e identifican las obras necesarias para la confiabilidad y abastecimiento de gas para el país.

PLANEACIÓN Y EJECUCIÓN SECTORIAL

El gas juega un papel fundamental en el crecimiento regional, la reducción de Necesidades Básicas Insatisfechas (gas social[37], sustitución de combustibles ineficientes y altamente contaminantes-CIAC[38]), es el insumo base para la industria de los fertilizantes[39] clave para el robustecimiento del sector agrícola, para industrias intensivas en energía incluidas en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) como la metalurgia, la agroindustria e industrias de la transición como la producción de hidrógeno gris y azul.

- Es necesario que los ejercicios de planeación energética y económica (Plan de Abastecimiento de Gas Natural (PAGN), Plan Energético Nacional (PEN), Planes de Desarrollo Territoriales (PDT), y otros), consideren al gas y a las empresas que lo producen y comercializan como aliados para el cumplimiento de sus objetivos de corto, mediano y largo plazo.

- El Plan de abastecimiento de gas natural 2023-2038 es un instrumento clave para la identificación de obras que aporten a la confiabilidad del suministro y al levantamiento de restricciones identificadas en este documento. En este sentido, es fundamental que la versión definitiva del plan sea expedida en firme y adoptada en los tiempos previstos por las agendas regulatorias tanto de la UPME como del MME. Luego de esto, es clave convocar una mesa de trabajo interinstitucional para que las iniciativas allí definidas entren en operación con sentido de oportunidad y urgencia.

- El mercado de gas es clave para el sector eléctrico sector eléctrico, por tanto, es importante articular todas las modificaciones previstas para la modernización del mercado mayorista de electricidad, con el mercado mayorista de gas, en términos comerciales y operativos, de forma que estos sectores se armonicen y optimicen conjuntamente.

El gas natural es un bien que cuenta con sustitutos naturales en diferentes segmentos de demanda, varios de ellos más contaminantes y costosos. Ante la inacción de las instituciones o señales de mercado que hagan menos competitivo el gas nacional podría generarse destrucción en la demanda. Por tanto, es clave que se tomen acciones de forma pronta y articulada.

[37] Conexión de demandas residenciales y comerciales en áreas cercanas a la producción y que hoy en día no cuentan con el suministro.

[38] PNSL, UPME, https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/Plan-nacional-sustitucion-le%C3%B1a.aspx.

[39] PDN, Gob. Colombia, https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Prensa/Publicaciones/plan-nacional-de-desarrollo-2022-2026-colombia-potencia-mundial-de-la-vida.pdf, Proyecto de fertilizantes en aguazul Casanare, https://www.camara.gov.co/en-el-casanare-se-desarrollara-el-proyecto-agroindustrial-mas-importante-de-esta-decada .

COSTA AFUERA

Para alcanzar el objetivo de entrar oportunamente a etapa de producción, se requieren mediadas regulatorias habilitantes en cuanto a aspectos comerciales y operativos, así como del despliegue de infraestructura en mar y tierra. En efecto, las características especiales y únicas de estos proyectos requieren de un marco normativo muy específico para efectos de garantizar su viabilidad operativa y financiera. Estas necesidades habilitantes se pueden resumir en:

- **Aspectos comerciales**: Optimización de la regulación en términos contractuales y mecanismos de mercado que se ajusten a los perfiles y condiciones de producción de los volúmenes costa afuera. Esto incluye, sin limitarse a, la modificación de la regulación actual en cabeza de la CREG en cuanto a: i) comercialización conjunta, ii) contratos diferenciales, iii) negociación en cualquier momento del año, iv) indexación libre de los contratos y, v) metodología de remuneración del transporte de gas como principal contingencia de los proyectos.

