

5.0 DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO, OBRA O ACTIVIDAD

El proyecto se centra en la expansión de la capacidad de regasificación y distribución de Gas Natural Licuado (GNL) de la Terminal Costa Norte (Costa Norte LNG Terminal). Consecuentemente el proyecto se ubica parcialmente en la Terminal Costa Norte, en Isla Telfers, en el Puerto de Cristóbal, corregimiento de Cristóbal, distrito de Colón, provincia de Colón. La Terminal Costa Norte cuenta con un área de 10,860.54 m² de tierra y 5,425.12 m² de agua (fondo de mar). Todo esto ubicado dentro de la concesión de Panama Ports Company.

La Terminal Costa Norte actualmente cuenta con un tanque con capacidad de almacenamiento de 180,000 m³ de gas natural licuado, muelle para buques de entre 3,000 m³ y 160,000 m³, una instalación de regasificación y una terminal para la carga de camiones para la distribución de GNL. Contiguo al área de la terminal se encuentra la planta de generación Gas Natural Atlántico con capacidad de generación de 381 MW, se encuentran los edificios auxiliares de la planta y terminal, así como los edificios administrativos.

Con su inicio de operaciones en 2018 y la conclusión del tanque de almacenamiento de GNL en 2019, la Terminal Costa Norte se convirtió en el primer proyecto de Gas Natural Licuado a esta escala en Centroamérica, contribuyendo directamente a la diversificación de la matriz energética de Panamá y a la introducción de un nuevo combustible alternativo, más limpio y económico que otros hidrocarburos como el bunker y diésel.

Es así como se identifica la oportunidad de mejorar el potencial comercial de la Terminal Costa Norte a través de una expansión en su capacidad de regasificación y distribución de gas para surtir futuros proyectos de generación eléctrica, para lo cual se requiere la instalación de equipos adicionales que incrementen la posibilidad de regasificación y al mismo tiempo se instale también una línea de distribución de gas natural para los proyectos de generación vecinos. La Tabla 5-1 resume de forma general el plan de expansión de la terminal Costa Norte LNG Terminal y los cambios principales en capacidad asociados a la entrada en funcionamiento de diferentes oportunidades de generación.

Tabla 5-1
Plan de Expansión de Costa Norte LNG Terminal

Parámetro	Unidad	Costa Norte LNG Terminal	
		Planta Actual	Expansión
		380 MW	650 MW
Capacidad neta tanque de almacenamiento	-	1 / 180000 m ³	
Número de bahías de estación de carga de camiones	-	3	/
Capacidad de llenado de cada bahía de estación de carga	m ³ /h	75	
Número de bombas de baja presión instaladas	-	2 de 135 m ³ /h	1 de 135 m ³ /h 2 de 300 m ³ /h
Número de bombas SL instaladas		2	
Número de bombas TL Instaladas		2	
Número de bombas de alta presión dedicadas a la planta de generación	-	3	3
Número de vaporizadores	-	3	3
Número de vaporizadores de repuesto	-	2/1	2/1
Número de intercambiadores de calor	-	3	3
Número de intercambiadores de calor de repuesto	-	0	2
Capacidad de suministro de terminal	Nm ³ /h	70765	108298
Capacidad de suministro durante procesos de carga/descarga de naves	Nm ³ /h	10593	69718
Tasa de descarga de embarcaciones	m ³ /h	12000	
Tasa de carga de embarcaciones	m ³ /h	2500	

Fuente: Costa Norte LNG Terminal S. de R.L

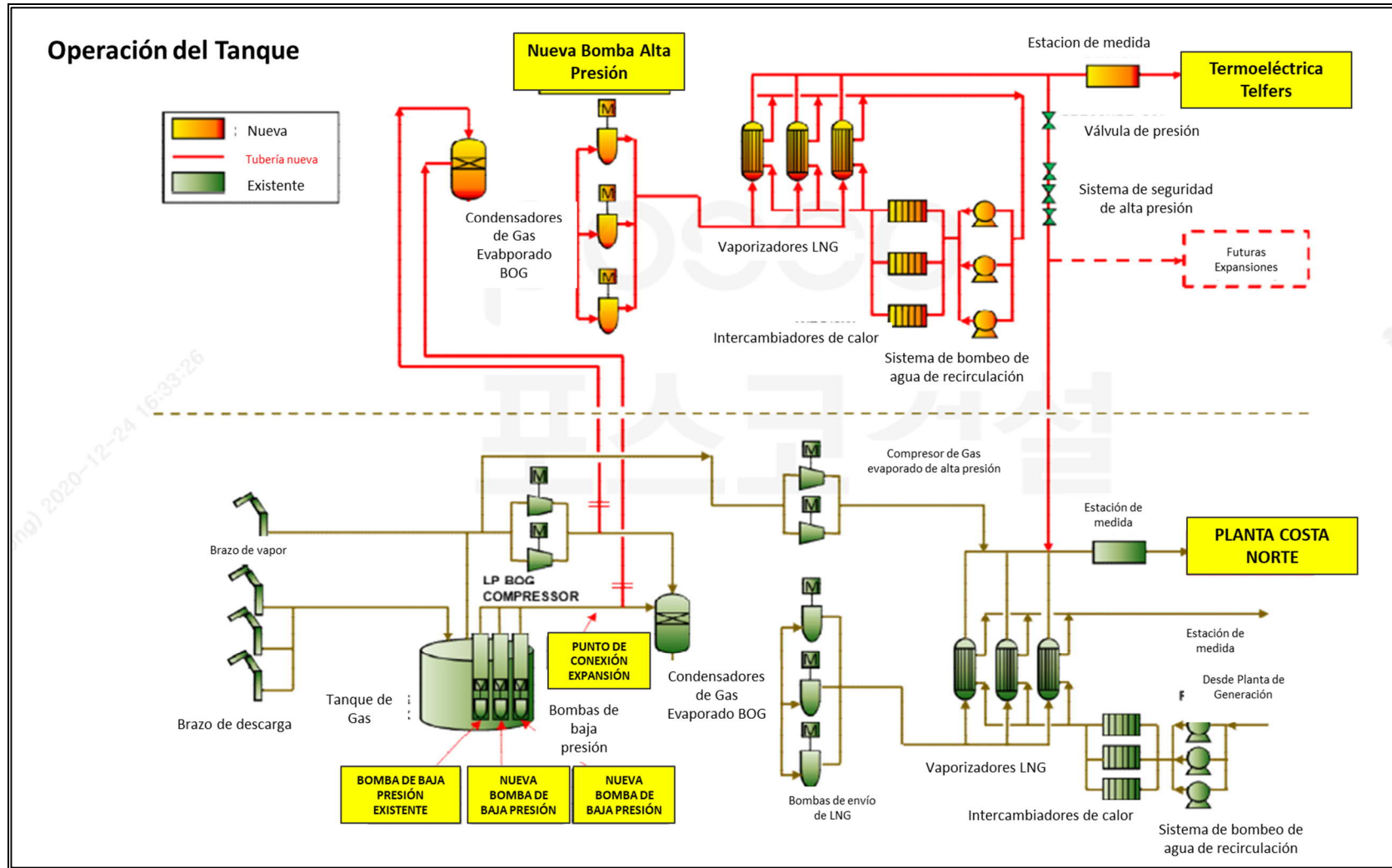
El alcance de esta etapa de expansión y por ende del proyecto objeto del presente estudio puede resumirse como sigue:

- a. Instalación de equipos en la Terminal Costa Norte para aumentar la capacidad de vaporización de GNL:
 - Trenes de vaporización: dos trenes de Vaporización de Bastidor Abierto ‘Open Rack Vaporizer’ o ORV por sus siglas en inglés con capacidad de 150 t/h (uno de operación y otro de respaldo).
 - Se consideran nuevos acoples entre el sistema de carga de buques de LNG y los vaporizadores y ajustes en válvulas existentes.

- Bombas de alta y baja presión:
 - Incremento en el sistema de bombeo de GNL de baja presión con la adición de 2 bombas de capacidad de 300 m³/h.
 - Instalación de 3 Bombas de GNL de Alta Presión con capacidad de 330 m³/h cada una con diferencial de presión de 60 barg. Una bomba como principal y una de respaldo.
 - Tuberías y acoples para la conexión de los sistemas de alta y baja presión.
 - Generador diésel de emergencia adicional y sistema de respaldo con baterías.
 - Sistemas auxiliares: eléctricos, mecánicos e infraestructura civil como: caminos, aceras, plataformas y edificios.
- b. Aumento en la capacidad de bombeo de agua marina:
- Se consideran 2 bombas que actuarán como soporte de las bombas actualmente instaladas en la terminal. La capacidad de cada bomba será de 3,000 m³/h cada una. Una bomba se instalará como equipo principal y la otra como respaldo.
 - No se considera alterar la infraestructura marina, con lo cual no se harán trabajos en mar.
- c. Instalación de un gasoducto soterrado de 20 pulgadas y 1.5 km de longitud compuesto de tubería criogénica, válvulas, acoples, un sistema de manejo de alta presión tipo HIPPS (High Integrity Pressure Protection System), sistema de medición y monitoreo.
- d. Sistema de regulación de presión para alimentar al bloque de Gas Natural Atlántico de 381MW existente y 2 calentadores Agua/glicol para el manejo de la pérdida de presión de 60 barg a 30 barg en el proceso de alimentación al bloque existente.
- e. Construcción de una extensión del edificio eléctrico existente y el incremento de la capacidad de la subestación eléctrica con la posible relocalización de espacios abiertos (estacionamientos) en la terminal.

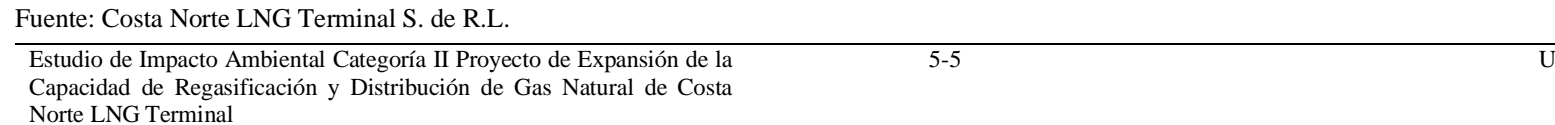
La Figura 5-1 resume gráficamente los equipos adicionales a ser instalados y de igual manera el plano de la Figura 5-2 resume las obras y equipos que serán tratados.

Figura 5-1
Esquema de los Equipos Adicionales a ser Instalados



Fuente: Costa Norte LNG Terminal S. de R.L.

o de Expansión de la	5-5
as Natural de Costa	



- **Descripción general del nuevo proceso de regasificación en la Terminal Costa Norte**

La expansión de la capacidad de regasificación de la terminal requiere de un nuevo proceso de regasificación adicional al actualmente existente, el cual inicia con el GNL ubicado en el tanque de almacenamiento de la terminal Costa Norte. El GNL será bombeado desde el tanque de almacenamiento utilizando una bomba de baja presión con capacidad de hasta 300 m³/h. El GNL será dirigido a través de ductos hacia el área de proceso. Una vez en el área de proceso, el GNL ingresa a un sistema de bombas de alta presión, cada una con una capacidad de 330 m³/h y presión de descarga de 60 barg. Estas bombas se conectarán con una nueva tubería que alimentará el sistema de vaporización. La función principal de los vaporizadores es elevar la temperatura del GNL para que el producto pase de estado líquido a estado gaseoso. Esto se logra a través de un proceso de intercambio de calor a donde se posiciona el vaporizador dentro de una estructura de concreto diseñada para circular agua de mar. El agua de mar llega al vaporizador a una temperatura de alrededor de los 26°C, esta luego circula por gravedad en el vaporizador y finalmente es depositada, a una temperatura de alrededor de 16°C, en una fosa de almacenamiento. El agua de mar es posteriormente re-inyectada en un circuito que alimenta el condensador de vapor del bloque de generación eléctrica. La reinyección al condensador de vapor permite aumentar la eficiencia del sistema de generación eléctrica puesto que se reduce la temperatura promedio del agua de enfriamiento para este proceso; al concluir su ciclo dentro de la planta de generación, el agua salada es retornada al mar.

Una vez vaporizado el GNL, este será solo ‘gas’. Al salir de los vaporizadores el gas cuenta con condiciones de 60 barg a 3°C. Este será conducido por el gasoducto de alrededor de 1.5 km de largo para ser recibido a 59 barg y 3°C.

Como alternativa para el uso del gas se contempla tener la habilidad de conducir el gas al bloque de generación de la terminal para también ser utilizado en el proceso de generación eléctrica. El requisito para la interconexión a este módulo de 381 MW requiere que el gas tenga 35 barg y 2 °C. Con lo anterior, está claro que se debe reducir la presión del gas. Esta reducción causaría que la temperatura del gas cayera muy por debajo de la temperatura necesaria (se estima podría llegar a bajar hasta los -14 °C). Es por esto que se considera la instalación de dos intercambiadores de

calor de tipo Agua-Glicol. Estos equipos funcionarán como fuente de calor para recalentar el gas hasta que cumpla con las condiciones necesarias.

Durante las etapas previas a la vaporización del GNL, se genera una pequeña porción de vapor de GNL. Este gas, denominado ‘gas de evaporización’ o ‘Boil-off Gas’ (BOG por sus siglas en inglés), se genera debido al incremento de temperatura del GNL como resultado de la absorción de calor del ambiente. El BOG se genera en el tanque de almacenamiento y en los ductos de GNL. Normalmente la acumulación del BOG en el tanque se compensa con la extracción del GNL del tanque durante la operación normal de la terminal. En caso de que la presión en el tanque incremente, el BOG es bombeado a través de bombas de baja presión hacia un sistema de condensación para convertirlo de nuevo en GNL. En el caso del nuevo proceso de regasificación no se contempla un incremento significativo en el BOG del sistema. No obstante, se adecuarán algunas válvulas de venteo de emergencia en caso de un incremento de presión repentino en el sistema, usualmente esta situación podría darse por un disparo (corte repentino) en los puntos de recepción de gas.

A continuación, se describen los parámetros de operación y adecuaciones principales necesarias para llevar a cabo al proyecto.

Tabla 5-2
Parámetros de Operación

Parámetro	Unidad	Valores
Capacidad de Regasificación	MMSCFD (millones de pies cúbicos diarios)	180
Presión en el punto de entrega del gasoducto	barg	59
Temperatura en punto de entrega del gasoducto	°C	3

Fuente: Costa Norte LNG Terminal S. de R.L.

5.1. Objetivos del Proyecto, Obra o Actividad y su Justificación

Las secciones que se desarrollan a continuación expondrán los objetivos principales del proyecto y las condiciones que justifican su ejecución.

5.1.1. Objetivos

Los objetivos principales del proyecto son:

- El aumento de la capacidad de regasificación de gas natural licuado (GNL) de la Terminal Costa Norte.
- El suministro de gas natural a futuros elementos de consumo en Isla Telfers a través de gasoducto, disminuyendo la huella de otros proyectos al evitar la construcción de infraestructura adicional para el manejo de gas (tanques, muelles, etc).
- Incrementar la disponibilidad y accesibilidad a un combustible alternativo que permita mejorar la calidad, confiabilidad y seguridad del sistema de generación de energía.
- Integrar una mayor base de conocimiento de nuevas tecnologías, aportando a la formación de capital humano en la región, incrementando así el potencial logístico de la provincia de Colón y el Canal de Panamá.
- Fortalecer los esfuerzos de recuperación económica post Covid-19 a través de la inversión y la creación de empleos temporales y permanentes.

5.1.2. Justificación del Proyecto

La realización del proyecto, en su concepto general, se justifica por las siguientes razones:

Localización:

El proyecto se localiza principalmente dentro de las instalaciones de la Terminal Costa Norte en Isla Telfers. Se considera a Isla Telfers como una localización privilegiada para la instalación de puntos de consumo de gas natural por las siguientes razones:

- La accesibilidad a infraestructura eléctrica, industrial, de almacenamiento y recepción de Gas Natural Licuado, permiten reducir la huella, costo del proyecto, y a su vez, el precio de energía al consumidor.
- Un uso de suelo compatible, relativamente aislado de posibles impactos a nivel residencial.
- Proximidad a instalaciones portuarias que permitan la carga y descarga de equipos de gran tamaño en un sitio cercano a Isla Telfers.
- Disponibilidad para interconexión eléctrica en alta tensión.

