

Señores
AGENCIA NACIONAL DE INFRAESTRUCTURA – ANI

Attn. Óscar Javier Torres Yarzagaray
Presidente

Attn. Milena Patricia Jiménez Hernández
Vicepresidenta de Gestión Contractual

Attn. Hernán Alonso Rosero Bernal
Gerencia de Puertos

Enviado por correo electrónico a: otorres@ani.gov.co; mjimenez@ani.gov.co; hrosero@ani.gov.co

Bogotá D.C., 26 de diciembre de 2025

Ref. Solicitud modificación no sustancial al Contrato de Concesión Portuaria No. 002 de 2011

Respetados doctores,

En mi calidad de Representante Legal de la Sociedad Portuaria Puerto Bahía S.A (“SPPB” o el “Concesionario”), de acuerdo con el Certificado de Existencia y Representación Legal adjunto a la presente comunicación, de la manera más atenta en los términos establecidos en el artículo 102 de la Ley 1955 de 2019, mediante el cual se modificó el artículo 17 de Ley 1ª de 1991, someto a su consideración la presente solicitud de **modificación no sustancial** al Contrato de Concesión Portuaria No. 002 del 15 de abril de 2011 (el “Contrato de Concesión”), suscrito entre el Instituto Nacional de Concesiones- INCO, hoy Agencia Nacional de Infraestructura (“ANI” o la “Entidad”), en los términos que se exponen a continuación.

Esta solicitud se presenta de conformidad con lo dispuesto en el Estatuto Portuario – Ley 1 de 1991 y las normas que la reglamentan, adicionan o modifican, e incluye la totalidad de la información necesaria para que la ANI pueda analizar y estudiar esta solicitud de modificación no sustancial y consecuentemente aprobar y otorgar la modificación en los términos solicitados.

La solicitud de modificación no sustancial se presenta en el siguiente orden:

1.	Antecedentes y objeto de la solicitud de modificación	3
1.1	Antecedentes	3
1.2	Objeto de la solicitud de modificación no sustancial	5
2.	Documentos Corporativos	5
2.1	Certificado de Existencia y Representación Legal de SPPB.....	5
3.	Estudio Jurídico de la Solicitud.....	5
3.1	Marco normativo – Modificación concesión portuaria.....	5
3.2	Naturaleza de la modificación solicitada	8
4.	Descripción técnica de la solicitud de modificación	8
4.1	Resumen ejecutivo del Proyecto	8

4.2 Descripción de los componentes del proyecto 10

4.3 Componentes en Zona de Uso Público 11

4.4 Componentes en Área Adyacente 18

4.5 Volúmenes esperados, modalidad de operación, rotaciones de carga y
tiempos de servicio 19

5. Análisis de los aspectos ambientales y sociales de la solicitud de modificación no
sustancial 22

5.1 Análisis de los aspectos ambientales 22

5.2 Análisis de los aspectos sociales 24

5.3 Relación del Proyecto con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)
..... 26

6. Estudio Financiero de la Solicitud 28

6.1 Resumen y cronograma de las inversiones a realizar 28

6.2 Áreas de ocupación adicional en la Zona de Uso Público 29

7. Anexos 29

7.1 Anexo 1 – Certificado de Existencia y Representación Legal de la SPPB
..... 29

7.2 Anexo 2- Copia de la cédula de ciudadanía del Representante Legal de la
SPPB..... 29

Quedamos atentos a cualquier aclaración que requieran para que, trabajando conjuntamente, podamos sacar adelante este importante proyecto, el cual, como verán a lo largo de este documento, tendrá un impacto muy positivo que esperamos se extienda al desarrollo de la región y del país.

Cordialmente,

DocuSigned by:



7D080C48B42A4D0C
Julia Viviana Sanchez Charria

Representante Legal

Sociedad Portuaria Puerto Bahía S.A.

**SOCIEDAD
PORTUARIA
PUERTO BAHIA
SA**

Firmado digitalmente
por SOCIEDAD
PORTUARIA PUERTO
BAHIA SA
Fecha: 2025.12.26
13:41:22 -05'00'

1. ANTECEDENTES Y OBJETO DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN

1.1 Antecedentes

- 1.1.1 El 15 de abril de 2011 la SPPB celebró con el INCO, hoy Agencia Nacional de Infraestructura (ANI), el Contrato de Concesión, cuyo objeto, de acuerdo con la Cláusula Primera, es:

“(…) “la ocupación y utilización de forma temporal y exclusiva de la zona de uso público conformada por una línea de playa, terrenos de bajamar y zonas accesorias a aquellas o a estos, para la construcción, administración y operación de un terminal multipropósito de servicio público ubicado en la Bahía de Cartagena en el sitio denominado “La Pulga” entre la desembocadura del Canal del Dique y Bahía Honda, corregimiento de Santa Ana, del Distrito Turístico y Cultural de Cartagena de Indias, departamento de Bolívar, en los términos y condiciones establecidas en la Resolución 473 de 2010 y el presente Contrato”

- 1.1.2 El 19 de diciembre de 2012, mediante la Resolución No. 878 de 2012 la ANI otorgó autorización para la modificación del Contrato de Concesión, la cual tuvo por objeto la especialización del terminal marítimo en el manejo de hidrocarburos, para lo cual, entre otros, se autorizó (i) la ampliación de la zona de uso público marítima; (ii) la reducción de la zona adyacente de propiedad privada; (iii) la modificación del plan de inversiones y (iv) la modificación de las especificaciones y condiciones técnicas bajo las cuales se aprobó la Concesión.
- 1.1.3 El 21 de enero de 2013 la ANI y la SPPB suscribieron el Otrosí No. 001 de 2012 en los términos autorizados en la Resolución No. 878 de 2012.
- 1.1.4 Dada la coyuntura actual de escasez de Gas Natural que enfrenta el país y la cual se encuentra identificada en el Plan de Abastecimiento de Gas Natural publicado por la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), el cual se encuentra aprobado por el Ministerio de Minas y Energía, lo que a mediano y largo plazo puede afectar la seguridad energética del país.

Considerando el potencial déficit de oferta nacional en el corto y mediano plazo, se observa la necesidad de diversificar y ampliar la capacidad de importación, por lo que este Proyecto atiende la necesidad de abastecer de forma confiable el suministro de gas natural en Colombia. El país consume aproximadamente 900 GBTUD de gas natural. Según cifras del Gestor de Mercado de Gas Natural (“Gestor”) y considerando el comportamiento creciente de la demanda y la menor oferta generada por la declinación natural de los campos de producción de Gas Natural en Colombia, se estima que para el año 2026 exista un faltante de contratación en firme promedio de 191 GBTUD y un déficit estimado total de 90 GBTUD (12%) (Fuente: Gestor del Mercado informe de disponibilidad para el año 2026 publicado en septiembre de 2025).

Esta situación representa un riesgo para la seguridad energética del país, especialmente en sectores estratégicos como el industrial y el transporte vehicular a gas natural (Gas Natural Vehicular Comprimido -“GNVC”).

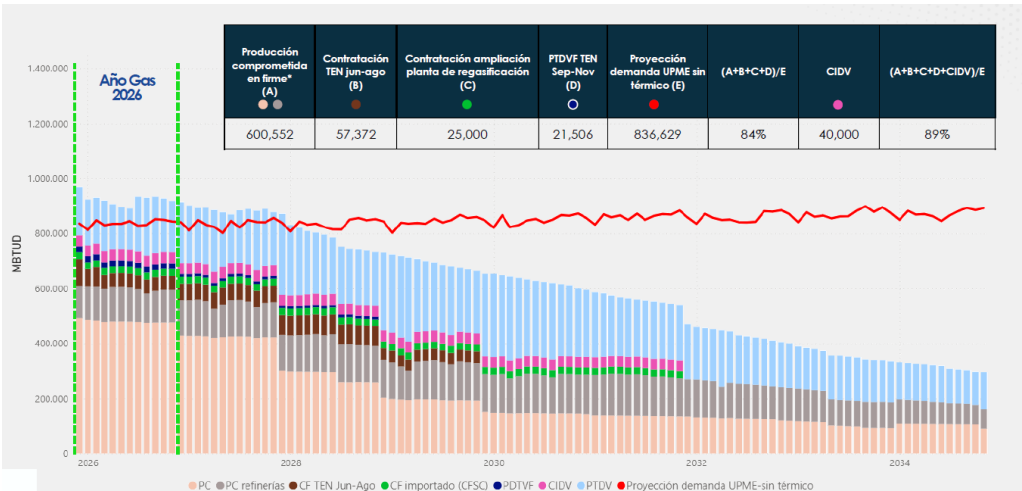


Ilustración 1 – Producción vs. Demanda. Fuente: Gestor de Mercado.

Según el informe de disponibilidad para el año 2026 publicado en septiembre de 2025 por el Gestor de Mercado, el potencial de producción nacional de gas natural para 2026 disminuyó en un 0.6% en la declaración de producción de 2025 (860 GBTUD) frente a 2024 (865 GBTUD). En este contexto, la planta de regasificación en Cartagena se posiciona como una solución directa al déficit estructural de gas natural. Su capacidad para importar gas licuado y convertirlo en gas natural permite atender picos de demanda y compensar interrupciones en la producción nacional. Además, fortalece la seguridad energética, diversifica las fuentes de suministro y apoya la transición energética. Ubicada estratégicamente en el Caribe colombiano, esta infraestructura impulsará la competitividad regional y garantizará el abastecimiento continuo a sectores estratégicos.

Aunado al declive natural de las fuentes nacionales y de acuerdo con el informe de reservas de 2024 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, las reservas probadas 1P presentan una variación negativa respecto a los valores registrados en el año anterior, disminuyendo para 2024 aproximadamente en un 13% frente a 2023 y 49% frente a 2016.

