

ANALISIS DE ALTERNATIVAS PARA EL SUMINISTRO DE GAS REQUERIDO EN COLOMBIA

Introducción.

ACIPET¹, como cuerpo técnico consultivo del Gobierno Nacional en materia de hidrocarburos, de acuerdo con la Ley 20 de 1984, y la ACGGP² consideran oportuno con ocasión del reciente informe presentado por la UPME, aportar información relevante, técnica y de ingeniería, que ilustre al Gobierno Nacional, a las Agencias del Estado, los entes de control y la ciudadanía en general, sobre un análisis de las alternativas actuales para responder a la falta de gas si se presenta un desabastecimiento en el futuro próximo incluyendo la conveniencia o no de importar gas natural de Venezuela por medio del gasoducto Antonio Ricaurte.

Visión actual.

Se estima que Colombia tendrá un aumento temporal de la demanda de gas para generar electricidad que compense la baja de generación de las hidroeléctricas como consecuencia de la sequía que produzca el fenómeno del Niño.

Las alternativas para contar con el volumen de gas que demanda el país son:

1. Producción de gas de nuestros yacimientos, que es la producción actual con la declinación normal, incrementada con nuevos descubrimientos que se den, ya sea en tierra o costa afuera. Debe estimularse la exploración y el desarrollo de los descubrimientos de recursos anunciados costa afuera y de los demás recursos en tierra, que de confirmarse garantizarían la auto sostenibilidad de gas en Colombia para toda la transición y más allá. (Ver anexos 1 y 2)
2. Importación del gas, a través de la disponibilidad existente en la planta de regasificación de gas de Cartagena, actualmente con capacidad de suministrar el faltante que se presente, en buenas condiciones contractuales de precio y disponibilidad sin compromisos de consumo ni de tiempo. Es una propuesta interesante con buena calidad de gas y disponible para las necesidades que se prevén. (Ver anexo 1, C3).
3. Importar gas de Venezuela. Desde muchos aspectos es la peor decisión que puede tomar Colombia. Hay puntos por aclarar sobre el cumplimiento por parte de Venezuela de los compromisos adquiridos en el Contrato del 2007 para el préstamo de unos 400 MPCD que se entregaron hasta el 2015. Se habla de gasoducto y

¹ Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos.

² Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos de la Energía

facilidades de manejo de gas completamente abandonados y en mal estado y hay dudas sobre la calidad del gas que podría entregar Venezuela. Si a esto se suma la incertidumbre política por el bloqueo que se anuncia a la posible exportación de productos de la minería y al petróleo y gas de Venezuela hace esta la alternativa menos viable de todas las que se pueden presentar. (Ver Anexo 3)

En Resumen:

- La relación actual de volumen de Producción diaria promedio de gas vs demanda en condiciones climáticas normales es positiva del orden de 1,25 veces oferta/demanda.
- En un escenario climático normal la demanda estimada en 2023 es de 883 MPCD.
- La producción promedio está entre los 1,100 a 1120 MPCD, la demanda se puede cubrir quedando un margen disponible superior a los 200 MPCD.
- En un escenario temporal crítico con fenómeno del Niño la demanda de gas podría subir a 1,333 MPCD, con un déficit temporal de 233 MPCD respecto a la producción promedio de 1,100 MPCD. (Ver soportes en ANEXO 1)
- Este volumen adicional se puede obtener por medio de la Terminal de regasificación ya instalada y en operación en Cartagena. Esta Terminal tiene las siguientes ventajas:
 - a. Origen del GNL de cualquier país exportador (no depende de un solo proveedor), lo cual permite un precio de compra competitivo
 - b. Amplia relación de capacidad de producción máxima a mínima en volumen de regasificación (>10:1)
 - c. Capacidad Máxima de 533 millones de PCD, con esta capacidad se cubre aproximadamente más del 5 0% de la demanda nacional.
- El precio de gas importado por esta Terminal de regasificación está en el orden de US\$6 / Millón BTU para mediados de año 2023. Faltaría conocer el detalle del precio contratado hacia el futuro al menos en un término de 5 años más y compararlo con el precio de gas a importar por el gasoducto Antonio Ricaurte.
- Según el comunicado de Ecopetrol, el inicio de la operación está previsto para diciembre 2024 para iniciar la importación de gas desde Venezuela. En estas condiciones y de acuerdo con los pronósticos climáticos más recientes del IDEAM³, el fenómeno del Niño ya habrá pasado, y en teoría, según lo descrito anteriormente no se requerirá importar gas.
- De anotar, además, que recientemente han entrado al Sistema Interconectado (eléctrico) Nacional (SIN) las unidades 3 y 4 de la hidroeléctrica de Hidro Ituango (+600