Económica:

El enfoque del proyecto es estratégico, ya que permitirá la integración de la infraestructura existente de recepción y almacenamiento de GNL (Terminal Costa Norte) con futuros proyectos de generación a gas natural. Se espera que, al permitir esta integración, futuros proyectos de generación no tendrán que invertir en infraestructura adicional (muelles, tanques de almacenamiento, estaciones de regasificación, etc.) implicando una mayor competitividad. Estos beneficios serán últimamente reflejados en los precios al consumidor.

Con esta inversión se provee un impulso económico de suma importancia para los sectores de logística, comercio local y contratación de servicios durante la construcción y operación del proyecto. Al ser una inversión del sector privado, ofrece un eje de ayuda al país potenciando la estrategia de reactivación económica pública. El proyecto generará empleos temporales y permanentes que soportarán los esfuerzos de recuperación económica post-pandemia en su zona de influencia y en el país. Adicionalmente, se podrá integrar una mayor base de conocimiento de nuevas tecnologías, aportando a la formación de capital humano en el país y así atraer nuevos servicios a la provincia de Colón incrementando así el potencial logístico del país y del Canal.

Socioambiental

Se ha demostrado, con otros proyectos en la zona, el potencial de la inversión en infraestructura. La generación de empleos durante la construcción propicia microambientes de actividad económica que directamente impactan, de manera positiva, a las comunidades aledañas. Siendo

este un punto clave durante los esfuerzos de recuperación económica a nivel local post-Covid 19. Adicionalmente, al poner a disposición una fuente accesible para el suministro de gas natural, se propicia un ambiente para la inversión, en otros tipos de uso, para el gas natural en la zona. Entre estos se destacan la generación con Gas Natural y diversos procesos industriales.

Un eje estratégico del proyecto es su capacidad de maximizar la accesibilidad a la infraestructura de recepción y almacenamiento de GNL de la Terminal Costa Norte. La accesibilidad a la infraestructura existente, por medio del desarrollo del presente proyecto, elimina la necesidad de duplicar trabajos de construcción. Consecuentemente se podrá reducir el impacto y el costo de nuevos proyectos debido a una menor huella durante su construcción, menor impacto a la bahía, ahorro de materiales y reducción de emisiones debido a un proceso constructivo más ágil y eficiente en comparación a duplicar la infraestructura. Adicionalmente, esta accesibilidad y reducción de costos de construcción fomentará y promoverá el uso de GNL, estimulando el surgimiento de proyectos basados en el uso de dicha fuente de energía, lo cual a su vez contribuirá a reducir la futura generación de impactos sobre el entorno ambiental y social, respecto al desarrollo de nuevos proyectos que utilicen fuentes de energía menos limpias como el bunker y diésel.

5.2. Ubicación Geográfica Incluyendo Mapa en Escala 1:50,000 y Coordenadas UTM del Polígono del Proyecto

El proyecto estará localizado en Isla Telfers, en el corregimiento de Cristóbal, distrito de Colón, en la provincia de Colón. La Figura 5-3 (al final del capítulo) muestra la localización general del proyecto dentro de la República de Panamá.

El terreno limita al norte con el área de las instalaciones de la Terminal Costa Norte, lote de terreno sin uso actual y patio de tanques de Telfers Tank. Al sur limita con el área de las instalaciones de la Terminal Costa Norte y con terrenos sin uso que forman parte de la concesión de Panama Ports. Al este limita con terrenos de la empresa Petroports y la carretera al Muelle 16 y al oeste con el área de las instalaciones de la Terminal Costa Norte, las instalaciones de la empresa de Servicios Tecnológicos de Incineración S.A: (STI) y con la Bahía Limón.

La Tabla 5-3 presenta las coordenadas UTM de ubicación del proyecto (Datum WGS 84), el cual ha sido dividido en dos polígonos, ya que las obras serán realizadas en dos sectores no contiguos.

Tabla 5-3
Coordenadas del Proyecto

POLÍGONO 1					
Coordenadas UTM (WGS 84)					
Vértice	Este	Norte	Vértice	Este	Norte
1	619738.533	1031665.785	35	619889.156	1032433.227
2	619714.705	1031684.039	36	619888.747	1032438.164
3	619744.498	1031725.643	37	619889.156	1032443.102
4	619849.969	1031887.504	38	619890.373	1032447.905
5	619910.545	1031981.211	39	619892.363	1032452.443
6	619936.889	1032025.726	40	619895.073	1032456.591
7	619919.097	1032041.349	41	619898.079	1032459.856
8	619885.275	1032060.969	42	619888.142	1032468.247
9	619880.238	1032063.891	43	619886.978	1032466.869
10	619878.884	1032064.726	44	619882.267	1032461.218
11	619874.974	1032067.769	45	619813.836	1032379.133
12	619871.618	1032071.415	46	619758.527	1032430.359
13	619868.908	1032075.563	47	619830.041	1032515.443
14	619866.917	1032080.100	48	619830.489	1032516.934
15	619865.701	1032084.903	49	619834.844	1032522.218
16	619865.292	1032089.841	50	619899.088	1032600.163
17	619865.701	1032094.779	51	620126.798	1032406.201
18	619866.452	1032097.745	52	620079.844	1032330.614
19	619866.917	1032099.582	53	620070.743	1032315.965
20	619868.908	1032104.119	54	620070.659	1032312.461
21	619870.850	1032107.092	55	620072.999	1032310.639
22	619871.618	1032108.267	56	620065.538	1032298.336
23	619871.997	1032108.745	57	620048.555	1032270.249
24	619944.025	1032197.501	58	619913.081	1032102.643
25	620018.931	1032287.677	59	619900.591	1032086.767
26	620030.420	1032305.460	60	619936.688	1032065.827
27	619988.929	1032337.179	61	619975.376	1032031.856
28	619987.713	1032337.837	62	619936.061	1031965.422
29	619984.290	1032340.442	63	619875.134	1031871.172
30	619898.916	1032415.654	64	619844.551	1031824.238
31	619898.429	1032416.093	65	619843.534	1031822.678
32	619895.073	1032419.738	66	619769.273	1031708.713
33	619892.363	1032423.886	1	619738.533	1031665.785
34	619890.373	1032428.423			

POLÍGONO 2		
Coordenadas WGS 84		
Vértice	Este	Norte
1	620031.691	1032585.258
2	620031.630	1032585.186
3	619999.258	1032612.404
4	620050.574	1032673.827
5	620084.095	1032646.325
6	620032.536	1032586.242
7	620032.022	1032585.643
1	620031.691	1032585.258

Fuente: Costa Norte LNG Terminal S. de R.L.

Las coordenadas de la huella del proyecto también se presentan en el Anexo 5-1 en formato Shapefile y Excel, en el archivo digital suministrado como parte del Estudio de Impacto Ambiental.

5.2.1. Área de Influencia del Proyecto

El área de influencia asociada al proyecto propuesto delimita el espacio donde se estima una potencial alteración de componentes ambientales y/o sociales, siendo por lo tanto el marco de referencia geográfico dentro del cual se efectúa el análisis y evaluación ambiental del proyecto, al ser el territorio donde pudieran manifestarse los impactos de la obra y donde se debe enfocar la implementación de medidas de protección ambiental. Para este EsIA el área de influencia ha sido dividida en dos categorías descritas a continuación:

Área de Influencia Ambiental (AIA): Debido a las características del área donde se emplazará el proyecto, en la cual predominan actividades comerciales asociadas al sector portuario, apartadas de centros poblados, el área de influencia ambiental contará con un área de influencia directa (AID) y un área de influencia indirecta (AII).

El área de influencia directa (AID) corresponde al espacio físico que será ocupado en forma temporal o permanente durante la construcción y operación del proyecto. El AID corresponde a la zona donde se manifestarán los impactos ambientales de tipo directo, que ocurren en el mismo sitio en el que se produjo la acción generadora del impacto ambiental, y al mismo tiempo, o en

tiempo cercano, al momento de la acción que provocó el impacto. El AID para el presente proyecto ocupa una superficie de 7.735 ha.

El área de influencia indirecta (AII), por su parte, ocupa 14.512 ha y corresponde al área sobre la cual se pueden dar impactos indirectos de las acciones generadas por el proyecto. Para este proyecto el AII se definió de dos maneras, para la huella que se ubica dentro de los terrenos de la Terminal Costa Norte el AII es el espacio comprendido desde el límite del área de influencia directa del proyecto hasta los límites del proyecto Costa Norte y para la huella del gaseoducto ubicado fuera de la Terminal Costa Norte se definió como el espacio que comprende desde el límite del AID del gaseoducto hasta 10 metros a ambos lados de esta.

En la siguiente Tabla 5-4 se resume la superficie abarcada por cada una de las categorías que conforman el área de influencia ambiental. Asimismo, al final del capítulo se muestra la ubicación del área de influencia ambiental en la Figura 5-4.

Tabla 5-4
Área de Influencia Ambiental (AIA) del Proyecto

Área de Influencia	Hectáreas	%
Directa (AID) o <i>Huella</i>	7.735	34.768
Indirecta (AII)	14.512	65.232
Total (AID + AII)	22.247	100.00

Fuente: URS Holdings, Inc.

Área de Influencia Socioeconómica (AIS): El área de influencia socioeconómica del proyecto se determinó principalmente en base a criterios socioeconómicos y la ubicación de aquellos lugares poblados más cercanos al área del proyecto (Figura 5-4 al final del capítulo). Bajo este criterio el área de estudio socioeconómica quedó establecida por los siguientes poblados: Cristóbal, Ciudad Arco Iris y Margarita. De esta manera, el área de influencia socioeconómica del proyecto atiende a la necesidad de poder evaluar eficientemente los impactos que pudiera ocasionar el proyecto al entorno social y económico; así como también, evaluar los impactos que dicho entorno pudiera tener sobre la obra.

5.3. Legislación, Normas Técnicas e Instrumentos de Gestión Ambiental Aplicables y su Relación con el Proyecto, Obra o Actividad

A continuación, se procederá a indicar la legislación, normas técnicas e instrumentos de gestión aplicables al proyecto, indicándose el objetivo principal de cada uno.

5.3.1. Base Constitucional

Constitución Política de la República de Panamá de 1972, reformada por los Actos Reformativos de 1978 y por el Acto Constitucional de 1983.

En el Capítulo 7 del Título III de la Constitución, Artículos 118 al 121, se define el régimen ecológico. El Artículo 118 ordena que la población viva en un ambiente sano y libre de contaminación en donde el aire, el agua y los alimentos satisfagan los requerimientos del desarrollo adecuado de la vida humana. El Artículo 119 establece que el “Estado y todos los habitantes del territorio nacional tienen el deber de propiciar un desarrollo social y económico que prevenga la contaminación del ambiente, mantenga el equilibrio y evite la destrucción a los ecosistemas.” Los Artículos 120 y 121 responsabilizan al gobierno de Panamá de reglamentar, fiscalizar y aplicar las medidas necesarias para implementar esta política. Lo contenido en los artículos anteriores indica que el Estado panameño, en materia ambiental, contempla el criterio de desarrollo sustentable de los recursos siempre y cuando se garantice su sostenibilidad y se evite su extinción.

Por su parte el Artículo 289 de la Constitución dispone que el Estado regulará la adecuada utilización de la tierra de conformidad con su uso potencial y los programas nacionales de desarrollo, con el fin de garantizar su aprovechamiento óptimo. Este artículo no limita el uso del suelo a determinados proyectos sino, más bien, establece como única condición que la utilización del suelo se haga de conformidad con su uso potencial y de acuerdo a los programas nacionales de desarrollo.

5.3.2. Legislación Ambiental Panameña

Ley 41 de 1 de junio de 1998

La Ley 41 de 1 de junio de 1998, facultó a la Autoridad Nacional del Ambiente, actualmente Ministerio de Ambiente, para que a través del Órgano Ejecutivo reglamente el Proceso de Evaluación de Impacto Ambiental. La Ley General del Ambiente, en su Título IV, Capítulo II señala lo relacionado con el proceso de evaluación de Impacto Ambiental y establece las etapas que debe comprender dicha evaluación. Las actividades, obras o proyectos públicos o privados que por sus características, efectos, ubicación o recursos puedan generar riesgo ambiental, requerirán un Estudio de Impacto Ambiental previo a la iniciación del proyecto de acuerdo a la Ley.

La política nacional del ambiente constituye el conjunto de medidas, estrategias y acciones establecidas por el Estado, para orientar, condicionar y determinar el comportamiento del sector público y privado, los agentes económicos y la población en general para la conservación, manejo y aprovechamiento de los recursos naturales y del ambiente.

Decreto Ley N° 5 de 28 de enero de 2005. Que adiciona un título, denominado delitos contra el ambiente, al libro II del código penal, y dicta otras disposiciones.

Este decreto lista los delitos, sus sanciones y penas. Los mismos se enmarcan en Delitos contra los Recursos Naturales, Delitos contra la Vida Silvestre y Delitos de Tramitación, Aprobación y Cumplimiento de Documentación Ambiental.

Decreto Ejecutivo 123 del 14 de agosto de 2009 que reglamenta el proceso de evaluación de impacto ambiental

La evaluación de impacto ambiental provee una oportunidad para revisar los efectos ambientales de los proyectos de desarrollo antes de su aprobación y toma de decisiones razonables concerniente

a los efectos que pueden tener en el medio ambiente. El Decreto Ejecutivo No. 123 del 14 de agosto de 2009 reglamenta el proceso de evaluación de impacto ambiental.

Algunas de las disposiciones que se establecen en este Decreto están enmarcadas en las funciones y responsabilidades del Ministerio de Ambiente y organismos internos; dentro de estas funciones le corresponde a dicho ministerio fiscalizar, inspeccionar y controlar, conjuntamente con las Unidades Ambientales Sectoriales (UAS) competentes, el cumplimiento de los Estudios de Impacto Ambiental (EsIA), de sus respectivos Planes de Manejo Ambiental (PMA) y de las normas ambientales; así como la adecuada aplicación de los procedimientos de fiscalización y auditoría ambiental.

Decreto Ejecutivo 155 del 5 de agosto de 2011, por medio del cual se modifican los artículos 18, 20, 29, 33, 34, 35, 41, 42, 43, 46 y 47 del Decreto Ejecutivo 123 que regula el Proceso de Evaluación de Estudios de Impacto Ambiental.

Decreto Ejecutivo 975 del 23 de agosto de 2012, por medio del cual se modifica el Artículo 20 del Decreto Ejecutivo No 123 de 14 de agosto de 2009.

Decreto Ejecutivo 36 de 3 de junio de 2019

Que crea la Plataforma para el Proceso de Evaluación y Fiscalización Ambiental del Sistema Interinstitucional del Ambiente, denominado (PREFASIA), modifica los artículos 38, 39, 58, 59, 60, 62 y 65 del Decreto Ejecutivo 123 de 14 de 2009 que reglamenta el Proceso de Evaluación de Impacto Ambiental. Adicionalmente, deroga el artículo 68 del Decreto 123 y el Decreto 975 del 23 de agosto de 2012.

Decreto Ejecutivo 248 de 31 de octubre de 2019

Que suspende el uso de la plataforma para el proceso de evaluación y fiscalización ambiental del sistema interinstitucional del ambiente, denominada PREFASIA, y dicta otras disposiciones.

5.3.3. Otras Regulaciones Pertinentes

Ley No. 66 del 10 de noviembre de 1947 por la cual se aprueba el Código Sanitario (Referirse a los artículos 88, 200, 202, 204, 206, 207 y 208).

El Código Sanitario fue creado por la Ley No. 66 del 10 de noviembre de 1947, enmarcándose en el lema “salud pública, suprema ley”. Es relevante la relación de esta ley ya que está íntimamente ligada al agua en cuanto a su calidad.

Ley 6 de 11 de enero de 2007. Manejo de residuos aceitoso-derivados de hidrocarburos o de base sintética en el territorio nacional.

Tiene como objetivo que las personas naturales o jurídicas, cuyas actividades generen, transporten, reciclen, destruyan o eliminen residuos aceitosos derivados de hidrocarburos o de base sintética y sus envases usados, aguas con contenidos de aceite superiores a los límites máximos permisibles por la legislación panameña, aguas de sentina, lodos de hidrocarburos y material contaminado con hidrocarburos y sus derivados, tengan que manejarlos o utilizarlos a través de los mecanismos establecidos por la presente Ley y su reglamento, para garantizar la protección de nuestros ecosistemas fluviales, marinos y terrestres, la salud de la población y el ambiente.