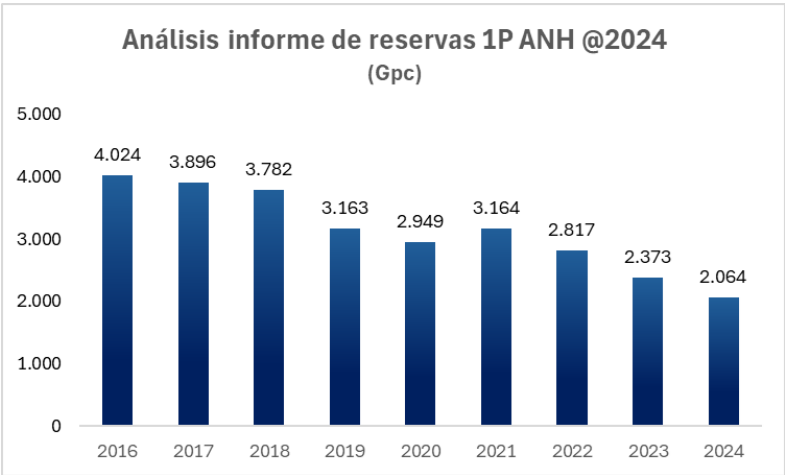


Ilustración 2 – Análisis del informe de reservas 1P ANH.

Fuente: Elaboración propia con datos de Agencia Nacional de Hidrocarburos

1.1.5 Como respuesta a esta situación, la SPPB tiene la intención de realizar modificaciones a su infraestructura actual *off-shore* que permitan atender la demanda

de gas natural mediante la importación de este combustible y enfrentar los déficits que se prevén producto de la disminución de la capacidad de producción del país.

1.2 Objeto de la solicitud de modificación no sustancial

El objeto de esta solicitud es presentar a la ANI el estudio jurídico, técnico y financiero del Proyecto, con el fin de que cuente con la totalidad de la información necesaria para comprender, desde todos los ángulos, la relevancia e importancia estratégica de su realización. Con base en ello, y de conformidad con la normatividad vigente y los procedimientos definidos por la Entidad, se solicita que la ANI emita su aprobación para la ejecución de las obras Adicionales o por Cuenta y Riesgo, y que las Partes suscriban el otrosí correspondiente.

Específicamente, la SPPB pretende:

- (a) Que se autorice la realización de Obras Adicionales o por Cuenta y Riesgo, previstas en la Cláusula Décima Cuarta del Contrato de Concesión en el sentido de autorizar la realización de las obras e inversiones, necesarias para el desarrollo del Proyecto en la Zona de Uso Público, no previstas en el Contrato de Concesión, ni en el Plan de Inversiones, las cuales serán asumidas por el Concesionario a su cuenta y riesgo, partiendo del entendido que la inversión a realizar será recuperada en el término de la concesión, sin que implique modificación alguna la plazo de la concesión.
- (b) Que se modifique la *Cláusula Séptima – Descripción del Proyecto, Especificaciones Técnicas, Modalidades de Operación, Volúmenes y Clase de Carga a la que se Destinará el Puerto*, en el sentido de incorporar las intervenciones y facilidades que serán construidas en las Zonas Adyacentes a las Zonas de Uso Público, en el marco del Proyecto. Lo anterior con el objeto de modificar igualmente del Reglamento de Condiciones Técnicas de Operación – RCTO.

2. DOCUMENTOS CORPORATIVOS

2.1 Certificado de Existencia y Representación Legal de SPPB

Quien presenta la **solicitud de modificación no sustancial** al Contrato de Concesión Portuaria es Julia Viviana Sánchez Charria, identificada con cédula de ciudadanía 52.783.253, en su condición de representante legal de la SPPB, identificada con NIT 860.009.873-4, sociedad inscrita inicialmente en la Cámara de Comercio de Bogotá el día 10 de agosto de 1963 y posteriormente en la Cámara de Comercio de Cartagena el día 25 de noviembre de 2008, bajo el número 59.664 del libro IV del Registro Mercantil.

Se presenta como Anexo 1 el Certificado de Existencia y Representación Legal de la SPPB, expedido por la Cámara de Comercio de Cartagena el 16 de diciembre de 2025.

Así mismo, para todos los efectos, se presenta como Anexo 2 la copia de la cédula de ciudadanía del Representante Legal de la SPPB.

3. ESTUDIO JURÍDICO DE LA SOLICITUD

3.1 Marco normativo – Modificación concesión portuaria

3.1.1 Ley 1 de 1991 – Estatuto de Puertos Marítimos

Según el artículo 17 de la Ley 1 de 1991, modificado por el artículo 102 de la Ley 1955 de 2019, para que una sociedad portuaria pueda cambiar las **condiciones en las**

cuales le fue aprobada una concesión portuaria, debe obtener permiso de previo y escrito de la entidad concedente.

La autorización se otorgará siempre y cuando (i) si con ello no se infiere perjuicio grave e injustificado a terceros y (ii) si el cambio no es de tal naturaleza que desvirtúe los propósitos de competencia en los que se inspiran los procedimientos descritos en los artículos 9, 10, 11 y 12 de la Ley 1 de 1991.

En adición a las dos únicas causales para rechazar la solicitud de modificación de un contrato de concesión portuaria, este mismo artículo crea una distinción entre modificaciones sustanciales y modificaciones no sustanciales, pues se define a las primeras como aquellas que versan sobre **el plazo, la ubicación, los linderos y/o la extensión de las Zonas de Uso Público** otorgadas en concesión. Si bien no define las modificaciones no sustanciales se debe concluir que son **todas aquellas que no entran dentro de la categoría de sustanciales**.

3.1.2 Metodología para modificación de un contrato de concesión portuaria de la ANI

La ANI, en el marco de sus funciones de gestión contractual y seguimiento de proyectos de infraestructura de transporte, emitió la “Metodología para la modificación de un contrato de concesión portuaria Código GCSP-I-004 del 19/02/2021”¹ En este punto es muy importante tener presente que dentro del sector de infraestructura, el portuario tiene un régimen especial contemplado en la Ley 1ª de 1991, y las normas que la complementan y modifican.

Mediante este documento se establece el procedimiento para las modificaciones sustanciales y las modificaciones no sustanciales a las concesiones portuarias.

En relación con las modificaciones no sustanciales se prevé que:

“(…) las modificaciones contractuales que no involucren una modificación sustancial en los términos del artículo 102 de la Ley 1955 de 2019 modificadorio del artículo 17 de la Ley 1 de 1991, se tramitarán conforme los procedimientos establecidos en el Manual de Contratación de la Entidad, para la modificación de los contratos de concesión. Esto incluye entre otros aspectos: Evaluaciones Internas y de Interventoría, si la hay; así como la presentación a Comité de Contratación”

Asimismo se establece que, atendiendo a lo dispuesto en el artículo 17 de la Ley 1 de 1991, que dispone que se debe garantizar que no se infiera perjuicio grave e injustificado a terceros ni que se desvirtúen los propósitos de competencia, se prevén los siguientes pasos adicionales:

- (i) La ANI publicará en la página web de la entidad la existencia de la solicitud de modificación y el objeto de la misma, para que aquellos terceros posiblemente afectados puedan intervenir en el trámite.
- (ii) Solicitud de concepto sobre la modificación pretendida a las autoridades que por disposición legal deben emitir concepto al momento del

¹ Ver: https://www.ani.gov.co/sites/default/files/sig/gcsp-i-004_metodologia_para_la_modificacion_de_un_contrato_de_concesion_portuaria_v2.pdf

otorgamiento de la concesión (Artículo 10 de la Ley 1 de 1991²), así como de aquellas autoridades que, a juicio de la entidad concedente, puedan tener injerencia en la modificación solicitada.

(a) Disposiciones del Contrato de Concesión

Como fue expresando en la Sección 1.21.2 anterior, la SPPB pretende mediante la presente solicitud de modificación no sustancial del Contrato de Concesión de manera que la ANI dé su aprobación para (i) la inclusión de obras e inversiones adicionales o por cuenta y riesgo en Zonas de Uso Público, en los términos de la Cláusula Décima Cuarta del Contrato de Concesión y (ii) la modificación de la Cláusula Séptima del Contrato de Concesión, en el sentido de incorporar las intervenciones y facilidades que serán construidas en las Zonas Adyacentes a las Zonas de Uso Público, en el marco del Proyecto.

Sobre el primer punto es de anotar que, según la Cláusula Trigésima Tercera del Contrato de Concesión los cambios a las condiciones y términos pactados en este y/o en aquellas en las cuales se otorgó la concesión, deben ser autorizados previamente y por escrito por parte de la ANI, siempre y cuando se cumpla con el procedimiento legal vigente que autorice las modificaciones del Contrato de Concesión. Cualquier modificación se deberá autorizar y formalizar a través de un otrosí.