³ [Efectos del fenómeno de El Niño se sentirán hasta mayo de 2024: Ideam \(msn.com\)](#)

MW) en su primera fase y la Termo Candelaria en ciclo combinado (adiciona 241 MW con el mismo consumo de gas) y entraran alrededor de 1000 MW de plantas con fuentes renovables, lo cual en total adicionara un aproximado de 10% a la capacidad instalada de generación de energía eléctrica nacional, sin uso de gas combustible.

- Lo anterior compensaría la declinación de producción y/o aumento de demanda de gas para los años próximos hasta tener el desarrollo de los nuevos descubrimientos en tierra y los bloques costa afuera.

Conclusiones - Recomendaciones

- Es claro que la alternativa más viable técnica y económicamente soportada es optimizar la producción nacional de gas y en los casos requeridos utilizar la importación de gas de la planta de regasificación de Cartagena mientras que en un tiempo prudente se cuenta con el desarrollo de nuevas reservas de los yacimientos del país que se anuncian muy importantes, incluyendo los hallazgos costa afuera, los campos del Valle Inferior del Magdalena- VIM y los YNC ⁴ en discusión, cuyo recurso potencial calculado por la ANH en 2019 es de 167 terapés cúbicos de gas (50 veces las reservas actuales de gas, 2,8 tpc).
- La importación de gas por el gasoducto Antonio Ricaurte (A.R), presenta muchas dudas en cuanto a su conveniencia para nuestro país.
- Las dudas más notorias están relacionadas con i) el precio de venta de gas puesto en el terminal de Ballena en la costa norte colombiana, ii) el plazo del contrato iii) los volúmenes de gas por día garantizados en el contrato, iv) la calidad del gas que nos podría suministrar Venezuela, v) el estado de las facilidades de producción y transporte
- El precio de venta del gas de Venezuela no debería ser mayor que el de importación por la Terminal de regasificación de Cartagena. Debería existir un margen amplio considerando que los precios del gas a futuro bajarán por la mayor oferta que se pronostica a nivel mundial y la terminal de regasificación podría conseguir estos precios bajos debido a la capacidad de negociación con los proveedores del mercado.
- No sería aceptable que sin consultar la realidad de precio de importación por el Terminal de regasificación y de precio internacional de venta de gas por ejemplo a mercado europeo, se contrate el precio de importación por el gasoducto Antonio Ricaurte a un precio un poco por debajo de US\$20 /MBTU para demostrar beneficio económico. Se interpretaría que es bueno para mejorar finanzas de Venezuela, pero dramáticamente inconveniente para Colombia.

⁴ [yacimientos no convencionales](#)

- El volumen por importar en cualquiera de las modalidades debe corresponder a las necesidades puntuales de gas de Colombia, sin incluir ningún mínimo de toma o paga en la negociación.
- En caso de que se tome la decisión errada de importar gas de Venezuela y que el volumen sea mayor al 40% de la producción nacional sin resolver que hacer con los excedentes que arroje el balance oferta-demanda, sería inconveniente para el país continuar este contrato con PDVSA, el cual generaría, entre otros, perjuicios como: pérdida de empleos, regalías, impuestos y dependencia energética de un país extranjero.
- En el esfuerzo técnico económico para poner en condiciones seguras e integridad el gasoducto Antonio Ricaurte, se entiende que ni el gobierno colombiano ni Ecopetrol participaran siendo que este gasoducto es propiedad de PDVSA. Como se informó en los considerandos y en el Anexo 3, se observa que el gasoducto está en condiciones lamentables, que requeriría cuantiosos recursos económicos para su puesta en condiciones adecuadas para su operación segura.