Decreto - Ley N° 35 de 22 de septiembre de 1966, “Por el cual se reglamenta el uso de las aguas.”

El Decreto Ley No. 35 sobre el uso de las aguas, reglamenta el uso de este vital recurso en todo el territorio nacional. Se establece en sus tres primeros artículos, que son bienes de dominio público del estado el aprovechamiento libre y común de todas las aguas fluviales, lacustres, marítimas, subterráneas y atmosféricas, comprendidas dentro del territorio nacional, continental e insular. Las disposiciones establecidas en este decreto ley son de orden público e interés social y cubren las aguas que se utilicen para fines domésticos y de salud pública, agrícola y pecuaria, industriales y de cualquier otra actividad. A su vez, se establece en el artículo 15 que el derecho del agua podrá

ser adquirido sólo por permiso o concesión para uso provechoso, estableciéndose preferencias entre los diferentes usos.

Decreto N° 70 de 27 de julio de 1973, “Por el cual se reglamentan los permisos y concesiones para el uso del agua.” (Referirse a los Artículos 7 y 8).

El presente decreto fue emitido por el Ministerio de Desarrollo Agropecuario; referente al otorgamiento de permisos y concesiones para el uso del agua.

Reglamento Técnico DGNTI-COPANIT 35-2019. Medio Ambiente y Protección de la Salud. Seguridad. Calidad del Agua. Descarga de efluentes líquidos a cuerpos y masas de aguas continentales y marinas.

En su Artículo 1, este Reglamento Técnico establece como uno de sus objetivos prevenir la contaminación de cuerpos y masas de agua continentales y marinas en la República de Panamá, mediante el control de los efluentes líquidos provenientes de actividades domésticas, comerciales, industriales e institucionales que descargan a cuerpos y masas de agua continentales y marinas, manteniendo una condición de aguas libres de contaminación, protegiendo la salud y el ambiente. Este Reglamento establece los límites permisibles que deben cumplir los vertidos de efluentes líquidos proveniente de actividades domésticas, comerciales, industriales e institucionales, descargando a cuerpos y masas de agua continentales y marinas, en conformidad a las disposiciones legales vigentes en la república de Panamá.

Reglamento Técnico DGNTI-COPANIT 39-2000. Agua. Descarga de efluentes líquidos directamente a sistemas de recolección de aguas residuales.

El presente Reglamento Técnico establece las características que deben cumplir los vertidos de efluentes líquidos provenientes de actividades domésticas, comerciales e industriales, a los sistemas de recolección de aguas residuales, en conformidad a las disposiciones legales vigentes en la República de Panamá. Este Reglamento Técnico permite proteger la salud de la población, el ambiente, y preservar los recursos hídricos, tanto superficiales como subterráneos, y la calidad

de los suelos de la República de Panamá, de la contaminación de origen antrópico derivada de las actividades mencionadas.

Decreto Ejecutivo No. 2 del 14 de enero de 2009. Por el cual se establece la Norma Ambiental de Calidad de Suelos para diversos usos.

El referido Decreto, establece la Norma Ambiental de Calidad de Suelos para diversos usos, a fin de proteger la salud humana y los ecosistemas; además de definir los niveles genéricos de referencia y los límites máximos permisibles de contaminantes químicos del suelo. En su artículo 16 presenta el Índice de Actividad Microbiológica a través del cual es posible determinar el riesgo de contaminación del suelo por sustancias químicas para proteger la salud humana y los ecosistemas.

Decreto Ley N° 1 de 3 de febrero de 1994, “Por el cual se establece la legislación forestal en la República de Panamá y se dictan otras disposiciones.”

El mismo tiene como finalidad la protección, conservación, mejoramiento, acrecentamiento, educación, investigación, manejo y aprovechamiento racional de los recursos forestales. En el numeral 14 del Artículo 6 se define el Estudio de Impacto Ambiental, mientras que en el Artículo 7 indica que todo proyecto de obras o actividades humanas deberá tener un estudio. Además, en su articulado detalla las protecciones, prohibiciones y delitos. Indicando la necesidad de la autorización por parte de INRENARE (actualmente Ministerio de Ambiente).

Ley 24, de 7 de junio de 1995, “Por la cual se establece la legislación de vida silvestre en la República de Panamá y se dictan otras disposiciones”.

Dicha Ley establece, en su Artículo 41 que, toda persona o institución pública o privada que desee realizar alguna actividad o proyecto que por su naturaleza tenga impacto sobre los recursos de vida silvestre, deberá presentar al Ministerio de Ambiente, un estudio de impacto ambiental de tal actividad o proyecto, previo a la ejecución del mismo. Esta ley se complementa a su vez con la Resolución AG-0051-2008 que presenta un listado de especies de flora y fauna amenazadas y en

peligro de extinción. En adición el estado cuenta en esta materia con la Ley 26 del 10 de diciembre de 1993 y la Ley N° 5 del 3 de enero de 1989. En la primera se aprueban los estatutos de la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza y los Recursos Naturales, enmendados el 15 de diciembre de 1990. Mientras que en la segunda se aprueba la convención sobre conservación de las especies migratorias y animales silvestres. Esta ley es reglamentada por el **Decreto Ejecutivo 43 del 7 de julio de 2004, “Que reglamenta la Ley No. 24 de 7 de junio de 1995 y dicta otras disposiciones”**.

Resolución DM-0657-2016, del 16 de diciembre del 2016, por la cual se establece el proceso para la elaboración y revisión periódica del listado de las especies de fauna y flora amenazadas de Panamá, y se dictan otras disposiciones.

Resolución AG-0292-2008 de 16 de junio de 2008, “Por la cual se establecen los requisitos para los Planes de Rescate y Reubicación de Fauna Silvestre”.

En su Artículo 1, dicha Resolución advierte que los EsIA Categoría II y III, deberán presentar a evaluación y aprobación de la Dirección de Áreas Protegidas y Vida Silvestre del Ministerio de Ambiente, un Plan de Rescate y Reubicación de Fauna Silvestre, de acuerdo a lo establecido en la referida Resolución y en el Decreto Ejecutivo No. 123.

Resolución N.º AG-0235-2003 de 12 de junio de 2003, “Por la cual se establece la tarifa para el pago en concepto de indemnización ecológica, para la expedición de los permisos de tala rasa y eliminación de sotobosques o formaciones de gramíneas”.

Dicha resolución establece una tarifa de cobro para toda obra de desarrollo, infraestructuras y edificaciones que involucren la tala de cualquier tipo de vegetación, lo cual representará un resarcimiento económico del daño o perjuicio causado al ambiente. Según se categorice el área, el cobro será de la siguiente manera:

- Bosques naturales primarios, intervenidos o secundarios maduros = B/.5,000.00/hectárea.
- Humedales (manglares, orezales y cativales) = B/.10,000.00/hectárea.
- Bosques secundarios con desarrollo intermedio = B/.3,000.00/hectárea.

- Bosques secundarios jóvenes = B/.1,000.00/hectárea.
- Sotobosque = 50% de las cifras anteriores, según el grado de evolución ecológica del bosque.
- Formaciones de gramíneas (pajonales) = B/.500.00/hectárea.
- Cuando la tala o eliminación de vegetación se realice sobre áreas protegidas, el monto a cobrar será el doble de las cifras antes indicadas.

Finalmente, dicha Resolución indica que en los casos que se trate de una fracción de unidad, entendiéndose por unidad una hectárea, se cobrará las sumas establecidas en proporción a la superficie afectada.

Decreto N° 33 de 13 de noviembre de 1996, “Por el cual se fijan normas para controlar los vectores transmisores del dengue.”

En el mismo se establecen normas que deben ser consideradas durante las fases de construcción y abandono del proyecto.

Decreto Ejecutivo N° 306 de 4 de septiembre de 2002 por el cual se adopta el reglamento para el control de los ruidos en espacios públicos, áreas residenciales o de habitación, así como en ambientes laborales.

En este decreto se establece el nivel sonoro máximo admisible de ruidos de carácter continuo, para las personas, dentro de los lugares de trabajo, en jornadas de ocho horas. Además, el Decreto establece que las empresas deberán aplicar el reglamento técnico DGNTI-COPANIT 44-2000, Higiene y Seguridad Industrial, relativo a las “*Condiciones de Higiene y Seguridad en los Ambientes de Trabajo donde se genere ruido*”.

Por otra parte, el Art. 7 de este Decreto prohíbe exceder la intensidad del ruido, fuera del local o residencia, a las fábricas, industrias, talleres, almacenes, bares, restaurantes, discotecas, locales comerciales u otro establecimiento o residencia cuya actividad genere ruido, a vecinos a edificios o a casas destinadas a residencia o habitación, de acuerdo a los siguientes parámetros, establecidos

mediante el **Decreto Ejecutivo No. 1 de 15 de enero de 2004** que modificó el Art. 7 del Decreto en referencia:

Horario	Nivel Sonoro Máximo
De 6:00 a.m. a 9:59 p.m.	60 decibeles (dB)
De 10:00 p.m. a 5:59 a.m.	50 decibeles (dB)

Reglamento Técnico DGNTI-COPANIT 44-2000. Higiene y Seguridad. Condiciones de higiene y seguridad en ambientes de trabajo donde se genere ruido.

Dicho reglamento establece, las medidas para mejorar las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se genere ruido que por sus características, niveles y tiempo de exposición sean capaces de alterar la salud de los trabajadores; así como la correlación entre los niveles máximos permisibles de ruido y los tiempos máximos permisibles de exposición por jornada de trabajo. Este reglamento es aplicable a toda persona natural o jurídica, pública o privada en cuyo centro de trabajo se generen o transmitan ruidos capaces de alterar la salud de los trabajadores.

En su Sección 3, se hace mención que no se permitirá en ningún período de tiempo, exposiciones a ruidos que excedan los 130 decibeles, si no cuentan con equipo de protección. Por su parte, la Sección 4 se refiere a los deberes que debe tener el empleador con relación a los daños a la salud originados por ruido, a las características del ruido y sus componentes de frecuencia; además deben suministrar a sus trabajadores los equipos de protección personal sin costo alguno y mantener actualizado el expediente de registro de los niveles sonoros para ser mostrado a las autoridades del Ministerio de Salud si así lo requieren.

Reglamento Técnico DGNTI-COPANIT 45-2000. Higiene y Seguridad Industrial Condiciones de Higiene y Seguridad en Ambientes de Trabajo donde se Genere Vibraciones.

El objetivo es establecer las medidas para proteger la salud de los trabajadores y mejorar las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se generen o transmitan vibraciones que por su nivel de transmisión y tiempo de exposición sean capaces de alterar la salud

de los trabajadores, así como establecer la correlación entre los niveles máximos permisibles de vibraciones y los tiempos máximos de exposición por jornada de trabajo. Lo más importante a destacar en el reglamento es la tabla de niveles admisibles para las vibraciones locales en las diferentes bandas de octava.

Reglamento Técnico DGNTI-COPANIT 43-2001. Higiene y seguridad Industrial. Condiciones de higiene y seguridad para el control de la contaminación atmosférica en ambiente de trabajo producida por sustancias químicas.

El reglamento establece medidas para prevenir y proteger la salud de los trabajadores y mejorar las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se produzcan, almacenen, o manejen sustancias químicas que por sus propiedades, niveles de concentración y tiempo de exposición sean capaces de contaminar el medio ambiente laboral y alterar la vida o la salud de los trabajadores, así como los niveles máximos permisibles de concentración de dichas sustancias, de acuerdo al tipo de exposición.

Los puntos más importantes a destacar en el reglamento y de su aplicación son los siguientes: Requerimientos, donde se refieren a los controles y evaluaciones para prevenir alteraciones a la salud de los trabajadores; Deberes, en el cual se refiere al deber de explicar a los trabajadores las posibles alteraciones a la salud por la exposición a sustancias químicas; Reconocimiento o identificación de los productos que puedan generar contaminación al ambiente; y la Evaluación Cualitativa del Riesgo.

Ley 36, de 17 de mayo de 1996, “Por la cual se establecen medidas para controles de contaminación del aire”.

Mediante esta Ley se establecen los controles de contaminación del aire ocasionados por combustible y plomo, especialmente provenientes del uso de vehículos de combustión interna. Establece la prohibición a partir de 1 de enero de 1997, de la fabricación e importación de pinturas, barnices, tintes y derivados con un contenido mayor que el máximo permitido por el Ministerio de Salud. Asimismo, se indica que “a partir de 1 de enero de 1998 los vehículos de motor de gasolina

importados a la República de Panamá deberán poseer sistemas de control de emisión, a fin de que cumplan con los niveles permisibles establecidos por el Ministerio de Salud para reducir de esta manera la contaminación”.

Con respecto al uso de gasolina con plomo, se especifica que, a partir del año 2002, únicamente se permitirá la venta de gasolina sin plomo. Para realizar el monitoreo de los niveles de contaminación del aire, se instituye mediante esta ley la red de medición y análisis nacional, asignado al Instituto Especializado de Análisis de la Universidad de Panamá los recursos para instalar y mantener la red de monitoreo.

Decreto Ejecutivo N° 38 de 3 de junio de 2009. Por el cual se dictan normas ambientales de emisiones para vehículos automotores.

Este Decreto presenta en su Artículo Primero, que su objetivo es el de establecer los límites permisibles de emisiones al aire producidas por vehículos automotores, con el fin de proteger la salud de la población, los recursos naturales y la calidad del ambiente, de la contaminación atmosférica.

Para ello incluye tablas que presentan los límites permisibles y condiciones de prueba, por tipo de vehículo y tipo de combustible. El decreto presenta la metodología a ser utilizada para las mediciones, al igual que las prohibiciones, infracciones y sanciones.

Decreto Ejecutivo N° 5 del 4 de febrero de 2009. Por el cual se dictan Normas Ambientales de Emisiones de Fuentes Fijas.

En su Artículo Primero se presenta como objetivo el de “establecer los límites permisibles de emisiones al aire producidas por fuentes fijas” (nuevas o modificadas), con el fin de proteger la salud de la población, los recursos naturales y la calidad del ambiente, de la contaminación atmosférica. El Artículo Quinto lista los Límites Máximos Permisibles para Fuentes Fijas Existentes, la cual es una referencia de la Guía del Banco Mundial del año 1998.

En cuanto a los Límites Máximos Permisibles para Fuentes Fijas Nuevas o Modificadas, el Decreto establece en su Artículo Número 7 que “debe hacer uso de la Mejor Tecnología de Control Disponible, la cual debe ser autorizada por ANAM a través de la Resolución Administrativa que aprueba el Estudio de Impacto Ambiental”. Por lo cual, en el Artículo 22 se indica que las empresas están obligadas a presentar, en un período no mayor a dos meses, ante la ANAM su caracterización de emisiones, una vez inicien operaciones.

Anteproyecto de Normas de Calidad de Aire Ambiente (aún en fase de discusión), por el cual se dictan Normas de Calidad del Aire Ambiente

El anteproyecto de ley sobre normas de calidad de aire ambiente tiene como objetivo establecer las normas primarias de calidad de aire para los contaminantes Dióxido de Nitrógeno (NO₂), Monóxido de Carbono (CO), Material Particulado Respirable (PM₁₀), Dióxido de Azufre (SO₂) y Ozono (O₃) así como los lineamientos para su aplicación, con el fin de proteger la salud de la población y el ambiente en general. Los niveles máximos establecidos son los siguientes:

Resolución 067-2008 de 10 de julio de 2008. Por la cual se definen términos de referencia para la evaluación de los informes de prospección, excavación y rescate arqueológicos, que sean producto de los estudios de impacto ambiental y/o dentro del marco de investigaciones arqueológicas.

La citada resolución establece en su Artículo 3, que las evaluaciones arqueológicas deberán incluir, obligatoriamente, prospecciones en campo para determinar científicamente la presencia o ausencia de recursos culturales en un área determinada. En el Artículo 6 se detalla la metodología para prospección inicial y reconocimiento de los recursos culturales (prospección superficial y subsuperficial), en las áreas de impacto directo e indirecto, durante la elaboración de estudios de impacto ambiental de cualquier proyecto que involucre remoción de tierra, rellenos, embalses o extracción de arena marina.

Ley 14 de 5 de mayo de 1982, “Por la cual se dictan medidas sobre custodia, conservación y administración del Patrimonio Histórico de la Nación”.

