

ANEXO H

COPIA DE LA RESOLUCIÓN ACP-JD-RM-16-796

RESOLUCIÓN AN No. 9917 Elec de 5 de mayo de 2016



RESOLUCIÓN No. ACP-JD-RM 16-796
(de 7 de abril de 2016)

“Por la cual se otorga permiso de compatibilidad con la operación del Canal para que la sociedad Gas Natural Atlántico, S. de R.L. construya, desarrolle y opere una terminal para la generación de energía eléctrica en base a Gas Natural Licuado (GNL), un muelle para descarga de GNL y sus actividades conexas, en un área ubicada en la concesión de la sociedad Panama Ports Company en isla Telfers, corregimiento de Cristóbal, distrito y provincia de Colón”

**LA JUNTA DIRECTIVA
DE LA AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ**

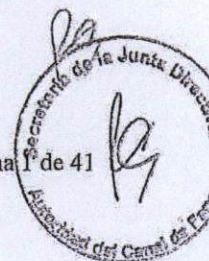
CONSIDERANDO:

Que el Administrador de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP) ha sometido a la consideración de la Junta Directiva, un memorial sobre la solicitud de permiso de compatibilidad con la operación del Canal presentada por la Autoridad Marítima de Panamá (AMP), a través de su Administrador, para que la sociedad Gas Natural Atlántico, S. de R.L. (GNA) construya, desarrolle y opere una terminal para la generación de energía eléctrica en base a Gas Natural Licuado (GNL), un muelle para descarga de GNL y sus actividades conexas, sobre un área de terreno con una superficie de 20Has. + 0005.81m² y un área marina con una superficie de 10Has. + 3,382.590m², ubicados en el área de concesión de la sociedad Panama Ports Company, S.A. (PPC) en isla Telfers, corregimiento de Cristóbal, distrito y provincia de Colón, área que se señala en el Anexo A de la presente Resolución.

Que de acuerdo con la solicitud y documentación remitida por la AMP mediante nota ADM/2318/DGPIMA/SDIMA/DC/2015 de 9 de diciembre de 2015, GNA indica que el objeto del proyecto es el de abastecer al Sistema Eléctrico Nacional con una capacidad neta de 380 MW la cual será generada a través de un complejo termoeléctrico basado en gas natural, el cual a su vez recibirá el combustible de una terminal de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural instalada en el lugar; que el proyecto contempla la posibilidad de expansión del parque termoeléctrico a través de la instalación de una central de ciclo combinado adicional con capacidad neta de 380 MW; y que la fecha de entrada en producción de la primera fase es abril de 2018 y de la segunda, el año 2020.

Que conforme la documentación recibida, el proyecto contempla los siguientes desarrollos:

- a. Construcción de un muelle, paralelo a la costa, para acodar un buque a la vez, conectado a la planta termoeléctrica de generación de energía a base de gas natural mediante una plataforma montada sobre pilares emplazados en forma de caballete. En el muelle podrían atracar buques de GNL de 170,000 metros cúbicos, con capacidad de descarga de hasta 12,000 metros cúbicos por hora. El muelle estará dotado de todas las facilidades para la descarga y transporte de GNL a través de un ducto criogénico que se construirá hasta los tanques de almacenamiento.





- b. Dragado del área conexas al proyecto hasta una profundidad de 14.5 metros para garantizar la maniobrabilidad de los buques que atraquen en el muelle. El material de dragado, estimado en alrededor de 3.5 millones de metros cúbicos, será dispuesto en un área asignada por la AMP identificada como Manzanillo 03 (ver ubicación en el Anexo A).
- c. Instalación y operación de una planta termoeléctrica de generación a gas natural, la cual estaría conformada por dos bloques de ciclos combinados con capacidad de generación de 381 MW cada uno, que pretenden instalarse progresivamente en dos fases, la primera de ellas iniciaría operaciones en abril de 2018 y la segunda en el año 2020. Ambos complejos están conformados por un ciclo combinado de tres (3) unidades de gas con recuperadores de calor y una de vapor. La energía producida se inyecta a una subestación de 230 kV donde parte una línea de transmisión en el mismo nivel de voltaje para conectarse a la subestación de ETESA.

Entre los principales componentes de la planta están:

- i. Turbinas a gas que serán alimentadas con el GNL regasificado proveniente de la unidad de regasificación de la terminal.
- ii. Generador de vapor por recuperación de calor (*Heat Recovery Steam Generator*, HRSG por sus siglas en inglés), acoplado a cada turbina a gas.
- iii. Turbina a vapor que será alimentada desde el HRSG y convierte la energía térmica del vapor presurizado en trabajo mecánico que luego es transferido por el acoplamiento de su eje rotativo al generador que lo transforma en energía eléctrica.
- iv. Condensador diseñado para condensar el vapor resultante del proceso de generación en la turbina a vapor y para reinyectar el agua condensada resultante nuevamente al sistema de ciclo de generación a vapor.
- v. Sistema de agua de enfriamiento de la planta para lo cual se propone construir un sistema de captación de aguas de la bahía y su posterior descarga mediante tuberías HDPE o poliéster reforzado con fibra de vidrio apoyada en su tramo marino sobre un pantalán de las dimensiones mínimas necesarias para la tubería y equipado con una campana de captación sumergida. El sistema funcionará mediante un sistema de sifón con unas bombas de succión en la zona terrestre.
- vi. Sistema de descarga que consiste en una tubería emisario submarino colocada sobre el lecho del mar en el área de dragado (a -14 metros). Se prevé que cada difusor de 60 metros de largo, tenga 30 boquillas de descarga dirigidas hacia arriba con ángulos alternados de $\sim 30^\circ$, separadas 2 metros una de la otra para permitir la rápida dispersión y mezcla del flujo de salida con el agua de mar.
- vii. Sistema de suministro de agua a las unidades de la planta y de la terminal que provee agua a las calderas de vapor de alta presión.
- viii. Planta de tratamiento de agua.





- ix. Otros sistemas (sistema de aire comprimido, sistema de aire acondicionado, sistema contra incendios).
- d. Instalación y operación de la terminal de regasificación de GNL, la cual tiene como propósito suministrar gas a las centrales de generación de 381 MW cada una y cuyas funciones principales e instalaciones/sistemas asociados son:

- i. Descarga del GNL en el muelle a través de tres brazos de descarga de 16 pulgadas y conducido por tubería (o línea de descarga) hasta los tanques de almacenamiento de GNL en tierra. Durante la operación normal, sin descarga de GNL, bombas de GNL instaladas dentro de los tanques de almacenamiento, son utilizadas para recircular el GNL a través de la línea de descarga para mantenerla fría y reenviar el gas a los tanques mediante una línea de recirculación.
- ii. Almacenamiento en tierra del GNL en un tanque principal de almacenamiento con una capacidad de 170,000 metros cúbicos y en un tanque secundario de 10,000 metros cúbicos que operará desde el inicio de la operación del proyecto.

GNA indica en la documentación presentada que, mientras se construye el tanque principal de almacenamiento de GNL y las obras conexas en tierra, contemplan en una primera etapa la construcción de un tanque de almacenamiento secundario con una capacidad de 10,000 metros cúbicos y el suministro de gas a la central desde un buque flotante tipo FSU (*floating storage unit*) que entregará el GNL en el muelle. El caudal de descarga de GNL sería de 6,000 metros cúbicos por hora.

GNA propone que en el periodo provisional del primer año de operación de la planta en el que se opere con el soporte del FSU, la reposición del GNL vendría dada por dos alternativas:

- ii.a. Sustitución del dispositivo flotante de almacenamiento (FSU) por otro barco de características similares, supliendo la terminal temporalmente a través del uso temporal del tanque secundario de 10,000 metros cúbicos de capacidad.
- ii.b. Alimentación a través de otro barco situado al lado del barco anclado, utilizando mangueras para la transferencia de combustible de un barco al otro (*maniobra ship to ship*). Esta maniobra solo podría realizarse si es autorizada por la división de Operaciones de Tránsito de la ACP.
- iii. Regasificación (o vaporización) y despacho en tierra del gas hacia las centrales de generación. El sistema de regasificación será seleccionado con el criterio de promover la transferencia de calor/frío con los bloques de las centrales mientras se realiza la regasificación aún con el calor generado en el proceso de generación en las centrales. La regasificación y despacho serán diseñados para una operación continua, requiriéndose una capacidad de despacho de 2,900 metros cúbicos de GNL por día





para una de las centrales (de 381 MW) y de 5,800 metros cúbicos por día para las dos centrales (2 x 381 MW), a una presión de despacho de 40 bar.

- e. Construcción de una línea de transmisión mediante la cual se realizará la conexión al Sistema Interconectado Nacional de Panamá, para lo cual GNA debe construir una subestación de generación que elevará el nivel de voltaje de las unidades de generación de 13.8 kV a 230 kV y una línea de 230 kV en doble circuito entra la subestación de generación y la subestación Sabanita 230 kV (a ser construida por ETESA).
- f. Reubicación del área de anclaje para embarcaciones menores que la ACP opera en un área de mar bajo administración privativa, debido a que requieren dragarla para que opere una dársena de giro para los buques que serán administrada por la ACP. Esta reubicación, así como el dragado del área, serán a costo de GNA y no podrán utilizar el área hasta que el nuevo anclaje este operativo.
- g. Relocalización de la planta de gestión de desechos MARPOL que opera la empresa Servicios Tecnológicos de Incineración, S.A. en Telfers.

Que mediante Ley 5 de 16 de enero de 1997 se aprobó el contrato de Concesión a celebrarse entre el Estado y la sociedad Panama Ports Company, S.A. (PPC), para el desarrollo, construcción, operación, administración y dirección de las terminales portuarias de contenedores, Ro-Ro, de pasajeros, carga a granel y carga general en los puertos de Balboa y Cristóbal.

Que de acuerdo con la documentación presentada, PPC inscrita en la sección Mercantil del Registro Público, a ficha 319669, rollo 50940, imagen 2, en su condición de concesionaria del área del puerto de Cristóbal, celebró un contrato de arrendamiento con la sociedad AES Bocas del Toro Hydro, S.A., inscrita en la sección Mercantil del Registro Público a ficha 507200, documento 861087, para el desarrollo del proyecto de la terminal para la generación de energía eléctrica en base a gas natural, en un área de terreno con una superficie aproximada de 20Has. + 0005.81m² y en un área marina con una superficie aproximada de 10Has. + 3,382.590m², localizadas en isla Telfers, corregimiento de Cristóbal, distrito y provincia de Colón.

Que conforme con la documentación presentada, la sociedad AES Bocas del Toro Hydro, S.A. celebró contrato de cesión con la sociedad Gas Natural Atlántico, S. de R.L., sociedad de responsabilidad limitada inscrita en la sección Mercantil del Registro Público, a folio 155598964, cediéndole a esta todos los derechos y obligaciones dimanantes del contrato de arrendamiento celebrado entre AES Bocas del Toro Hydro, S.A. y PPC, quien presentó una certificación de conformidad con dicha cesión.

Que indica GNA que mientras se construye la terminal en las áreas arrendadas a PPC, desarrollará una serie de instalaciones temporales para el proyecto en un terreno que forma parte del área concesionada por el Estado a Panama Canal Railway Company (PCRC), localizado al sur del área donde se construirán las obras permanentes.

Que mediante Ley 15 de 17 de febrero de 1998, se aprobó el contrato a celebrarse entre el Estado y PCRC, sociedad extranjera inscrita en la ficha 810 de la sección Mercantil del Registro





Público, para desarrollar, construir, operar, administrar, renovar, reconstruir, modificar y dirigir el Ferrocarril de Panamá y sus terminales intermodales, infraestructuras, equipos e instalaciones.

Que de conformidad con la documentación suministrada, PCRC, mediante nota de 1 de abril de 2016 suscrita por su Presidente y Director General, confirmó que actualmente PCRC y GNA se encuentran finalizando los procesos de negociación y elaboración de un contrato de arrendamiento para el uso de un área que forma parte de la concesión de PCRC ubicada en la isla Telfers, provincia de Colón, para que GNA la utilice por un término de aproximadamente tres (3) años para construir instalaciones temporales y realizar actividades relacionadas con la construcción del proyecto de Terminal y planta de generación de energía eléctrica en base a gas natural.

Que según indica la precitada nota, el área de terreno en negociación es de al menos cuatro (4) hectáreas y los plazos de arrendamiento se manejarán por un tiempo mínimo de tres (3) años correspondientes al periodo de construcción el mencionado proyecto. La nota finaliza señalando que una vez culmine la negociación de los términos comerciales, procederán a la firma del respectivo contrato de arrendamiento.

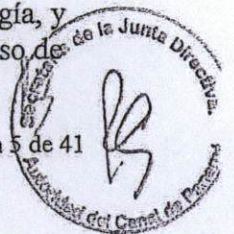
Que indica GNA que las obras provisionales o temporales e instalaciones que se realizarán en el área arrendada a PCRC, incluyen una planta dosificadora de concreto e instalaciones para almacenamiento de agregados, además de oficinas, bodegas y patios de acopio de materiales y equipos, talleres, almacenes, comedores, áreas de recreación y demás edificaciones provisionales con sus respectivas dotaciones de vías, agua, luz, alcantarillado, sistemas de tratamiento de vertimientos, comunicaciones y cerramientos; y que todas estas instalaciones se construirán con materiales fácilmente desmontables.

Que algunas de las partes de este proyecto se encuentran en áreas ubicadas en aguas y riberas del Canal, según se señala en el mencionado Anexo A de la presente Resolución, lo cual requiere de la aprobación a que se refiere el artículo 316 de la Constitución Política de la República de Panamá, en acto aparte.

Que para efectos de la presente Resolución, toda referencia al Anexo C de la solicitud del Administrador fechada 23 de marzo de 2016, debe entenderse que se refiere al Informe Técnico que constituye el Anexo B que se adjunta a la presente Resolución, y que toda referencia a los Anexos D, D-1 y D-2 se refiere a los Términos y Condiciones descritos en la parte resolutive de la presente Resolución.

Que con relación al Anexo B de la presente Resolución, que constituye el informe técnico emitido por las unidades administrativas, los Vicepresidentes Ejecutivos de Ingeniería y Administración de Programas, Finanzas y Administración, Recursos Humanos y Planificación y Desarrollo Comercial, indicaron que luego de evaluar la solicitud, estaban de acuerdo con el otorgamiento del permiso de compatibilidad y de la autorización de uso de aguas y riberas del Canal, y que no tenían objeciones al respecto.

Que, por su parte, los Vicepresidentes Ejecutivos de Operaciones, Ambiente, Agua y Energía, y Tecnología e Informática, también manifestaron su acuerdo con el otorgamiento del permiso de



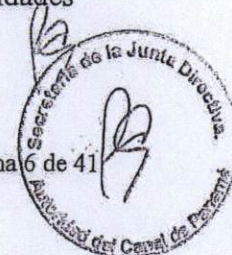


compatibilidad y la autorización de uso de aguas y riberas del Canal, e hicieron una serie de recomendaciones detalladas en el informe técnico que se incluyeron en los términos y condiciones descritos en la parte resolutive de la presente Resolución, con las que deberán cumplir la AMP, PPC, PCRC y/o GNA.