Anexos:

- Anexo 1 Análisis de la producción actual de gas en Colombia y la demanda con el análisis de sus proyecciones.
- Anexo 2 Análisis de las expectativas de aumento de la producción de gas con nuevos descubrimientos en tierra y costa afuera
- Anexo 3 Estudio del estado actual de las facilidades de producción de gas y su transporte en Venezuela.



Fecha emisión: febrero 2024

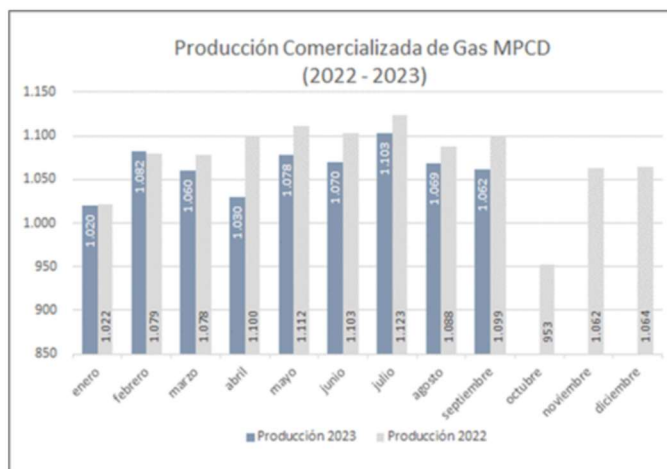
Anexo 1: Análisis de la producción actual de gas en Colombia y la demanda con el análisis de sus proyecciones.

A. Producción de GAS

De acuerdo con la información publicada por la ANH⁴, el potencial de producción de gas natural en los años 2022 y 2023 está entre los 1,100 a 1120 MPCD⁵. El promedio anual 2022 fue de 1,068 MPCD, similar a los primeros 9 meses del 2023.

Estos niveles de producción podrían verse incrementados, en el corto plazo, en unos 40 MPCD como resultado de la producción

de NG Energy en bloque Sinu-9 ubicado en las cuencas del Bajo Magdalena y San Jacinto⁶.



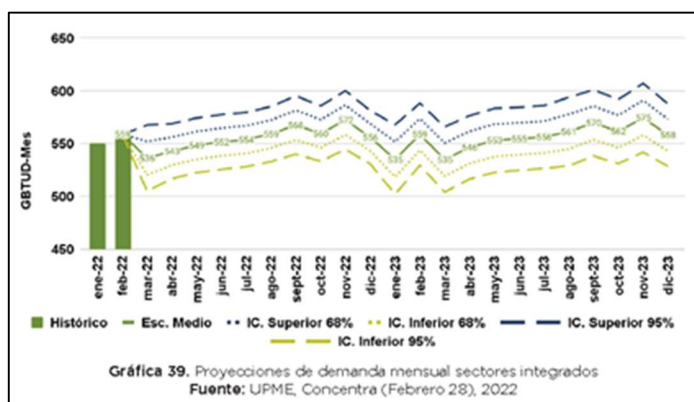
B. Demanda de gas natural:

Según el reporte reciente de la UPME⁷, la demanda total nacional está conformada por los siguientes sectores:

B1. Domiciliario residencial, terciario, industrial, transporte y petroquímica.

Es relativamente constante y depende básicamente del comportamiento macroeconómico del país. La UPME pronostica un aumento bajo hasta 2036 del 0.5% anual.

- Demanda estimada en 2023 **559 MPCD**



B2. Petrolero.

⁴ Agencia Nacional de Hidrocarburos-Estadísticas de producción

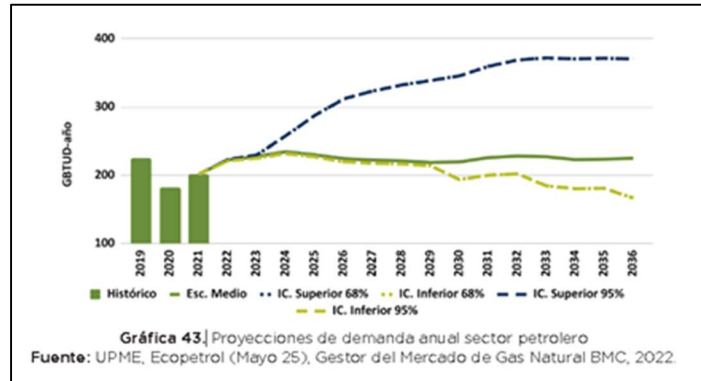
⁵ Millones de Pies Cúbicos Por Día.