En el Artículo 19 se establece que “Todo objeto arqueológico es un bien de dominio estatal”. Además, indica en su Artículo 24 que “En caso de que al ejecutarse una excavación en áreas urbanas o rurales ocurriese un hallazgo de objetos que pusiesen en evidencia la existencia de un yacimiento arqueológico o de rastros monumentales del mismo carácter, la Dirección Nacional del Patrimonio Histórico solicitará a las autoridades pertinentes la suspensión de las obras que ocasionaron el descubrimiento y tomará las medidas inmediatas para emprender las actividades de rescate.”

Ley 58 de 7 de agosto de 2003, “Por la cual se modifican artículos de la Ley 14 de 1982, sobre custodia, conservación y administración del Patrimonio Histórico de la Nación y dicta otras disposiciones (Gaceta Oficial N° 24864)”.

Esta ley modifica artículos de la Ley 14 de 1982, estableciendo requisitos y definiendo sanciones. **Resolución N.° AG-0363-2005, de 8 de julio de 2005, “Por la cual se establecen medidas de protección del Patrimonio Histórico Nacional ante actividades generadoras de impactos ambientales”.**

En dicha Resolución, la ANAM (actual Ministerio de Ambiente) en coordinación con el INAC han considerado que cada EsIA presentado al Ministerio de Ambiente que contemple la remoción de tierra, deberá ser enviado para su evaluación al INAC. En su Artículo 1 ordena que todas las obras, actividades o proyectos que pudieran generar impacto ambiental positivo o negativo a cualquier elemento o componente del Patrimonio Histórico de la Nación, de acuerdo a los criterios establecidos por la Dirección de Patrimonio Histórico, registren el hallazgo ante aquella entidad. Dicha obligación estará presente en la Resolución Ambiental respectiva que apruebe o desapruebe el EsIA.

Por otra parte, en su Artículo 2, establece que todo propietario, tenedor o administrador de actividades, obras o proyectos cuyo EsIA, Planes de Manejo o Adecuación (PAMA) o cualquier

otro procedimiento evaluativo administrado por el Ministerio de Ambiente, deben incluir en el término no mayor de un año, el registro del bien patrimonial dentro de los requisitos requeridos para la aprobación satisfactoria del instrumento aprobado. Mientras que en su Artículo 3 ordena que las actividades, obras, proyectos, usos o aprovechamientos que actualmente estén generando impactos ambientales positivos o negativos al Patrimonio Histórico de la Nación registren su custodia ante la Dirección Nacional de Patrimonio Histórico, de modo que las autoridades competentes procedan a realizar las inspecciones correspondientes para estimar el estado de la afectación.

Decreto N° 160 de 7 de junio de 1993, “Por el cual se expide el Reglamento de Tránsito Vehicular de la República de Panamá”.

Emitido por la Dirección de Tránsito y Transporte Terrestre. Reglamenta en los Artículos 13, 14 y 15, el aumento de gases contaminantes provenientes de los motores de camiones que transportan combustibles. La principal disposición establece que es prohibida la circulación de vehículos que emitan gases, ruidos o derrame de combustible o sustancias tóxicas que afecten el ambiente.

Resolución No. 008-03 de 11 de marzo de 2003, “Por el cual se aprueba la segunda edición revisada del Manual de Requisitos de Revisión de Planos, Segunda Edición del Ministerio de Obras Públicas”.

En dicha resolución se presentan los parámetros recomendados en el diseño del sistema de calles, y drenajes pluviales de acuerdo a lo exigido por el Ministerio de Obras Públicas.

Especificaciones Técnicas Generales para la construcción, mejoras y rehabilitación de carreteras, caminos, calles, puentes, obras afines y edificaciones en toda la República de Panamá. Ministerio de Obras Públicas, 2da Edición, 2002.

El referido manual es un documento de carácter normativo, que sirve de guía a las diferentes acciones que son competencia técnica del Ministerio de Obras Públicas. En el mismo, se establecen políticas, criterios, procedimientos y métodos que indican las condiciones por cumplir en los

proyectos viales y que guardan relación con la planificación, estudio, evaluación, diseño, construcción, seguridad, mantenimiento, calidad e impacto.

Ley 51 del 28 de junio del 2017, que regula el transporte de carga por carretera. La presente Ley se aplicará a la actividad de transporte de carga terrestre, a los vehículos automotores o combinación de ellos, que circulen por las carreteras de la República de Panamá, tanto a lo referente a sus pesos dimensiones como a los requerimientos a cumplir para el transporte de materiales peligrosos, mercancía perecedera, mercancía de temperatura controlada, productos agropecuarios y las restricciones en las operaciones de carga, descarga y traslado de productos en la red vial.

Decreto Ejecutivo N° 229 de 17 de octubre de 2018, que reglamenta la Ley 51 de 28 de junio de 2017, que regula el transporte de carga por carretera y modifica el reglamento de tránsito vehicular de la República de Panamá.

Resolución AG-0712-2004, “Por la cual se adopta el Pacto Ético entre la Autoridad Nacional del Ambiente de la República de Panamá y profesionales dedicados a la realización de Estudios de Impacto Ambiental y Auditoras Ambientales inscritos en el registro de consultores ambientales de la Autoridad Nacional del Ambiente”.

El objetivo principal del referido Pacto Ético es el de garantizar la veracidad de la información que se entrega en los estudios de impacto ambiental, auditorías ambientales y sus respectivos planes de manejo, tanto en su contenido como en el perfil de los profesionales que los firman.

Decreto Ley N° 5 de 28 de enero de 2005, “Que adiciona un Título, denominado Delitos Contra el Ambiente, al Libro II del Código Penal, y dicta otras disposiciones.”.

Este decreto lista los delitos ambientales, sus sanciones y penas. Los mismos se enmarcan en Delitos contra los Recursos Naturales, Delitos contra la Vida Silvestre y Delitos de Tramitación, Aprobación y Cumplimiento de Documentación Ambiental.

Decreto ejecutivo N° 5 de 1 de febrero de 2017. Que regula el procedimiento de sanción directa por infracciones ambientales. En su artículo 3 indica la multa correspondiente al infractor según la infracción incurrida.

Decreto Ejecutivo No. 2 de 15 de febrero de 2008. Por el cual se reglamenta la Seguridad, Salud e Higiene en la Industria de la Construcción.

Este Decreto reglamenta la Seguridad e Higiene en la Industria de la Construcción, el cual tiene como objetivo regular y promover la seguridad, salud e higiene en el trabajo de la construcción, a través de la aplicación y desarrollo de medidas y actividades necesarias, para la prevención de los factores de riesgos en las obras de construcción, tanto públicas como privadas.

Ley No. 15 de 31 de mayo de 2016. Que reforma la Ley 42 de 1999, que establece la equiparación de oportunidades para las personas con discapacidad.

Ley No. 25 de 10 de julio de 2007. Por la cual se adoptan la Convención sobre los Derechos de las Personas con Discapacidad y el Protocolo Facultativo de la Convención sobre los Derechos de las Personas con Discapacidad, adoptados en Nueva York, por la Asamblea General de las Naciones Unidas, el 13 de diciembre de 2006.

El propósito de dicha Convención es promover, proteger y asegurar el goce pleno y en condiciones de igualdad de todos los derechos humanos y libertades fundamentales por todas las personas con discapacidad, y promover el respeto de su dignidad inherente.

Ley 14 del 18 de mayo de 2007, por medio del cual se adopta el Código Penal de la República de Panamá.

Por medio de dicha ley se adopta el Código Penal cuyo Título XIII Delitos Contra el Ambiente y el Ordenamiento Territorial, Artículos 391 al 416, estipula las sanciones en caso de Delitos Contra Recursos Naturales, Delitos Contra La Vida Silvestre, Delitos de Tramitación, Aprobación y Cumplimiento Urbanístico Territorial y Delitos contra los Animales Domésticos.

Ley 41 del 2 de agosto de 2012, que establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales de generación a base de gas natural destinadas a la prestación del servicio público de electricidad.

El régimen de incentivos que establece esta Ley, tiene por objeto propiciar la diversificación de la matriz energética del país; propiciar el abastecimiento de la demanda de los servicios de energía eléctrica con fuentes no tradicionales para su acceso a la comunidad, bajo criterios de eficiencia económica, viabilidad financiera y técnica, calidad y confiabilidad de servicio, dentro de un marco de uso racional y eficiente de los diversos recursos energéticos; y, establecer un marco legal que fomente el desarrollo de las actividades de generación a base de gas natural.

5.3.4. Convenios Internacionales

El gobierno de la República de Panamá suscribió la Declaración de Río sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo, que incluye la Agenda 21. Otros convenios y acuerdos suscritos por la República de Panamá, a nivel internacional, regional y subregional incluyen:

- Convención sobre la Diversidad Biológica.
- Declaración de Río sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo.
- Convención de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático y Protocolo de Kyoto.
- Protocolo de Montreal relativo a Sustancias Agotadoras de la Capa de Ozono.
- Convenio de Estocolmo sobre Contaminantes Orgánicos Persistentes.
- Convenio OIT148 sobre Medio Ambiente y Trabajo.
- Convenio de Viena para la Protección de la Capa de Ozono.
- Acuerdo de París, sobre el Cambio Climático.

5.4. Descripción de las Fases del Proyecto, Obra o Actividad

El proyecto será desarrollado considerándose una fase inicial de planificación, una fase de construcción/ejecución (preparación y obra civil, instalación de equipos y comisionamiento) y posteriormente la fase de operación.

5.4.1. Planificación

La fase de planificación del proyecto involucra actividades propias de la fase de anteproyecto, tales como:

- Coordinación de protocolos de la terminal.
- Cumplimiento de trámites legales y permisos requeridos.
- Asignación de recursos.
- Diseños conceptuales, planos y planeación general.

5.4.2. Construcción/Ejecución

Las actividades de construcción se realizarán mediante procedimientos y criterios que garanticen el cumplimiento de estándares nacionales e internacionales, así como buenas prácticas de construcción, para garantizar el cumplimiento de la normativa aplicable y la minimización de las posibles afecciones al ambiente y minimizando las afectaciones o interrupciones al funcionamiento de la Terminal Costa Norte. Las principales actividades, en general, que se darán en la fase de construcción son:

- Preparación del terreno.
- Excavaciones y relleno de la superficie del terreno.
- Creación de accesos y caminos.
- Instalación de obras temporales.
- Movilización de materiales, equipos y maquinaria hasta el sitio de la obra.
- Fundaciones para obras civiles, equipos y estructuras de soporte.

- Construcción de obras civiles.
- Instalación de equipos para capacidad de vaporización y montaje de gaseoducto.
- Pruebas y puesta en servicio.
- Disposición de estériles y escombros - retiro de instalaciones temporales y desmovilización.
- Demanda de bienes y servicios.
- Contratación de personal.

A continuación, se presenta una descripción secuencial del proceso constructivo del proyecto y los componentes asociados.

5.4.2.1 Preparación y Obra Civil

Las áreas del proyecto se dividen en la huella ubicada dentro de los terrenos pertenecientes a la Terminal Costa Norte (Polígono 1 y parte del Polígono 2 mencionados anteriormente en la Tabla 5-3) y la huella asociada a la extensión de gasoducto ubicada fuera de los terrenos de la Terminal Costa Norte (parte del Polígono 2 mencionado anteriormente en la Tabla 5-3).

En el caso de la huella dentro de la terminal Costa Norte las principales actividades serán:

- Demarcación de las áreas de proyecto: áreas para bombas, área de proceso, extensión de edificio eléctrico, rutas para soportes de tuberías entre otras.
- Instalación de dispositivos temporales para protección de las obras.
- Nivelación del terreno y ajustes a infraestructura existente para recepción de equipos.
- Construcción de obras civiles y acabados:
 - o Construcción de accesos.
 - o Drenajes/cunetas para aguas pluviales.
 - o Instalación de estructuras complementarias.

En el caso de la huella del gasoducto, ubicada afuera de la Terminal Costa Norte se desarrollarán las siguientes actividades principales:

- Limpieza del terreno, la cual implica el desmalezado de la superficie para la remoción de la vegetación herbácea allí desarrollada y la capa vegetal.
- Adicionalmente, se revisará la zona, para identificar objetos u obstáculos en la huella, los cuales serán retirados del lugar. Los residuos serán manejados de acuerdo al tipo de desecho identificado en la ruta, esto acorde a los procedimientos descritos en otras secciones del presente documento.
- Demarcación de áreas de trabajo.
- Nivelación de zonas de soporte. Una vez removida la capa vegetal y la vegetación, se procederá la nivelación con maquinaria de las áreas necesarias para soportes e instalación del gasoducto u otros equipos auxiliares.
- Transporte y preparación de materiales.
- Fijación de puntos de anclaje para soportes de los ductos criogénicos y erección de soportes para los ductos.
- Tendido del gasoducto (soterrado en la parte externa de la Terminal y secciones aéreas dentro de la misma).

5.4.2.2 Instalación de Equipos

Los trabajos de instalación de equipos asociados a la expansión en la capacidad de regasificación se han dividido en ajustes a dos tipos de sistemas: a) sistemas principales y b) sistemas auxiliares.

a) Sistemas Principales:

Tanque de Almacenamiento de GNL

El GNL que se utilizará en el nuevo proceso de regasificación, será bombeado desde el tanque de almacenamiento de GNL utilizando una nueva bomba de baja presión con capacidad de hasta 300 m³/h. Esta bomba será colocada en una columna de soporte ya existente en la terminal, mientras que una segunda bomba de respaldo de 300 m³/h reemplazará la bomba de respaldo existente cuya capacidad es inferior a la requerida por el nuevo sistema. La terminal seguirá contando con una

bomba de baja presión de alrededor de 135 m³/h; esta será utilizada en casos de alta demanda de GNL.

El GNL será dirigido a través de un ducto de 6 pulgadas hacia un tubo de 8 pulgadas que conecta el área de proceso de GNL con el tanque de almacenamiento.

Debido a que el tamaño de los motores se mantendrá por debajo de los 200kW, todas las bombas estarán conectadas al sistema de alimentación eléctrico de Bajo Voltaje.

Sistema de Manejo de Evaporación de Gas (BOG) y Recondensador

No se planea hacer ajustes al sistema de manejo de evaporación de gas, o BOG por sus siglas en inglés, puesto que el máximo nivel de gas por evaporización en el sistema no debe exceder los niveles de diseño actual.

Se espera que el GNL fluya desde el tanque de almacenamiento al área de proceso a través de 2 cabezales de 8 pulgadas. En este momento se consideran dos alternativas para acomodar el incremento en flujo de gas, pero se tomará la decisión final una vez se completen los estudios hidráulicos de detalle.

- El primer caso asume que el GNL fluirá por los ductos existentes y el flujo excedente será conducido por una válvula de libramiento o ‘by-pass’ del recondensador. En este caso se modificará el tamaño de las válvulas de control de acuerdo a los requerimientos, pero no se prevén ajustes al sistema de control.
- El segundo caso considera utilizar un nuevo tubo para llevar GNL directamente hacia las bombas de alta presión. En este caso todavía se considera que una parte del GNL pueda fluir directamente por el by-pass del recondensador.

Sistema de Alta Presión

El sistema de alta presión de GNL se modificará añadiendo dos nuevas bombas de alta presión, cada una con una capacidad de 330 m³/h y presión de descarga de 60 barg. Estas bombas se conectarán con una nueva tubería de 14 pulgadas que se convertirá en la vía de alimentación para este proceso. Las bombas contarán con un sistema de recirculación y venteo que se interconectarán al recondensador existente; se considera como alternativa a esta configuración conectar los sistemas de venteo y recirculación al sistema de manejo de BOG y a una tubería de recirculación al tanque de almacenamiento de GNL respectivamente. La descarga de las bombas de alta presión será a través de un sistema de tubería de 8 pulgadas interconectada a su vez a un sistema de tubería de 10" que alimentará a los vaporizadores.

Las bombas se conectarán a un nuevo circuito de suministro eléctrico de media tensión. Estas a su vez se instalarán en estructuras de soporte separadas de concreto y acero, los soportes podrán ser removidos en el futuro con una grúa de caminos.

Adicionalmente, se prepararán las vías de acceso (caminos) para poder acceder y dar servicio a las nuevas bombas e infraestructura existente.