Que a la solicitud se le imprimió el trámite administrativo establecido y luego de los análisis, consultas y evaluaciones realizadas por las unidades administrativas, que se resumen en el informe técnico de dichas unidades y que constituye el Anexo B de la presente Resolución, se ha determinado que la construcción, desarrollo y operación de una terminal para la generación de energía eléctrica en base a GNL, un muelle para descarga de GNL y sus actividades conexas, es compatible con el continuo y eficiente funcionamiento del Canal, siempre que se cumpla con los términos y condiciones establecidos en la presente Resolución.

Que en atención a las consideraciones anteriores, el Administrador, mediante solicitud fechada 23 de marzo de 2016, recomendó a la Junta Directiva la aprobación del permiso de compatibilidad con la operación del Canal y la autorización de uso de aguas y riberas del Canal, sujeto de los términos y condiciones establecidos en esta Resolución, para los siguientes desarrollos:

- a. Construcción de un muelle, paralelo a la costa, para acodar un buque a la vez, conectado a la terminal mediante una plataforma montada sobre pilares emplazados en forma de caballete. En el muelle podrían atracar buques de GNL de 170,000 metros cúbicos, con capacidad de descarga de hasta 12,000 metros cúbicos por hora. El muelle estará dotado de todas las facilidades para la descarga y transporte de GNL a través de un ducto criogénico que se construirá hasta los tanques de almacenamiento.
- b. Dragado del área conexas al proyecto hasta una profundidad de 14.5 metros para garantizar la maniobrabilidad de los buques que atraquen en el muelle.
- c. Instalación y operación de una planta termoeléctrica de generación a gas natural, la cual estaría conformada por dos bloques de ciclos combinados con una capacidad de generación de 381 MW cada uno.
- d. Instalación y operación de la terminal de regasificación de GNL, la cual tiene como propósito suministrar gas a las centrales de generación de 381 MW cada una. La terminal de regasificación estaría compuesta por:
 - d.1. Un sistema de descarga de GNL (brazos de descarga, tuberías, bombas de GNL, línea de recirculación, entre otros componentes).
 - d.2. Un tanque principal de almacenamiento con una capacidad de 170,000 metros cúbicos y un tanque secundario de 10,000 metros cúbicos.
 - d.3. Un sistema de regasificación (o vaporización) y despacho en tierra del gas hacia las centrales de generación.
- e. Instalación de una subestación de generación que elevara el nivel de voltaje de las unidades de generación de 13.8 kV a 230 kV.





- f. Construcción de una línea de transmisión de 230 kV en doble circuito entre la subestación de generación y la subestación de ETESA.
- g. Reubicación del área de anclaje para embarcaciones menores que la ACP opera en aguas del Canal bajo administración privativa de la ACP, debido a que se requiere dragarla para que opere en ella una dársena de giro para buques que será administrada por la ACP. Esta reubicación, así como el dragado del área, serán a costo de GNA y no se podrá utilizar el área como dársena de giro hasta que el nuevo anclaje este operativo.
- h. Relocalización de la planta de gestión de desechos MARPOL que opera la empresa Servicios Tecnológicos de Incineración, S.A. en isla Telfers.

Que con relación al precitado punto "g" de los desarrollos indicados en el memorial de 23 de marzo de 2016 remitido por el Administrador, el vicepresidente ejecutivo de Operaciones recomendó, según consta en el informe técnico que se adjunta a la presente Resolución, que la nueva dársena de giro estará ubicada en el área de protección de embarcaciones menores de Cristóbal, conocida como los *flats* y que, por lo tanto, GNA tendrá que preparar, a su costo, un área similar y con las características que la ACP determine para poder seguir dando este servicio en un lugar seguro. La dársena de giro debe ser de por lo menos 1.5 veces el largo del buque de mayor eslora que se tenga programado para este servicio, así como una profundidad en el área de operaciones y en el canal de acceso, no menor de 1.5 metros por debajo de la quilla del mayor calado esperado en estos buques.

Que en lo que respecta a la construcción de las obras temporales por parte de GNA en un terreno ubicado dentro del área concesionada a PCRC mientras dure la construcción del proyecto de la planta, PCRC será solidariamente responsable de este permiso de compatibilidad durante el periodo que dure el uso del terreno para los precitados efectos.

Que es atribución de la Junta Directiva aprobar o rechazar los permisos de compatibilidad con la operación del Canal de acuerdo con las normas contenidas en el Reglamento del Uso del Área de Compatibilidad con la Operación del Canal y de las Aguas y Riberas del Canal, aprobado mediante Acuerdo No. 151 de 21 de noviembre de 2007, así como en los posteriores Acuerdos que lo modifican, emitidos conforme al acápite fi del artículo 18 de la Ley No. 19 de 11 de junio de 1997, por la que se organiza la Autoridad del Canal de Panamá, en desarrollo del artículo 11 la referida Ley.

Que durante la discusión de la solicitud en la reunión del Comité para los Permisos de Compatibilidad de la Junta Directiva de la Autoridad del Canal de Panamá, celebrada el 4 de abril de 2016, se hizo referencia a los siguientes aspectos:

1. Seguridad:

- a) De acuerdo con el informe técnico que forma parte de la presente Resolución, el vicepresidente ejecutivo de Operaciones de la ACP recomendó que la AMP, como entidad administradora del área, llevase a cabo una evaluación integral de las actividades existentes y de las que tienen proyectado desarrollar, basado en que en el área de Telfers





hay una serie de actividades que cuentan con permiso de compatibilidad con la operación del Canal que fueron evaluadas individualmente en su momento y que, a su vez, la ACP está en proceso de evaluar nuevas actividades aledañas al proyecto de GNA.

A ese respecto, la AMP, mediante nota ADM/0610/DGPIMA/SDIMA/DC/2016 de 17 de marzo de 2016, en respuesta a la solicitud hecha por el Administrador de la ACP mediante nota de 15 de febrero de 2016, remitió un Análisis de Riesgos Cuantitativos (QRA por sus siglas en inglés) para un proyecto de generación eléctrica a base de gas natural que se desarrollará en el área que actualmente ocupa la planta de generación de desechos MARPOL que opera la empresa Servicios Tecnológicos de Incineración, S.A. (STI), análisis que fue realizado por la empresa *ABS Consulting* considerando la norma NFP 59 A.

De acuerdo con el resumen ejecutivo suministrado y que se adjunta a la presente Resolución, los objetivos del estudio eran: 1) la selección de los escenarios para representar el diseño y operación del proyecto de generación eléctrica; 2) desarrollar data apropiada que permita la cuantificación de la frecuencia y consecuencia de los respectivos escenarios; 3) evaluar los riesgos para identificar las áreas donde puedan requerirse mayores medidas de mitigación. El estudio consideró además la operación del proyecto de generación eléctrica a base de gas natural en conjunción con estructuras cercana, en funcionamiento o planificadas en un futuro: Telfers Tanks, Petroport, Puma Limited, Cristobal port, Pier 16, STI, cuya información fue recogida en su mayoría de sus estudios de impacto ambiental aprobados.

En virtud de lo anterior, tanto el informe técnico que forma parte de la presente Resolución, como un memorando de 23 de marzo de 2016 del Administrador de la Autoridad del Canal de Panamá, señalan que el análisis desarrollado por *ABS Consulting* determinó que las instalaciones propuestas por GNA son adecuadas y que no comprometen la seguridad de las operaciones del Canal de Panamá, en base al Capítulo 15 de la norma NFPA 59 A vigente, ni las de su entorno. Tanto el Administrador como el vicepresidente ejecutivo de Operaciones manifestaron que, por consiguiente, el estudio está conforme con las normas internacionales que regulan esta materia.

- b) En cuanto al suministro de gas a la central desde un buque flotante tipo FSU (*floating storage unit*) que entregará el GNL en el muelle, GNA propone que en el periodo provisional del primer año de operación de la planta en el que se opere con el soporte del FSU, la reposición del GNL vendría dada por dos alternativas:
- i. Sustitución del dispositivo flotante de almacenamiento (FSU) por otro barco de características similares, supliendo la terminal temporalmente a través del uso temporal del tanque secundario de 10,000 metros cúbicos de capacidad.
 - ii. Alimentación a través de otro barco situado al lado del barco anclado, utilizando mangueras para la transferencia de combustible de un barco al





otro (maniobra *ship to ship*). Esta maniobra solo podría realizarse si es autorizada por la división de Operaciones de Tránsito de la ACP.

La Administración indicó que el uso de alguna de las dos alternativas antes mencionadas debe contar con la aprobación previa de la ACP y que solo se permitirá mientras se construye el tanque principal de almacenamiento de GNL y las demás obras conexas en tierra. Para mayor aclaración, presentaron una redacción según la cual las alternativas de abastecimiento al tanque secundario serían, sobre la base de lo expresado por GNA:

- iii. mediante un buque denominado Floating Storage Regasification Unit (FSRU), el cual permanece acodado al muelle y sirve como tanque de almacenamiento de GNL y unidad de regasificación. GNA plantea que cuando el GNL se esté agotando en el buque FSRU, el reabastecimiento de GNL se haga a través de otro buque que se acode contra el buque FSRU, para hacer la transferencia de GNL utilizando un sistema de mangueras (maniobra conocida como *ship to ship*). Esta maniobra solo podría realizarse cuando sea autorizada por la división de Operaciones de Tránsito de la ACP.
- iv. mediante un buque que sirve como tanque de abastecimiento de GNL, el cual permanece acodado al muelle como depósito de GNL y que cuando ha entregado la totalidad del GNL se descodará del muelle y será reemplazado por otro buque de abastecimiento de GNL. En esta opción, el proceso de regasificación se hará mediante una planta ubicada en tierra en lugar de utilizar un buque tipo FSRU.

De acuerdo con la documentación presentada por GNA, en el periodo provisional del primer año de operación de la planta en el que se opere con el soporte del FSRU, la reposición del GNL vendrá dada por una de las dos opciones antes mencionadas y solo por el periodo de tiempo indicado por GNA en los documentos aportados a la solicitud.

- c) Sobre la nueva área de anclaje, la Administración manifestó que se trata de una habilitación, a costo de GNA, de una nueva área de anclaje para embarcaciones menores de la ACP, que será identificada por esta a su conveniencia, y que puede incluir el dragado necesario para habilitar el nuevo sitio como reemplazo del fondeadero de embarcaciones menores que actualmente utiliza la ACP en las aguas marítimas del Canal de Panamá en el sector Atlántico.
- d) En lo que respecta al área que actualmente se utiliza para el anclaje de embarcaciones menores, la Administración señaló que se refiere al dragado, a costo de GNA, de la citada área, para que pueda ser utilizada por la ACP como dársena de giro de buques que entre otros destinos tenga el muelle de GNA. Acotaron que dicha área no podrá utilizarse como dársena de giro hasta que el nuevo anclaje esté operativo.

17





2. Alcance del proyecto:

- a) La AMP informó, mediante nota de ADM/0724/DGPIMA/SDIMA/DC/2016 de 1 de abril de 2016 que, conforme nota AES-GNA-078-2016 de 31 de marzo de 2016, GNA aclaró que el permiso de compatibilidad y la autorización de uso de aguas y riberas solicitado es para la primera etapa del proyecto para la entrada en operación de la primera fase con capacidad instalada de 381 MW, que deberá iniciar operaciones en abril de 2018 (iniciando construcción en el 2016). La nota de la AMP también indica que para la segunda fase del proyecto, correspondiente a la construcción de una segunda planta con capacidad de 381 MW, GNA solicitará el respectivo permiso de compatibilidad posteriormente, en caso de ser requerido.
- b) En vista de lo anterior, en adelante se hablará de una planta termoeléctrica de generación a gas natural, la cual estaría conformada por uno en vez de dos bloques de ciclo combinado con una capacidad de generación de 381 MW, que pretende iniciar operaciones en abril de 2018.

Que el Comité para los Permisos de Compatibilidad, luego de lo manifestado por la Administración en la reunión de 4 de abril de 2016 y de considerar la presente solicitud, decidió recomendar a la Junta Directiva la aprobación del permiso de compatibilidad con la operación del Canal solicitado, siempre que:

1. Las maniobras que se realicen en la dársena de giro y en el muelle sean conforme a las normas y prácticas de seguridad que regulan la ACP.
2. La dársena de giro propuesta en el área bajo administrativa privativa de la ACP, sea habilitada a costo de GNA y administrada por la ACP.
3. Se honren los permisos de compatibilidad y autorizaciones de uso de aguas y/o riberas del Canal previamente otorgados para el área circundante.

Que el artículo 13 del Reglamento del Uso del Área de Compatibilidad con la Operación del Canal y de las Aguas y Riberas del Canal establece que la Junta Directiva aprobará las solicitudes de permiso de compatibilidad con la operación del Canal mediante resolución motivada, en la que se incluirán los términos y condiciones bajo las cuales se deberá llevar a cabo la actividad, a fin de que no se afecte el funcionamiento del Canal.

Que el presente permiso de compatibilidad con la operación del Canal no constituye un pronunciamiento de la Autoridad del Canal de Panamá sobre la conveniencia del proyecto u obra, o una autorización de proceder con los trabajos a los que se refiere la solicitud, sino que se limita únicamente a expresar que, a juicio de la Autoridad del Canal de Panamá, las actividades propuestas no son incompatibles con el funcionamiento del Canal; y que, por tanto, este permiso no es constitutivo de derechos y no concede autorización alguna para proceder con el proyecto u obra a realizar, pues el peticionario debe obtener previamente los permisos nacionales o municipales que exigen las leyes de la República de Panamá.

Que el otorgamiento del permiso de compatibilidad con la operación del Canal no conlleva responsabilidad alguna para la Autoridad del Canal de Panamá por los daños o perjuicios





causados a terceros a consecuencia del desarrollo de los usos, actividades, proyectos, obras, construcciones o actividades aprobados por ellos.

Que los proyectos sujetos a permiso de compatibilidad con la operación del Canal deben ser fiscalizados por la administración, para constatar el efectivo cumplimiento de los requerimientos legales y de los requisitos, términos y condiciones establecidas para el área por la Autoridad del Canal de Panamá.

RESUELVE:

PRIMERO: Otorgar permiso de compatibilidad con la operación del Canal para que la sociedad Gas Natural Atlántico, S. de R.L. (GNA) construya, desarrolle y opere una terminal para la generación de energía eléctrica en base a Gas Natural Licuado (GNL), un muelle para descarga de GNL y sus actividades conexas, sobre un área de terreno con una superficie de 20Has. + 0005.81m² y un área marina con una superficie de 10Has. + 3,382.590m², ubicados en el área de concesión de la sociedad Panama Ports Company, S.A. (PPC) en isla Telfers, corregimiento de Cristóbal, distrito y provincia de Colón, área que se señala en el Anexo A de la presente Resolución, de conformidad con la solicitud presentada por la Autoridad Marítima de Panamá (AMP). A continuación, desarrollos contemplados en el proyecto que deben sujetarse a lo establecido en la presente Resolución:

- a. Construcción y operación de un muelle para descarga de GNL, paralelo a la costa, para acodar un buque a la vez, conectado a la terminal mediante una plataforma montada sobre pilares emplazados en forma de caballete. En el muelle podrían atracar buques de GNL de 170,000 de metros cúbicos, con capacidad de descarga de hasta 12,000 metros cúbicos por hora. El muelle estará dotado de todas las facilidades para la descarga y transporte de GNL a través de un ducto criogénico que se construirá hasta los tanques de almacenamiento.
- b. Dragado del área conexas al proyecto hasta una profundidad de 14.5 metros para garantizar la maniobrabilidad de los buques que atraquen en el muelle. El material de dragado, estimado en alrededor de 3.5 millones de metros cúbicos, será dispuesto en un área asignada por la AMP identificada como Manzanillo 03 (ver ubicación en el Anexo A).
- c. Instalación y operación de una planta termoeléctrica de generación a gas natural, la cual estaría conformada por un bloque de ciclo combinado con una capacidad de generación de 381 MW, que pretende iniciar operaciones en abril de 2018. La planta está conformada por un ciclo combinado de tres unidades de gas con recuperadores de calor y una de vapor. La energía producida se inyecta a una subestación de 230 kV donde parte una línea de transmisión en el mismo nivel de voltaje para conectarse a la subestación de ETESA.