⁶ <https://oilchannel.tv/noticias/ng-energy-concreta-acuerdos-para-sacar-y-vender-gas-del-bloque-sinu-9-en-colombia>

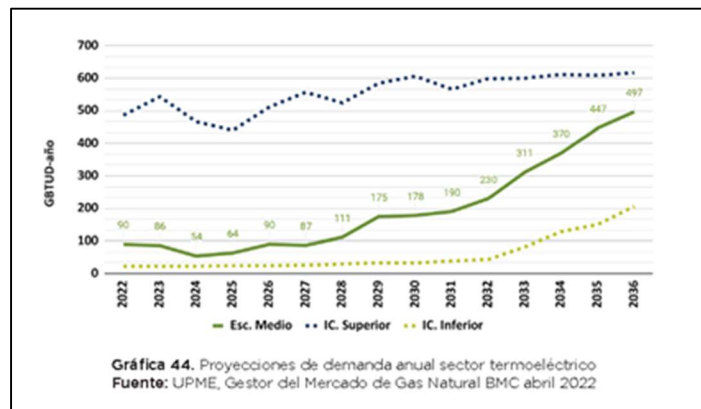
⁷ 2022 Proyección demanda energía eléctrica, gas natural y combustibles líquidos 2022 – 2036.

Es también relativamente constante por depender del consumo de gas de las cargas a cada refinería.

- Demanda estimada 2023: **224 MPCD**. Crecimiento promedio año bajo del 0.8%.



B3. Termoeléctrico. Es el sector más complicado y variable por cuanto depende del comportamiento de las plantas de generación hidroeléctrica, como se explica a continuación. En una situación climática y con factores de disponibilidad normales, estas plantas operaran a máxima capacidad, con un costo bajo de energía y se despachan en forma prioritaria al sistema eléctrico nacional.



De ésta manera, las plantas térmicas (gas y carbón), que tienen mayor costo de la energía producida, operan lo mínimo posibles. En éstas condiciones, las plantas alimentadas por gas, en su conjunto, tendrán un consumo de gas relativamente bajo y constante.

Sin embargo, en situaciones climáticas complejas, como por ejemplo con la presencia del fenómeno del Niño, aumenta considerablemente el número y la participación de las plantas térmicas en operación. Como consecuencia, se requeriría un mayor volumen de gas para alimentarlas.

- Situación climática normal.
 - Demanda estimada 2023: **86 MPCD**
 - Demanda estimada 2028: 100 MPCD
- Situación climática temporal crítica -fenómeno de El Niño:
 - Demanda estimada 2023: **550 MPCD**

Se pronostica que este fenómeno se iniciaría en noviembre 2023 hasta mayo de 2024.

C. Balance capacidad de producción vs demanda:

C1. Escenario climático normal:

- Demanda estimada en 2023:
559+224+100 = **883 MPCD**.

Teniendo en cuenta que la producción promedio está entre los 1,100 a 1120 MPCD, la demanda se puede cubrir quedando un margen disponible superior a los 200 MPCD.

C2. Escenario temporal critico - con fenómeno del Niño:

- Demanda estimada en 2023:
559+224+550 = **1.333 MPCD**

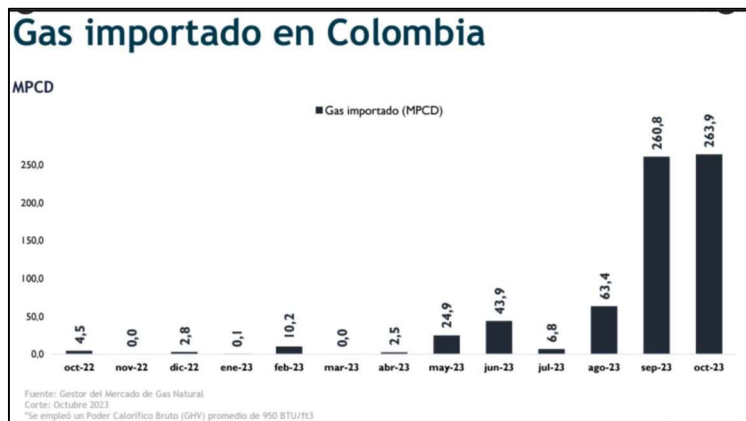
En este escenario, tendríamos un déficit temporal, respecto a la producción promedio de 1.100 MPCD, de 233 MPCD:

Este valor coincide, en la práctica, con la información suministrada por Ecopetrol⁸ donde menciona que “entre octubre y lo corrido de noviembre de 2023 se han importado, en promedio, 204 millones pies cúbicos día (GBTUD), lo cual equivale al 17% de la demanda nacional”, motivando así la propuesta de importar gas a Colombia desde Venezuela a través del gasoducto Antonio Ricaurte.

C3. Planta de regasificación de gas en Cartagena

Vale la pena aclarar que la importación de gas que se realiza a través de ésta Terminal de regasificación (SPEC LNG⁹), es un volumen temporal, variable (hay meses de cero volumen) y no se debe interpretar como importación indispensable, recurrente y de volumen constante.

El importante aumento en los volúmenes extraordinarios de gas importado se inició en Septiembre/Octubre de este año. Estimamos que en gran parte se utilizaron para alimentar las plantas térmicas de la costa Atlántica en previsión del inicio de fenómeno del Niño que se pronosticaba iniciar en noviembre 2023.



La grafica indica que, desde octubre 2022 hasta septiembre 2023, el promedio de importación de gas, año corrido, fue de 35 MPCD y de solo 14.5 MPCD de octubre a agosto

⁸ <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/es/noticias/detalle/comunicado-a-la-opinion-publica->

⁹ Sociedad Portuaria El Cayao – Liquid Natural Gas

2023, antes de iniciar el aumento en el volumen de gas para atender la demanda de las plantas térmicas.

La capacidad de regasificación era de 400 Millones de PCD y ha sido aumentada recientemente (4 de enero 2024) a 533 Millones de PCD.

B.6. Realidades sobre el gaseoducto Antonio Ricaurte

En un informe de Blu Radio¹⁰ recientemente publicado, se hace una descripción detallada del deterioro en que está el gasoducto y el importante y costoso trabajo de reparación que se requerirá para dejarlo en estado operativo. El reporte explica con detalle las deficiencias de integridad del gasoducto y no es solo que “...en la actualidad se encuentra en periodo de estabilización de equipos..”, como lo manifiesta el comunicado de Ecopetrol, ya mencionado.

Comenta el informe de Blu Radio que PDVSA ya está realizando las ampliaciones y reparaciones al gasoducto. Quiere decir que ya hay un compromiso del gobierno colombiano para que PDVSA inicie inversiones y gastos en este gasoducto, ¿Ecopetrol participará en estas inversiones y gastos? No tiene ningún sentido para Colombia.

¹⁰ <https://www.bluradio.com/nacion/exclusivo-las-pruebas-del-deterioro-del-gasoducto-para-traer-gas-desde-venezuela-rs15>

Anexo 2: Análisis de las expectativas de aumento de la producción de gas con nuevos descubrimientos en tierra y costa afuera.

A. Aumento en el corto plazo de la disponibilidad de gas en mercado interno.

Es de mencionar como una buena noticia, el proyecto en tierra de aumento en la producción de gas del bloque Sinú -9¹¹ por parte de la compañía NG Energy. Este bloque tiene ya en construcción la planta de tratamiento de gas y sus facilidades asociadas y en proceso de contratar el gasoducto de 32 km para conectar con campo Jobo y la troncal de Promigas para transportar gas adicional a la costa norte. El volumen de gas adicional será de **40 MPCD** a tener operativo en primer semestre de 2024¹². Esta producción adicional mejorara levemente (+ 4%) el factor de autosuficiencia para el caso de situación climática normal.

Sería importante conocer con detalle el potencial de producción adicional del campo Jobo operado por Canacol Energy Ltd. y La Creciente operado por Frontera Energy Co. De esta manera se lograría tener una visión más confiable del corto plazo.