En relación con el segundo punto, de acuerdo con la Cláusula Décima Cuarta, en el evento en el que el Concesionario requiera realizar obras e inversiones en las Zonas de Uso Público no previstas en el Contrato de Concesión y su respectivo plan de inversiones y/o adquirir, arrendar o instalar equipos destinados a la operación del muelle, debe cumplir con las siguientes condiciones:

- (i) Contar con autorización escrita por parte de la ANI;
- (ii) Las obras e inversiones adicionales que sean autorizadas deberán revertir gratuitamente a la Nación;
- (iii) Las obras e inversiones adicionales deben ser asumidas por el Concesionario por su cuenta y riesgo, partiendo del entendido de que la inversión realizada será recuperada durante el término de la Concesión, y por lo tanto;

² “**Artículo 10. Intervención de terceros y de las autoridades.** (...) Transcurridos los dos meses en los cuales se pueden formular oposiciones o presentar propuestas alternativas, se abrirán públicamente los sobres que contengan los datos confidenciales, y se citará siempre, para que expresen su opinión sobre la conveniencia y legalidad de las solicitudes, al Alcalde del Municipio o Distrito donde se pretenda desarrollar el proyecto, el Gerente General del Instituto de Desarrollo de los Recursos Renovables, a las entidades que tengan la función especial de velar por el medio ambiente en la respectiva región; al Gerente General de la Corporación Nacional de Turismo de Colombia; al Director General de la Dirección General Marítima del Ministerio de Defensa Nacional, y al Director General de Aduanas del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Las autoridades mencionadas en el inciso anterior tendrán un plazo de veinte días, contados a partir de la fecha en que la Superintendencia General de Puertos, les envíe la citación, para emitir sus conceptos; si al cabo de ese plazo la Superintendencia General de Puertos no los hubiere recibido, continuará el procedimiento sin los que falten, y se promoverá investigación disciplinaria contra quien no haya emitido su concepto (...)”

- (iv) La autorización de obras e inversiones adicionales no dará derecho a prórroga, modificación, indemnización o reconocimiento alguno a favor del Concesionario;
- (v) El Concesionario deberá ajustar oportunamente las garantías de que trata la Cláusula Décima Segunda del Contrato de Concesión.

Ahora bien, en la Cláusula Décima Tercera, se establece que, al finalizar la Concesión deberá revertir gratuitamente a la Nación:

- (i) La ZUP
- (ii) Toda la infraestructura que se encuentre **habitualmente instalada** en la ZUP, entregada en virtud del Contrato de Concesión o ejecutada dentro del plazo del mismo; y
- (iii) Los inmuebles por destinación (equipos e inversiones) afectos a la operación del muelle.

Así las Cláusulas Décima Cuarta y Décima Tercera deben ser leídas en conjunto, tanto en relación con la autorización para la realización de obras e inversiones adicionales como para la determinación de los bienes a revertir.

3.2 Naturaleza de la modificación solicitada

De acuerdo con el marco normativo reseñado en la Sección 3.1 anterior, la naturaleza de la modificación al Contrato de Concesión objeto de esta solicitud es la de una **modificación no sustancial** puesto que no versa sobre el plazo, la ubicación, los linderos y/o la extensión de las Zonas de Uso Público otorgadas en Concesión.

Por lo tanto, en la presente solicitud de modificación no sustancial, se sigue y se da cumplimiento a lo previsto en la normatividad vigente para las modificaciones de naturaleza no sustancial.

4. DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN

4.1 Resumen ejecutivo del Proyecto

Para efectos del presente documento: (i) el Gas Natural Licuado (GNL) corresponde al gas natural en estado criogénico; (ii) el Gas Natural Regasificado (GNR) corresponde al gas natural en estado gaseoso luego del proceso de regasificación; y (iii) el Gas Natural Importado (GNI) hace referencia al origen del gas, independientemente de su estado físico.

El presente Proyecto, tiene por objeto la instalación de infraestructura que permita el recibo de buques metaneros y garantice la oferta de gas natural al mercado colombiano.

Como puede verse en la imagen que se presenta a continuación, el terminal constará del fondeo de una FSU (Unidad Flotante de Almacenamiento); una plataforma flotante de regasificación; mangueras flexibles flotantes y conexión en tierra al Sistema Nacional de Transporte (SNT).

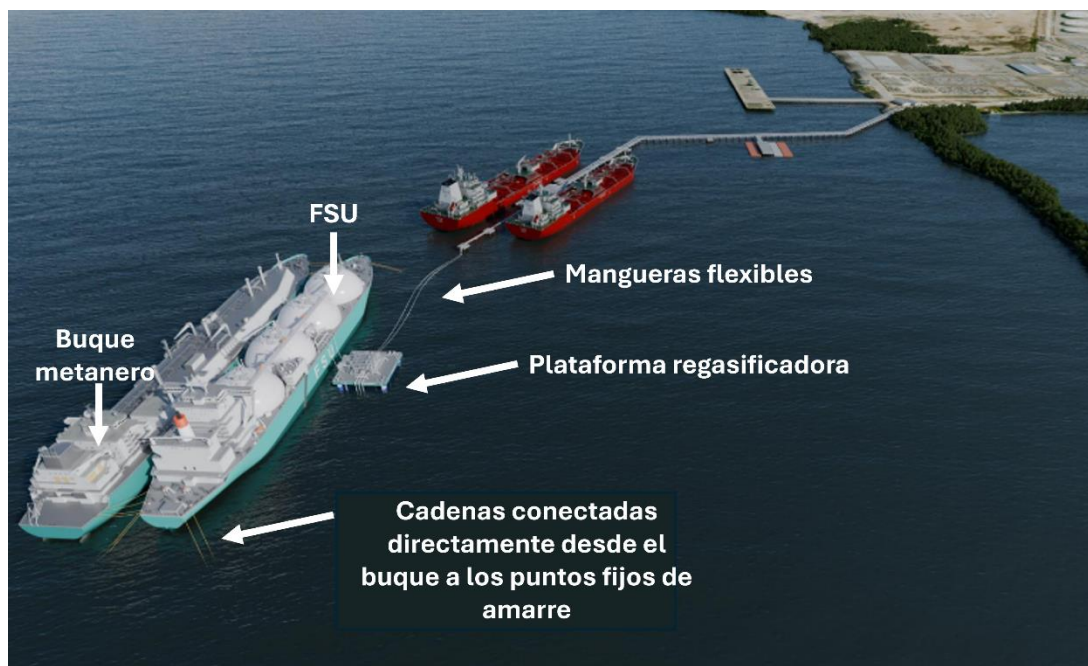


Ilustración 3 – Terminal de GNL en Puerto Bahía

El Terminal contará con una capacidad de regasificación de hasta 300 MPCD (millones de pies cúbicos diarios). El GNL será recibido mediante buques metaneros (LNG carriers) que se abarloadrán a la FSU en el área de fondeo definida por la SPPB dentro de su zona de concesión, con el fin de efectuar la transferencia de GNL entre buque metanero y FSU con duración de 24 horas (ver **Error! Reference source not found.**). El GNL será regasificado a bordo de una regasificadora flotante y posteriormente el GNR será inyectado al SNT.

El Proyecto ha sido estructurado teniendo en consideración dos factores determinantes (i) garantizar un suministro de gas confiable; y (ii) cumplir con las normas y estándares de la industria internacional de GNL desde la perspectiva técnico, ambiental y social.

Como se desarrolla en la Sección 1.1, este Proyecto ha sido concebido como una respuesta estructurada y estratégica a la coyuntura actual de escasez de gas natural en Colombia. En ese sentido, el desarrollo de esta solución para el abastecimiento de gas natural considera los siguientes principios:

- Diversificación de fuentes de suministro de gas natural en Colombia, mediante la importación segura y eficiente de GNL.
- Aplicación de estándares internacionales de seguridad, con la participación de firmas líderes a nivel global en el diseño e implementación de soluciones para la industria del GNL.
- Uso de tecnologías que minimizan la huella ambiental de las infraestructuras involucradas.
- Articulación con las comunidades del área de influencia, priorizando el desarrollo responsable y la gestión social preventiva.

4.1.1 Elementos del proyecto

El Proyecto contempla la instalación de elementos marítimos en la Zona de Uso Público, así como también infraestructura en los Terrenos Adyacentes. En particular, se proyecta la instalación de un sistema de amarre para el fondeo de la FSU, diseñado

bajo los más altos estándares técnicos y ambientales, asegurando eficiencia operativa, seguridad portuaria y mínimo impacto ambiental. Asimismo, se ubicará, a un costado de la FSU, una plataforma con equipos de regasificación que se conecta con el gasoducto ubicado sobre el Muelle de Líquidos a través de dos mangueras flexibles flotantes.

Resulta relevante señalar que la construcción e instalación de los componentes descritos anteriormente no requieren de la ocupación de áreas en la Zona de Uso Público adicionales a las que en la actualidad son utilizadas por la Sociedad Portuaria Puerto Bahía para la prestación de sus servicios. Esto es, no se está solicitando la modificación del área actualmente concesionada por la ANI.

4.2 Descripción de los componentes del proyecto

La SPPB propone la construcción de la siguiente infraestructura para el terminal de GNL:

Descripción general de las obras. El proyecto consta de componentes en Zona de Uso Público y en Terrenos Adyacentes; se describen a continuación en función de los estudios de ingeniería realizados.



Ilustración 4 – ZUP y Terrenos Adyacentes en la SPPB.

En resumen, las inversiones del proyecto se clasifican en los siguientes componentes:

(a) Componentes en Zona de Uso Público

- (i) Sistema de amarre
- (ii) Gasoducto sobre muelle

(b) Componentes en Terrenos Adyacentes

Ver Ilustración 5 – Facilidades del proyecto GNL en SPPB.



Ilustración 5 - Facilidades del proyecto GNL en SPPB.

4.3 Componentes en Zona de Uso Público

4.3.1 Sistema de amarre

El sistema de amarre proyectado para la FSU corresponde a una configuración tipo *spread mooring*. Este esquema asegura la posición de la unidad mediante puntos fijos de amarre al subsuelo marino con fundación en micropilotes, a los cuales se conectan las cadenas que se vinculan directamente a los ganchos de amarre de la FSU. Este esquema no contempla el uso de anclas navales convencionales, sino elementos de fijación al subsuelo.