Entre los principales componentes de la planta están:

- i. Turbinas a gas que serán alimentadas con el GNL regasificado proveniente de la unidad de regasificación de la terminal.





- ii. Generador de vapor por recuperación de calor (*heat recovery steam generator*, HRSG por sus siglas en inglés), acoplado a cada turbina a gas.
 - iii. Turbina a vapor que será alimentada desde el HRSG y convierte la energía térmica del vapor presurizado en trabajo mecánico y luego que es transferido por el acoplamiento de su eje rotativo al generador que lo transforme en energía eléctrica.
 - iv. Condensador diseñado para condensar el vapor resultante del proceso de generación en la turbina a vapor y para reinyectar el agua condensada resultante nuevamente al sistema de ciclo de generación a vapor.
 - v. Sistema de agua de enfriamiento de la planta para lo cual se propone construir un sistema de captación de aguas de la bahía y su posterior descarga mediante tuberías HDPE o poliéster reforzado con fibra de vidrio apoyada en su tramo marino sobre un pantalán de las dimensiones mínimas necesarias para la tubería y equipado con una campana de captación sumergida. El sistema funcionará mediante un sistema de sifón con unas bombas de succión en la zona terrestre.
 - vi. Sistema de descarga que consiste en una tubería emisario submarino colocada sobre el lecho del mar en el área de dragado (a -14 metros). Se prevé que cada difusor de 60 metros de largo, tenga 30 boquillas de descarga dirigidas hacia arriba con ángulos alternados de $\sim 30^\circ$, separadas 2 metros una de la otra para permitir la rápida dispersión y mezcla del flujo de salida con el agua de mar.
 - vii. Sistema de suministro de agua a las unidades de la planta y de la terminal que provee agua a las calderas de vapor de alta presión.
 - viii. Planta de tratamiento de agua.
 - ix. Otros sistemas (sistema de aire comprimido, sistema de aire acondicionado, sistema contra incendios).
- d. Instalación y operación de la terminal de regasificación de GNL, la cual tiene como propósito suministrar gas a la central de generación de 381 MW y cuyas funciones principales e instalaciones/sistemas asociados son:
- i. Descarga del GNL en el muelle a través de tres brazos de descarga de 16" y conducido por tubería (o línea de descarga) hasta los tanques de almacenamiento de GNL en tierra. Durante la operación normal, sin descarga de GNL, bombas de GNL instaladas dentro de los tanques de almacenamiento, son utilizadas para recircular el GNL a través de la línea de descarga para mantenerla fría y reenviar el gas a los tanques mediante una línea de recirculación.
 - ii. Almacenamiento en tierra del GNL en un tanque principal de almacenamiento con una capacidad de 170,000 metros cúbicos y en un tanque secundario de 10,000 metros cúbicos que operará desde el inicio de la operación del proyecto.





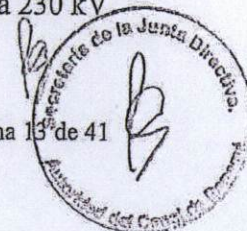
Una vez el muelle y la planta de generación estén contruidos y operativos, y mientras se construye el tanque principal de almacenamiento de GNL y las demás obras conexas en tierra, la planta operará utilizando un tanque de almacenamiento secundario con una capacidad de 10,000 metros cúbicos y el abastecimiento a ese tanque se podrá dar utilizando una de las siguientes dos opciones, dependiendo de la aprobación de la ACP:

- mediante un buque denominado *Floating Storage Regasification Unit* (FSRU), el cual permanece acodado al muelle y sirve como tanque de almacenamiento de GNL y unidad de regasificación. GNA plantea que cuando el GNL se esté agotando en el buque FSRU, el reabastecimiento de GNL se haga a través de otro buque que se acode contra el buque FSRU, para hacer la transferencia de GNL utilizando un sistema de mangueras (maniobra conocida como *ship to ship*). Esta maniobra solo podrá realizarse cuando sea autorizada por la división de Operaciones de Tránsito de la ACP.
- mediante un buque que sirve como tanque de abastecimiento de GNL, el cual permanece acodado al muelle como depósito de GNL, y que cuando ha entregado la totalidad del GNL se descodará del muelle y será reemplazado por otro buque de abastecimiento de GNL. En esta opción, el proceso de regasificación se hará mediante una planta ubicada en tierra en lugar de utilizar un buque tipo FSRU.

Durante cualquiera de las dos opciones de forma de abastecimiento temporal de GNL a la planta de generación eléctrica, el caudal de descarga de GNL sería de 6,000 metros cúbicos por hora.

De acuerdo con la documentación presentada por GNA, en el periodo provisional del primer año de operación de la planta en el que se opere con el soporte del FSRU, la reposición del GNL vendrá dada por una de las dos opciones antes mencionadas y solo por el periodo de tiempo indicado por GNA en los documentos aportados a la solicitud.

- iii. Regasificación (o vaporización) y despacho en tierra del gas hacia las centrales de generación. El sistema de regasificación será seleccionado con el criterio de promover la transferencia de calor/frio con el bloque de la central mientras se realiza la regasificación aún con el calor generado en el proceso de generación en las centrales. La regasificación y despacho serán diseñados para una operación continua, requiriéndose una capacidad de despacho de 2,900 metros cúbicos de GNL por día para la central de 381 MW, a una presión de despacho de 40 bar.
- e. Construcción de una línea de transmisión mediante la cual se realizará la conexión al Sistema Interconectado Nacional de Panamá, para lo cual GNA debe construir una subestación de generación que elevará el nivel de voltaje de las unidades de generación de 13.8 kV a 230 kV





y una línea de 230 kV en doble circuito entra la subestación de generación y la subestación Sabanita 230 kV (a ser construida por ETESA).

- f. Habilitación, a costo de GNA, de una nueva área de anclaje para embarcaciones menores de la ACP, que será identificada por esta a su conveniencia, y que puede incluir el dragado necesario para habilitar el nuevo sitio como reemplazo del fondeadero de embarcaciones menores que actualmente utiliza la ACP en las aguas marítimas del Canal de Panamá en el sector Atlántico.
- g. Dragado a costo de GNA del área del Canal de Panamá que actualmente se utiliza la ACP como fondeadero de embarcaciones menores en aguas del Canal en el sector Atlántico, para que esa área pueda ser utilizada por la ACP como dársena de giro de buques que entre otros destinos tenga el muelle de GNA. No se podrá utilizar el área como dársena de giro hasta que el nuevo anclaje este operativo.
- h. Relocalización de la planta de gestión de desechos MARPOL que opera la empresa Servicios Tecnológicos de Incineración, S.A. en Telfers.

SEGUNDO: Señalar que en lo que respecta a la construcción de las obras temporales por parte de GNA en un terreno ubicado dentro del área concesionada a Panama Canal Railway Company (PCRC) mientras dure la construcción del proyecto de la planta de generación eléctrica, periodo que podría demorar un aproximado de tres (3) años, y conforme al contrato de arrendamiento que deben suscribir ambas partes para el uso de dicho terreno, PCRC será solidariamente responsable de este permiso de compatibilidad durante el periodo que dure el uso del terreno para los precitados efectos.

TERCERO: Señalar que el permiso de compatibilidad con la operación del Canal otorgado mediante esta Resolución, queda condicionado al cumplimiento estricto de los términos y condiciones establecidos para la actividad solicitada que se detallan a continuación y de cuyo cumplimiento están solidariamente obligadas la AMP, PPC, PCRC y/o GNA:

TÉRMINOS Y CONDICIONES

Los siguientes son los términos y condiciones del permiso de compatibilidad con la operación del Canal y de la autorización de uso de aguas y riberas del Canal otorgado por la Autoridad del Canal de Panamá (en adelante la ACP) a la Autoridad Marítima de Panamá y a las empresas Panama Ports Company, Panama Canal Railway Company y Gas Natural del Atlántico, S. de R.L. (en adelante AMP, PPC, PCRC y GNA, respectivamente) para la construcción, desarrollo y operación de una terminal para la generación de energía eléctrica en base a gas natural (GN), un muelle y sus actividades conexas, sobre un área de terreno que mide 20Has. + 0005.81m² y un área marina de 10Has. + 3,382.590m², localizadas en isla Telfers, provincia de Colón, dentro del área concesionada a PPC, para los desarrollos descritos en el primer punto de la parte resolutive de la presente Resolución.

Cabe destacar, que la AMP, PPC, PCRC y GNA serán solidariamente responsables del cumplimiento de estos términos y condiciones.





A. ESPECÍFICOS:

1. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA se asegurarán que el diseño y construcción de todas las instalaciones que componen este desarrollo y la operación, manejo y control de todas las actividades que desarrollen en Telfers, se ajusten a las normas, estándares y/o requisitos internacionales de seguridad aplicables a la construcción de este tipo de instalaciones y a la operación de este tipo de actividades y a las normas de la ACP aplicables a éstos.
2. La dársena de giro estará ubicada en el área de protección de embarcaciones menores de Cristóbal, conocida como los *flats*. Por lo tanto, GNA tendrá que preparar, a su costo, un área similar y con las características que la ACP determine para poder seguir dando este servicio en un lugar seguro. La dársena de giro debe ser de por lo menos 1.5 veces el largo del buque de mayor eslora que se tenga programado para este servicio, así como una profundidad en el área de operaciones y en el canal de acceso, no menor de 1.5 metros por debajo de la quilla del mayor calado esperado en estos buques.
3. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA deberán cumplir con la norma NFPA 59A vigente. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA deberán presentar un Informe de Confiabilidad donde indique como planea cumplir con la norma NFPA 59A y los requisitos que la ACP disponga.
4. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA deberán cumplir con el ISGOTT No. 5, y las normas API correspondientes.
5. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA, en conjunto con el Instituto de Acueductos y Alcantarillados Nacionales, deberán analizar en detalle las necesidades de agua y definir las alternativas de suministro de agua para sofocar un incendio.
6. No se instalarán luces de alto alcance dirigidas hacia el cauce del Canal que pudieran, de acuerdo con el concepto de la ACP, afectar la visibilidad de los operadores y prácticos de los buques en tránsito o impactar o dificultar las maniobras de los buques en los otros muelles del Puerto de Rodman o de otros puertos cercanos. Para ello, la AMP, PPC, PCRC y/o GNA están obligados a obtener la aprobación de la ACP para cualquier instalación de luces en el área próxima a las aguas del Canal.
7. Antes de iniciar cualquier construcción relacionada a este proyecto, la AMP, PPC, PCRC y/o GNA desarrollarán un plan de ejecución de la construcción para evitar que ésta afecte en modo alguno las operaciones que la ACP desarrolla en el área, el cual será sometido a la ACP para su revisión y aprobación, en un periodo no mayor a ciento veinte (120) días previos al inicio de la construcción.
8. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA deberán presentar a la ACP, para su evaluación y aprobación, un plan de respuesta a situaciones de emergencias y siniestros, en un período no mayor a ciento veinte (120) días previos al inicio de operaciones. El plan deberá definir en detalle: (a) las diferentes emergencias/siniestros que puedan presentarse; (b) la cadena de mando; (c) la comunicación interna al momento de suscitarse una emergencia, (d) los requerimientos de





entrenamiento; (e) la competencia que se espera de las posiciones principales y de las de apoyo en caso de una emergencia; (f) el mantenimiento del plan mediante ejercicios y la revisión del mismo; (g) los equipos y recursos que tendrá a disposición el personal de GNA para hacerle frente a estas situaciones; (h) el protocolo de comunicación a la ACP en caso de emergencias que puedan poner en riesgo la operación y/o propiedades de la ACP en áreas circundantes; y, (i) procedimiento de identificación de posibles emergencias o siniestros que afecten a terceros y el protocolo de comunicación aprobado por las entidades competentes.

9. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA deberán presentar a la ACP, para su revisión y aprobación, en un período no mayor a ciento veinte (120) días previos al inicio de operaciones, la siguiente documentación:

a. El plan de prevención y protección contra incendios conforme a lo estipulado en el Anexo C-1 de este documento. El plan incluirá la instalación de sistemas de supresión de incendios para la protección de los tanques de GNL y proveerá un sistema de abastecimiento de agua para protección contra incendios adecuado para todas sus instalaciones.

b. El análisis de consecuencias para cada una de las actividades o instalaciones a desarrollar en el entorno marítimo (muelle para metaneros, estación de trasiego, gasoductos, operaciones relacionadas con el metanero) y terrestres (tanques de almacenamiento de GNL en estado criogénico, planta de regasificación, planta de compresión, estaciones de abastecimiento de GN a camiones cisternas, central térmica de ciclo combinado que utilizará GN como combustible, gasoductos), el cual deberá identificar los peores casos creíbles de fugas e incendios de GNL que se puedan suscitar. Para este análisis deberán utilizar, como mínimo, los modelos que cumplan con los requisitos descritos en la norma NFPA 59A vigente.

c. El análisis de riesgo cuantitativo QRA (*quantitative risk assessment*) basado en el Capítulo 15 de la norma NFPA 59A vigente.

d. El plan de emergencias que incluya los siguientes requisitos:

d.1. Cumplir con las partes aplicables del 33 CFR 127.1307 y 127.1501 al 127.1511.

d.2. Considerar la capacidad bomberil necesaria para extinguir un incendio en la instalación portuaria y los tanques de almacenamiento, tomando en cuenta las limitaciones de recursos que ya posee el Benemérito Cuerpo de Bomberos de Panamá quienes deben dar respuesta en esa área.

d.3. Adiestramiento cruzado con el Benemérito Cuerpo de Bomberos de Panamá para que conozcan cómo dar respuesta a esta instalación.

d.4. Planes de salvamento marino y combate de incendio marítimo dado que la terminal tendrá buques realizando trasiego.

d.5. Señales de advertencia para poder alertar a las industrias y personas de los alrededores en caso de que ocurra un evento catastrófico. La señal deberá incluir por lo menos un radio de 500 metros del área de descarga de la terminal y 1.6 km de donde están los tanques de almacenamiento de GNL.

d.6. Un plan de divulgación para que las comunidades e industrias en la cercanía puedan reconocer las señales de advertencia en caso de una emergencia catastrófica.





e. El plan de protección y vigilancia que permite salvaguardar y mantener los perímetros de aislamiento de la embarcación y tanques de almacenamiento para evitar cualquier acto terrorista. Este plan debe incluir los siguientes requisitos como mínimo:

- e.1. Realizar una Evaluación de Protección y Vigilancia para identificar las vulnerabilidades del sitio (terminal y área de tanques), y posibles amenazas a la seguridad y las consecuencias de un ataque, y medidas de protección de las instalaciones.
- e.2. Desarrollar un Plan de Protección y Vigilancia de la Terminal basado en la Evaluación de Protección y Vigilancia, con procedimientos para responder a los incidentes de protección del buque, notificación y coordinación con las autoridades locales y ACP, prevenir el acceso no autorizado; medidas y equipos para prevenir o disuadir sustancias o dispositivos peligrosos, capacitación y evacuación.
- e.3. Implementar las medidas de seguridad escalables para proporcionar mayores niveles de seguridad en aumento de los niveles del código ISPS para el control de acceso las instalaciones, áreas restringidas, manejo de carga, acceso al buque, y la vigilancia.
- e.4. Llevar a cabo ejercicios de seguridad al menos una vez cada año y ejercicios específicos (*drills*) por lo menos cada 3 meses.
- e.5. Notificar de todas las rupturas de protección e incidentes de seguridad a las entidades correspondientes de Panamá y a la ACP.

f. Todos los planos de construcción del proyecto deberán cumplir con todas las medidas de seguridad exigidas por el NFPA 59A vigente y otras que apliquen.

g. Certificación de que todos los planos de construcción del proyecto cumplan con todas las medidas de seguridad para evitar y combatir incendios en sus instalaciones, expedida por la Oficina de Seguridad del Cuerpo de Bomberos. El proyecto deberá incluir y mantener un sistema de extinción de incendios que cuente con espuma suficiente y abastecimiento de agua apropiado. Asimismo, durante la operación del proyecto, será requisito para la vigencia de este permiso de compatibilidad el mantener en adecuado funcionamiento todos los sistemas de extinción de incendios en todas sus instalaciones, incluyendo la permanente disponibilidad de espuma en óptimas condiciones, así como el cumplimiento de todas las regulaciones y medidas de seguridad para evitar siniestros que exija la Oficina de Seguridad del Cuerpo de Bomberos.