B. Descubrimientos recientes de gas en bloques de la Costa norte - offshore- de Colombia.

Es bien conocido por la opinión pública del éxito de pozos exploratorios en diferentes bloques en el mar Caribe colombiano, desde los años 2015, 2017 y recientemente el de Glaucus-1. El potencial de reservas lo ha estimado el Ministerio de Minas y Energía en 2.95 TPC lo cual totalizaría 5.8 TPC considerando una reservas actuales de 2.82 TPC (a agotarse en un plazo de 7.2 años)¹³.

Adicionalmente el presidente de Petrobras en un anuncio reciente¹⁴, respecto al descubrimiento de gas en el mar caribe Colombiano(Uchuva 1-Bloque Tayrona) en asociación con Ecopetrol, destaca lo siguiente:

- Potencial de Recursos estimados es enorme de más de 12 TPC. Implicaría tener 4 veces las reservas actuales. Cualquier margen de error aplicada a esta cifra que entendemos es muy aproximada, sigue siendo muy importante. Llevaría la relación R/P a 30 años.
- El proyecto ya tiene la fase de planeación muy definida con un esquema de perforación de pozos individuales y la utilización de las facilidades de producción de Chuchupa con una capacidad de manejar 1200 MPCD con pocos ajustes. Esto es una

¹¹ <https://www.ngenergyintl.com/>

¹² <https://oilchannel.tv/noticias/ng-energy-concreta-acuerdos-para-sacar-y-vender-gas-del-bloque-sinu-9-en-colombia>

¹³ <https://www.minenergia.gov.co/es/sala-de-prensa/noticias-index/informe-de-recursos-y-reservas-con-corte-diciembre-de-2022-insumo-para-la-transici%C3%B3n-energ%C3%A9tica-justa-en-colombia/>

¹⁴ <https://www.larepublica.co/economia/petrobras-busca-alianzas-con-petroleras-para-exportar-gas-desde-colombia-3756032>

ganancia muy grande de tiempo y con beneficio para el país. También usaría toda la infraestructura de transporte existente.

- Estiman que con toda su experiencia y contando con los permisos requeridos, el proyecto podría ser desarrollado en unos 4 años.
- Es claro que el interés de las compañías multinacionales que invierten en estos proyectos costa afuera es no solamente cubrir la demanda nacional sino exportar gas, con todos los beneficios inherentes para la economía nacional. Se harían grandes inversiones para la construcción de la infraestructura y específicamente construir un HUB de plantas de licuefacción de gas en costa colombiana, para exportar GNL. Estamos hablando de un futuro sobre el cual hay muchas expectativas.
- En conclusión, los esfuerzos de Ecopetrol, el gobierno colombiano y de Gremios del sector Oil & Gas, deberían concentrarse en analizar estos proyectos para concretarlos en la forma más eficiente, teniendo en cuenta que traería importantes beneficios para el país, evitando sobre todo la dependencia de importar gas de otros países. El ejemplo de Europa es una experiencia que no puede repetirse. Las importaciones de gas, como lo hemos explicado arriba, deben ser esporádicas en momentos de fenómenos ambientales como el Niño o contingencias operacionales como la ocurrida recientemente en la Costa Atlántica.

Para este desarrollo de estas reservas se requiere, en conjunto con los Socios extranjeros (Petrobras, Shell, Occidental, etc), un músculo financiero importante proveniente principalmente de Ecopetrol, evitando distraer recursos y gestión administrativa y gerencial, hacia otros proyectos o iniciativas que llevarían, en mediano o largo plazo, a depender de las gestiones de un gobierno extranjero para el propósito de obtener gas natural requerido marginalmente.

Finalmente, a continuación la opinión de la expresidenta de la ANH¹⁵:

...“Se resalta la importancia del desarrollo de estos descubrimientos costa afuera”, afirmó la presidenta de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, Clara Liliana Guatame.

La funcionaria también destacó la importancia del informe como un insumo para todos los actores del sector e instrumento de política pública para el Gobierno nacional”.

El desarrollo de los bloques descubiertos costa afuera que podrían por lo menos triplicar las reservas actuales de gas, en el país, tomarían conservadoramente un estimado de solo 3 a 4 años. Esta estimación parece razonable, y significaría mantener la autosuficiencia en gas aun en escenarios de sequías o fenómeno del Niño, y no depender de suministro de este

¹⁵ <https://www.infobae.com/colombia/2023/05/24/agencia-nacional-de-hidrocarburos-destapo-informe-de-reservas-de-petroleo-y-gas-en-colombia/>

importante combustible de la transición exclusivamente o en un alto porcentaje de un país extranjero.