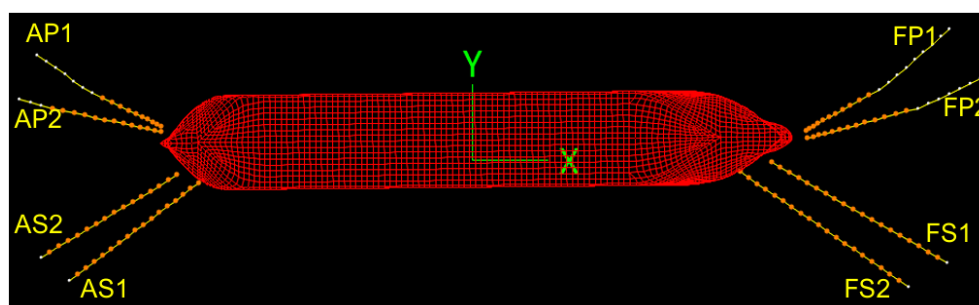


Ilustración 6 – Sistema de amarre tipo "spread mooring" para FSU.

La selección de este sistema responde a su adaptabilidad a condiciones *off-shore*, su seguridad operacional comprobada y su capacidad para soportar las operaciones continuas como las de transferencia *ship-to-ship* requeridas durante la descarga de GNL desde los buques metaneros al FSU.

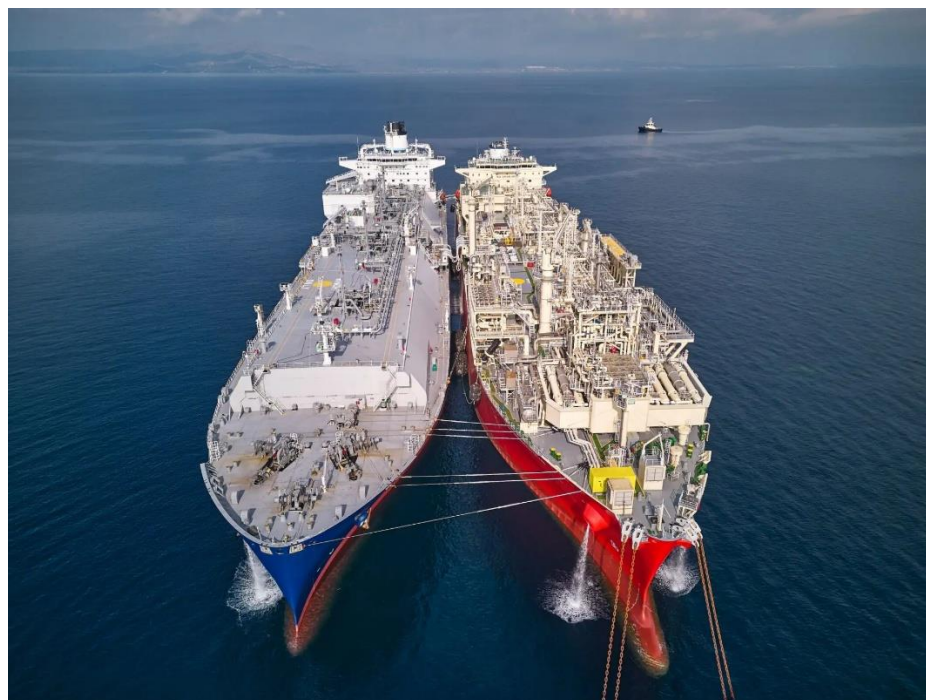


Ilustración 7 – Imagen de referencia operación de transferencia *ship-to-ship*. A la derecha, buque amarrado mediante un sistema de amarre tipo *spread mooring*

Además, permite responder de manera inmediata ante necesidades operativas o situaciones de emergencia, lo que refuerza su confiabilidad y lo convierte en una solución altamente segura y eficiente para este tipo de terminales. Su implementación no requiere modificaciones a la infraestructura marítima existente como el Muelle de Líquidos ni la construcción de nuevos duques de alba.

El impacto físico directo sobre el subsuelo marino se limita exclusivamente a la instalación de micropilotes de diámetro reducido, cuya huella de ocupación es puntual y de bajo alcance. Las cadenas que amarran al buque a los micropilotes son desmontables y removibles, lo que otorga flexibilidad y reversibilidad al sistema en caso de requerirse su retiro.

(a) Descripción de puntos fijos de amarre con micropilotes

El sistema de *spread mooring* del proyecto estará conformado por ocho puntos fijos de amarre basados en micropilotes. Este tipo de amarre consiste en elementos perforados e instalados directamente en el subsuelo marino (micropilotes), garantizando una fijación estable y de alta capacidad. Su instalación se realiza mediante una platina con orificios ubicada sobre el lecho marino, la cual permite ejecutar la perforación y la inserción de los micropilotes de manera precisa y controlada. Para este proyecto, la platina corresponderá a una estructura de geometría circular de 6.50 m de diámetro diseñada con doce orificios, configurada específicamente para facilitar la instalación eficiente y segura de los

micropilotes y que, una vez ejecutados, permanece como elemento funcional para el enganche de la cadena de amarre de la unidad flotante.

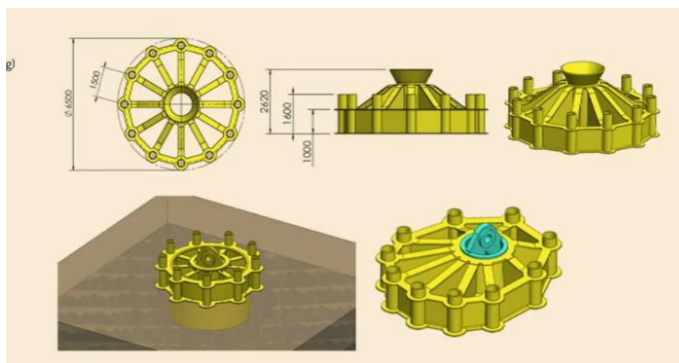


Ilustración 8 - Esquema de referencia de platina para micropilotes

Cada punto fijo de amarre tendrá 12 micropilotes asociados a la platina de acero con profundidades de hasta 35 metros, con el fin de garantizar la resistencia frente a cargas dinámicas (ver **Ilustración 9 - Esquema de referencia de platina de amarre con micropilotes (vista sobre el lecho marino)**). El número final de micropilotes, así como su disposición, profundidad y especificaciones, se definirá en la etapa de ingeniería de detalle.



Ilustración 9 - Esquema de referencia de platina de amarre con micropilotes (vista sobre el lecho marino)

Los micropilotes son elementos estructurales de reducido diámetro, diseñados para transferir de manera eficiente las cargas de amarre hacia estratos competentes del subsuelo. Su configuración permite una instalación precisa y de baja huella ecológica, lo que asegura un impacto físico mínimo sobre los componentes de subsuelo y lecho marino.

La instalación de los micropilotes se ejecuta mediante perforaciones controladas. En dichas perforaciones se introduce el micropilote cuya geometría es similar a una barra metálica de alta resistencia y posteriormente se inyecta una mezcla especialmente formulada para asegurar una unión monolítica con el terreno circundante.

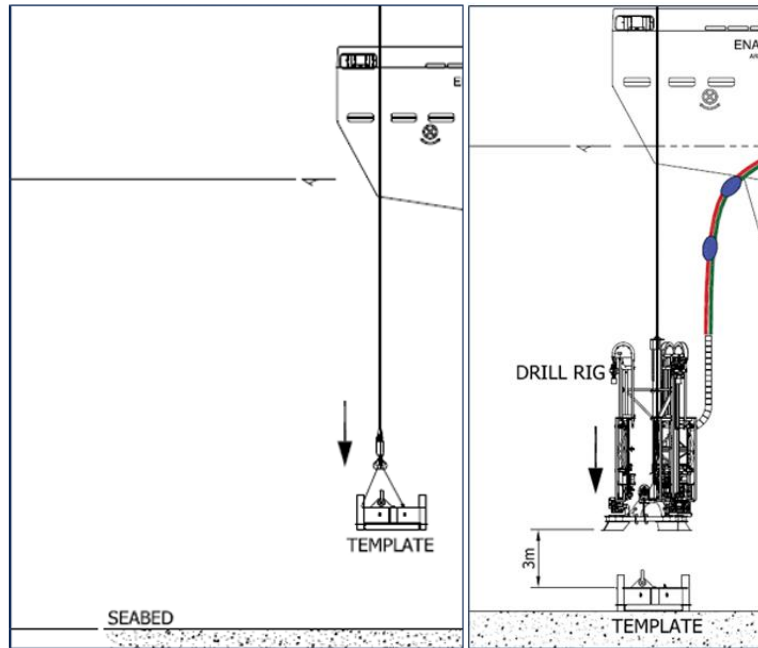


Ilustración 10 – Instalación de puntos de amarre con micropilotes: (a) ubicación de la platina (*template*) en el lecho marino; (b) despliegue y calibración de la unidad de perforación para la instalación de los micropilotes.