Adicionalmente, deberán:

- Cumplir con los requisitos de la norma NFPA 30 "Código para Líquidos y Combustibles Inflamables" y otros estándares aplicables a esta operación.
- Cumplir con los estándares internacionales altamente reconocidos en la industria para instalaciones de producción, almacenamiento y manejo de GNL (por ejemplo, el NFPA 59A vigente, *Standard for the Production, Storage, and Handling of Liquefied Natural Gas*).
- Inspeccionar, probar y mantener todos sus sistemas de supresión de incendios de acuerdo con las normas nacionales e internacionales, tales como el NFPA 25 "Inspección, Prueba y Mantenimiento de Sistemas de Protección Contra Incendios a Base de Agua".
- Realizar una demostración anual sobre sus sistemas de supresión de incendios, es decir, bombas contra incendios y sistema de rociadores para la protección de tanques de almacenamiento de GNL, para lo cual deberá coordinar con la ACP para que sus representantes estén presentes durante la demostración. Durante el proceso de auditoría, los representantes de la





ACP revisarán los archivos de capacitación contra incendios para el personal de GNA, documentos de pruebas regulares de sus sistemas de supresión, entrenamientos con los Bomberos de Colón y otros aspectos de seguridad contra incendios relacionados con el estándar NFPA 58 y otros que apliquen.

- Cumplir con la elaboración y aprobación del Ministerio de Trabajo y Desarrollo Laboral de un plan de seguridad aplicable para la fase de construcción de acuerdo a los contenidos mínimos del Decreto Ejecutivo No.2 de 15 de febrero de 2008, por la cual se reglamenta la Seguridad, Salud e Higiene en la Industria de la Construcción. A su vez, para la fase de operación se deberá elaborar e implementar un Plan de Gestión de Riesgos Profesionales y de la Seguridad e Higiene en el Trabajo de acuerdo a lo establecido en la Resolución No. 41,039-2009-JD de 26 de enero de 2009 de la Caja del Seguro Social.

10. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA permitirán a los especialistas de la ACP realizar auditorías periódicas a sus instalaciones para constatar que todos los mecanismos de seguridad se encuentran funcionando de acuerdo con las normas exigidas por este permiso.

11. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA mantendrán todos los recursos, así como personal capacitado para casos de emergencia actualizado y entrenado en todos los aspectos de seguridad y prevención de incendios y escape de químicos en sus instalaciones. Se deberá mantener evidencia objetiva de los entrenamientos periódicos a su personal.

12. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA deberán cumplir con los requisitos de seguridad que el Canal establezca ahora o en el futuro. Durante las operaciones de seguridad de la ACP, PPC y/o GNA están obligados a mantener una estrecha coordinación con las autoridades de la ACP y a seguir las instrucciones de ésta.

13. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA deberán comunicarse y coordinar con la unidad de Protección y Vigilancia, Norte, y con la Capitanía de Puerto, Norte, a los teléfonos 443-5294 y 443-2201, respectivamente, cualquier incidente que pueda poner en riesgo la operación del Canal.

14. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA deberán mantener listados actualizados del personal clave de la empresa a localizar en caso de emergencias, el cual deberá ser entregado a nuestra unidad de Protección y Vigilancia, Norte, y a la Capitanía de Puerto, Norte.

15. Por motivos de seguridad del Canal, la AMP, PPC, PCRC y/o GNA deberán mantener listados actualizados de los usuarios de sus instalaciones y permitir que éstos sean examinados por el personal del DIIP y/o del Consejo de Seguridad y Defensa Nacional.

16. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA remitirá al Ministerio de Ambiente (MIAMBIENTE) el Estudio de Impacto Ambiental (EsIA). La AMP, PPC, PCRC y/o GNA no podrán iniciar las obras sin antes haber obtenido la aprobación del EsIA por parte del MIAMBIENTE, mediante consulta previa con la ACP. La AMP, PPC y/o GNA cumplirán a cabalidad todas las medidas de prevención, control y mitigación en materia de seguridad que establezca el EsIA, los planes solicitados en este Anexo y la Resolución Aprobatoria, lo cual será auditado por la ACP cuando lo considere oportuno.





17. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA se asegurarán de cumplir los reglamentos de la ACP y especialmente la normativa marítima legal y reglamentaria de la ACP, que se encuentra en el sitio de Internet <http://micanaldepanama.com/nosotros/sobre-la-acp/fundamentos-legales/> Fundamentos Legales, Reglamentos ACP, Reglamento para la Navegación en Aguas del Canal, y los subsiguientes acuerdos de la Junta Directiva que modifican dicho reglamento, así como los Avisos y Circulares a las Navieras y Directrices que emita el Administrador en desarrollo de los reglamentos antes mencionados. Con respecto al atraque y desatraque de buques, éstos deberán seguir las reglas operativas de la Sección 7 (*Harbor Operations*) del Manual de Operaciones Marítimas, incluyendo las actualizaciones pertinentes por la inclusión de una nueva facilidad portuaria en las aguas jurisdiccionales del Canal de Panamá. En consecuencia, la AMP, PPC y/o GNA reconocen la potestad de la ACP de regular la navegación por el Canal y en los puertos adyacentes, lo que incluye determinar la prioridad para el tránsito de las naves. Estas aguas están reguladas por la normativa de la ACP, y la AMP, PPC y GNA son solidariamente responsables por su acatamiento y por cualquier sanción que se aplique en caso de infracción de norma sancionable.

Conforme a dichas normas, las operaciones marítimas de la AMP, PPC y/o GNA estarán sujetas a la coordinación de los movimientos a través del Controlador de Entrada de Puerto de la Estación de Señales de Cristóbal y asignación de prácticos de la ACP para los movimientos y navegación de buques en todas las aguas operacionales.

18. Las actividades marítimas que realice la AMP, PPC, PCRC y/o GNA en áreas del Canal deberán cumplir con las normas establecidas en el Código Internacional para la Protección de los Buques y de las Instalaciones Portuarias (ISPS, por sus siglas en inglés), así como con los reglamentos, reglas, directrices, políticas y procedimientos que la ACP adopte para el cumplimiento del ISPS.

19. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA deberán cumplir con lo establecido en los siguientes anexos del Convenio MARPOL 73/78 en lo referente a contaminación ambiental:

- a. Anexo IV, Reglas para prevenir la contaminación por las aguas sucias de los buques, Regla 10 "Instalaciones de recepción".
- b. Anexo V, Reglas para prevenir la contaminación por las basuras de los buques, Regla 7 "Instalaciones y servicios de recepción".
- c. Anexo VI, Reglas para prevenir la contaminación atmosférica ocasionada por los buques, Regla 17 "Instalaciones de recepción".

20. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA manifiestan que conocen que, en virtud de la operación del Canal, los buques en tránsito y el equipo flotante de la ACP tienen que transitar el Canal dentro de un horario estricto para mantener la seguridad y eficiencia de sus operaciones, por lo que el paso de los mismos, produce estelas y oleajes. Por lo tanto, reconocen que la presencia de embarcaciones en el área de concesión y las instalaciones del concesionario, que se encuentran contiguas al canal de navegación, las expone al riesgo de resultar afectadas por tales estelas u oleajes.





21. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA conocen y aceptan que el desarrollo de sus operaciones está sujeto a los riesgos señalados en estos términos y condiciones y que le corresponde a la AMP, PPC, PCRC y/o GNA y, no a la ACP, tomar las medidas y construir las estructuras necesarias para proteger sus instalaciones, personas, actividades y embarcaciones, a fin de evitar todos o cualesquiera riesgos de daños y/o perjuicios que pudieran ocasionar las estelas u oleajes producidos por el movimiento de buques y equipo flotante por el Canal, así como la ocurrencia de derrames causados por buques que transitan por el Canal.

Por lo tanto, la AMP, PPC, PCRC y/o GNA asumirán y no trasladarán a la ACP ni a los buques en tránsito por el Canal, el monto por la reparación o indemnización por los daños y/o perjuicios que las olas y estelas de estas embarcaciones y los derrames causen a sus equipos o instalaciones, así como a las embarcaciones de propiedad de terceros que utilicen dichas instalaciones.

22. Las responsabilidades asumidas por la AMP, PPC, PCRC y/o GNA en los términos y condiciones 20 y 21 de este Anexo aplicarán antes, durante la construcción de las estructuras a que se refiere el párrafo anterior, así como durante la operación del muelle.

23. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA coordinarán con la ACP, de manera anticipada y en detalle, todo lo relacionado con el proyecto de dragado, el cual es responsabilidad de aquellos, con el fin de asegurarse que esos trabajos no interfieran con las operaciones del Canal y que se realicen en cumplimiento con los Reglamentos Marítimos para la operación del Canal. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA coordinarán la disposición del material de dragado con la división de Ambiente de la ACP. El concesionario deberá presentar informes mensuales sobre los trabajos de dragado.

La ACP tendrá el derecho de inspeccionar los equipos propuestos para el dragado y perforación y voladura, antes y durante la ejecución de las operaciones, especialmente si los mismos utilizan el cauce para sus operaciones.

24. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA deberán presentar a la división de Dragado de la ACP el programa de trabajo de dragado y voladura con las fechas estimadas de cada actividad, así como los detalles sobre diseño de taludes, profundidades y tolerancias de dragado, volumen a remover, metodología, equipos, programación actualizada de actividades y horarios de trabajo correspondientes a las operaciones de dragado, remolque, excavación y perforación y voladura, para su revisión y verificación de posibles impactos a los trabajos de dragado de la ACP.

25. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA conocen y aceptan que la operación del Canal y sus trabajos de mantenimiento, que incluyen, entre otros, trabajos de dragado podrían impactar los trabajos de construcción de la terminal, así como la operación de la misma, por lo que se obligan a tomar todas las medidas que estimen necesarias para evitar ser impactados por los mismos.

26. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA serán responsables del mantenimiento y reparación de la calle de acceso a sus instalaciones, sin que esto represente un costo para la ACP.

27. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA serán responsables de la comunicación oportuna de todas las actividades que puedan afectar a terceros durante la construcción y operación de su proyecto, así como la Junta Directiva.





como de la atención de quejas o reclamaciones realizadas por terceros, sin que esto represente costo o responsabilidad para la ACP.

28. Antes del inicio de la construcción, durante la misma, antes del inicio de la operación del proyecto y mientras opere, la AMP, PPC, PCRC, GNA y/o sus contratistas deberán contar en todo momento con una cobertura de Responsabilidad Civil General y de Responsabilidad Civil Vehicular vigente, las cuales deberán ser presentadas a la ACP antes de iniciar cualquier obra relacionada con este permiso, para su aprobación, previa evaluación de los términos, condiciones y de los límites de cobertura, pudiendo ésta condicionar su aprobación a modificaciones a los términos, condiciones y a la cobertura, así como al aumento de los límites de las pólizas presentadas.

La póliza de Responsabilidad Civil deberá cubrir daños a la propiedad, lesiones personales, incluyendo muerte, además de perjuicios ocasionados a la ACP y/o sus empleados o a cualquier tercero, por actividades que desarrolle el constructor, sus contratistas, sub-contratistas, o cualquier otro contratado directa o indirectamente por uno de estos durante la ejecución del proyecto. En adición, deberá cubrir la responsabilidad civil por razón de la operación del proyecto que finalmente se desarrolle, incluyendo pero no limitado a contaminación, explosión e incendios.

La póliza de Responsabilidad Civil Vehicular deberá cubrir daños a la propiedad y/o lesiones personales incluyendo muerte, ocasionados a la ACP y/o sus empleados o a cualquier tercero, causados por la operación de vehículos, ya sea de propiedad de, arrendado o utilizado por la AMP, PPC, PCRC, GNA, sus contratistas, sus sub-contratistas, o cualquier otro contratado directa o indirectamente por uno de estos.

La ACP podrá evaluar en cualquier momento los términos, condiciones y extensión de los requisitos aquí establecidos, incluyendo las pólizas de seguros, y requerir su adecuación a los parámetros de riesgo que la ACP establezca.

Se considerarán también perjuicios a la ACP, todos aquellos gastos que se generen, tanto legal como administrativamente, con motivo del manejo de un reclamo como de la defensa por parte de la ACP de una acción administrativa y/o judicial en su contra por parte de un tercero perjudicado como consecuencia de la operación o uso de las instalaciones de la AMP, PPC, PCRC y/o GNA.

La ACP se reserva el derecho de requerir en cualquier momento una fianza o garantía, en los términos y condiciones que la ACP determine, por el monto que estime necesario y en los términos y condiciones más beneficiosos para la ACP, a fin de garantizar riesgos no cubiertos, así como garantizar el pago de todo gasto, daños y/o perjuicios que pudiera ocasionar o haya ocasionado el solicitante durante el desarrollo u operación del proyecto.

La ACP exigirá que la póliza contenga un endoso especial por el cual se le incluya como "asegurado adicional" de la póliza, manteniendo su derecho a reclamar como "tercero".

En las pólizas se deberá especificar que estos seguros no podrán ser cancelados o modificados, durante el periodo que dure la construcción y operación del proyecto, sin que medie la Junta Directiva.





previa notificación escrita por parte de la aseguradora al Equipo de Administración de Tierras de la ACP. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA deberán presentar nuevas pólizas para aprobación de la ACP, en caso de cancelación o variación a las pólizas originalmente suministradas.