Mientras se desarrolla los bloques costa afuera, y en caso de contingencias o fenómenos impredecibles estaría disponible la Terminal de regasificación de Cartagena, mencionada en el documento, con las ventajas, entre otras de su gran capacidad y versatilidad.

Anexo 3: Estudio del estado actual de las facilidades de producción de gas y su transporte en Venezuela.

Los retos del lado venezolano.

La desinversión por más de 20 años en la industria de hidrocarburos en Venezuela ha llevado a una pérdida de la capacidad productiva de petróleo y gas en ese país a niveles jamás concebidos. De los más de seis millones de barriles diarios de petróleo concebidos para finales del año 2000 hoy en día se producen alrededor de 700 mil barriles por día.

La falta de inversión ha deteriorado los yacimientos de petróleo y gas. Así por ejemplo no ha habido un mantenimiento de la presión de yacimiento, las infraestructuras de flujo y transporte se han deteriorado a grado tal que algunos medios indican que se derrama más de lo que se produce.

La contaminación se puede registrar desde los satélites, inmensas quemas de gas se dan al oriente de Venezuela al norte del estado Anzoátegui y en el estado de Monagas donde las teas queman incuantificables volúmenes de gas provenientes de los pozos de petrolíferos de gas asociado.

Esta quema se da ante la incapacidad de poderlo usar para reinyectarlo en los mismos yacimientos o darle otro uso dado el deterioro de estaciones de reinyección y la incapacidad de hacer nuevas inversiones. En el occidente de Venezuela el deterioro de la infraestructura productiva no se queda atrás, los que fueron prósperos yacimientos de la región Zuliana del Lago de Maracaibo y sus alrededores se encuentran destruidos. Los pozos sin mantenimiento y las intrincadas líneas de flujo que corren sobre el lecho del lago y bajo el suelo de sus áreas costeras producen fugas continuas difíciles de contener y que llevan a una contaminación grave y hasta altos riesgos de explosión.

El robo de la infraestructura petrolera no tiene límite. Se registran robos de cabezales de pozo, líneas de flujo, gasoductos y teas aun en funcionamiento entre otros activos los cuales son convertidos en chatarra para alimentar el mercado ilegal internacional.

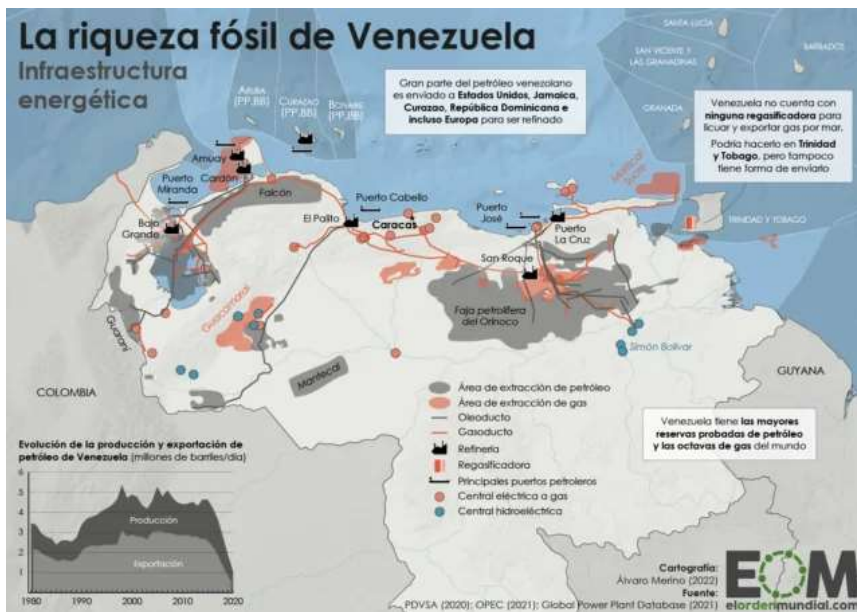
La inversión que pudiese darse para traer gas de Venezuela se percibe de alto riesgo dado el nivel de inversiones que tendrían que hacerse del lado venezolano donde habría que reconstruir la vetusta infraestructura, reponer las líneas robadas y hacer nuevas instalaciones de compresión. Hay que tener muy presente en la evaluación de riesgos que cualquier inversionista debe lidiar con los pasivos ambientales que actualmente afectan los ecosistemas, así como a gran cantidad de población. La Responsabilidad Social de las empresas y su imagen estará a gran prueba.