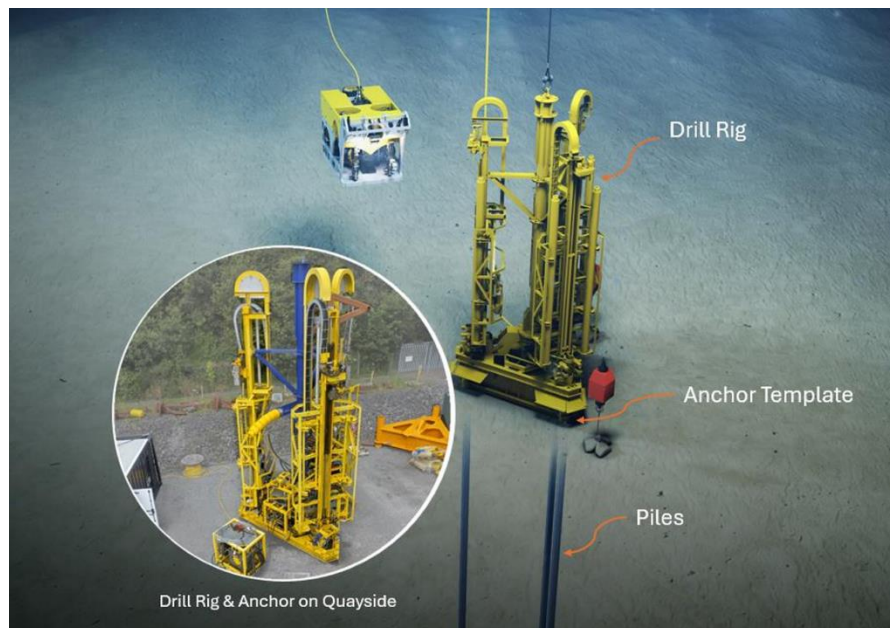


Ilustración 11 – Instalación de micropilotes guiados por la platina (*template*): incluye la perforación, la inserción del micropilote y la aplicación de mezcla (*grouting*) para lograr estabilidad definitiva

El comportamiento de los micropilotes frente a cargas está dado por dos mecanismos complementarios:

- (A) **Fricción lateral.** La superficie externa del micropilote transmite las cargas a través del rozamiento con las capas que lo rodean. Esto asegura que la fuerza se distribuya gradualmente a lo largo de toda su longitud, reduciendo la concentración de esfuerzos en un solo punto.

- (B) **Resistencia en punta.** El extremo inferior del micropilote apoya sobre estratos más competentes, actuando como una base firme que absorbe y transmite los esfuerzos verticales y horizontales hacia capas profundas del subsuelo.

La combinación de ambos mecanismos proporciona una capacidad portante elevada y altamente confiable frente a cargas dinámicas de tracción, compresión y flexión generadas por el sistema de amarre. Esta distribución asegura que las fuerzas no se concentren en la superficie inmediata del lecho marino, sino que se transmitan de manera controlada a mayor profundidad, otorgando estabilidad estructural incluso bajo condiciones extremas de oleaje, corrientes y viento. Este diseño permite además optimizar el número y la longitud de los micropilotes, garantizando seguridad y eficiencia sin incrementar la huella de intervención en el medio marino.

Desde los puntos de amarre en el suelo marino se dispondrán las cadenas del sistema de amarre, las cuales serán las encargadas de sostener el buque durante su operación. Estas cadenas se caracterizan por su bajo impacto y por su carácter completamente reversible, ya que pueden retirarse en cualquier momento sin generar afectaciones permanentes en el entorno marino ni en el área concesionada.

Dependiendo de la composición del suelo marino (arenas, limos o gravas), se emplean técnicas específicas de perforación que permiten mantener la estabilidad del orificio y evitar desplazamientos significativos de sedimentos. Este control reduce la suspensión de partículas y previene la generación de plumas de turbidez de magnitud relevante, mitigando los impactos sobre la biota bentónica y el entorno marino inmediato. De esta manera, la metodología constructiva evita dragados, vertimientos o movimientos significativos de sedimentos, limitando la intervención al diámetro puntual de cada perforación.

Los puntos fijos de amarre basados en micropilotes se han definido como el elemento principal del sistema de amarre del proyecto, debido a su versatilidad frente a las condiciones de suelo presentes en SPPB. Según el estudio geotécnico reciente realizado en noviembre de 2025 en el área marina concesionada a Puerto Bahía y donde se hará la instalación de los puntos de amarre con micropilotes, se evidencia una estratigrafía típica de ambientes costeros de la Bahía de Cartagena, conformada por un depósito lodoso superficial muy blando y saturado en los primeros metros bajo el lecho marino, seguido por limoarcillas de plasticidad media a alta, con humedades elevadas y comportamiento moderadamente compresible.

En profundidades cercanas a los 24 m bajo el nivel del mar, los sondeos evidencian de manera continua arcillas de alta plasticidad (CH) de consistencia resistente a muy resistente, con rechazo frecuente en SPT, que constituyen el primer estrato competente para la cimentación de los micropilotes previstos.

Los ensayos de laboratorio —índices de plasticidad entre 25% y 31%, permiten clasificar el perfil como tipo E según la NSR-10, descartándose condiciones especiales como licuación, dispersividad, colapsabilidad o expansividad.

En conclusión, el subsuelo no presenta restricciones geotécnicas para la cimentación profunda, siempre que esta se apoye dentro del estrato CH competente y se superen completamente los depósitos blandos detectados durante la excavación. Asimismo, se recomienda cumplir rigurosamente los requisitos del Título C de la NSR-10.

Para el diseño y la instalación se toman como referencia los lineamientos de la norma internacional DNVGL-OS-E301 “*Position Mooring*”, la cual establece los requisitos técnicos de diseño, instalación y mantenimiento de sistemas de amarre en ambientes marinos. Su aplicación en este proyecto garantiza que los micropilotes cumplan con criterios de seguridad internacionalmente aceptados, asegurando la confiabilidad y estabilidad de la infraestructura bajo condiciones operativas exigentes.

Por último, se presentan la ilustración y las coordenadas donde se ubicarán los puntos fijos de amarre con micropilotes descritos en esta sección:



Ilustración 12 - Ubicación de puntos fijos de amarre.

Tabla 1 - Coordenadas de los puntos fijos de amarre con micropilotes.

Punto	MAGNA-SIRGAS 2018 Origen Nacional (E, N)
1	4721624.27, 2695957.06
2	4721624.25, 2695980.21
3	4721580.27, 2696050.03
4	4721555.93, 2696059.50
5	4721210.02, 2695826.65
6	4721218.01, 2695802.13
7	4721252.49, 2695746.40
8	4721276.59, 2695732.25

4.3.2 Gasoducto sobre muelle

La construcción del gasoducto contempla una interfaz de conexión la cual estará ubicada en el extremo del Muelle de Líquidos, donde actualmente se ubica el último duque de alba como se muestra a continuación:



Ilustración 13 – Gasoducto sobre el muelle.

En este punto se instalará la estructura receptora del GNR conducido desde la regasificadora por medio de dos mangueras flotantes flexibles. El montaje de la interfaz de conexión en esta zona garantiza un uso eficiente de la infraestructura ya disponible, evitando la ocupación de áreas marítimas adicionales.

La línea rígida es de 16 pulgadas de diámetro, fabricada en acero al carbono y soportada sobre la infraestructura existente del muelle. Esta línea se dispondrá en el costado norte del rack de tuberías existente, integrándose al sistema de soportes ya disponible en el muelle, lo que asegura continuidad funcional y coherencia estructural.

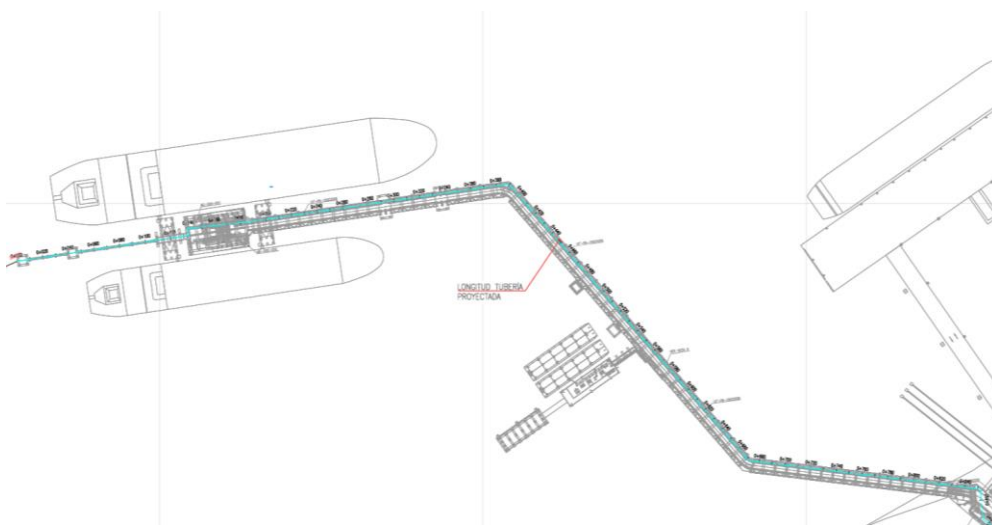


Ilustración 14 - Segmento del gasoducto sobre estructura existente en el Muelle de Líquidos

La longitud aproximada del gasoducto desde la interfaz de conexión hasta su llegada a tierra firme es de 840 m. Este tramo del gasoducto permitirá la transición ordenada y segura de Gas Natural Regasificado (GNR).

El gasoducto estará diseñado para operar hasta 87 bar y una presión de diseño de 98,9 barg (1.434 psig). El rango de temperaturas de operación se encuentra entre 7,2 y 17 °C (45–62,6 °F), condiciones que responden a las características del gas natural regasificado transferido desde la FSU.

El diseño estructural incorpora criterios de resistencia frente a esfuerzos dinámicos derivados de la operación y de condiciones ambientales propias del entorno costero. Para garantizar su integridad, se implementarán loops de expansión estratégicamente ubicados a lo largo del trazado. Estos permiten absorber tanto las dilataciones térmicas como los movimientos diferenciales de la estructura portuaria, asegurando la protección de la línea y de la infraestructura existente.

Con esta configuración, el gasoducto combina (i) seguridad operacional, al mantener los parámetros de presión y temperatura dentro de rangos controlados; (ii) confiabilidad técnica, gracias a la incorporación de elementos de mitigación como los loops de expansión; y (iii) compatibilidad estructural, al apoyarse en infraestructura existente sin requerir ampliaciones ni obras adicionales sobre el área marítima.