Sistema de Vaporización

La función principal de los vaporizadores es elevar la temperatura del GNL con la finalidad de que el producto pase de estado líquido a estado gaseoso. Esto se logra a través de un proceso de intercambio de calor a donde se posiciona el vaporizador dentro de una estructura de concreto diseñada para circular agua de mar. El agua de mar llega al vaporizador a una temperatura de alrededor de 26°C, está circula por gravedad en el vaporizador y finalmente es depositada a una temperatura de alrededor de 16°C en una fosa de almacenamiento. El agua de mar es posteriormente re-inyectada en un circuito que alimenta el condensador de vapor del bloque de generación eléctrica de Gas Natural Atlántico. La reinyección al condensador de vapor permite aumentar la eficiencia del sistema de generación eléctrica puesto que se reduce la temperatura promedio del agua de enfriamiento para este proceso.

Se considera instalar dos vaporizadores a bastidor abierto con una capacidad de 150 t/h (equivalente a 180 millones de pies cúbicos diarios). La presión y temperatura de operación en el punto de evacuación de gas será de 60 barg y 3°C respectivamente. Las condiciones de diseño serán de acuerdo con las especificaciones de las bombas de alta presión, particularmente para el Shut-Off Pressure.

El proceso requiere hasta 3000 m³/h de agua de mar, que serán tomados del circuito de toma de agua de mar existente en la terminal. Para lograr esto, se instalarán dos bombas de agua salada como refuerzo al sistema existente con una capacidad de hasta 3000 m³/h cada una. Una bomba se utilizará en operación continua y la otra se instalará como respaldo.

Sistema de Medición y Monitoreo

Con el fin de transportar el gas al punto de recepción final (externo a la terminal), se instalará un gasoducto conformado por una tubería de 20" con una longitud aproximada de 1.5 km, la cual contará con un sistema de protección catódica para protegerla de la corrosión.

Se instalará un sistema de medición con un sistema de protección de alta presión tipo HIPP (High Integrity Pressure Protection System). Esta estación de medición contará con un sistema de cromatografía, que permitirá monitorear la composición del gas en el ducto. El sistema de medición será de tipo ultrasónico con una tolerancia de dentro del 0.5% de acuerdo a los estándares OIML.

Adicionalmente, para el monitoreo de la condición del gasoducto se instalará un sistema de intrusión y detección con fibra óptica para la comunicación con el centro de control.

b) Sistemas Auxiliares

Sistema de Manejo de Gas de Vaporización (BOG)

A pesar de que no se consideran ajustes directos al quemador de BOG existente, en el caso de un disparo en el punto de toma de gas de la planta (una interrupción imprevista que detenga de forma

repentina la operación), se prevé que el flujo en exceso máximo de gas será de 150 t/m³ (capacidad del nuevo sistema de vaporización). No obstante, el quemador actual tiene una capacidad de 51 t/m³, por lo cual y considerando aspectos de seguridad se propone instalar 2 nuevas válvulas de venteo que permitan liberar la presión acumulada en un evento extremo como un disparo. Se realizarán estudios para determinar las presiones y tiempos de diseño para minimizar la apertura de las válvulas. Esta instalación seguirá las normas NFPA 59^a, EN 1473 y regulación local aplicable al venteo de emergencia de gases.

Subestación y Sistemas Eléctricos

El sistema eléctrico será ajustado para poder abastecer las nuevas cargas y equipos del proyecto. Se instalará un nuevo transformador de media tensión y un nuevo transformador de baja tensión en conjunto con los sistemas de interconexión y soporte (cableado, sistemas de protección etc.). El espacio en el edificio eléctrico existente no es suficiente con lo cual se planea la construcción de un nuevo cuarto eléctrico en forma de extensión del actual.

Sistemas de Control y Monitoreo y Protección de Gas

Se consideran más de 500 señales del monitoreo y 200 instrumentos de campo que serán integrados al sistema de control de la terminal.

El sistema de protección de gas consta de 10 detectores de gas adicionales, 20 sensores de temperatura y 3 detectores de flama. Se usará un sistema de detección de fugas con fibra óptica para monitorear la nuevas líneas y ductos de GNL.

Sistema Contra Incendio

No se alterarán los parámetros de demanda de agua para el sistema contra incendio, pero se tendrán que instalar y ajustar ciertos equipos principales según las normas de diseño WG267-EZ500-10001 y la normativa local. Adicionalmente se instalarán nuevos sistemas de alarma y los equipos principales que se mencionan a continuación:

Tabla 5-5
Equipos del Sistema Contra Incendio

Área Principal	Sub-Sistema	Descripción
Sistema de bombeo de alta presión	Bombas de Alta Presión	<ul style="list-style-type: none"> - Hidrante externo y manguera contra incendios. - Monitor de agua oscilatorio. - Rociadores de agua.
Área de vaporizadores	Open Rack Vaporizers (E-4001E/D)	<ul style="list-style-type: none"> - Hidrante externo y manguera contra incendios. - Monitor de agua oscilatorio. - Extinguidor.
Área de Medición y Monitoreo	Estación de Medición	<ul style="list-style-type: none"> - Hidrante externo y manguera contra incendios. - Monitor de agua oscilatorio. - Extinguidor.

Fuente: Costa Norte LNG Terminal S. de R.L.

Sistema de Contención

Las adecuaciones del nuevo sistema se diseñarán de acuerdo al documento WG101-ER512-17000 específico para el manejo de GNL. Se conectarán las nuevas adecuaciones al sistema de colección actual de la planta que se estima cuenta con un diseño apropiado para contener las posibles fugas del nuevo sistema en caso de emergencia.

Sistema de Instrumentación de Aire y Nitrógeno:

Se consideran únicamente las adecuaciones necesarias para interconectar el sistema existente al nuevo sistema.

Sistema de Colección de Agua de Mar

El proyecto utilizará agua de mar directamente en los vaporizadores. Para esto, se propone el mismo sistema de recolección y retorno de agua de mar existente en la terminal. Se adecuarán bombas de refuerzo y de retorno de agua marina.

Sistemas de Respaldo de Electricidad

Se considera solo un incremento marginal en la demanda en caso de emergencia para los generadores de respaldo instalados en la planta.

Sistema de Drenaje

No se considera necesario ajustar el diseño del sistema de colección de agua existente. Con lo cual solo se interconectarán los nuevos sistemas colectores de agua al sistema principal de la terminal.

Sistema de Caminos y Aceras

Se construirán nuevos accesos dentro del área de vaporización y nuevos equipos. Se considera adecuaciones de servicio a lo largo del gasoducto que permitirán el acceso para mantenimientos o monitoreo, y se realizarán las adecuaciones necesarias para la instalación de tuberías de 24 pulgadas que conducirán el agua de mar hacia los vaporizadores.

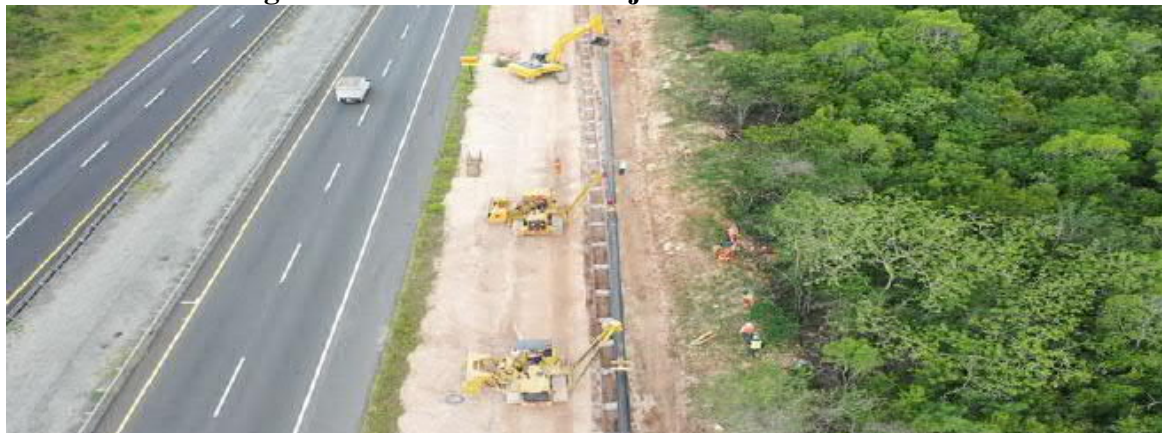
Gasoducto para Distribución

El proyecto propuesto prevé la instalación de una tubería principal de 20” de diámetro, de tipo API 5L, Grado X65 y 1.5 km de longitud, que permitirá transportar GNL, desde la terminal Costa Norte LNG Terminal S. de R.L. hasta la facilidad de generación Generadora Gatún S.A. ubicada en el lote TE04 ubicado al sur del proyecto.

Las principales características son:

- Longitud: 1.5 Km.
- Tubería: 20 pulgadas de diámetro, en acero API 5L X65.
- Líneas de derivación de 12 pulgadas, con sus válvulas.
- Revestimiento externo de la tubería: Polietileno tri capa, 3LPE.
- Emplazamiento de la tubería: soterrada en toda su longitud a la salida de la terminal. En el interior de la Terminal Costa Norte LNG Terminal S. de R.L. puede tener tramos aéreos sobre los pipe rack existentes en la terminal.
- Cruces de vías principales: contruidos con tecnologías sin zanja, por perforación dirigida.
- Tiempo de construcción de la obra: aproximadamente un año.

Figura 5-5
Fotografía Ilustrativa de Trabajo de Instalación del Gasoducto



Fuente: Costa Norte LNG Terminal S. de R.L.

Configuración de la Tubería

La tubería que se usará para el gasoducto tendrá un diámetro de 20" y estará revestida con el sistema FBE (Fusion Bonded Epoxy), el cual presenta características especiales de resistencia a la mecánica y a la abrasión, de un espesor de 300/350 micrones, complementado con un sistema de protección catódica. La misma será soterrada a lo largo de todo su recorrido a la salida de la Terminal Costa Norte, mientras que en el interior de esta puede tener tramos aéreos, de acuerdo con la norma ASME B31.8, con una profundidad mínima de 2.0 m, que variará dependiendo de la topografía, condiciones geotécnicas, geológicas, hidrológicas y de hidráulica fluvial del recorrido, su instalación se realizará con cortes a cielo abierto a excepción de los cruces direccionales.

Presión de Alivio

El sistema de control y alivio de presión del gasoducto se encuentra a la descarga de las bombas de envío y de los vaporizadores de la Terminal Costa Norte y en cada consumidor final. Estos vaporizadores tienen una presión MAOP (Máxima presión de operación permisible) de 75.9 barg, por lo que tienen válvulas de seguridad en caso de que la presión exceda dicho valor. Este sistema se activará en caso de incremento de la presión en la línea debido a un cierre súbito de las estaciones de válvula o una pérdida repentina de los consumidores. La presión máxima de las bombas Sendout (envío) a condición de 0 flujo es de 60 barg. Esto quiere decir que el gasoducto nunca excederá la presión máxima que pueden generar las bombas sendout. El gasoducto a su vez está diseñado para una presión MAOP de 100 barg, por lo que bajo ninguna circunstancia de incremento de presión afectaría la integridad del gasoducto.

Códigos y Estándares Aplicables

La obra será construida en cumplimiento a los estándares nacionales e internacionales (ANSI/ASME B31.8, API, ASTM, NACE, NFPA) que rigen la materia, así como los lineamientos del Ministerio de Ambiente.

A continuación, se listan los códigos de diseño, normas y estándares aplicables a este proyecto.

- **CÓDIGO ASME B31.8:** Sistemas de tuberías de conducción y transmisión de gas.
- **CÓDIGO ASME B31.8 S:** Administración e integridad de ductos.
- **NORMA API 5L:** Especificación para tubería de línea.
- **NORMA API 6D:** Válvulas en tuberías, tapones, conectores y accesorios.
- **NORMA ASTM B16.5:** Conexiones bridadas y bridas en tuberías.
- **CSA Z245.200-M92:** Recubrimiento externo a base de resinas epóxicas en tuberías de acero.
- **MSS-SP-75:** Especificaciones para pruebas de dureza en conexiones soldadas.
- **NORMA API 1104:** Estándar para soldadura de tuberías e instalaciones relacionadas.
- **NACE RP-01-69-92:** Sistemas de control de la corrosión externa en tuberías metálicas sumergidas o enterradas.
- **NACE RP-01-77-83:** Sistemas de mitigación de los efectos de la corriente alterna en sistemas de control de corrosión y estructuras metálicas.
- **CSA C22.3 No. 6-M91:** Principios y prácticas de coordinación eléctrica entre tubería y líneas de transmisión eléctrica.
- **49 CFR,** parte 192 del Departamento de Transporte de los Estados Unidos (Código Federal de Regulación).

También se aplican códigos de otras organizaciones, tales como AGA (American Gas Association); ANSI (American National Standard Institute); API (American Petroleum Institute), ASCE (American Society of Civil Engineers); ASME (American Society of Mechanical Engineers); ASTM (American Society of Testing and Materials); AWS (American Welding Society); FM (Factory Mutual); IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers); IPCEA (Insulated Power Cable Engineers Association); ISA (Instrument Society America); NACE (National Association of Corrosion Engineers); NEC (National Electric Code); NEMA (National Electrical Manufacturers Association); NESC (National Electrical Safety Code); NFPA (National Fire Protection Association); UBC (Uniform Building Code) y UL (Underwriters Laboratories). Durante el desarrollo de la ingeniería de detalle se precisarán las características particulares de

cada cruce y es posible que se presenten cambios en algunas de las características generales de las secciones supuestas hasta ahora.

En el punto inicial y final del gasoducto, se levantarán las estaciones de recibo y entrega de gas respectivamente. En estas estaciones a nivel de terreno sobre losas de concreto se ubicarán los siguientes sistemas:

- Patín de medición.
- Trampa para lanzamiento y recibo de las herramientas de limpieza interna de la tubería.
- Válvula general de corte.

Además, en ambas estaciones se tendrán los equipos complementarios de suministro de energía eléctrica, comunicaciones y aislamiento eléctrico.

Sistema de Control de Corrosión

Para garantizar la integridad de la tubería, como se mencionó anteriormente, se dispondrá de un sistema de protección contra la corrosión conformado por el revestimiento externo de la misma, el revestimiento dieléctrico de las juntas y el sistema de protección catódica. El sistema de protección catódica estará conformado por los siguientes elementos:

- Rectificadores.
- Cama anódica.
- Elementos de mitigación de interferencias.
- Ánodos de sacrificio.
- Estaciones de prueba.

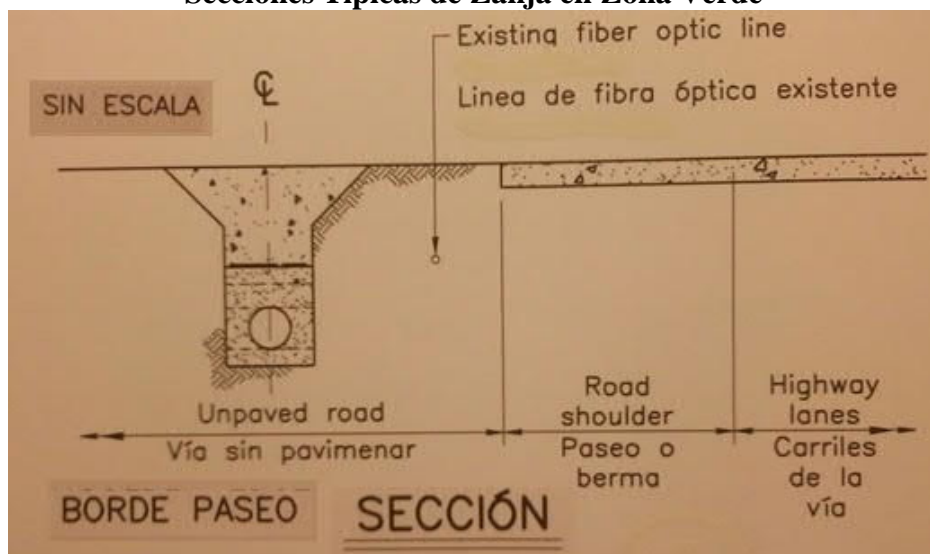
En los siguientes numerales se informan las secciones típicas de cada sección:

Sección Típica de Zanja

La tubería será colocada próxima al fondo de una zanja de sección típica de 1 m de ancho y 2 m de profundidad, la cual dará cabida al tubo de acero, al cable de fibra óptica paralelo al mismo y a la cinta de señalización que protege la integridad de estos. Alrededor de la tubería y del cable se dispondrá de arena suave para proteger los revestimientos exteriores de los mismos, el resto de la zanja se rellenará con material compactado de acuerdo a las condiciones del sector.