B. GENERALES:

29. El presente permiso sólo ampara la actividad que consiste en la construcción, desarrollo y operación de una terminal para la generación de energía eléctrica en base a gas natural sobre un área de terreno que mide 20Has. + 0005.81m² y un área marina de 10Has. + 3,382.590m², localizadas en isla Telfers, provincia de Colón, para la cual se contemplan los siguientes desarrollos:
- a) Muelle para descarga de GNL, construido paralelo a la costa, para acodar un buque a la vez, conectado a la terminal mediante una plataforma montada sobre pilares emplazados en forma de caballete. En el muelle podrían atracar buques de GNL de 170,000 metros cúbicos, con capacidad de descarga de hasta 12,000 metros cúbicos por hora. El muelle estará dotado de todas las facilidades para la descarga y transporte de GNL a través de un ducto criogénico que se construirá hasta los tanques de almacenamiento.
 - b) Dragado del área conexas al proyecto hasta una profundidad de 14.5 metros para garantizar la maniobrabilidad de los buques que atraquen en el muelle.
 - c) Planta termoeléctrica de generación a gas natural, la cual estaría conformada por un bloque de ciclo combinado con una capacidad de generación de 381 MW.
 - d) Terminal de regasificación de GNL, la cual tiene como propósito suministrar gas a la central de generación de 381 MW. Esta terminal de regasificación estaría compuesta por:
 - d.1. Sistema de descarga del GNL (brazos de descarga, tuberías, bombas de GNL, línea de recirculación, entre otros componentes, entre otros).
 - d.2. Un tanque principal de almacenamiento con una capacidad de 170,000 metros cúbicos y un tanque secundario de 10,000 metros cúbicos.
 - d.3. Sistema de regasificación (o vaporización) y despacho en tierra del gas hacia las centrales de generación.
 - e) Construcción de una línea de transmisión mediante la cual se realizará la conexión al Sistema Interconectado Nacional de Panamá, para lo cual GNA debe construir una subestación de generación que elevará el nivel de voltaje de las unidades de generación de 13.8 kV a 230 kV y una línea de 230 kV en doble circuito entra la subestación de generación y la subestación Sabanita 230 kV (a ser construida por ETESA).
 - f) Habilitación, a costo de GNA, de una nueva área de anclaje para embarcaciones menores de la ACP, que será identificada por esta a su conveniencia, y que puede incluir el dragado necesario para habilitar el nuevo sitio como reemplazo del fondeadero de embarcaciones menores que actualmente utiliza la ACP en las aguas marítimas del Canal de Panamá en el sector Atlántico.





- g) Dragado a costo de GNA del área del Canal de Panamá que actualmente se utiliza la ACP como fondeadero de embarcaciones menores en aguas del Canal en el sector Atlántico, para que esa área pueda ser utilizada por la ACP como dársena de giro de buques que entre otros destinos tenga el muelle de GNA. No se podrá utilizar el área como dársena de giro hasta que el nuevo anclaje este operativo.
- h) Relocalización de la planta de gestión de desechos MARPOL que opera la empresa Servicios Tecnológicos de Incineración, S.A. en Telfers.

Por tanto, para un uso diferente al aprobado o el uso por persona distinta al peticionario, requiere de una nueva autorización por parte de la ACP.

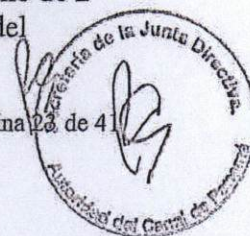
30. Antes del inicio de cualquier excavación o construcción en el área, la AMP, PPC, PCRC, GNA y/o sus contratistas tendrán que obtener las respectivas autorizaciones escritas de la ACP. La solicitud para obtener dichas autorizaciones deberá incluir los diseños para las instalaciones, los dibujos y, en caso de contar con ellos, planos finales pertinentes aprobados por las autoridades competentes y demás documentación, en formato digital (pdf ó dwg), de estas mejoras, incluyendo los aspectos físicos, elevaciones de las estructuras, sus localizaciones con respecto al Canal y a instalaciones de la ACP, y los procedimientos de construcción conteniendo infraestructura asociada a dichas obras e información sobre los sistemas o aparatos que se utilizarán en el área que pudieran afectar o interferir con el funcionamiento presente y futuro del Canal. La localización del proyecto deberá presentarse debidamente georeferenciada en el sistema de coordenadas verdaderas *Universal Transverse Mercator* (UTM) y referida al *Datum* Norteamericano de 1927 (NAD27).

La ACP estará facultada para objetar o rechazar parte o la totalidad de los proyectos planeados cuando algún elemento de los mismos pueda causar interferencia a los servicios o a las operaciones de la ACP.

En estos casos, la AMP, PPC, PCRC, GNA y/o sus contratistas deberán implementar las medidas que sean pertinentes, a fin de garantizar que dichas objeciones sean atendidas con el objeto de que los trabajos proyectados no interfieran de forma alguna con el normal funcionamiento del Canal.

En el evento de que durante la ejecución del proyecto y su operación se causen daños a bienes o infraestructura de la ACP, le corresponderá a ésta determinar quién y cómo se efectuará la reparación, la cual será a costo de la AMP, PPC, PCRC y/o GNA, quienes estarán obligados a pagar dentro de treinta días contados a partir de la presentación de la factura.

En caso de así requerirlo, la AMP, PPC, PCRC y/o GNA proporcionarán a la ACP una copia de los planos de la obra "como construido" que la ACP haya previamente indicado como necesarios a fin de otorgar la autorización, estos planos deberá estar en formato digital (pdf o dwg) georeferenciado, utilizando el sistema de coordenadas UTM en metros, referidas al NAD-27, y para los casos que así lo ameriten, copia en papel reproducible (albanene) en tamaño de 2 pies por 3 pies o similar (ARCH D). Los planos deberán mostrar la ubicación regional del





proyecto, vista de planta georeferenciada de todas las obras que se hayan completado, a la fecha de la terminación de los trabajos, en el área del proyecto y su relación con las instalaciones e infraestructura propiedad de la ACP. La ACP podrá requerir otros planos, según el tipo obra que se desarrolle.

La AMP, PPC, PCRC y/o GNA deberán marcar toda la infraestructura que se sotierre con señales de advertencia permanentes, así como señales de advertencia a lo largo de las líneas aéreas.

31. En los casos en que la ACP experimente interferencias en sus sistemas de telecomunicaciones, la AMP, PPC, PCRC y/o GNA permitirán acceso a sus instalaciones y proporcionará los datos técnicos de sus equipos para que la ACP determine si las interferencias se originan en estos. De ser así, la AMP, PPC, PCRC y/o GNA apagarán inmediatamente los equipos causantes de la interferencia, será responsable de resolver esta situación y cubrirá todos los costos asociados.
32. La AMP, PPC, PCRC, GNA y/o sus contratistas facilitarán el acceso libre e irrestricto de la ACP a las áreas de la concesión en todo momento, con el propósito específico de verificar el cumplimiento de los términos y condiciones del permiso de compatibilidad y de la autorización de uso de riberas del Canal.
33. La AMP, PPC, PCRC, GNA y/o sus contratistas se asegurarán que las construcciones propuestas para este proyecto, el funcionamiento de estas instalaciones y las actividades que se realicen en el área, no interfieran de manera alguna con el funcionamiento del Canal, con el acceso a y uso de las instalaciones propiedad de la ACP existentes en áreas adyacentes, y con proyectos que la ACP tenga de futuras mejoras o expansiones del Canal. La ACP determinará cuando existe interferencia y, la AMP, PPC, PCRC, GNA y/o sus contratistas realizarán a sus expensas las correcciones necesarias para eliminar dicha interferencia para lo cual la ACP establecerá un plazo razonable. El vencimiento del plazo otorgado, sin que se haya eliminado la misma, es causal de suspensión o cancelación del permiso de compatibilidad y de la autorización de uso de riberas del Canal.
34. El permiso de compatibilidad y la autorización de uso de riberas del Canal para desarrollar este proyecto no impedirá a la ACP utilizar o permitir el uso de las áreas adyacentes para actividades relacionadas o compatibles con el continuo y eficiente funcionamiento del Canal de Panamá, y con sus actividades y servicios conexos.
35. Queda establecido que todo gasto ocasionado a la ACP debido a la realización por parte de la AMP, PPC, PCRC, GNA y/o sus contratistas de actividades sin permiso de la ACP, o por la violación de los términos y condiciones de este permiso de compatibilidad, correrán por cuenta de la AMP, PPC, PCRC, GNA y/o sus contratistas.
36. Este permiso podrá ser cancelado en cualquier momento, sin responsabilidad u obligación indemnizatoria o compensatoria alguna por parte de la ACP: (a) por el incumplimiento de los términos y condiciones aquí establecidas; (b) por cualquier otra causal que determinen las leyes; y (c) por renuncia expresa y por escrito del Canal; y (d) Cuando luego de transcurridos tres (3)





años contados a partir de la notificación al peticionario de la resolución que concedió la autorización, el proyecto no se haya iniciado efectivamente. En estos casos, la AMP, PPC, PCRC y/o GNA tendrán que desalojar el área y la ACP no pagará costo, suma, indemnización, compensación o reembolso alguno a la AMP, PPC, PCRC y/o GNA por cualquier mejora, instalación o inversión realizada en los predios, así como tampoco estará obligada a rembolsar dineros a la AMP, PPC y/o GNA por cualquier instalación o bien que permanezca en los predios ni por perjuicios que esta medida acarree a la AMP, PPC, PCRC, GNA y/o terceros. GNA responderá ante sus clientes y terceros por cualquier daño o perjuicio que pudiera causarse por esta medida.

37. También podrá ser cancelado este permiso si la ACP determina que el uso o actividad ya no es compatible con el funcionamiento del Canal o requiera el área para el funcionamiento o ampliación del Canal. En estos casos, la ACP pagará una compensación conforme a lo establecido en el Reglamento del Uso del Área de Compatibilidad con la Operación del Canal de las Aguas y Riberas del Canal y sus modificaciones.

38. En caso de una cancelación, la AMP, PPC, PCRC y/o GNA suspenderán el uso que autorizó este permiso dentro del término que la ACP le indique, y desalojarán los predios dentro de los 365 días calendario siguientes a la notificación de la cancelación.

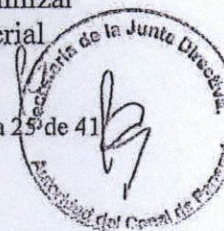
39. La AMP, PPC, PCRC, GNA, sus contratistas y/o usuarios de sus servicios e instalaciones, convienen en exonerar de toda responsabilidad e indemnizar a la ACP, sus empleados y/o contratistas por pérdida o daños a la propiedad, o por lesiones o muerte de personas que laboren en las instalaciones de GNA, sus usuarios, sus representantes o terceros que utilicen los servicios de GNA, así como por cualquier perjuicio causado, siempre que no sean causados por negligencia grave o dolo de empleados de la ACP dentro del ámbito y el ejercicio de sus funciones.

40. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA tendrán la responsabilidad de recoger, almacenar, depositar y disponer de los desperdicios (sólidos y líquidos) que se generan durante la realización de las actividades (construcción y operación) relacionadas con este proyecto en los sitios destinados para ello por las autoridades municipales del distrito de Colón.

41. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA deberán contar con el respectivo Estudio de Impacto Ambiental (EsIA) aprobado por la autoridad competente. La AMP, PPC, PCRC, GNA y/o sus contratistas, además de las medidas de mitigación aprobadas en el EsIA, deberán tomar en consideración los siguientes parámetros durante la construcción del proyecto:

- **Áreas de disposición de material dragado y/o excavado:** Estas áreas deberán ser aprobadas por la ACP, cuando se encuentren dentro del área de compatibilidad con la operación del Canal. Una vez inicie la fase de dragado, se deberán enviar mensualmente los informes de esta actividad a la división de Ambiente de la ACP, incluyendo los resultados de monitoreo de calidad de agua, sedimento o medidas de mitigación aplicables en el periodo.

Los procesos de dragado a ejecutar deberán considerar la geología del lugar para minimizar la generación de excesiva turbidez y el desmoronamiento de la ribera. El traslado de material





desde el recinto portuario hacia el sitio de disposición no deberá perjudicar el calado o el cauce del Canal.

La AMP, PPC, PCRC, GNA y/o sus contratistas deberán presentar el programa y el procedimiento de dragado para la consideración de la ACP para verificar que la ejecución de éstos cumpla con los estándares y sean compatibles con los procedimientos regulados por el Manual de Operaciones Marítimas. Durante la ejecución de los trabajos de dragado y/o excavación, deberán presentar los informes periódicos con los datos del monitoreo realizado.

- **Perforación y Voladura:** De requerirse la ejecución de los procesos de perforación y voladura a cielo abierto o subacuático se requerirá la presentación de los diseños a la consideración de los especialistas de la ACP para verificar que se cumplan con las restricciones que en materia de velocidad de partículas, frecuencia y factor de carga de los barrenos impone la ACP a esta actividad, dada la condición actual de las estructuras dentro del área de influencia directa y del tránsito marítimo.

De requerirse la ejecución de los procesos de perforación y voladura, la AMP, PPC, PCRC, GNA y/o sus contratistas serán responsables de la comunicación oportuna a los grupos de interés dentro del área de influencia estimado de 1000 metros (residentes, comercios, empresas y otros proyectos) sobre estas actividades y de atender las quejas o reclamaciones realizadas por terceros, sin que esto represente costo o responsabilidad para la ACP.

- **Drenajes:** Se mantendrá un drenaje continuo para evitar deslizamientos al Canal, acumulación de agua que genere criaderos de mosquitos y el deterioro de las vías de acceso.

- **Contaminación:** Se tendrá un Plan de Contingencia para casos de derrames de hidrocarburos¹, o cualquier otra sustancia contaminante en el área asignada al proyecto conforme a lo estipulado en la *Guía de los requisitos mínimos para la elaboración de los Planes de Contingencias Locales que forma parte* de este documento. En caso de un derrame de hidrocarburos en el área asignada al proyecto, el interesado será responsable de limpiar el suelo y agua contaminada y recoger el hidrocarburo derramado para su debida disposición final. Serán solidariamente responsables ante la ACP, La AMP, PPC, PCRC, GNA y el responsable material del incidente, por los costos en que ésta incurra como consecuencia de derrames en aguas del Canal y el reembolso de los gastos incurridos en la investigación, contención, recuperación, almacenamiento y disposición final del derrame originado por incidente o accidente, sin perjuicio de las multas, acciones civiles, administrativas o penales que correspondan.

- **Caminos de acceso para la obra:** Se utilizarán los caminos de acceso existentes y todos los planes para nuevos caminos de acceso deberán ser sometidos para la aprobación previa de la ACP y se construirán con un mínimo de afectación al ambiente.

- **Emisiones de ruido, polvo y otros contaminantes:** Serán responsables de controlar las emisiones de ruido, polvo y otros contaminantes que generen las actividades del proyecto y el equipo utilizado durante la construcción de la obra.

¹ Hidrocarburo: Entiéndase por las sustancias incluidas en el listado del Apéndice I del Anexo I de MARPOL 73/78.