Dentro del alcance del proyecto se contemplan las obras en tierra firme asociadas al sistema de transporte de gas, las cuales se consideran instalaciones complementarias en terrenos adyacentes y necesarias para la operación del sistema. Estas intervenciones se incorporan al Proyecto para efectos de su descripción técnica y operativa y de la modificación de la Cláusula Séptima y del RCTO; sin embargo, no implican ocupación de la Zona de Uso Público ni la ejecución de obras portuarias dentro del área concesionada.

4.4 Componentes en Área Adyacente



Ilustración 15 - Trazado del gasoducto

La línea de 16 pulgadas descrita en la Sección 4.3.2 en ZUP, continúa su recorrido en los Terrenos Adyacentes los cuales cuentan con un rack de tuberías existentes en el cual se colocará la línea de 16 pulgadas hasta llegar al área suroriental de los predios del puerto, donde se localizará la Estación de Transferencia y Custodia (ETC) y donde se encuentra la línea de 18 pulgadas existente. Es importante destacar que dicha línea de 18 pulgadas va desde Puerto Bahía a Reficar.

4.5 Volúmenes esperados, modalidad de operación, rotaciones de carga y tiempos de servicio

4.5.1 Descripción de la operación del terminal

La FSU y la regasificadora constituyen el núcleo de la operación para la importación y procesamiento del GNL en la terminal. Este buque permanece fondeado dentro del área concesionada de la SPPB.

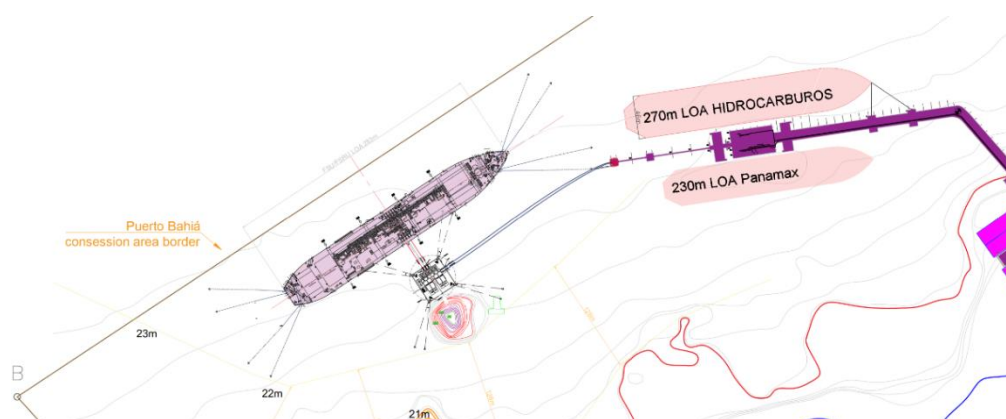


Ilustración 16 - Configuración del terminal: (a) FSU; (b) plataforma flotante de regasificación; (c) gasoducto

Tanto el buque tipo FSU como la plataforma flotante de regasificación tienen un carácter temporal, ya que pueden ser desconectados y retirados en cualquier momento sin dejar estructuras permanentes en el área marítima como duques de alba o piñas de atraque. Su incorporación responde a la naturaleza flexible y operativa que se definió como premisa de ingeniería para el proyecto, la cual permite prestar el servicio de manera eficiente y con menor impacto ambiental.

En el marco del proyecto, la FSU es la referencia principal para el dimensionamiento de los componentes marítimos. Al ser un elemento no fijo, se ubicará dentro de los límites de la concesión portuaria mediante el sistema de amarre señalado. En las siguientes secciones se presentan sus capacidades de almacenamiento y el volumen anual de GNL que se espera recibir.

- (i) Características de buque tipo FSU
 - (A) Eslora (LOA): 284,40 metros
 - (B) Manga: 43,40 metros
 - (C) Calado de diseño: 11,38 metros
 - (D) Capacidad de almacenamiento de GNL: 145.000 m³
 - (E) Número de tanques de GNL: 4 tanques
 - (F) Tipo de tanques de almacenamiento: GTT Membrane Mark III y esferas.
 - (G) Máxima capacidad de almacenamiento operativa: 98,5%

El componente de infraestructura operativa de la FSU integra los sistemas requeridos para asegurar su operación autónoma, continua y segura como unidad central de la terminal marítima para el recibo y almacenamiento de GNL. La plataforma contigua a la FSU cuenta con una capacidad garantizada de regasificación de 300 MPCD.

Estos sistemas han sido diseñados y construidos conforme a estándares internacionales de la industria marítima y de GNL, con el objetivo de garantizar eficiencia operativa, cumplimiento normativo y confiabilidad técnica en condiciones portuarias.

En este sentido la operación podría resumirse como:



(i) Modalidad de operación

La modalidad de operación de la FSU inicia con la llegada de buques metaneros que transportan el GNL desde los países de origen. Estos se aproximan a la unidad flotante para realizar la transferencia de carga mediante operaciones *Ship-to-Ship*, durante las cuales el GNL es trasvasado de manera controlada hacia la FSU típicamente durante 24 horas.

Una vez completada la operación de llenado, el GNL almacenado en la FSU es conducido a la plataforma de regasificación flotante que cuenta con equipos especializados para efectuar el proceso de regasificación. Posteriormente, el gas natural regasificado es transferido a tierra firme a través de dos mangueras flexibles que lo conducen de forma segura hasta la interfaz de conexión sobre el Muelle de Líquidos. Desde allí, el producto se inyecta al gasoducto de tubería rígida que permite la inyección del GNR al SNT.

(ii) Características de buques metaneros esperados.

En el terminal se recibirán buques metaneros con capacidades típicas de entre 125.000 y 170.000 m³ de GNL, esloras de hasta 295 metros, mangas cercanas a 48 metros y calados de alrededor de 12 metros. Estas embarcaciones, diseñadas bajo el Código IGC de la OMI, cuentan con sistemas de contención criogénica de última generación, propulsión y manifolds estandarizados para operaciones seguras de carga y descarga en modalidad *Ship-to-Ship*.



Ilustración 17 – Ejemplo de buque metanero.

4.5.2 Volúmenes de carga

El gas natural licuado (GNL), mantiene una temperatura de -163° C. La proyección estimada de importación de gas natural licuado se presenta a continuación:

Tabla 2 – Volúmenes de carga esperados

Volumen carga anual de GNL	2.574.000 m ³
Número de buques al año	18
Capacidad de almacenamiento operativa del buque	143.000 m ³

SPPB tiene una proyección estimada de importación de GNL promedio 2.574.000 m³ de GNL al año o 1.153.300 Tm de GNL al año, considerando una condición promedio operativa teniendo en consideración las expectativas de la demanda del mercado.

4.5.3 Rotaciones anuales estimadas de la carga en el almacenamiento.

Se estima recibir al menos un buque cada 20 días para el llenado del sistema de almacenamiento de la terminal. Esto implica 18 buques metaneros (de hasta 143.000 m³) al año para mantener una existencia de GNL en el tanque que permita una operación normal del terminal.

4.5.4 Tiempo de servicio durante el recibo de buques metaneros

Tabla 3 – Tiempo de servicio de la operación de transferencia ship-to-ship.

Tiempo activo	143.000 m ³ /9.000 m ³ /h = 15.89 h
Tiempo maniobra atraque y desatraque	1.50 h

Tiempo actividades previas (preparación de equipos, conexión mangueras, revisiones, etc.)	0.50 h
Imprevistos	1 h
Total tiempo de servicio	18.89 h
Total tiempo de servicio + otros	24

5. **ANÁLISIS DE LOS ASPECTOS AMBIENTALES Y SOCIALES DE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN NO SUSTANCIAL**

5.1 **Análisis de los aspectos ambientales**

La Sociedad Portuaria Puerto Bahía S.A. (SPPB) cuenta con licencia ambiental otorgada por el entonces Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – MADS), mediante Resolución 1635 del 19 de agosto de 2010, para el desarrollo del proyecto de “Construcción y Operación del Terminal de Servicio Público Multipropósito”, ubicado en la Bahía Interior de Cartagena de Indias.

Desde su otorgamiento, la licencia ambiental de SPPB ha sido objeto de modificaciones y aclaraciones por parte de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), con el propósito de precisar aspectos técnicos, incorporar obras adicionales, fortalecer los programas de manejo y monitoreo ambiental, así como incluir compromisos sociales y comunitarios.

De igual forma, la ANLA ha expedido medidas complementarias y ha considerado ajustes operativos en el marco de la normatividad vigente, garantizando que el desarrollo y operación del terminal multipropósito de SPPB se mantengan dentro de los lineamientos ambientales establecidos.

En el marco de dicha licencia ambiental, se encuentra expresamente autorizado el manejo de graneles líquidos, principalmente hidrocarburos y derivados. De igual manera, se encuentra autorizado el manejo de cargas especiales, incluyendo las cargas peligrosas y la carga de sustancias químicas, conforme a lo descrito en el artículo cuarto de la Resolución 0950 de 2012.

Actualmente, el terminal de hidrocarburos de SPPB cuenta con la siguiente infraestructura construida:

- Muelle Principal: Diseñado para la recepción y despacho de hidrocarburos y derivados vía buque-tanque de hasta 150.000 DWT de capacidad. Su estructura tipo Jetty dispone de posiciones de atraque para buques tanque, con capacidad para atender buques AFRAMAX, SUEZMAX, VLCC (con restricciones) y buques tanque de GLP en la posición norte; así como buques AFRAMAX, PANAMAX, HANDY, GLP y convoyes fluviales de barcazas en la posición sur.
- Muelle de Barcazas: Con capacidad de recepción y despacho de hidrocarburos y derivados vía barcazas de hasta 60.000 Bls/día, ubicado en la bahía de Cartagena. Cuenta con dos posiciones (norte y sur) y capacidad para atender entre 6 y 8 barcazas de manera simultánea.