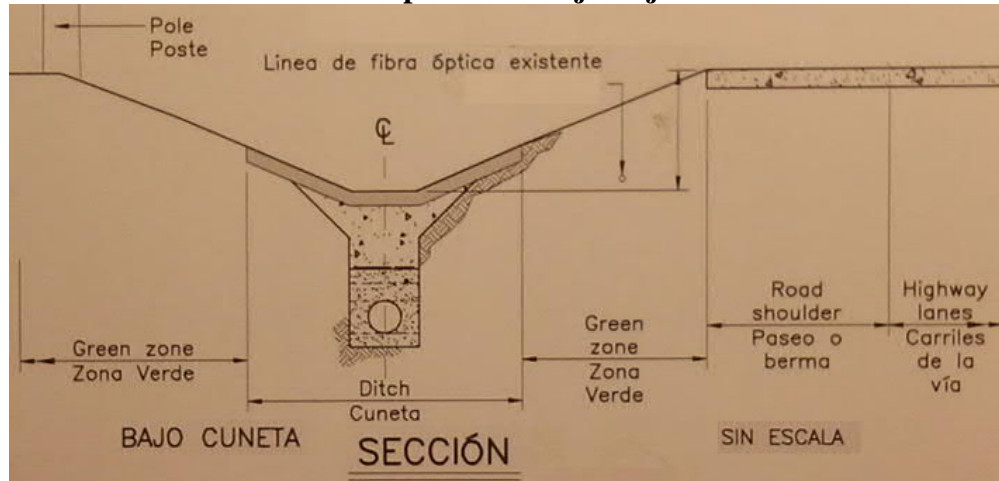
La zanja puede recorrer áreas de vegetación (zona verde) y sectores con presencia de cuneta, en los casos donde estas condiciones se presenten, la instalación de la tubería y del cable de fibra óptica que la acompaña se realizará de forma tal de minimizar la afectación a nivel superficial, garantizando la restitución de las características existentes a nivel de superficie y evitando la afectación a estructuras como las cunetas. Sin embargo, en caso de que esto se presente, las cunetas serán restituidas a condición inicial en el menor tiempo posible. A continuación, las figuras 5-6 y 5-7 muestran secciones típicas de la condición final de la zanja, una vez finalizada su construcción y la instalación de la tubería y el cable de fibra óptica en caso de zonas verdes o bajo cunetas.

Figura 5-6
Secciones Típicas de Zanja en Zona Verde



Fuente: Costa Norte LNG Terminal S. de R.L.

Figura 5-7
Secciones Típicas de Zanja Bajo Cuneta



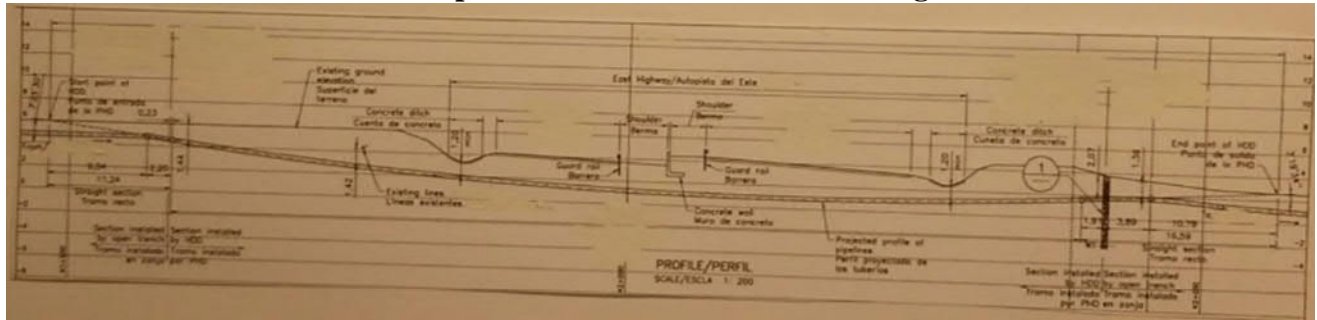
Fuente: Costa Norte LNG Terminal S. de R.L.

Sección Típica de los Cruces por Perforación Horizontal Dirigida

Para la instalación de la tubería de forma soterrada en las áreas externas a la Terminal se considera la posibilidad de requerirse la implementación de técnicas de perforación dirigida. La técnica de la perforación dirigida es un método que evita la apertura de zanjas a cielo abierto, minimizando el movimiento de tierras, y consiste en la utilización de una máquina que perfora el suelo a lo largo de toda la trayectoria de la instalación, siendo orientada y seguida desde un punto de entrada en la superficie. Esta técnica limita la afectación superficial al punto de inicio y final de la excavación, evitando la alteración de condiciones críticas o sensibles que puedan existir a nivel de superficie.

Si bien el diseño de los cruces dirigidos hace parte de la ingeniería detallada del proyecto, en la Figura 5-8 se presenta una sección típica de este tipo de cruce para una vía tipo autopista con doble calzada. Se incluye en la sección típica presentada la ubicación tentativa del ducto para el paso del cable de fibra óptica previsto en el proyecto.

Figura 5-8
Secciones Típicas Perforación Horizontal Dirigida



Fuente: Costa Norte LNG Terminal S. de R.L.

Actividades de construcción asociadas a la instalación del Gasoducto

1. Construcción de zanjas

Se tiene previsto utilizar técnicas estándar modificadas para la construcción del sistema de tubería cuando sea apropiado, para reducir al mínimo los impactos, especialmente en las áreas de terrenos inestables y con alto potencial erosivo. Como se mencionó anteriormente se considera la posibilidad de realizar excavaciones dirigidas, en las cuales, a manera general, las actividades incluyen el despeje de las áreas de inicio y final de la perforación con excavaciones hasta 2 metros de profundidad y estabilización de taludes. En el área de inicio se instala una camisa de protección que se utilizará como punto de anclaje y quedará ubicada en el extremo más cercano al área que se desea evitar su afectación superficial o zona de cruce. Cuando la broca del equipo de perforación dirigida llega al otro lado de la zona de cruce se impulsa la tubería a lo largo de la misma y se procede a desconectar el sinfín y la máquina de la tubería, haciendo el desalojo de todos los equipos utilizados. Se instalan barreras de sacos en suelo-cemento en los extremos de la perforación para la reconformación al terreno y soporte a la lingada. Los extremos de la perforación son rellenados al culminar la instalación de la tubería.

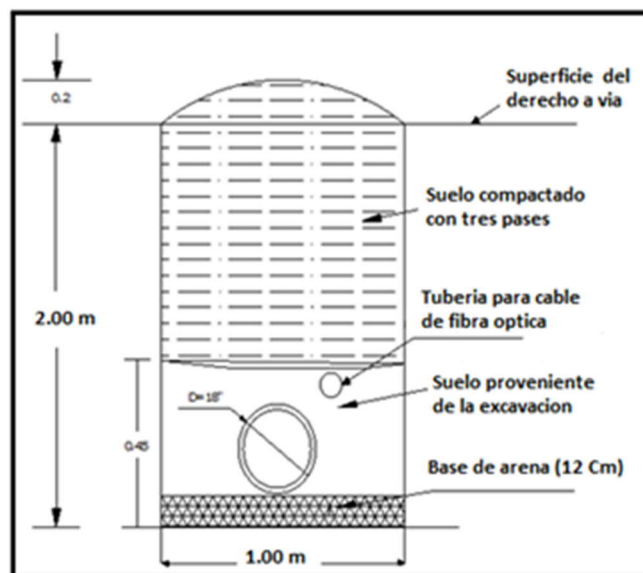
Sin embargo, como primera opción se considerará la utilización de la técnica de zanjas a cielo abierto, donde el gasoducto se colocará enterrado de acuerdo con las recomendaciones indicadas en el ASME B31.8. Las tuberías que lo conforman al ser colocadas bajo tierra utilizando un tipo de construcción convencional de zanjas abiertas, (zanjadora o “trencher”); tendrán con una

cobertura mínima entre la parte superior del ducto y el nivel de la superficie de acuerdo a las normas ASME aplicables en cada caso.

La tubería quedará enterrada a una profundidad mínima de 2.0 metros y colocada sobre material adecuado para proteger su revestimiento y cubierta por el mismo material producto de la excavación realizada para la apertura de la zanja.

Las zanjas para la instalación del gasoducto tendrán un ancho de excavación igual a 1.00 m, como se mencionó anteriormente, independientemente de la zona donde se excave, es decir sobre pavimento asfáltico, en zonas con pavimentos de concreto o en zonas con áreas verdes. Considerando una longitud total de 1500 m de tubería, se estima que el material a extraer será de 3000 m³, los cuales serán colocados a un lado de la zanja y luego reutilizados como material de relleno como se menciona más adelante. En la figura siguiente, se presenta una sección típica de este tipo de zanjas.

Figura 5-9
Detalle Típico de la Zanja y Característica del Tapado



Fuente: Costa Norte LNG Terminal S. de R.L.

Dependiendo de la estabilidad del terreno, las paredes del talud de la caja se dejarán verticales, o se perfilarán los taludes buscando el ángulo adecuado según planos aprobados. El área de instalación será definida por medio de estacas a lado y lado de la vía, con el fin de trazar las dimensiones de las excavaciones a realizar.

2. Transporte y tendido de la tubería

Esta actividad consiste en la colocación de la tubería a lo largo del derecho de vía, cargándolo desde el sitio de acopio con una grúa sobre tracto-mulas, planchones, cama alta, que ingresarán directamente al derecho de vía y se descargarán mediante el uso de un “side boom” o retroexcavadora, colocándolos en línea uno detrás de otro apoyados en sacos de polipropileno llenos de suelo para proteger el revestimiento de la tubería.

3. Pre-doblado y doblado de la tubería

Colocada la tubería en el sitio, se procederá a darle la curvatura necesaria y de este modo adaptarla al perfil del terreno de acuerdo con la norma; para llevar a cabo esta actividad se utilizará una dobladora y una retroexcavadora.

4. Limpieza, alineación y soldadura

Una cuadrilla será ubicada en un extremo del trazado para proceder a la limpieza del bisel del tubo y para recorrer la tubería con una sonda para desalojar cualquier cuerpo extraño que haya podido alojarse dentro de ella. Preparada las tuberías, un equipo conformado por dos soldadores y un alineador enfrentará los segmentos de la tubería “bisel con bisel” de acuerdo a la norma, procediendo con el primer paso de soldadura denominado fondeo y el segundo pase de soldadura denominado paso caliente. Luego otros grupos de soldadores realizarán pases de relleno de soldadura de la junta y el cordón de presentación.

La lingada soldada es dejada estratégicamente a un costado del derecho de vía, debidamente apoyada sobre sacos de polipropileno llenos de tierra, dejándose abiertos aproximadamente cada dos kilómetros o en cruces de vías: evitando de este modo la interrupción del tránsito.

5. Pruebas de Rayos “X”

La inspección de las soldaduras se llevará a cabo con lo estipulado en la Norma API 1104, ASME B31.8, ASME Sección V; y procedimientos radiográficos establecidos por el contratista que realizará su labor al igual que los equipos para las pruebas en campo. Esta actividad será realizada por personal debidamente calificado y a una distancia prudente que no afecte al resto del personal.

6. Revestimiento de juntas y reparación al revestimiento

Una cuadrilla se encargará de revestir las juntas y reparar el revestimiento que se pudo averiar en la manipulación de la tubería en las actividades anteriores, para esto se contará con equipos de control dependiendo del tipo de revestimiento de juntas que se defina en la ingeniería de detalle. Se dispondrá de los equipos necesarios, requeridos y calibrados “holiday detector” para el control del espesor del revestimiento de la tubería, revestimiento de las juntas y reparación al revestimiento cuando haya lugar. Adicionalmente se dispondrá del equipo de calibración “holiday”, medidor de espesores, termómetro de chapa, termo-higrómetro y rugosímetro entre otros.

7. Bajado y tapado

Esta actividad consiste en el izado de la tubería y su posterior colocación dentro de la zanja previa verificación que no existan raíces, piedras o elementos que puedan averiar el revestimiento y que este colocada la base de arna de 12 cm. En caso de existir alguno de ellos, se retirarán. Se contará para la realización de esta actividad con un equipo “Holliday detector”, “Side Boom” o retroexcavadoras provistas de bandas de bajado.

Seguidamente se instalará la tubería para la fibra óptica y cinta de señalización. Ya colocado el tubo dentro de la zanja, con ayuda de dos retroexcavadoras y un bulldózer se realizará el pre-tapado y compactación del terreno. En base a los resultados obtenidos del Estudio Geotécnico y de los

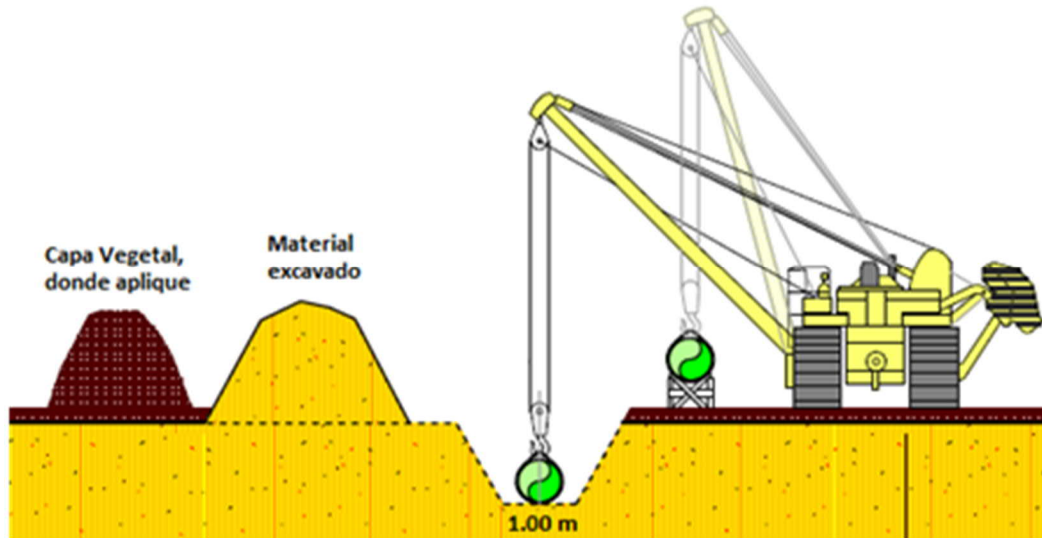
criterios de diseño, se deberá verificar el porcentaje de Proctor modificado al 95%, con que se compacte el terreno, en caso de no cumplir con las exigencias que se establezcan se compactará nuevamente el terreno.

Es importante destacar que, en los empalmes y cruces especiales, desde la apertura del derecho de vía hasta el tapado, será realizado por otro equipo de trabajo, el cual contará con equipos y recursos especiales para la realización de estas operaciones.

Antes de bajar la tubería se preparará el fondo de la zanja quitando los obstáculos, raíces, piedras o irregularidades, ya que representan puntos de concentración de cargas que pueden causar daños al revestimiento durante las maniobras para bajar la tubería o como consecuencia de las contracciones por temperatura, una vez tendida la tubería.

Antes de colocar el tubo en la zanja se colocará una capa de arena de 12 a 15 cm de espesor que pueda dar un apoyo uniforme al tubo; dicha capa será de un material inerte, suave, tal como tierra floja o arena, libre de piedras, acarreado desde una fuente aprobada, esta capa también evitará que la piedra entre en contacto con el recubrimiento del tubo, las paredes laterales y el borde superior de la tubería de los salientes de roca.

Figura 5-10
Operación Típica para Material Excavado y Colocación de Tuberías



Fuente: Costa Norte LNG Terminal S. de R.L. Building Interstate Natural Gas Transmission Pipelines. INGAA Foundation Report, 2013.

Inmediatamente antes de bajar la tubería, se realizará una prueba eléctrica del revestimiento para asegurar su estado y, en caso de requerirse, se repararán todos aquellos puntos en que el detector indique fallas. Se repetirá la prueba eléctrica después de reparada la envoltura del revestimiento.

El bajado de la tubería se realizará cuidadosamente empleando eslingas de soporte de lona u otro material, evitando el uso de correas reforzadas con guayas o cadenas que puedan dañar el revestimiento de la tubería.