- **Infraestructura de conexión al SNT**: Priorización permanente en las actualizaciones sistemáticas del PAGN[40] sobre la conexión en tierra de los gasoductos marinos y el desarrollo de la infraestructura de transporte asociada, junto con una estrecha articulación entre los departamentos de planeación interna de las compañías que operan estos proyectos, la UPME y el MME. Todo lo anterior buscando que la entrada en operación de estos proyectos no se vea afectada negativamente por los tiempos de la infraestructura asociada, resaltando la necesidad de mantener el sentido de prioridad, oportunidad y urgencia.

- **Condiciones técnicas y operativas**: Las regulaciones técnicas por parte de entidades con incidencia en operaciones de exploración y producción de hidrocarburos costa afuera (Dirección General Marítima y Armada - DIMAR, ANH, MADS, entre otras) deben ajustarse a las características especiales de estas operaciones, así como darle prioridad dentro de las instituciones, en asuntos como: i) los reglamentos técnicos de producción (términos de referencia generales y específicos dependiendo de las profundades de operación), ii) permisos y licencias ambientales necesarias para las diversas operaciones marinas y en tierra, iii) alinear los planes de contingencia en las operaciones con las mejores referencias internacionales, iv) en términos contractuales, flexibilizar las garantías requeridas para la operación, v) el manejo de requerimientos ambientales (p.ej. aguas de producción – vertimientos) y, vi) la coexistencia con otras infraestructuras marinas existentes (p.ej. cables submarinos), entre otros.

- Dada la complejidad y envergadura de estos proyectos se requiere una articulación eficiente y permanente entre entidades (MME, MADS, ANLA, Ministerio del Interior, entre otras). Para estos efectos, deberá darse una labor interinstitucional coordinada, aplicándose a estos procesos los beneficios y prerrogativas que otorgan a estos proyectos su estatus como Proyectos de Interés Nacional Estratégico (PINES), buscando optimizar los trámites necesarios para su desarrollo. Igualmente, es necesario asegurar el estatus de PINES para los proyectos costa afuera que aún no ostenten esta calidad.