- Dique A: Conformado por cinco (5) tanques de almacenamiento de hidrocarburos y derivados, cada uno con capacidad operativa de 300.000 Bls, para un total de 1,5 MMBls.
- Dique B: Conformado por tres (3) tanques de almacenamiento de hidrocarburos y derivados, cada uno con capacidad operativa de 300.000 Bls, para un total de 0,9 MMBls. Este dique contempla la futura instalación de dos (2) tanques adicionales, actualmente en nivel de cimentación.
- Cargadero/Descargadero de Carrotanques: Con capacidad de recepción y despacho terrestre de hasta 45.000 Bls/día, dotado con 8 posiciones de cargue/descargue a carrotanques (4 islas dobles).

Quedan disponibles las zonas de los Diques C y D, con capacidad de 1'900.000 bbls cada una, las cuales serán puestas en operación tan pronto las condiciones del mercado así lo indiquen.

En síntesis, SPPB cuenta con licencia ambiental vigente para la operación de hidrocarburos y derivados, así como con la infraestructura portuaria y de almacenamiento necesaria para garantizar la eficiencia y seguridad en el manejo de estas cargas, en cumplimiento de las disposiciones ambientales y normativas aplicables.

Las facilidades asociadas al proyecto de GNL se desarrollarán dentro del área autorizada en la licencia ambiental de SPPB, en zonas ya intervenidas por la operación del terminal de hidrocarburos. Las actividades en el área offshore se realizarán al interior del Área de Influencia Directa físico-biótica aprobada y del área de “intervención con restricción media” de la Zonificación de Manejo Ambiental aprobada. De esta manera, las obras proyectadas no implican una expansión por fuera del área autorizada, sino que se enmarcan en las condiciones previamente aprobadas por la ANLA.

Las obras en el área offshore serán puntuales y de pequeña escala; no requerirán dragado ni relimpia; no habrá intervención en playas, manglares, corales, pastos marinos ni en otros ecosistemas de alto valor ambiental. En el área on-shore, las obras y actividades se realizarán al interior de áreas operativas utilizando corredores y áreas intervenidas, así como infraestructura existente.

En la etapa de construcción se respetarán las especificaciones técnicas y procesos constructivos autorizados en la licencia ambiental de SPPB. En la etapa de operación y mantenimiento se respetarán las filosofías y procesos operativos de recibo, despacho, almacenamiento y transporte interno de hidrocarburos y derivados; se realizará la actualización correspondiente del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres (PGRD) de SPPB.

Las facilidades del proyecto de GNL no requerirán de uso, aprovechamiento y/o afectación de recursos naturales; no se prevén intervenciones que impliquen explotación forestal, aprovechamiento de aguas superficiales o subterráneas, vertimientos, extracción de materiales de arrastre u otros recursos naturales. De esta manera, se asegura que el desarrollo del proyecto no genere nuevas presiones sobre los recursos naturales del área de influencia, manteniéndose en estricto cumplimiento de las disposiciones normativas y ambientales vigentes.

El alcance del proyecto se enmarca exclusivamente en el manejo de carga líquida, su regasificación mediante un sistema de ciclo cerrado (sin utilización de agua de mar) y en las operaciones portuarias necesarias para la conducción del gas hasta los límites de SPPB. El diseño y la localización de dichas facilidades consideran la vocación de uso portuario establecida para el terminal, así como las medidas de manejo y mitigación ambiental definidas en los instrumentos vigentes. Con ello, se asegura que el desarrollo del proyecto mantenga la

compatibilidad con el entorno, la integridad de los ecosistemas aledaños y el cumplimiento de los compromisos socioambientales adquiridos por SPPB.

Por consiguiente, el proyecto no generará impactos ambientales nuevos ni de mayor magnitud frente a los ya evaluados, toda vez que las actividades propuestas se encuentran dentro del marco del licenciamiento vigente y se ejecutarán aplicando el mismo Plan de Manejo Ambiental (PMA) con el que actualmente opera SPPB. Dicho PMA contempla medidas específicas para la prevención, mitigación, corrección y compensación de impactos tanto en el componente biótico como en el abiótico y socioeconómico, incluyendo programas de manejo de vertimientos, control de emisiones atmosféricas, monitoreo de calidad del agua y sedimentos, gestión de residuos sólidos y peligrosos, protección de fauna y flora, seguimiento de ecosistemas sensibles, así como planes de relacionamiento con las comunidades del área de influencia.

5.2 **Análisis de los aspectos sociales**

En Puerto Bahía, entendemos la importancia de contribuir al desarrollo sostenible de los territorios donde operamos. Por ello, no solo gestionamos de manera responsable los impactos de nuestras operaciones, sino que también nos comprometemos a mantener un relacionamiento cercano y transparente con las comunidades vecinas y las autoridades locales y regionales. La Compañía ha implementado una estrategia de inversión social y gestión de entorno para relacionarse con sus grupos de interés desde antes de la construcción de la terminal. Esta estrategia se ha enfocado en las comunidades de Ararca, Barú, Bocachica, Caño del Oro, Pasacaballos y Santa Ana, cuyas poblaciones suman alrededor de 41,000 habitantes, liderando proyectos y programas que promueven el vínculo entre la empresa y la comunidad, generando alternativas de desarrollo y mejorando la competitividad de ambas partes.

Para SPPB, la inversión comunitaria representa una oportunidad de generar valor compartido, incrementar los impactos positivos y generar beneficios socioeconómicos. Es por esto que en el periodo comprendido entre 2018 y 30 de junio de 2024 los programas sociales han resultado en 68.135 beneficiarios. A su vez, la Compañía ha invertido USD \$4.7M y priorizado la contratación de mano de obra de las comunidades. A 30 de mayo de 2025 la Compañía cuenta con 77 empleados directos de las comunidades y 134 empleados de las comunidades a través de nuestros contratistas, para un total de 211 personas (33,2% del total de empleados directos e indirectos).

Las líneas de inversión social estratégica son Desarrollo Económico Inclusivo, Calidad de Vida y Educación. Estas se priorizaron a partir de un proceso de alineación con Frontera Energy Colombia, procesos participativos con las comunidades, la identificación de necesidades de la Compañía y la responsabilidad de dar cumplimiento a:

- Normas de Desempeño de la Corporación Financiera Internacional
- Obligaciones contempladas en el Plan de Manejo Ambiental – PMA (Programas Sociales) y la Licencia Ambiental de SPPB.
- Evaluaciones de Servicios Ecosistémicos, Impactos Acumulativos y Plan de Biodiversidad de SPPB.

Desarrollo Económico Inclusivo: Esta línea de inversión busca desarrollar el potencial emprendedor de los jóvenes y adultos que pertenecen a las comunidades del AID de SPPB, desarrollando con ellos programas y proyectos que incrementen las oportunidades económicas

y permitan lograr el empoderamiento productivo. Dentro de esta línea, continuamos liderando los siguientes proyectos:

- Pescando Saberes: Fortalecimiento de las organizaciones de base pesquera.
- Barú Negociando en Familia: inyección de capital a través de microcréditos para el fortalecimiento de emprendimientos comunitarios.
- Barú Sostenible: fortalecimiento de negocios asociados al reciclaje, aportando a la sostenibilidad económica y ambiental de nuestro entorno. Trabajando de la mano con 24 recicladores de oficio y 20 negocios de Playa Blanca.

Calidad de Vida: Esta línea de inversión tiene como objetivo aportar al mejoramiento del bienestar, salud y seguridad de las comunidades, priorizando el acceso a oportunidades de formación y fomentando la presencia de entidades en el área.

- Comités Barriales de Emergencias: Fortalecimiento, formación y apoyo en la dotación de las brigadas de emergencias de cada una de las seis comunidades de nuestra área de influencia directa.
- Planes de Emergencia Escolar: Apoyo en el desarrollo, actualización y dotación de los planes de emergencia de las 8 instituciones educativas oficiales de nuestras comunidades.
- Grupo de Pescadores para la Atención de Emergencias: Grupo de pescadores formado para la atención de emergencias relacionadas con su oficio y con el desarrollo de la operación de Puerto Bahía. Participan 40 pescadores, representantes de 18 organizaciones de base pesquera de las seis comunidades del área de influencia directa.
- Valorarte: Programa para la promoción de la salud y prevención de enfermedades, sensibilización de los riesgos a los que se encuentran expuestas las comunidades. En Valorarte participan más de 190 jóvenes pertenecientes a las seis comunidades y se realizan actividades semanales de formación y mensualmente actividades de impacto en cada una de las comunidades.

Educación: Nuestro objetivo es aportar al desarrollo de capacidades en las comunidades, realizando un acompañamiento a los procesos educativos desde la primera infancia hasta el acceso a oportunidades de educación superior.

- Permanencia Escolar: la Compañía lidera programas extracurriculares, en alianza con las instituciones educativas, que incentivan los intereses de los niños, motivando la permanencia y culminación de su programa escolar. Cada programa tiene al menos dos horas semanales de intensidad durante todo el año escolar.
 - Me Divierto y Aprendo: apoyo a madres comunitarias y centros de educación para la primera infancia.
 - Brigadistas Escolares: Preparación de las brigadas escolares para la atención de emergencias y primeros auxilios.
 - Corresponsales Comunitarios: desarrollo de habilidades de lectoescritura, fotografía, manejo de redes sociales para estudiantes de bachillerato.
 - Jugando con Valores: desarrollo de habilidades sociales a través del juego y la lúdica.
 - Centros Orquestales – Son Bahía: desarrollo de habilidades musicales, disciplina y trabajo en equipo.