- **Aguas residuales y recolección de basura:** Colocarán durante la etapa de construcción del proyecto servicios portátiles para el uso del personal de la obra y deberán tomar medidas de control para evitar la acumulación de desperdicios orgánicos en el área, los cuales serán recogidos en bolsas de basura y depositados en las áreas de recolección asignadas por las autoridades municipales del distrito de Colón.

- **Informes de seguimiento:** Se entregará a la ACP un informe del cumplimiento de las medidas de mitigación establecidas en el EsIA, durante las etapas de construcción y operación del proyecto. La periodicidad de la entrega del informe estará supeditada a lo establecido en la resolución de aprobación del MIAMBIENTE. Se deberá incluir en este reporte evidencias de cumplimiento de aquellas medidas incluidas en este anexo, que no hayan sido incluidas en el EsIA.

- **Uso de materiales peligrosos:** Es prohibido el uso de materiales peligrosos o nocivos al ambiente, especialmente aquellos que contaminen el recurso hídrico o las aguas del Canal

Si el proyecto cuenta con un EsIA la utilización de materiales peligrosos deberá adecuarse a lo que establezca el plan de manejo consignado en el EsIA. En todo caso cualquier desviación detectada debe manejarse a través del MIAMBIENTE.

42. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA deberán cumplir, durante las etapas de construcción de la terminal, y luego durante la operación de ésta, con las Normas de Descargas de efluentes líquidos directamente a cuerpos y masas de agua superficiales y subterráneas (DGNTI-COPANIT-35-2000); las Normas de Descargas de efluentes líquidos directamente a sistemas de recolección de aguas residuales (DGNTI-COPANIT-39-2000) y la Norma de usos y disposición final de lodos (DGNTI-COPANIT-47-2000) y la Resolución AG-0466-2002 "por la cual se establecen los requisitos para las solicitudes de permisos o concesiones para descargas de aguas usadas o residuales".

43. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA deberán incluir las instalaciones necesarias para que los efluentes de los vaporizadores y de la central termoeléctrica cumplan con la norma COPANIT 35-2000.

44. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA deberán llevar a cabo un rescate de fauna silvestre antes del inicio de los trabajos de construcción.

45. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA deberán limitar sus actividades a las áreas definidas dentro del permiso. Deberá contar con los medios necesarios para evitar el ingreso de personas no autorizadas desde sus instalaciones a las áreas de la ACP y aquellas bajo su administración privativa.

46. La AMP, PPC, PCRC y/o GNA mantendrá control de sus actividades durante la etapa de construcción con el fin de evitar accidentes y la interferencia con las operaciones del Canal. Para aquellas actividades que presenten riesgos de accidentes deben ser aprobadas y coordinadas con la ACP, a través de la presentación de un Plan de Ejecución de estas actividades en un periodo





no mayor de 120 días previo a su ejecución. Ejemplos de estas actividades son: operaciones con explosivos, construcciones submarinas cerca del cauce del Canal, dragados, uso de equipos flotantes de construcción (grúas, hincadoras, plataformas flotantes, etc.), instalaciones eléctricas a través de áreas de funcionamiento del Canal, entre otras.

47. La AMP, PPC, PCRC, GNA, sus contratistas y personal están obligados a cumplir con estos términos y condiciones, así como con las normas legales y reglamentarias de la ACP aplicables a su proyecto y operación en el área objeto de este permiso y queda sujeta a las sanciones que el régimen especial de la ACP contempla en caso de incurrir en alguna de las causales para la imposición de estas.

PLAN DE PREVENCIÓN Y PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

El Plan de Prevención y Protección contra Incendios deberá estar basado en los estándares de la *National Fire Protection Association* (NFPA) y deberá ser preparado por una compañía idónea en la materia. El consultor tendrá que evaluar minuciosamente todos los aspectos de las operaciones propuestas en la terminal para luego plasmar todos los requisitos en cuanto a protección y prevención de incendios. Es esencial que el abastecimiento de agua (fireflow) para combatir incendios sea estimado correctamente para poder enfrentar cualquier situación que se presente en la terminal. Este cálculo conlleva evaluar cada estructura, su contenido de incendio y las áreas de almacenamiento de contenedores. En base a eso, se determina lo que se denomina el "required fireflow".

El proyecto debe cumplir con lo estipulado en el estándar NFPA 307 (*Standard for the Construction and Fire Protection of Marine Terminals, Piers, and Wharves*).

Almacenamiento de materiales peligrosos:

Materiales peligrosos en Terminales Marítimas deben manejarse y almacenarse de acuerdo a las leyes, regulaciones locales e internacionales, Cuerpo de Bomberos de Panamá y al NFPA 704 (*Standard System for the Identification of the hazards of Material for Emergency response*).

Un plan escrito debe desarrollarse e implementarse para el manejo y almacenamiento temporal de materiales peligrosos en terminales de carga general. El plan debe desarrollarse en cooperación con el Cuerpo de Bomberos de Panamá. La localización, cantidad, métodos, manejo y almacenamiento de materiales peligrosos debe limitarse y controlarse de acuerdo al plan.

Áreas designadas para almacenamiento:

El plan escrito debe establecer el uso de áreas designadas para el almacenamiento temporal de materiales peligrosos. Sin embargo, cuando las operaciones requieran mezclar contenedores (individuales con materiales peligrosos) con contenedores que contengan carga en general, el almacenamiento deberá cumplir con los siguientes requisitos:

1. Para minimizar la concentración y problemas de exposición, el plan debe asegurar que los almacenamientos de contenedores de materiales incompatibles y contenedores de materiales





altamente combustible, tóxico, o radiactivo se mantienen suficientemente separados de acuerdo a información de estabilidad y compatibilidad de estos materiales.

2. Debe proveerse suficiente espacio para el uso efectivo de mangueras contra incendios y para el movimiento de contenedores expuestos bajo condiciones de emergencia.

Áreas designadas para materiales peligrosos:

Contenedores que contengan los siguientes materiales peligrosos no deberán mezclarse con contenedores con carga general:

1. Materiales explosivos como lo define el estándar NFPA 495 (*Explosive Material Code*)
2. Peróxidos orgánicos
3. Oxígeno líquido
4. Materiales oxidantes
5. Gases venenosos (materiales División 2.3)
6. Cloro, flúor, dióxido de azufre, anhídrido de amonio
7. Sólidos inflamables que son peligrosos cuando se humedecen
8. Materiales radiactivos
9. Otros tipos de materiales peligrosos estipulados por el Cuerpo de Bomberos de Panamá

Nota: El almacenamiento de materiales peligrosos debe confinarse al área designada para este propósito.

Áreas designadas para materiales peligrosos no deben localizarse cerca de instalaciones eléctricas a menos que la instalación cumpla con los requisitos de la NFPA 70 (Código Eléctrico).

Almacenamiento temporal de materiales peligrosos fuera del área designada:

El *almacenamiento temporal* de materiales peligrosos debe localizarse en tierra, a una distancia no menor de 15 m (50 pies) desde los edificios y otras áreas de almacenamiento de carga, 6 m (20 pies) desde líneas de propiedad, y 30 m (100 pies) desde otras áreas designadas para materiales peligrosos.

Las áreas para almacenamiento temporal de materiales peligrosos deben construirse y localizarse para prevenir derrames o drenajes hacia los edificios y otras áreas de almacenamiento. También deben protegerse con una cerca de 1.8 m (6 pies) a menos que toda la Terminal esté cercada.

Las distancias de separación entre edificios y líneas de propiedad deben mantenerse todo el tiempo como espacios abiertos y sin almacenamiento de ninguna clase.

El acceso a áreas para almacenamiento temporal de materiales peligrosos debe ser por medio de líneas para equipos de emergencia (*fire lanes*). Este acceso no debe ser menor que 6 m (20 pies) de ancho y debe localizarse de tal forma que ninguna parte del área de almacenamiento está a





una distancia mayor que 15 m (50 pies). Las líneas de acceso (*fire lanes*) no deben terminar en un callejón sin salida.

Señalización:

Deben colocarse letreros que identifiquen las áreas designadas para materiales peligrosos. La señalización debe ser visible, sin obstrucción por almacenamiento y tener escrito las palabras "MATERIALES PELIGROSOS—NO FUMAR" en letras mayúsculas no menor que 150 mm (6 plg.) de altura.

Almacenamiento de materiales peligrosos líquidos:

Las áreas utilizadas para almacenar materiales peligrosos líquidos deben tener materiales para cubrir los alcantarillados en el evento de derrames.

No debe permitirse que los materiales peligrosos entren a los canales de agua (áreas operativas del Canal de Panamá).

Condición general de las áreas de almacenamiento de materiales peligrosos:

Las áreas utilizadas para el almacenamiento de materiales peligrosos deben mantenerse libres de hierba, hojas, u otro material (basura) combustible.

Plan operacional de emergencia para materiales peligrosos:

Debe prepararse un plan operacional para emergencias que involucren materiales peligrosos. Este plan debe detallar las acciones que deben tomar los administrativos responsables, los trabajadores y agentes de la Terminal en el evento de un escape de producto peligroso, derrame, explosión, incendio, o daño a un contenedor. Este plan debe prepararse y ser aprobado por el Cuerpo de Bomberos de Panamá.

Localización de información sobre Materiales Peligrosos:

Información concerniente a la localización, cantidad y tipo de material peligroso localizado en el patio de la Terminal marítima y muelles debe estar disponible para el Cuerpo de Bomberos de Panamá. Esta información debe mantenerse en la entrada principal (garita de seguridad) o en otro lugar aprobado por la Oficina de Seguridad del Cuerpo de Bomberos de Panamá.

Materiales explosivos:

Toda operación y equipos que involucre explosivos debe realizarse de acuerdo al estándar NFPA 498 (*Standard for Safe Havens and Interchange Lots for Vehicles Transporting Explosives*) y a las leyes que rigen la materia en la República de Panamá.

13





GUÍA DE LOS REQUISITOS MÍNIMOS PARA LA ELABORACIÓN DE LOS PLANES DE CONTINGENCIAS LOCALES

1.0 DEFINICIONES

Para efectos de este Anexo se establecen las siguientes definiciones:

1.1 ACTIVACIÓN: Se refiere al despacho o envío de unidades de respuesta a la escena o al puesto de comando de un incidente.

1.2 CLASIFICACIÓN DE DERRAMES Y RESPUESTA:

- Tier I: Es un derrame probable de naturaleza operacional y afecta las propias instalaciones del operador. Este tipo de derrame se debe mitigar con los recursos en sitio.
- Tier II: Es un derrame menos probable que el del nivel Tier I y su impacto sobrepasa la capacidad de respuesta del Nivel Tier I; por lo tanto su mitigación requiere recursos adicionales de los que se encuentran en sitio. El nivel de preparación para Tier II brinda apoyo a la respuesta del nivel Tier I.
- Tier III: Es un derrame que puede causar impactos importantes en áreas de interés público, ambiental y económico de importancia nacional. El nivel de preparación para Tier III requiere recursos de múltiples fuentes nacionales y posiblemente internacionales.

1.3 CONTROL DE RIESGO: Se refiere a la aplicación de medidas para el tratamiento de riesgos aun cuando se pueda alegar que no existe suficiente información o evidencias para cuantificarlos. El objetivo es anticipar el riesgo y reducirlo; para lograr su tratamiento adecuado.

1.4 EMERGENCIA: Un evento presente o inminente causado por una falla, técnica o natural, o un accidente y que requiere la activación de una respuesta para minimizar sus consecuencias.

1.5 HIDROCARBUROS: Sustancias listadas en el Apéndice 1 del Anexo 1 del Convenio MARPOL 73/78 y, adicionalmente, aceites de origen vegetal o animal cuyos derrames tienen efectos similares a estas.

1.6 INCIDENTE: Un evento, independientemente de su severidad, en el que pueden ocurrir daños o pérdidas; como derrames, incendios u otros.

1.7 NFPA: Asociación Nacional de EE.UU. para la Protección contra Incendios.





1.8 NIVELES DE PROTECCIÓN:

- **Nivel A:** Es el nivel más alto de protección para el sistema respiratorio, la piel, los ojos y la membrana mucosa. Consiste principalmente de un vestido totalmente encapsulado, un equipo de protección respiratoria autocontenido (SCBA), botas de protección química y doble guante.
- **Nivel B:** Es el equipo con una alta protección respiratoria y limitada protección a la piel, sólo para salpicaduras. Consiste de un equipo de respiración respiratoria autocontenido (SCBA), botas de protección química, doble guantes químicos, entre otros.
- **Nivel C:** Es el nivel con limitada protección respiratoria y limitada protección a la piel. Consiste en un respirador de cara completa, tarje de protección química, doble guantes con resistencia química y botas con resistencia química.
- **Nivel D:** Es primariamente el uniforme de trabajo (Botas y casco).

1.9 NOTIFICACIÓN: Se refiere a los contactos telefónicos que se realizan durante la respuesta a emergencias, especialmente a su inicio.

1.10 PLAN LOCAL DE CONTINGENCIA: Es el elaborado por los operadores de instalaciones que generan o pueden enfrentar riesgos de derrames de hidrocarburos u otras sustancias nocivas o potencialmente peligrosas.

1.11 PREVENCIÓN: Se refiere a las medidas disponibles para la reducción del riesgo.

1.12 RECURSOS PARA EMERGENCIAS: Se refiere al personal y equipos necesarios para combatir un incidente.

1.13 SISTEMA DE COMANDO DE INCIDENTES (SCI): Es una estructura que organiza y facilita las actividades de respuesta a un incidente en cinco áreas funcionales principales: comando, operaciones, planificación, logística y finanzas. El sistema se rige por principios fundamentales para la administración eficaz de una respuesta utilizando terminología común, extensión de mando, organización modular, y la elaboración de planes de acción de incidente basados en objetivos, estrategias y tácticas con la obtención de recursos y la evaluación de seguridad de las operaciones.

1.14 SUSTANCIA NOCIVA Y POTENCIALMENTE PELIGROSA: a.) Cualquier sustancia, ya sea embalada o a granel, que vaya a ser transportada, utilizada, o almacenada; y cuyas propiedades se asemejen a aquellas clasificadas en el Código Marítimo Internacional de Sustancias nocivas y potencialmente peligrosas (IMDG); b.) Cualquier sustancia que no esté clasificada en el Código IMDG, pero que está sujeta a las exigencias del Código de Graneleros Químicos, Código de Gaseros, Código Internacional de Gaseros o el Apéndice B del Código de Cargas a Granel de la Organización Marítima Internacional; y c.) Es aquella que presenta un alto riesgo para la salud, por tener las características o propiedades de ser: corrosiva, irritante, tóxica, radioactiva, inflamable, explosiva, peróxido orgánico, gas comprimido, oxidante, pirofórico, inestable u otra que pueda causar daño a la salud o al ambiente.





1.15 ZONAS DE PROTECCIÓN:

- **Zona Caliente (roja, exclusión):** Es la zona con mayor concentración y riesgo de exposición en un derrame o fuga de una sustancia nociva y potencialmente peligrosa.
- **Zona Tibia (amarilla, reducción de la contaminación):** En una emergencia de una sustancia nociva o potencialmente peligrosa es la zona que se utiliza para descontaminación.
- **Zona Fría (verde, de apoyo):** En una emergencia de una sustancia nociva o potencialmente peligrosa, es la zona libre de contaminación y permite la ubicación del personal de apoyo a la emergencia.