Un aspecto para el inversionista y partes interesadas son las cuantiosas inversiones que demanda la construcción de un gasoducto. Al 2007 el Gasoducto Antonio Ricaurte de exportación de gas de Colombia hacia Venezuela por la Guajira costo alrededor de 1,5 millones de dólares el kilómetro para una inversión de 335 millones de dólares por los 224 kilómetros de extensión. Actualmente algunos analistas estiman que un kilómetro de

gasoducto puede llegar hasta 5 millones de dólares por kilómetro. Estos costos están distribuidos entre: materiales y mano de obra, derechos de vía, servicios profesionales y los retos de la naturaleza y sociales. Sale aquí una de las preguntas a aclarar por parte de Ecopetrol. ¿Cuánto son los montos de las inversiones que tiene que realizar para traer gas de Venezuela? ¿Las inversiones serán solo en la infraestructura de las líneas? ¿En qué otros costos se incurrirán?

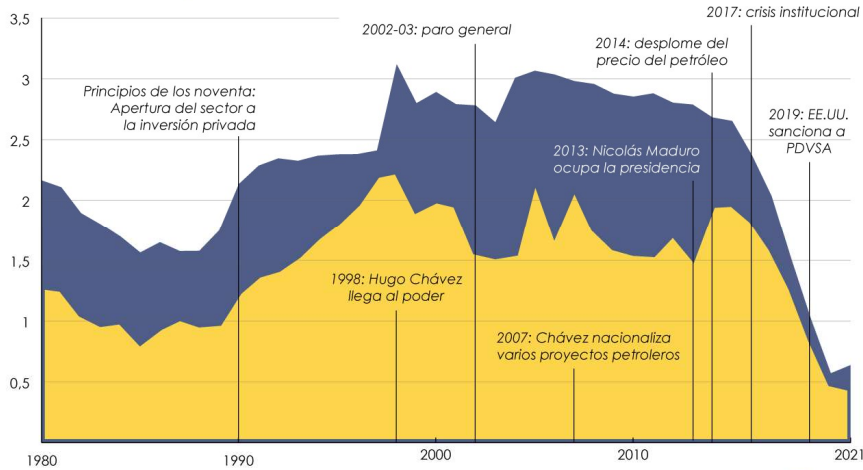
La ecuación del beneficio económico de un gasoducto se puede expresar como precio de venta menos (el costo de transporte más precio de compra). ¿Otra pregunta clave para los colombianos es a qué precio tendremos que pagar el gas que traeríamos de Venezuela? ¿No deberíamos saber cuál sería precio de compra y el costo de transporte?

Dado el panorama anterior ¿no sería mejor invertir en el desarrollo de nuestros campos gasíferos y garantizar la sostenibilidad energética y económica de los colombianos?



La caída en desgracia del rey petrolero

Producción y exportación de crudo en Venezuela (millones de barriles al día)



Autor:
Álvaro Merino (2022)
Fuente:
OPEC (2021)



Fuente: MME. Foto: EFE. Infografía: EL COLOMBIANO © 2022. DC (N4)

Ref.

<https://elordenmundial.com/mapas-y-graficos/produccion-exportacion-petroleo-venezuela/>

<https://www.hanginghco.com/blog-posts/what-does-natural-gas-pipeline-construction-cost-per-mile>

<https://cronica.uno/zulianos-se-alumbran-con-mechurrios-de-gas-domestico-pese-al-peligro-que-implica/>

<https://www.vozdeamerica.com/a/venezuela-no-logra-frenar-fugas-de-petroleo-quema-gas-pese-a-promesas-fuentes-documento-/7229207.html>

<https://misionverdad.com/venezuela/gasoducto-antonio-ricaurte-el-proximo-escalon-de-la-integracion>