[40] Artículo 4 de la Ley 2128 de 2021

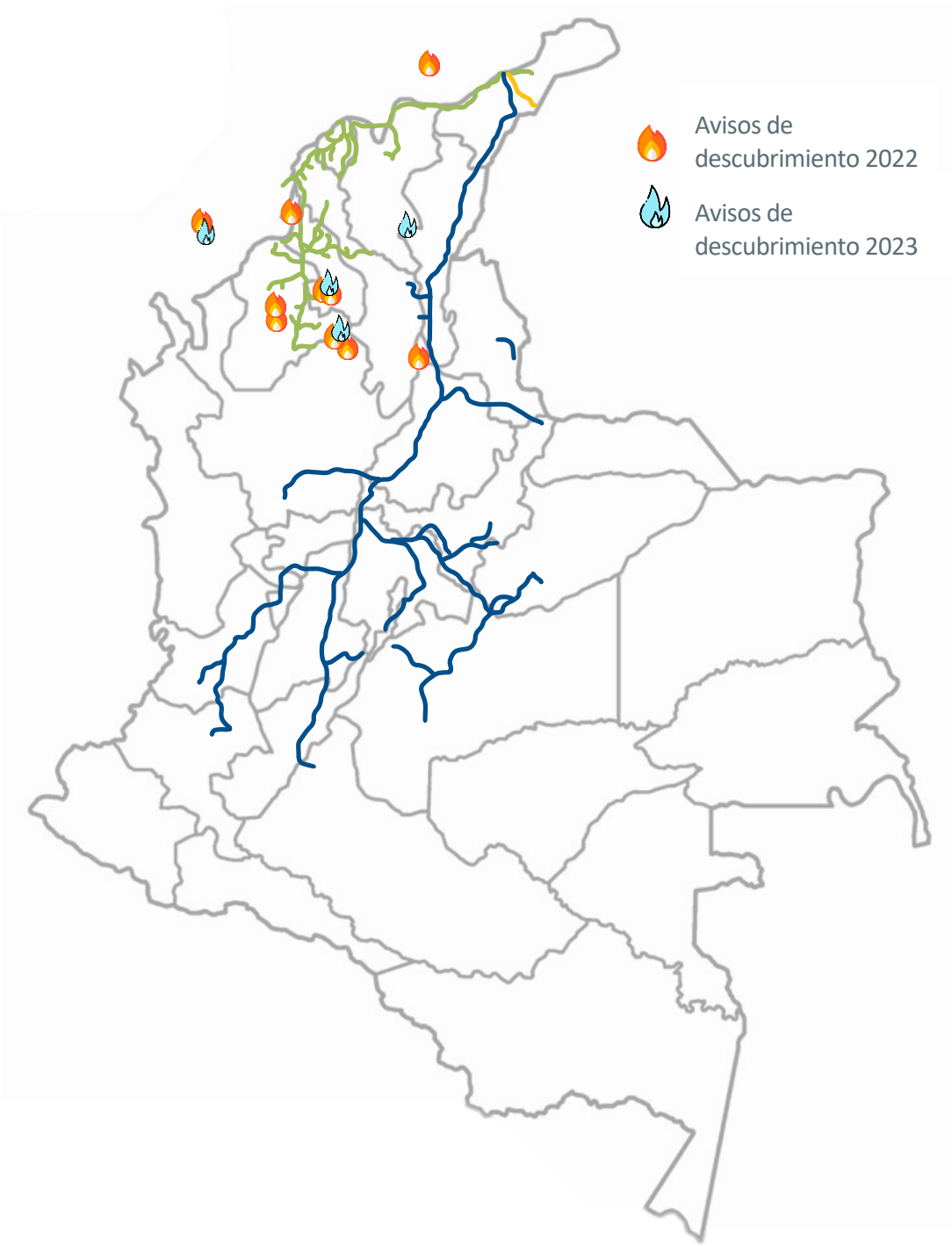
7. RESUMEN

- El gas es un motor de desarrollo y bienestar en las regiones en donde se produce y consume. Por lo tanto, es esencial coordinar esfuerzos entre los diversos actores de la cadena de valor para maximizar sus beneficios en estas áreas.
- Tanto la exploración en áreas conocidas como en nuevas fronteras inexploradas es fundamental para garantizar la confiabilidad en la atención de la demanda. Por lo tanto, es crucial levantar restricciones y ofrecer estímulos para mantener los niveles de actividad en las áreas existentes y reponer reservas a mediano y largo plazo.
- El entorno de mercado está demostrando un cambio en el perfil de oferta, pasando de grandes campos a pequeños campos distribuidos que seguirán contribuyendo a la producción. Es crucial proporcionar herramientas que permitan la viabilidad del gas recién descubierto, teniendo en cuenta las contingencias de infraestructura tanto en tierra firme como costa afuera.
- La oferta importada tiene fuertes restricciones en su viabilidad técnica y comercial. Es importante evaluar la relación costo beneficio de largo plazo (y beneficiarios reales) del desarrollo de infraestructura en colas del sistema, así como de activos cuya contribución a la confiabilidad y estabilidad fiscal nacional aún no se ha determinado.
- La demanda de gas natural se proyecta robusta y creciente en un entorno de transición energética, siendo el principal aportante de la movilidad sostenible y el respaldo de la matriz eléctrica en eventos de escasez hídrica. Por tanto, es prioridad nacional sacar adelante los proyectos que aporten a la suficiencia en el suministro.
- Los 18 proyectos identificados por los afiliados de la ACP tienen el potencial de sostener los niveles actuales de producción nacional a corto plazo, generando aproximadamente 250 millones de pies cúbicos diarios (MPCD). Para lograrlo, se requiere una estrecha colaboración entre instituciones gubernamentales y entidades privadas, especialmente para agilizar trámites y permisos, así como para desarrollar la infraestructura de conexión necesaria.
- La flexibilidad comercial y el incentivo al desarrollo de infraestructura por parte de la CREG debe suceder en el corto plazo, teniendo en cuenta que el balance es ajustado y el sector requiere acciones oportunas que viabilicen recursos y reservas hoy contingentes y prospectivas.
- Es urgente la revisión de la metodología de remuneración de transporte de gas, buscando una mayor competencia y valoración adecuada de la infraestructura, en clave de optimizar las tarifas para los usuarios finales mediante el aumento de la competencia.
- Las operaciones costa afuera han atraído jugadores de nivel mundial que tienen la voluntad y el músculo para desarrollar proyectos que no sólo tendrían el potencial de abastecer por las siguientes décadas la demanda sino abrir la puerta a la exportación de excedentes.