- Fotosíntesis: Programa para la promoción del cuidado del medio ambiente y conocimiento del entorno natural.
- Club de Lectura: Aprendo Leyendo: Desarrollo de habilidades de lecto escritura en niños de primaria.
- Acceso a oportunidades de formación superior:
 - Barú a la U: preparación para pruebas SABER, desarrollo de habilidades de lectoescritura y matemáticas.
 - EFE Barú: Acceso a la educación técnica con el SENA a través de una alianza estratégica para el mantenimiento de una sede en la isla de Barú para el desarrollo de programas del SENA. En el transcurso de este año, más de 100 jóvenes han accedido a oportunidades de estudio.
 - Becas en estudios tecnológicos en Gestión Naviera y Portuaria: Alianza para la formación de 40 jóvenes como tecnólogos quienes iniciaron sus estudios en agosto de 2023 y se graduarán en junio de 2026.
 - Becas Eduquemos las Islas: programa de becas (1 becario nuevo por año) para estudiar la carrera de su elección en la Universidad Tecnológica de Bolívar; esta beca incluye apoyo de alimentación y transporte.

La Compañía prioriza a su vez el impacto colectivo, realizando una gran parte de sus programas e intervenciones sociales en alianza con otras organizaciones, empresas y fundaciones, buscando incrementar el impacto de los programas, lograr apalancar mayores inversiones sociales y fortalecer el desarrollo sostenible e integral de las comunidades.

SPPB cuenta con altos estándares aplicables a las actividades desarrolladas en el marco de los contratos suscritos con sus Contratistas y subcontratistas. Los requerimientos de Gestión ASSST forman parte integral de la invitación a proponer, solicitud de oferta, contrato, orden y, en general, de todo negocio que SPPB celebre o proponga celebrar con terceros.

5.3 Relación del Proyecto con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

ODS 3: Salud y Bienestar

En línea con lo descrito en la Sección 4.3, la situación de desabastecimiento progresivo de gas natural que enfrenta el país genera un riesgo estructural para la salud pública y el bienestar social. En un escenario de escasez, los usuarios se verían obligados a recurrir a combustibles líquidos o a alternativas de menor calidad ambiental, lo que incrementaría de forma significativa las emisiones de material particulado fino, óxidos de nitrógeno y azufre, contaminantes directamente asociados con enfermedades respiratorias y cardiovasculares³.

El deterioro de la calidad del aire afectaría de manera más severa a las poblaciones más vulnerables, como niños, adultos mayores y mujeres gestantes. Adicionalmente, la continuidad de servicios esenciales podría verse comprometida: hospitales, clínicas, laboratorios y cadenas de frío dependen del gas natural para operaciones críticas.

En este contexto, el proyecto contribuye directamente al ODS 3 al asegurar la disponibilidad de un energético más limpio, estable y accesible. Su implementación protege la calidad del

³ Karimi Behrooz y Samadi Sadegh, *Long-term exposure to air pollution on cardio-respiratory, and lung cancer mortality: a systematic review and meta-analysis*, 05 de 2024, <https://doi.org/10.1007/s40201-024-00900-6>.

aire, garantiza la continuidad de servicios fundamentales para la vida y reduce la exposición de la población, especialmente la más vulnerable, a contaminantes atmosféricos nocivos. Con ello, la iniciativa se posiciona como un componente esencial para prevenir impactos sanitarios y sociales derivados del desabastecimiento energético.

ODS 7: Energía Asequible y No Contaminante

Los análisis más recientes del sector, tanto de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) como de empresas transportadoras y distribuidoras de referencia, muestran una señal consistente: Colombia enfrenta un déficit estructural de gas natural que, de no atenderse oportunamente, puede conducir a la destrucción de la demanda, especialmente en los segmentos más sensibles. Mientras la UPME proyecta un declive acelerado en la producción doméstica y un déficit en el corto plazo, el sector advierte que la falta de disponibilidad de gas impulsaría la sustitución por combustibles con mayores emisiones. En este escenario, los proyectos de importación de GNL se consolidan como una pieza fundamental de la ecuación energética a corto, mediano y largo plazo, al complementar la matriz y garantizar continuidad de suministro para los distintos sectores del país⁴.

En línea con esta realidad, el proyecto constituye una respuesta estratégica que asegura disponibilidad continua, estable y asequible de gas natural mediante infraestructura de importación confiable. El modelo de negocio contemplado, orientado a atender la demanda que ya no puede ser respaldada por la producción nacional, ofrece relaciones contractuales estables que reducen la exposición de los usuarios a opciones más costosas y volátiles. Esto resulta especialmente relevante para los distribuidores, quienes podrán mantener tarifas competitivas y accesibles para los hogares colombianos, en particular para los usuarios domésticos de menores recursos.

De esta manera, el proyecto mitiga impactos sociales y económicos derivados del desabastecimiento, preserva la competitividad industrial y reduce la probabilidad de sustitución forzada hacia combustibles líquidos de mayor impacto ambiental. Al mismo tiempo, habilita nuevos modelos de negocio que fortalecen la inserción de Colombia en mercados internacionales, diversifican sus fuentes de suministro y potencian su capacidad para atraer inversión energética e industrial.

En conjunto, la iniciativa contribuye directamente al cumplimiento del ODS 7 al garantizar energía moderna, asequible, confiable y coherente con la transición hacia fuentes más limpias, al tiempo que responde a una necesidad estructural ampliamente documentada por la institucionalidad y el sector.

ODS 13: Acción por el Clima

El diseño del proyecto incorpora criterios de sostenibilidad ambiental orientados a reducir de manera significativa la huella ecológica. El sistema de regasificación se concibe sin utilizar agua de mar, eliminando así riesgos de afectación a los ecosistemas marinos. Adicionalmente, el sistema de amarre seleccionado para la FSU se caracteriza por su baja huella ambiental y mínima intervención en el lecho marino, al estar basado en micropilotes de diámetro reducido que ocupan áreas limitadas del subsuelo.

⁴ Promigas, «Informe del Sector Gas Natural 2025», 2025, https://www.promigas.com/Paginas/Nuestra_Empresa/ESP/Informes-del-Sector-Gas-Natural-Colombia.aspx.

De igual forma, la infraestructura proyectada aprovecha en gran medida las instalaciones existentes y, en los tramos nuevos, ha sido diseñada bajo un enfoque de estructuras desmontables que minimizan los impactos permanentes. Esta configuración no solo reduce la intervención en comparación con proyectos de similar alcance, sino que también garantiza una operación sostenible, segura y con menores emisiones a lo largo de su ciclo de vida.

Cabe resaltar que esta iniciativa se alinea con los compromisos de política pública en materia climática. En 2017, a través de la Ley 1844, Colombia ratificó el Acuerdo de París, cuyo objetivo es reforzar la respuesta mundial frente a la amenaza del cambio climático y garantizar un modelo de desarrollo basado en bajas emisiones de gases de efecto invernadero. En este sentido, el proyecto se enmarca como una contribución tangible a los esfuerzos nacionales e internacionales por avanzar hacia la descarbonización y la resiliencia climática.

Es importante señalar que la ausencia de gas natural en el mercado interno generaría impactos climáticos significativamente adversos. La demanda no atendida se vería en la necesidad de migrar de forma inmediata hacia combustibles sustitutivos de mayor intensidad emisora. Lo cual elevaría de manera sustancial las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Este fenómeno constituiría un retroceso directo frente a las metas climáticas del país.

La falta de gas también limitaría la resiliencia del sistema energético no eléctrico ante escenarios climáticos más volátiles, aumentando la vulnerabilidad económica asociada a eventos extremos. En este contexto, la infraestructura de importación propuesta constituye una medida de adaptación y mitigación al asegurar el abastecimiento continuo de una fuente energética más limpia, estable y compatible con los compromisos climáticos nacionales e internacionales.

6. ESTUDIO FINANCIERO DE LA SOLICITUD

6.1 Resumen y cronograma de las inversiones a realizar

Las inversiones en Zona de Uso Público (ZUP) asociadas al Proyecto se limitan a aquellas infraestructuras de carácter fijo indispensables para su operación, correspondientes en este caso a los puntos de amarre mediante micropilotes y al gasoducto dispuesto sobre el muelle.

Es importante precisar que los demás componentes operativos del Proyecto que se ubicarán en la ZUP —tales como el buque FSU y la plataforma de regasificación— no constituyen inversiones en activos fijos, en la medida en que estos equipos pertenecen a compañías internacionales las cuales prestan servicios de alquiler y operación de los equipos manteniendo un carácter móvil y no permanente.

A continuación, se presentan las inversiones consideradas dentro de la Zona de Uso Público corresponden a aquellas infraestructuras fijas descritas a continuación, las cuales representan una ocupación mínima, técnicamente justificada y proporcional a los requerimientos del Proyecto.

Tabla 4 – Inversión en las obras ubicadas en Zona de Uso Público en miles de dólares americanos.

Meses	1	2	3	4	5	6	Total
Puntos fijos de amarre con micropilotes	2,081	-	2,775	-	-	2,081	6,938
Gasoducto	760	-	1,014	-	-	760	2,534
Contingencia (15%)	426	-	568	-	-	426	1,421
Total Capex ZUP	3,268	-	4,357	-	-	3,268	10,893

6.2 Áreas de ocupación adicional en la Zona de Uso Público

Tabla 5 – Áreas de intervención en la Zona de Uso Público para infraestructura del proyecto.

Puntos fijos de amarre	8
Geometría que abarca 1 punto de amarre	Circular
Diámetro (m)	6.5
Área total de 8 puntos fijos de amarre (m²)	265.46

7. ANEXOS

7.1 Anexo 1 – Certificado de Existencia y Representación Legal de la SPPB

7.2 Anexo 2- Copia de la cédula de ciudadanía del Representante Legal de la SPPB