El material de desecho producto de la excavación será triturado con la zanjadora y luego colocado encima de la tubería para su disposición, debido a que el suelo retirado será convertido prácticamente en “talco” una vez triturado. Se estima que el factor de “expansión” del suelo sea prácticamente nulo, es decir que al momento del relleno de las zanjas serán poco significativos los excedentes de material de suelo y por tanto no se generará grandes cantidades de material de bote. Sin embargo, en caso de generarse, será dispuesto como se describe más adelante en la sección de manejo de desechos sólidos.

8. Limpieza, calibración, prueba hidrostática y secado de la línea

Una vez instalada y tapada la tubería se procede a la ejecución de las actividades de limpieza y calibración de la tubería pasando una herramienta denominada “marrano” tipo copa, con una platina con ranuras y de diámetro externo de acuerdo con la norma, la cual es enviada a lo largo de la tubería con el fin de limpiarla y calibrarla para su liberación.

Una vez liberado el tramo se procede a colocar las cabezas de prueba, se llena con agua la tubería y se ejecuta la prueba de presión o hidrostática. El procedimiento para la prueba hidrostática se hará conforme la Norma ASME B31.8 y el API 1110 y se determinará con base en el diseño mecánico de la tubería. La prueba se hará con agua en lo posible, que se captará de zonas aledañas al trazado de la tubería.

Posteriormente, se realizará el secado del gasoducto mediante la corrida de raspadores “polypig”, espumas y elastómeros hasta garantizar el secado total de la línea de acuerdo con lo establecido en la norma API 1110.

9. Obras mecánicas, civiles, eléctricas y de instrumentación de las estaciones y de las válvulas seccionadoras

Estas actividades serán realizadas por personal calificado y las mismas consisten en la realización de las diferentes obras civiles requeridas por la construcción del gasoducto y de las estaciones de válvulas, tales como: excavaciones, rellenos, concretos estructurales, mampostería, carpintería metálica, pañetes, pintura, instalación de drenajes, protecciones en alambre de púas y cualquier actividad que resulte de la ingeniería de detalle.

También se realizarán obras mecánicas tales como: prefabricación y prueba de los diferentes componentes como los “spools”, montaje de tuberías, válvulas y equipos, prefabricación y montaje de soportes, “sand blasting” y pintura, pruebas hidrostáticas y pruebas de hermeticidad y cualquier otra actividad necesaria que resulte de la ingeniería de detalle.

En lo referente a las obras eléctricas, estas consistirán en la construcción de la malla a tierra, instalación de los bancos de ductos, cableados, montaje de instrumentos, montaje y conexión de actuadores de las válvulas de seccionamiento (corte), instalación de paneles solares y tableros que sean requeridos para alimentar los instrumentos, entre otras.

Durante la ejecución de cada una de estas actividades se tiene previsto la realización de pruebas para liberar los sistemas para la puesta en marcha.

Finalizadas las labores de construcción, el sitio entrará en una fase de puesta en marcha en donde los fluidos y lubricantes del proceso son introducidos en los sistemas, se verifica la correcta operación de los instrumentos y controles, se encenderán los equipos y se hacen los ajustes.

10. Construcción del sistema de protección catódica

En base a los diseños aprobados y según sea el caso, se construirán las camas anódicas, se instalarán los postes de toma de potencial y el cable a los postes soldados con “cawdell” a la tubería. También se revestirá la soldadura según los diseños aprobados. La totalidad de la tubería será protegida contra la corrosión externa, mediante un sistema combinado de revestimiento (descrito anteriormente) y de protección catódica a través de la inyección de corriente continua.

Las tuberías enterradas en tierra serán protegidas catódicamente utilizando rectificadores de corriente continua y lechos de ánodos ubicados en cada una de las estaciones de válvulas, diseñados de tal manera que sus coberturas se solapen consecutivamente.

Adicionalmente, serán instalados postes (distanciados cada kilómetro) para periódicamente tomar mediciones de potencial y verificar la efectividad del sistema de protección; con el objetivo de evitar fugas de corriente, el gasoducto deberá ser aislado eléctricamente en todas las estaciones de válvulas.

11. Recubrimientos y pintura

La mayoría de las superficies de acero, como por ejemplo el acero estructural y tubería, que no hayan sido galvanizados serán revestidas para que provea protección contra la corrosión. Antes del recubrimiento, la superficie será preparada con soplado de arena para mostrar el metal. La tubería sobre el suelo y el acero estructural serán revestidos con una primera capa de zinc inorgánico, seguida de una capa superficial de material epóxico.

12. Pavimentos y reparación de superficies

Todas las estructuras de concreto o pavimento afectadas por efectos de la construcción serán restablecidas a su estado original.

Los contornos originales del terreno serán moldeados en lo posible para mantener continuidad con los patrones de drenaje adyacentes. En ese momento y si son necesarias, se tomarán las medidas de control temporales y permanentes de erosión y sedimentación.

13. Señalizaciones y/o avisos de advertencia

Consiste en la colocación de los avisos de señalización, cumpliendo con las especificaciones técnicas en cada caso. Los mismos se dividen en:

- Indicador de progresiva: la señal se colocará cada km, soportada por un tubo de 4" y se instalará sobre una base de concreto de 0.3 x 0.3 x 1.0 m de profundidad.
- Aviso de advertencia para excavación: dicha señal se colocará cada 50 a 100 m acorde a lo señalado en la normativa para el tipo de condiciones y usos existentes en el entorno de la tubería, guardando equidistancia con los indicadores de progresiva. El aviso se anclará en base de concreto de 25 x 25 cm de lado y 100 cm de altura. A continuación, se presenta un modelo del aviso a utilizar.

Figura 5-11
Modelo de Aviso de Advertencia



Fuente: Costa Norte LNG Terminal S. de R.L.

5.4.3. Operación

La etapa de operación del proyecto inicia una vez se concluyan las actividades de construcción y comisionamiento.

En esta fase las principales actividades generales que se realizarán durante la fase operativa del proyecto abarcan lo siguiente:

- Transporte de gas.
- Trabajos de mantenimiento de los equipos e instalaciones.
- Manejo y disposición de residuos sólidos.
- Empleomanía.

La operación contará con protocolos de funcionamiento y de seguridad, así como manuales de operación y mantenimiento preventivo y correctivo. Previo a la operación del proyecto, se realizarán pruebas para asegurar que los nuevos sistemas funcionen de manera adecuada y que los

sistemas de monitoreo y seguridad estén correctamente integrados a los sistemas de la Terminal Costa Norte.

Con estas validaciones, se puede iniciar la operación de gasificación de GNL. Durante la operación, se establecerá un cronograma de mantenimiento preventivo e inspecciones que garanticen un permanente control de calidad sobre las operaciones en los sistemas electromecánicos, sensores, sistemas de control, ductos y otras estructuras. Este proceso permitirá identificar potenciales problemas que requieren atención inmediata, correctivos o ajustes.

Tanto en aspectos relacionados con la operación de los nuevos sistemas, como en lo referente a seguridad y salud ocupacional se implementarán los estándares y controles de seguridad que rigen sobre la Terminal Costa Norte con las adecuaciones pertinentes a causa de la integración de los nuevos sistemas.

5.4.4. Abandono

No se tiene previsto ni a corto ni largo plazo el abandono del proyecto; es decir, el proyecto en si busca que este opere a largo plazo para apoyar la operación de la Terminal Costa Norte. En caso de que se requiera abandonar la obra, se deberá cumplir con todos los requisitos técnicos y ambientales que demanden las autoridades ambientales para ello.

5.4.5. Cronograma y Tiempo de Ejecución de Cada Fase

Las fases del proyecto mencionadas previamente tendrán una duración estimada de acuerdo con el cronograma general presentado en la Tabla 5-6.

Tabla 5-6
Cronograma del Proyecto

Fase	Sub-Fase	M1	M2	M3	M4	M5	M6	M7	M8	M9	M10	M11	M12	M13	M14	M15	M16	M17	M18	M19	M20	M21	M22	M23	M24	M25
Planificación	Planificación																									
Construcción/ Ejecución	Preparación y Obra Civil																									
	Instalación de Equipos																									
	Comisionamiento																									
Operación	Inicio de Operación Permanente																									

Fuente: Costa Norte LNG Terminal S. de R.L.

5.5. Infraestructura a Desarrollar y Equipo a Utilizar

El proyecto está conformado principalmente por componentes electromecánicos, bombas, tuberías, acoples, motores y sistemas auxiliares como lo son válvulas, transformadores, entre otros sistemas. Los trabajos y estructuras principales corresponderán a los soportes, acoples y sistemas auxiliares de estos componentes. No se planea la instalación de nuevos campamentos de personal puesto que se planea utilizar los edificios existentes en la Terminal Costa Norte como base principal de los equipos de construcción.

Con relación al equipo a utilizar en el desarrollo del proyecto, la etapa de construcción utilizará equipos y vehículos tradicionales, que respondan a los requerimientos de los diferentes procesos constructivos. Los equipos y vehículos serán adquiridos en la medida que sean necesarios en el proceso de construcción, ya sea por la vía de compra o por alquiler a compañías especializadas, siempre que garanticen el óptimo desempeño de las acciones programadas.

Los principales equipos previstos incluyen:

- Camiones.
- Excavadoras (para el posicionamiento de las secciones del gasoducto).
- Motoniveladoras.
- Mezcladoras de concreto.
- Soldadores.
- Grúas.
- Instrumentos y accesorios de plomería.

- Instrumentos y accesorios de electricistas.
- Equipamiento personal de seguridad.
- Planta eléctrica móvil.
- Iluminación auxiliar sobre trípodes.
- Vehículos ligeros.

5.6. Necesidades de Insumos Durante la Construcción/Ejecución y Operación

Entre los principales materiales a utilizar se encuentran cemento, acero, arena, piedra picada, cables eléctricos, tuberías de acero y PVC, material de señalización, entre otros. También se requerirá combustible, pinturas, solventes, lubricantes entre otros insumos. Todos estos materiales e insumos serán provistos por proveedores autorizados.

Durante la fase de operación los requerimientos de recursos naturales son mucho menores que durante la construcción. Cualquier requerimiento de agregados o materiales será cubierto por proveedores autorizados.

5.6.1. Necesidades de Servicios Básicos (agua, energía, aguas servidas, vías de acceso, transporte público, otros)

A continuación, se describirán los requerimientos del proyecto en materia de servicios básicos para las etapas del proyecto.

Agua

El agua que será utilizada en la etapa de construcción será contratada a través de camiones cisterna. Durante la operación cualquier suministro de agua provendrá de la Terminal Costa Norte o en su defecto mediante conexión directa al suministro de agua potable del IDAAN.

Energía

La energía eléctrica requerida en la etapa de construcción se obtendrá de generadores portátiles o de la infraestructura eléctrica existente en la Terminal Costa Norte.

En la etapa de operación el suministro provendrá de la Terminal Costa Norte.

Aguas residuales

Los efluentes líquidos que se generarán serán de tipo doméstico, y exclusivamente en la etapa de construcción, los cuales provendrán únicamente de las instalaciones sanitarias (baños portátiles). Estas aguas serán retiradas por una empresa idónea que le brindará el servicio al baño portátil.

Vías de acceso

El proyecto no requerirá la construcción de vías de acceso, ya que los trabajos se realizarán principalmente en las áreas de la Terminal Costa Norte y áreas contiguas a la vía principal de Telfers que conduce al área del Muelle 16. Dicha vía se conecta con la avenida Bolívar y esta a su vez con la ciudad de Colón.

Como adecuaciones, se planean hacer ajustes a ciertas vías internas de la Terminal Costa Norte y un camino de acceso para mantenimiento y monitoreo a lo largo del gasoducto.

Transporte público

Para ingresar al área del proyecto se puede utilizar transporte selectivo (taxi) o transporte privado, por ser una zona industrial alejada de áreas urbanas.

5.6.2. Mano de Obra (durante la construcción y operación), Empleos Directos e Indirectos Generados

La mano de obra a contratar en la etapa de construcción se estima en un máximo de 300 empleos directos con la siguiente calificación: supervisor, instaladores y ayudantes generales; y 200 indirectos eventuales.

En la etapa de operación no se tiene previsto la contratación de personal permanente, ya que el funcionamiento de las instalaciones, como se mencionó anteriormente, se controla desde un centro de operaciones ubicado en la Terminal Costa Norte y en caso de mantenimientos correctivos o preventivos de los equipos, se empleará personal capacitado de la Planta de Generación y Terminal

Costa Norte, esto contribuye al desarrollo laboral y la movilidad ocupacional de este personal. Adicionalmente se continuarán percibiendo beneficios indirectos que corresponden a las necesidades de adquisición de bienes y servicios en el proyecto, lo cual contribuye a la empleomanía indirecta. En ambos casos las oportunidades de desarrollo laboral aportan a la dinamización de la economía.

5.7. Manejo y Disposición de Desechos en Todas las Fases

A lo largo de las diversas fases del proyecto se establecerá un sistema de gestión y recolección de desechos para mantener las áreas de trabajo lo más limpias posibles. A continuación, se describirán los tipos de desechos que se estima generará el proyecto en cada fase y su manejo. Se excluye la fase de planificación, ya que se descarta la generación de desechos. Por otra parte, aunque no ha sido considerado el abandono del proyecto, en caso de presentarse los desechos de todo tipo que puedan generarse serán retirados del área, para ser gestionados por gestores autorizados acorde a lo establecido en las normativas nacionales.

5.7.1. Sólidos

El manejo de los desechos sólidos a ser generados en la fase de construcción y operación se describe a continuación.

- *Fase de Construcción*

En la etapa de construcción se generarán desechos sólidos orgánicos procedente del desbroce de árboles, arbustos y gramíneas. También se generarán desechos producto del movimiento de tierra y aquellos que son el resultado del levantamiento de las obras o estructuras que se construyen (restos de tubos de acero y PVC y otros, bloques, alambres, tornillos, clavos, tuercas, madera, varillas de hierro, latas de pintura, ladrillos, cemento, piedra, filtros, llantas y otros residuos). Además, los trabajadores, al laborar en el área del proyecto y en torno al centro de operaciones, podrían contribuir con el incremento de desperdicios orgánicos e inorgánicos; tales como: restos

de comida, envases de todo tipo y de diferentes materiales (cartón, plástico, aluminio, vidrio) y otros como bolsas plásticas, ropa, calzados y otros.

Los desechos orgánicos producto de la limpieza, cuando sea posible, serán aprovechados para control de erosión u otras necesidades. Para los demás desechos sólidos se colocarán estratégicamente recipientes de basura distribuidos en los frentes de trabajo. Diariamente, al terminar la jornada de trabajo la basura será recolectada en vehículos apropiados y transportada a sitios habilitados para tal fin. Los sitios para el depósito temporal de desechos sólidos deberán estar ubicados a una distancia mínima de 250 metros de cualquier cuerpo de agua superficial. Se procurará la separación de los desechos reciclables y reutilizables para su entrega a empresas manejadoras. Los residuos sólidos ordinarios serán retirados y dispuestos por una empresa especializada debidamente acreditada por la autoridad competente, para su disposición final en vertedero autorizado, previo acuerdo.

- *Fase de Operación*

Durante la operación del proyecto se producirán residuos sólidos y residuos especiales, de los cuales un porcentaje (de los especiales) será asimilable a ordinarios. Dentro de los residuos sólidos ordinarios se considera que la planta producirá aquellos de tipo doméstico, que serán dispuestos en el vertedero municipal y aquellos asociados a la presencia de personal serán manejados por sistemas sanitarios conectados a la planta de tratamiento de la Terminal Costa Norte.

Los residuos sólidos especiales que se generarán producto de las actividades propias de la operación se pueden denominar como industriales y podrían incluir:

- Cables.
- Cartón, papel.
- Desechos metálicos de maquinado.
- Desechos metálicos de varillas de soldadura.
- Guantes de cuero.

- Guantes de nitrilo.
- Materiales aislantes.
- Recipientes metálicos o plásticos de pintura y solventes.
- Trapos usados.

Durante esta fase de operación, igualmente podrán generarse desechos orgánicos producto de la limpieza y mantenimiento de la servidumbre. Los mismos serán dispuestos estratégicamente para mantener el control de erosión u otras necesidades o enviados al vertedero municipal aprobado, previo acuerdo.

5.7.2. Líquidos

- *Fase de Construcción*

Se generarán residuos líquidos principalmente de los aceites y lubricante usados durante el mantenimiento de las maquinarias de construcción. Para dirigir el manejo de los combustibles y lubricantes utilizados, se instalarán tanques para el almacenamiento de estos productos y de los desechos oleosos tales como aceite y filtros usados, para ser entregados a empresas de reciclaje o disposición final. Estas áreas de almacenamiento de desechos tendrán tinajas de contención secundaria con su respectiva válvula de drenaje. Se contará como mínimo con: letreros de advertencia, equipo extintor, buena ventilación, accesorios eléctricos a prueba de explosión y material absorbente.