En línea con el mandamiento constitucional, Colombia y sus instituciones deben focalizar sus esfuerzos en materializar y trasladar la riqueza del subsuelo a su gente. La industria del petróleo y gas es el principal aliado para lograr los objetivos de reindustrialización y creación de valor agregado. El petróleo y el gas han demostrado ser los pilares sobre los cuales se erigen las transformaciones del sector energético.

8. ANEXOS

Anexo 1: Mapa de descubrimientos 2022-2023



Anexo2: Componentes principales de las restricciones de la oferta de gas

Variable	Componentes principales
Económicas	• Precio de venta de la producción • Mercado objetivo • Disponibilidad de recursos de capital • Costos de producción • Rentabilidad esperada • Inflación • Tipos de cambio • Condiciones fiscales • Carga impositiva
Técnicas	• Caracterización y calidad del yacimiento/hidrocarburos • Plan de desarrollo factible • Disponibilidad de infraestructura (tratamiento, almacenamiento, transporte y/o distribución)
Ambientales	• Ubicación geográfica • Coyunturas geopolíticas • Estado legal y regulatorio del mercado y de la actividad

Anexo 3: Descripción de las limitaciones de la oferta de gas

Limitación	Descripción
Disponibilidad de facilidades	Facilidades tempranas para el desarrollo de la producción en campos nuevos, la conexión al Sistema Interconectado Nacional, y la disponibilidad de equipos de perforación especializados como taladros de alta potencia +2500 HP y tubería HP-HT han hecho que los proyectos "hagan fila" y compitan por el desarrollo de estos proyectos.
Aspectos ambientales	Tanto para los proyectos en tierra firme como costa afuera la gestión ambiental resulta uno de los principales cuellos de botella, el licenciamiento ambiental de los proyectos, en especial, sobre nuevas áreas bajo las cuales no se tienen términos de referencia.
Éxito exploratorio	La única forma de confirmar la existencia y materialidad de los recursos prospectivos, así como la delimitación de recursos contingentes, es la perforación de pozos; en este sentido, cualquier actividad de exploración o desarrollo cuenta con niveles de incertidumbre sobre el resultado de estas.
Aspectos sociales	La multiplicidad de consultas previas y su duración y resultado son cuellos de botella sobre los cuales no se tiene un término que dependa específicamente de la gestión de la empresa. De la misma forma la incertidumbre sobre la creación de nuevos grupos sociales con los cuales se deba negociar y discutir en etapas previas de los proyectos es una limitación para el desarrollo de los proyectos.

Regulación	El desfase comercial entre los tiempos de desarrollo de los proyectos y los determinados por el regulador, y la carencia de flexibilidad contractual y comercial para campos menores y costa afuera limitan el desarrollo pleno de los proyectos.
Disponibilidad de infraestructura de transporte	La limitada capacidad de transporte y la inexistencia de gasoductos cercanos para conectar la producción son una restricción y un golpe a la economía de los proyectos, los cuales deben interiorizar alternativas para llegar de forma competitiva y eficiente a la red de transporte bajo limitaciones constructivas, incertidumbre contractual y sin estímulos claros para el desarrollo de la infraestructura.

Anexo 4: Diagrama general de tiempos de entrada de la producción al mercado