2.0 GENERAL

2.1 PRESENTACIÓN DEL PLAN

Los planes locales deberán ser enviados a la dirección electrónica que cada autoridad competente determine para dicho fin. El envío de dichos planes debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Un plan por correo.
- Formato PDF o Word.
- El correo debe llevar el nombre de la Compañía.
- Para proyectos nuevos, el plan deberá ser entregado antes del iniciar operaciones.

2.2 REQUISITOS DE CONTENIDO

Los requisitos mínimos de contenido para los Planes de Contingencias Locales son los siguientes:

2.2.1 Descripción de las actividades que desarrolla en sus instalaciones y áreas cercanas.

- 2.2.1.1 Descripción de las actividades que desarrolla.
- 2.2.1.2 Mapas de ubicación geográfica de sus operaciones e instalaciones.
- 2.2.1.3 Planos que permitan determinar el tamaño de las instalaciones.
- 2.2.1.4 Rutas de acceso para evacuaciones.
- 2.2.1.5 Sistemas de abastecimiento de agua e hidrantes (incluyendo tuberías) para el combate de incendios.
- 2.2.1.6 Cantidades y localización de las sustancias nocivas y potencialmente peligrosas que maneja y almacena.

2.2.2 Compromiso y Liderazgo. El solicitante debe demostrar compromiso y liderazgo con el plan de contingencia por medio de:

- 2.2.2.1 Políticas, planes, procedimientos que implementen y mantengan el plan.
- 2.2.2.2 Recursos para mantener el plan.
- 2.2.2.3 Revisiones y evaluaciones para asegurar la efectividad del plan.
- 2.2.2.4 Corrección de deficiencias.





2.2.3 Sistema de Gestión de Riesgos. Explicará el programa de gestión de riesgos en sus actividades y el compromiso de la gerencia con la prevención y preparación para emergencias. Describirá la base de la planificación con la identificación, descripción, evaluación y tratamiento de riesgos.

2.2.3.1 Identificación de riesgos. Listará y describirá los riesgos, que a causa de su actividad, pueden producir consecuencias de consideración. En este sentido deberá:

- a. Listar riesgos de derrames que puedan producir el vertimiento de hidrocarburos y sustancias nocivas y potencialmente peligrosas al ambiente.
- b. Indicar la posibilidad de fugas o derrames de hidrocarburos y sustancias nocivas y potencialmente peligrosas, caracterizándolas en términos del derrame: Tier I, Tier II y Tier III.
- c. Listará los riesgos de incendios probables en la instalación.
- d. Deberá describir la vulnerabilidad de las personas, propiedad y el ambiente.

2.2.3.2 Medidas de mitigación y tratamiento de riesgos. En base a los riesgos indicados, describirá la forma en que reduce o maneja los riesgos listados, ya sea con sistemas de prevención o respuesta a incidentes.

2.2.4 Procedimientos. Incluirá los procedimientos a aplicar para respuesta a emergencias, que incluya pero que no se limite a, los siguientes aspectos:

2.2.4.1 Asignar responsabilidades para llevar a cabo acciones específicas durante una emergencia.

2.2.4.2 Identificar las notificaciones y activaciones. Incluirá los procedimientos para notificar a las partes interesadas y a los afectados. También se debe indicar como se activa el sistema de respuesta y los contactos del personal de respuesta a emergencia (ver 2.3).

2.2.4.3 Identificar las acciones que se deben tomar para proteger a las personas, propiedad, operaciones, el ambiente y estabilización del incidente.

2.2.4.4 Indicar las estrategias de protección de las áreas más vulnerables que puedan ser impactadas por fugas, derrames u otros.

2.2.4.5 Indicar comunicaciones de emergencia, protocolos y procedimientos de advertencia a las autoridades competentes y demás partes interesadas.

2.2.4.6 Utilizar el Sistema de Comando de Incidentes (SCI) como estructura que permita dirigir, controlar, coordinar las operaciones de respuesta y recuperación del personal de respuesta. Se debe utilizar el método del Plan P como proceso de toma de decisiones en emergencias. Se indicará en el organigrama del Sistema de Comando de Incidentes aquellas personas que realizarán las funciones básicas del sistema para los diferentes escenarios. Adicionalmente, las operaciones de respuesta deben ser guiadas por un plan de acción de incidentes basado en la administración por objetivos.





2.2.4.7 Indicar el lugar de su Centro de Operaciones de Emergencia (COE) desde donde se coordinarán los esfuerzos de respuesta y recuperación de la emergencia.

2.2.5 Listado de recursos en sitio para atender derrames. El solicitante indicará sus recursos y capacidad de respuesta a emergencias. El plan indicará los recursos que se utilizarán para controlar los derrames, desde su confinamiento, remoción y disposición final en función del tiempo de respuesta y la cantidad de recursos.

2.2.5.1 Derrames del Nivel Tier I: Para estos derrames los recursos deberán permanecer en sitio, en las instalaciones donde se produce el riesgo. Estos deben ser suficientes para minimizar las consecuencias del derrame. Para determinar los recursos mínimos, el solicitante desarrollará todos los posibles escenarios de derrame a nivel Tier I e indicará el personal y equipo necesario para confinar y recuperar el derrame lo más pronto posible (no más de 24 horas).

2.2.5.2 Derrames del Nivel Tier II: Se debe describir con qué recursos se realizará la remoción y disposición final del derrame, ya sea mediante contratistas, acuerdos u otros medios. Los recursos deben estar disponibles a un tiempo no mayor de 12 horas.

2.2.5.3 Derrames del Nivel Tier III: Se debe describir con qué recursos se realizará la remoción y disposición final del derrame, ya sea mediante contratistas, acuerdos u otros medios. Los recursos deben estar disponibles a un tiempo no mayor de 48 horas.

2.2.5.4 Como evidencia de su preparación, el solicitante entregará listados actualizados de sus recursos indicando su descripción, cantidad, localización y especificaciones generales. Si el interesado se respalda en algún contratista o en otras entidades para atender emergencias, también deberá indicarlo. Para estos efectos, el solicitante explicará la capacidad del contratista u otras entidades en cuanto a recursos y tiempo de respuesta. Dichos tiempos deben ser verificables.

2.2.6 Recursos para atender derrames de sustancias nocivas y potencialmente peligrosas.

2.2.6.1 Los recursos y tiempos de respuesta para atender derrames de sustancias nocivas y potencialmente peligrosas dependerán del plan que establezca la empresa u operador para atender este tipo de emergencias. Como mínimo debe contar con lo siguiente:

- a. Sistemas de alarmas y activaciones de evacuación o protección en sitio.
- b. Equipos de protección personal adecuados para proveer los niveles de protección que apliquen (A, B, C, D).





- c. Equipos para el control y mitigación de fugas o derrames según las estrategias y procedimientos de respuesta que se indiquen en el plan.
- d. Recursos para el establecimiento de perímetros de seguridad, zonas de protección (zona caliente, zona tibia, zona fría) a respuesta de derrames o fugas de sustancias nocivas y potencialmente peligrosas.
- e. Personal capacitado.

2.2.6.2 Aplica lo indicado en el punto 2.2.5.4

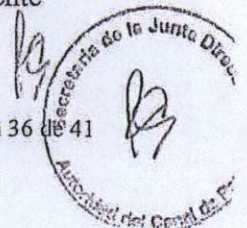
2.2.7 Inspecciones y pruebas de equipos. Describirá los procedimientos y la frecuencia de inspecciones y pruebas a los equipos que utiliza para atender emergencias. Estas deberán realizarse bianualmente o según el tiempo establecido en el manual del fabricante. Dichas inspecciones y pruebas se llevarán a cabo para equipos como: generadores, sistemas eléctricos, sistemas hidráulicos, neumáticos, motores, fuentes de energía, etc.

2.2.8 Formación y Capacitación. El solicitante debe desarrollar los programas de capacitación continua que apoye el plan de contingencia. Además, debe presentar una matriz de capacitación para los diferentes tipos de personal de respuesta a emergencias (personal para toma de decisiones y personal táctico de campo). La autoridad competente determinará, de acuerdo a la complejidad de las funciones del personal de respuesta, el tipo de capacitación y las horas requeridas. El solicitante mantendrá registros actualizados de las capacitaciones y afianzamientos realizados. Como mínimo, todo el personal de respuesta a emergencias debe tener los siguientes cursos:

- a. SCI 100 (Introducción al Sistema de Comando de Incidentes) de 2 a 4 horas.
- b. SCI 200 (Sistema de Comando de Incidentes para emergencias de recursos de una sola institución) de 2 a 4 horas.
- c. Hazmat (Introducción a sustancias nocivas y potencialmente peligrosas) 8 horas.
- d. Respuesta a Derrames de Hidrocarburos (Introducción a derrames) 8 horas.
- e. Uso de Extintores (2 horas).

2.2.9 Ejercicios y simulacros: El solicitante debe desarrollar un programa de ejercicios anual para evaluar su plan de contingencia. Dicho programa contemplará ejercicios para evaluar todos los aspectos de una respuesta, incluyendo la notificación, estructura organizativa en el SCI, toma de decisiones, administración de recursos y operaciones de campo. Además, mantendrá registros actualizados de los ejercicios, indicando los miembros que participaron y los objetivos o aspectos de la respuesta que se evaluaron. El programa deberá contemplar los siguientes aspectos:

- a. Cada miembro del sistema de respuesta participará, al menos, en un ejercicio anual.
- b. El contenido específico de los ejercicios se realizará en base al siguiente esquema:





- **Ejercicios de escritorio:** Ejercicios que se realizan en un salón con parte del personal de repuesta para analizar los procedimientos contemplados en el plan de contingencias o para crear nuevos procedimientos.
 - **Ejercicios operacionales:** Prácticas de campo para ejercitar operaciones tácticas con el uso de los equipos de respuesta a emergencias.
 - **Ejercicios funcionales:** Ejercicios que se realizan en el Puesto de Comando de Incidentes para evaluar las funciones del personal de respuesta dentro del Sistema de Comando de Incidentes con énfasis en la toma de decisiones estratégicas.
 - **Ejercicios a escala completa:** Ejercicios que activan el Puesto de Comando de Incidentes y operaciones de campo para evaluar todo el proceso de repuesta desde la movilización y despliegue de recursos hasta la conformación del Sistema de Comando de Incidentes.
- c. Los ejercicios se diseñaran especificando sus objetivos, contenido y evaluación.
 - d. Los ejercicios se documentarán mediante un informe con las recomendaciones de seguimiento y lecciones aprendidas basadas en la evaluación del ejercicio.
 - e. Los ejercicios se desarrollarán contemplando también los esquemas de preparación Tier I, Tier II y Tier III.

2.2.10 Registros: Incluirá la lista de registros con su fecha y descripción.

2.2.11 Historial de Revisiones: Incluirá el historial de revisiones con su fecha y descripción.

- a. El solicitante debe revisar su plan como mínimo cada año.
- b. Cada vez que se modifique el plan, se deberá presentar la nueva versión a la Autoridad del Canal por los medios ya descritos.

2.3 REQUISITOS ESPECÍFICOS DE NOTIFICACIONES

2.3.1 En todo incidente que requiera una respuesta, además de otras notificaciones, se notificará a la autoridad competente que corresponda de acuerdo al siguiente listado:

ACP: Centro de Despacho de Emergencias al número 276-3669.

AMP: En los puertos, la zona costera y los espacios marítimos, aguas interiores, al teléfono 501-5154 ó 501-5155 y móviles 6687-2768 ó 6399-5727

MIAMBIENTE: En tierra, aguas fluviales y áreas protegidas, al teléfono 500-0855; extensión 6001.





ARAP:

Cuando el incidente implique riesgo o afectaciones a terceros:

SINAPROC:

Autoridades locales:

Otros medios de acuerdo al protocolo de comunicación aprobado en la Sección A.6.i

- 2.3.2 Adicionalmente, se enviará un informe, mediante un formulario SCI-201 (Anexo x) a la autoridad competente dentro de las primeras 24 horas desde que se produce el incidente. El informe se enviará por correo electrónico o fax.

ACP: Fax: 276-4777

E-mail: oppv-sas@pancanal.com

AMP: Fax: 501-5457/5213

E-mail: contaminacion@amp.gob.pa

MIAMBIENTE: Fax:

E-mail:

ARAP: Fax:

E-mail:

2.4 REQUISITOS PARA LA RESPUESTA A INCENDIOS

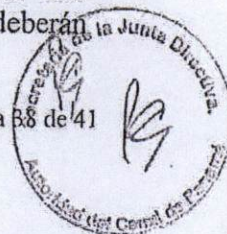
- 2.4.1 **Extintores.** Deben cumplir como mínimo, los siguientes requisitos:

- Se debe instalar extintores portátiles en las instalaciones, vehículos, equipos flotantes según los requisitos que establece el estándar NFPA 10.
- Se debe presentar para revisión un plano que indique la ubicación, el tipo, clase y peso de los extintores.
- Se debe realizar una inspección mensual de los extintores. Cada extintor debe tener un marbete en donde se registrará la fecha y firma de la persona que inspeccionó el extintor.
- Las pruebas hidrostáticas de los extintores deben realizarse siguiendo la periodicidad que indica el NFPA 10.
- La instalación e inspección de los extintores deben seguir los requisitos establecidos en el NFPA 10.
- El personal deberá ser capacitado en el uso de extintores portátiles.

- 2.4.2 **Sistema de alarma, detección y extinción.** Los sistemas de alarma, detección y extinción deberán ser probados, verificados y mantenidos según los requisitos de la NFPA 72. Se deberán mantener registros/reportes de las inspecciones, pruebas y mantenimiento de los sistemas. Estos registros podrán ser sujetos a verificación por personal de la autoridad competente.

- 2.4.3 **Mangueras.** En caso de que la instalación requiera estaciones de mangueras de incendios, su inspección, cuidado y uso deberá estar en conformidad con la NFPA 1962.

- 2.4.4 **Inspecciones a instalaciones y equipos flotantes.** Se deberán realizar inspecciones en la prevención de incendios como mínimo 2 veces al año. Estas inspecciones incluyen pero no se limitan a peligros de incendio y extintores. Las inspecciones deberán seguir los requisitos establecidos en el NFPA 1. Se deberán





mantener registros de estas inspecciones. Estos registros podrán ser sujetos a verificación por personal de la autoridad competente.

- 2.4.5 Planes de desalojo.** Se debe presentar un documento acompañado de esquemas o planos (en vista de planta) de las instalaciones, en el cual se establece con claridad, las instrucciones que los empleados deben conocer y seguir en cuanto a rutas de desalojo, salidas de emergencias, puntos seguros de encuentro, y otra información necesaria para ser utilizada durante el desalojo de la instalación por emergencias. El plan deberá ser revisado y aprobado por personal de autoridad competente.
- 2.4.6 Suministro de agua e hidrantes.** Se deberá contar con un suministro de agua y número de hidrantes adecuados para el tipo de instalación según lo establecido en la NFPA.
- 2.4.7** El plan de contingencias establecerá un sistema de inspecciones y pruebas a los equipos de respuesta a emergencias para asegurar su confiabilidad y disponibilidad de manera que, en todo momento, se cumpla con la capacidad mínima requerida para responder a sus riesgos.