Las aguas servidas que se generen provendrán de los sanitarios portátiles establecidos para el personal de construcción; a los cuales la empresa propietaria de los mismos deberá brindar el mantenimiento adecuado. La limpieza se realizará con base en la intensidad de uso, pero con una frecuencia no menor a tres veces por semana.

- *Fase de Operación*

Durante la fase de operación, se producirán efluentes líquidos de tipo doméstico e industrial. Las aguas residuales serán conducidas a la planta de tratamiento de efluentes de la Terminal Costa Norte dependiendo de sus características. En caso de presentarse efluentes ocasionales con cargas muy elevadas de contaminantes, se evaluará su entrega a empresas autorizadas para el manejo y disposición final de estos desechos. Las aguas tratadas serán finalmente descargadas a la Bahía Limón.

5.7.3. Gaseosos

- *Fase de Construcción*

Durante la etapa de construcción se producirán emisiones de material particulado, producto de la instalación de obras, limpieza y despeje de terreno, movimiento de tierra, construcción de obras civiles, transporte de materiales y equipos. Se ha considerado emplear infraestructura adecuada para disminuir las emisiones provenientes de las maquinarias utilizadas, entre ellas: utilizar procesos húmedos para la molienda y mezcla de materiales, sellar carrocerías de camiones que transportan materiales, usar mallas protectoras en las obras para evitar la dispersión de polvo, reciclar materiales de construcción, lavar los vehículos dentro del lugar de la construcción, etc. Se contempla también humedecer periódicamente las zonas de suelos expuestos y material granular almacenado a la intemperie.

- *Fase de Operación*

En esta fase, específicamente para el proyecto, no se prevén emisiones gaseosas a la atmósfera. Las emisiones a generarse serán las relacionadas con la operación de la Terminal Costa Norte que ya cuenta con su propio instrumento de gestión ambiental.

5.7.4. Peligrosos

- *Fase de Construcción*

Se contempla que durante la etapa de construcción podrán generarse residuos no continuos de aceites y lubricantes y solventes usados, con sus respectivos envases, así como baterías, líquido hidráulico y otros provenientes de las operaciones de mantenimiento de los equipos y vehículos. Los desechos sólidos, serán colectados en recipientes convencionales y los líquidos serán colocados en tanques de 55 galones identificados, con tapa y almacenados en áreas protegidas de la intemperie y con sistema de contención ante derrames, para su posterior remoción por un gestor autorizado, el cual se encargará de su recuperación, tratamiento y/o disposición.

- *Fase de Operación*

Durante la etapa de operación del proyecto se prevé la generación de este tipo de desechos a consecuencia de las actividades de mantenimiento, en volúmenes menores a los de la etapa de construcción.

El procedimiento de clasificación y manejo de residuos sólidos peligrosos y no peligrosos se establecen en el PMA de este documento y consiste en líneas generales en su almacenamiento en un área designada, protegida de la intemperie, con sistema de contención ante derrames, dentro de tanques de 55 galones con tapa.

5.8. Concordancia con el Plan de Uso de Suelo

El uso de suelo en el área designada para la construcción del proyecto se encuentra regido por las normativas de ordenamiento territorial establecidas en el Plan Regional para el Desarrollo de la Región Interoceánica y el Plan General de Uso, Conservación y Desarrollo del Área del Canal (Ley 21 del 2 de julio de 1997).

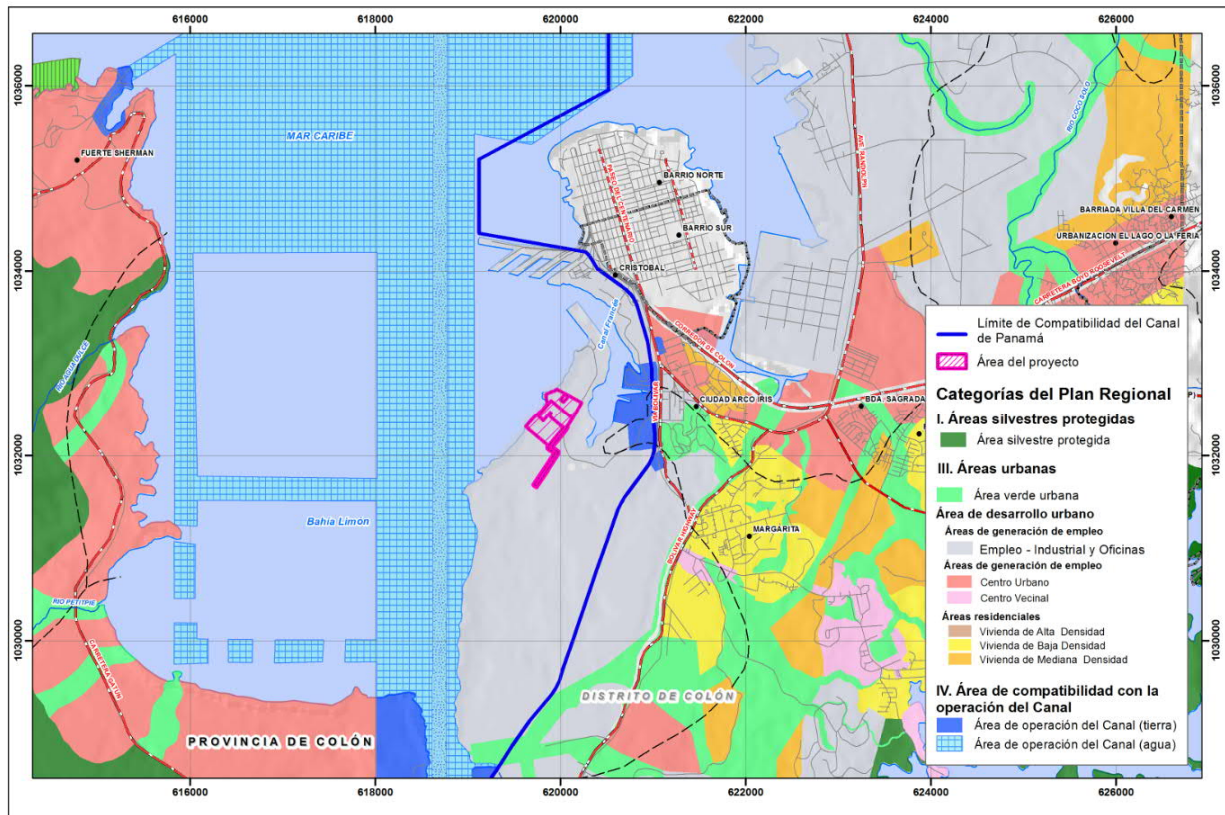
De acuerdo al Ordenamiento Territorial establecido en el Anexo I incluido en la Ley 21, se determinó que el tipo de uso especificado para el área donde se desarrollará el proyecto corresponde a Áreas de Generación de Empleo (empleo-industrial y oficinas), en las cuales se proponen desarrollos de empleo-industrial, tal como se muestra en la Figura 5-12. Considerando lo anterior, el desarrollo del proyecto en las áreas terrestres estaría en concordancia con los usos propuestos por la Ley 21 (Plan Regional y General).

Además de lo señalado en la Ley 21 antes citada, hay que considerar que todas las áreas del proyecto se localizan dentro de la denominada Área de Compatibilidad del Canal de Panamá, en la cual rige el Plan de Uso del Suelo de la ACP. Actualmente el Promotor está tramitando la compatibilidad de uso con el Canal de Panamá, para la ocupación de las áreas del proyecto.

Adicionalmente, se indica lo siguiente:

1. Área de instalación de equipos requeridos para la expansión de capacidad de Costa Norte LNG Terminal: todos los trabajos ocurrirán dentro del área actualmente bajo contrato de arrendamiento a Panama Ports, quien a su vez mantiene una concesión con la Autoridad Marítima de Panamá.
2. Área de instalación del gasoducto: todas las obras serán ejecutadas en el área establecida por el terreno TE-0109 el cual se encuentra en proceso de trámite de arrendamiento de la Unidad Administrativa de Bienes Revertidos a LNG Group Panamá S.A. Se incorpora además carta de intención de LNG Group Panamá S.A. para arrendar los espacios requeridos para esta infraestructura a Costa Norte LNG Terminal S. de R.L. una vez estén concluidos los trámites correspondientes. El área en la que el gasoducto alimentará a una futura planta de generación (ubicada en el Polígono TE-04-01) también se encuentra asignada a LNG Group Panamá S.A. mediante el contrato de arrendamiento vigente que mantiene con la UABR.

Figura 5-12
Ubicación del Proyecto Respecto al Ordenamiento, Ley 21 Plan Regional y General



Fuente: Ley 21 del 2 de julio de 1997, modificado por URS Holdings, Inc.

5.9. Monto Global de la Inversión

El monto total estimado de la inversión para la construcción del proyecto se estima en unos ochenta millones de balboas (B/.80,000,000.00) para la construcción e instalación de los componentes descritos a lo largo del presente capítulo.

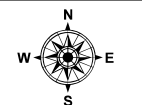
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL
CATEGORÍA II
PROYECTO DE EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD DE
REGASIFICACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL
DE COSTA NORTE LNG TERMINAL

MAPA N° 5-3

LOCALIZACIÓN REGIONAL DEL PROYECTO

LEYENDA

- Lugares Poblados
- Límite de Costa
- Red de drenajes
- Red Vial
 - Vía Principal
 - Vía Secundarias
- Límite de Compatibilidad del Canal de Panamá
- Canal de navegación
- Áreas de influencia del proyecto
 - Área directa
 - Área indirecta
- Límites Administrativos - Provincia de Colón
 - Corregimientos del Distrito de Colón
 - Barrio Norte
 - Barrio Sur
 - Cativa
 - Cristóbal
 - Cristóbal Este

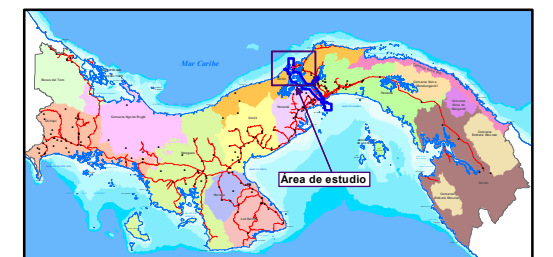


Norte de Cuadrícula U.T.M.
Datum WGS84
Zona 17

Escala:
1:50,000



Localización Regional

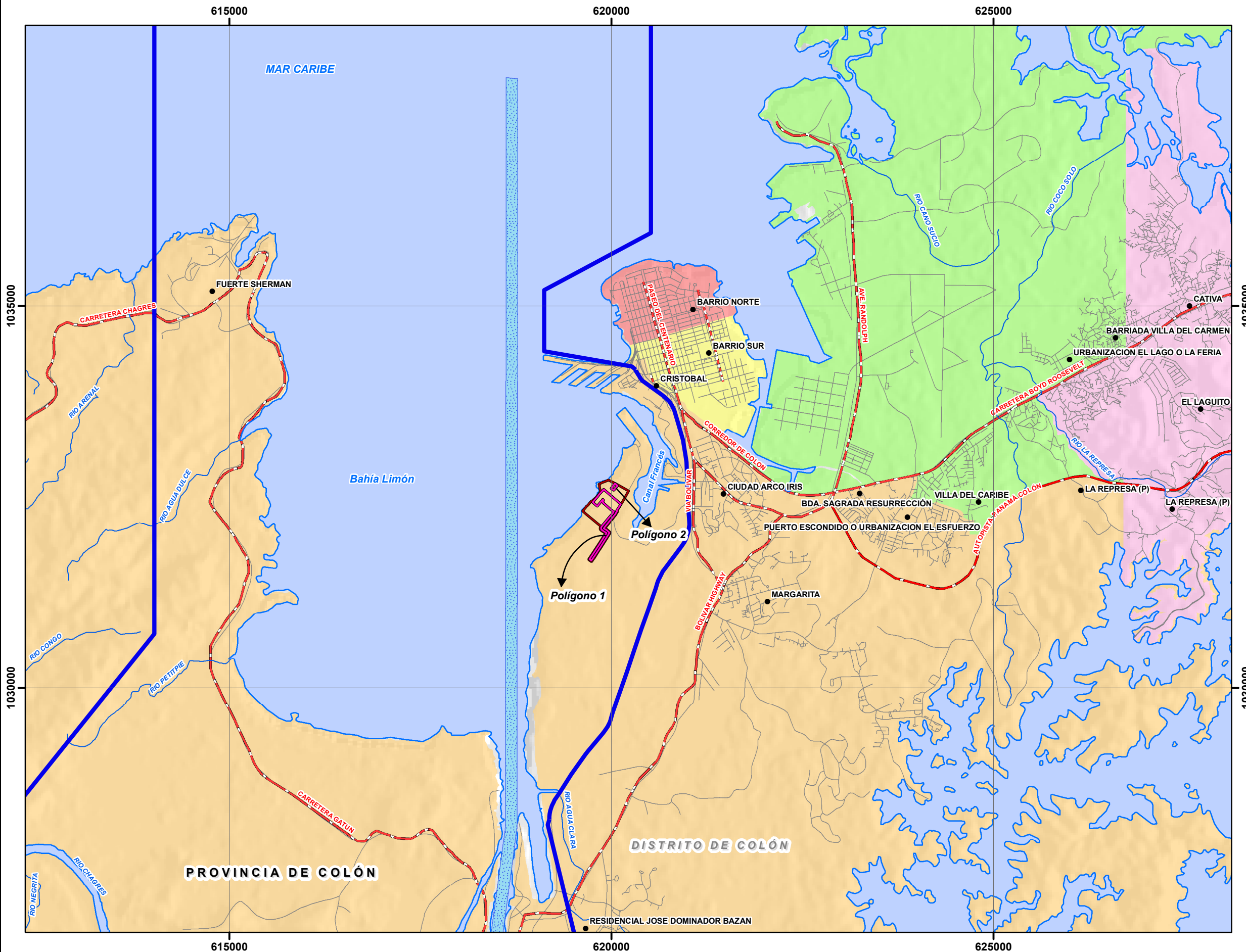


Fuente: IGN "Tommy Guardia / Contraloría General de la República de Panamá / Base de Datos SIG - URS Holdings Inc. / Atlas Ambiental de la República de Panamá, Año 2010.

Promotor:

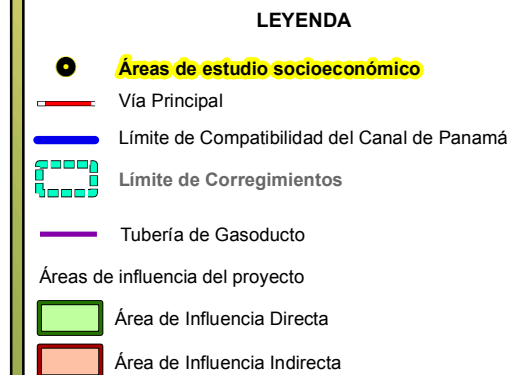


Consultor:



ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL
CATEGORÍA II
PROYECTO DE EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD DE
REGASIFICACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL
DE COSTA NORTE LNG TERMINAL

FIGURA N° 5-4
ÁREAS DE INFLUENCIA DEL PROYECTO

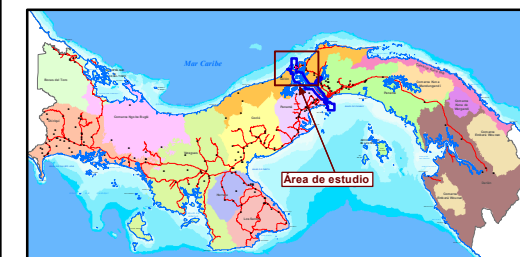


Norte de Cuadrícula U.T.M.
Datum WGS84
Zona 17

Escala:
1:20,000



Localización Regional



Fuente: IGN "Tommy Guardia / Contraloría General de la República de Panamá / Base de Datos SIG - URS Holdings Inc. / Atlas Ambiental de la República de Panamá, Año 2010.

Promotor:



Consultor:



Source: Esri, DigitalGlobe, GeoEye, Earthstar Geographics, CNES/Airbus DS, USDA, USGS, AeroGRID, IGN, and the GIS User Community