2.5 REQUISITOS DE REGISTROS

- 2.5.1** El plan de contingencias mantendrá un registro de actualizaciones que establecerá una frecuencia de revisión y actualización formal de su contenido, incluyendo:
- a. Actualización general.
 - b. Actualización de las listas de contacto del personal de respuestas y partes interesadas.
 - c. Actualización de las listas de recursos.
- 2.5.2** Adicionalmente, el plan de contingencias mantendrá los siguientes registros actualizados:
- a. Registros de las posiciones y el personal de respuesta y de los principales cargos en el Sistema de Comando de Incidentes.
 - b. Registro del informe de los ejercicios incluyendo el personal de respuesta que participa en cada ejercicio.
 - c. Registro de capacitaciones.
 - d. Registro de inspecciones y pruebas de equipos.
 - e. Registros de inspecciones, pruebas y mantenimientos de los sistemas de alarma, detección y extinción de incendios.
- 2.5.3** Los registros se mantendrán disponibles para su verificación por un período de 3 años desde su generación.

13





3.0 HISTORIAL DE REVISIONES

No.	Fecha	Descripción
		Original

CUARTO: Advertir que el presente permiso de compatibilidad con la operación del Canal no constituye un pronunciamiento de la Autoridad del Canal de Panamá sobre la conveniencia del proyecto u obra, o una autorización de proceder con los trabajos a los que se refiere la solicitud, sino que se limita únicamente a expresar que, a juicio de la Autoridad del Canal de Panamá, las actividades propuestas no son incompatibles con el funcionamiento del Canal; y, por tanto, este permiso no es constitutivo de derechos y no concede autorización alguna para proceder con el proyecto u obra a realizar, pues el peticionario debe obtener previamente los permisos nacionales o municipales que exigen las leyes de la República de Panamá.

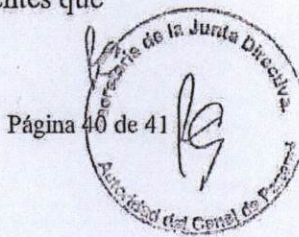
QUINTO: Advertir que el presente permiso de compatibilidad con la operación del Canal no exime al interesado del cumplimiento de todos los trámites y requisitos que exigen las leyes nacionales y los reglamentos sobre la actividad a desarrollarse y que la inobservancia de los mismos dará lugar a que el Administrador de la Autoridad del Canal de Panamá deje sin efectos esta resolución, facultad que le queda expresamente delegada y autorizada.

SEXTO: Señalar que son causales de suspensión o revocatoria del permiso de compatibilidad con la operación del Canal las siguientes:

1. Cuando se determine que las áreas objeto del permiso son necesarias para el funcionamiento, protección, modernización o ampliación del Canal.
2. Cuando se determine que el uso, actividad, proyecto, obra o construcción ya no es compatible con el funcionamiento del Canal.
3. Por el incumplimiento de los términos y condiciones establecidos por la Autoridad del Canal de Panamá en el permiso correspondiente.
4. Por cualquier otra causal que determinen las leyes.
5. Por renuncia expresa y por escrito del permiso de compatibilidad.
6. Cuando luego de transcurridos tres (3) años contados a partir de la notificación al peticionario de la resolución que concedió el permiso, el proyecto no se haya iniciado efectivamente.

Las causales anteriores rigen sin perjuicio de la facultad reglamentaria del Administrador de la Autoridad del Canal de Panamá para suspender el permiso de compatibilidad con la operación del Canal cuando las actividades realizadas pudiesen afectar o alterar el desarrollo normal de la administración y la operación eficiente y segura del Canal, o poner en peligro al personal o al funcionamiento de la Autoridad del Canal de Panamá, o a los bienes de propiedad o administrados por la Autoridad del Canal de Panamá.

Las causales 1 y 2 serán aplicadas sin perjuicio de las indemnizaciones correspondientes a los afectados de acuerdo con las normas constitucionales, legales y reglamentarias vigentes que regulan la Autoridad del Canal de Panamá.





SÉPTIMO: Señalar que contra la presente Resolución caben los siguientes recursos, de los que se podrá hacer uso dentro del término de diez (10) días hábiles siguientes a la fecha de su notificación:

1. El de reconsideración, para que se aclare, modifique, revoque o anule la resolución.
2. El de apelación ante el Consejo de Gabinete, con el mismo objeto.

FUNDAMENTO JURÍDICO: Artículo 316 de la Constitución Política de la República de Panamá; artículos 11 y 18 numeral 5 de la Ley 19 de 11 de junio de 1997, por la que se organiza la Autoridad del Canal de Panamá; y los Acuerdos No. 151 de 21 de noviembre de 2007, No. 191 de 27 de agosto de 2009, No. 245 de 30 de octubre de 2012 y No. 250 de 20 de diciembre de 2012, que reglamentan el Uso del Área de Compatibilidad con la Operación del Canal y de las Aguas y Riberas del Canal.

NOTIFÍQUESE Y CÚMPLASE.

Roberto R. Roy

Rossana Calvosa de Fábrega

Presidente de la Junta Directiva

Secretaria

AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMA

Secretaría de la Junta Directiva

Fiel copia de su Original

Firma:

Fecha:

19 ABR 2016





INFORME TÉCNICO

1. La Autoridad Marítima de Panamá (AMP) solicitó permiso de compatibilidad con la operación del Canal y autorización de uso de aguas y riberas del Canal para que la empresa Gas Natural Atlántico, S. de R.L. (GNA) construya, desarrolle y opere una terminal para la generación de energía eléctrica en base a gas natural (GN), un muelle y sus actividades conexas, sobre un área de terreno que mide 20Has. + 0005.81m² y un área marina de 10Has. + 3,382.590m², localizadas en isla Telfers, provincia de Colón, que Panama Ports Company le arrienda dentro del área concesionada a ellos.

El proyecto contempla los siguientes desarrollos:

a. Construcción de un muelle, paralelo a la costa, para acodar un buque a la vez, conectado a la terminal mediante una plataforma montada sobre pilares emplazados en forma de caballete. En el muelle podrían atracar buques de GNL de 170,000 m³, con capacidad de descarga de hasta 12,000 m³/hr. El muelle estará dotado de todas las facilidades para la descarga y transporte de GNL a través de un ducto criogénico que se construirá hasta los tanques de almacenamiento.

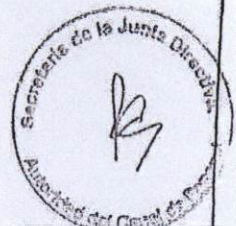
b. Dragado del área conexas al proyecto hasta una profundidad de 14.5 metros para garantizar la maniobrabilidad de los buques que atraquen en el muelle. El material de dragado, estimado en alrededor 3.5 millones de metros cúbicos, será dispuesto en un área asignada por la AMP identificada como Manzanillo 03.

c. Instalación y operación de una planta termoeléctrica de generación a gas natural, la cual estaría conformada por dos bloques de ciclos combinados con una capacidad de 381 MW cada uno, que pretenden instalarse progresivamente en dos fases, la primera de ellas iniciaría operaciones en abril de 2018 y la segunda en el año 2020. Ambos complejos están conformados por un ciclo combinado de 3 unidades de gas con recuperadores de calor y una de vapor. La energía producida se inyecta a una subestación de 230 kV donde parte una línea de transmisión en el mismo nivel de voltaje para conectarse a la subestación de ETESA.

Entre los principales componentes de la planta termoeléctrica están:

- i. Turbinas a gas que serán alimentadas con el GNL regasificado proveniente de la unidad de regasificación de la terminal.
- ii. Generador de vapor por recuperación de calor (HRSG), acoplado a cada turbina a gas.
- iii. Turbina a vapor que será alimentada desde el HRSG y convierte la energía térmica del vapor presurizado en trabajo mecánico y luego que es transferido por el acoplamiento de su eje rotativo al generador que lo transforme en energía eléctrica.

19





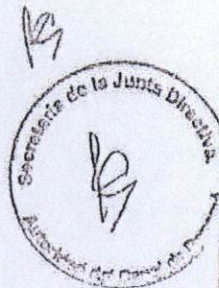
ANEXO B

- iv. Condensador diseñado para condensar el vapor resultante del proceso de generación en la turbina a vapor y para reinyectar el agua condensada resultante nuevamente al sistema de ciclo de generación a vapor.
- v. Sistema de agua de enfriamiento de la planta para lo cual se propone construir un sistema de captación de aguas de la bahía y su posterior descarga mediante tuberías HDPE o poliéster reforzado con fibra de vidrio apoyada en su tramo marino sobre un pantalán de las dimensiones mínimas necesarias para la tubería y equipado con una campana de captación sumergida. El sistema funcionará mediante un sistema de sifón con unas bombas de succión en la zona terrestre.
- vi. Sistema de descarga que consiste en una tubería emisario submarino colocada sobre el lecho del mar en el área de dragado (a -14m). Se prevé que cada difusor de 60m de largo, tenga 30 boquillas de descarga dirigidas hacia arriba con ángulos alternados de ~30°, separadas 2 m una de la otra para permitir la rápida dispersión y mezcla del flujo de salida con el agua de mar.
- vii. Sistema de suministro de agua a las unidades de la planta y de la terminal que provee agua a las calderas de vapor de alta presión.
- viii. Planta de tratamiento de agua.
- ix. Otros sistemas (sistema de aire comprimido, sistema de aire acondicionado, sistema contra incendios)

d. Instalación y operación de la terminal de regasificación de GNL, la cual tiene como propósito suministrar gas a las centrales de generación de 381 MW cada una y cuyas funciones principales e instalaciones/sistemas asociados son:

- i. Descarga del GNL en el muelle a través de 3 brazos de descarga de 16" y conducido por tubería (o línea de descarga) hasta los tanques de almacenamiento de GNL en tierra. Durante la operación normal, sin descarga de GNL, bombas de GNL instaladas dentro de los tanques de almacenamiento, son utilizadas para recircular el GNL a través de la línea de descarga para mantenerla fría y reenviar el gas a los tanques mediante una línea de recirculación.
- ii. Almacenamiento en tierra del GNL en un tanque principal de almacenamiento con una capacidad de 170,000 m³ y en un tanque secundario de 10,000 m³ que operará desde el inicio de la operación del proyecto.

GNA indica en la documentación presentada que mientras se construye el tanque principal de almacenamiento de GNL y las obras conexas en tierra, contemplan en una primera etapa la construcción de un tanque de almacenamiento secundario con una capacidad de 10,000 metros cúbicos y el suministro de gas a la central desde un buque flotante tipo FSU (*floating storage unit*) que entregará el GNL en el muelle. El caudal de descarga de GNL sería de 6,000 m³/hr.





ANEXO B

GNA propone que en el periodo provisional del primer año de operación de la planta en el que se opere con el soporte del FSU, la reposición del GNL vendría dada por dos alternativas:

- ii.a. Sustitución del dispositivo flotante de almacenamiento (FSU) por otro barco de características similares, supliendo la terminal temporalmente a través del uso temporal del tanque secundario de 10,000 m3 de capacidad.
 - ii.b. Alimentación a través de otro barco situado al lado del barco anclado, utilizando mangueras para la transferencia de combustible de un barco al otro (maniobra *ship to ship*).
 - iii. Regasificación (o vaporización) y despacho en tierra del gas hacia las centrales de generación. El sistema de regasificación será seleccionado con el criterio de promover la transferencia de calor/frío con los bloques de las centrales mientras se realiza la regasificación aún con el calor generado en el proceso de generación en las centrales. La regasificación y despacho serán diseñados para una operación continua, requiriéndose una capacidad de despacho de 2,900 m3 de GNL por día para una de las centrales (de 381 MW) y de 5,800 m3 por día para las dos centrales (2 x 381 MW), a una presión de despacho de 40 bar.
 - e. Construcción de una línea de transmisión mediante la cual se realizará la conexión al Sistema Interconectado Nacional de Panamá, para lo cual GNA debe construir una subestación de generación que elevará el nivel de voltaje de las unidades de generación de 13.8 kV a 230 kV y una línea de 230 kV en doble circuito entre la subestación de generación y la subestación Sabanita 230 kV (a ser construida por ETESA).
- Mientras se construye la terminal, GNA indica que las instalaciones temporales del proyecto serán ubicadas en un terreno que forma parte de la concesión de Panama Canal Railway, localizado al sur del terreno donde se construirán las obras permanentes, para lo cual GNA y PCRC han suscrito un contrato de arrendamiento para el uso de ese terreno.
- Cabe señalar, que GNA ha indicado que debido a la ubicación de las obras permanentes de su proyecto, se verán afectadas actividades que actualmente se desarrollan en esas áreas, por lo que proponen lo siguiente:
- a. Relocalización de la planta de gestión de desechos MARPOL de la empresa Servicios Tecnológicos de Incineración, S.A., actividad ésta que cuenta con aprobación de permiso de compatibilidad mediante la Resolución No. ACP-JD-RM 11-475 de 31 de marzo de 2011.
 - b. Cancelación de un camino de acceso que funciona dentro del área del proyecto.



ANEXO B



c. Reubicación del área de anclaje para embarcaciones menores que la ACP opera en un área de mar bajo administración privativa, debido a que requieren dragarla para que opere una dársena de giro para los buques que serán administrada por la ACP. Esta reubicación, así como el dragado del área, serán a costo de GNA y no podrán utilizar el área hasta que el nuevo anclaje este operativo.

2. El Vicepresidente Ejecutivo de Operaciones (OP) recomendó que la AMP, como entidad administradora del área, llevase a cabo una evaluación integral de las actividades existentes y de las que tienen proyectado desarrollar, basado en que en el área de Telfers hay una serie de actividades que cuentan con permiso de compatibilidad con la operación del Canal que fueron evaluadas individualmente en su momento, y que a su vez, estamos en proceso de evaluar nuevas actividades aledañas al proyecto de GNA.

A ese respecto, la AMP presentó un Análisis de Riesgos Cuantitativos (QRA, por sus siglas en inglés – *Quantitative Risk Assessment*), preparado por la empresa ABS, Global Gas Solutions, un consultor independiente de experiencia comprobada, el cual determinó que las instalaciones propuesta por GNA son adecuadas y no comprometen la seguridad de las operaciones del Canal de Panamá, en base al Capítulo 15 de la norma NFPA 59 A vigente. Por consiguiente, OP indicó que el estudio está conforme con las normas internacionales.

Por otra parte, OP solicitó que la construcción y operación de la terminal de trasiego de GNL cumpla con lo siguiente:

- a. Los requerimientos establecidos por el código *ISPS* (por sus siglas en inglés). GNA deberá realizar una evaluación sobre la protección a sus instalaciones y desarrollar e implementar un plan de protección que cubra las vulnerabilidades y amenazas identificadas en su QRA (punto 18 del Anexo D).
- b. La normativa marítima legal y reglamentaria de la ACP. A este respecto, GNA deberá reconocer que la operación del Canal de Panamá tiene prelación a su operación, y que el movimiento de sus buques será programado y realizado por la ACP. Adicionalmente, deberán contar con los equipos flotantes requeridos para su operación (punto 17 del Anexo D).
- c. La dársena de giro estará ubicada en el área de protección de embarcaciones menores de Cristóbal, conocida como los *flats*. Por lo tanto, GNA tendrá que preparar, a su costo, un área similar y con las características que la ACP determine para poder seguir dando este servicio en un lugar seguro. La dársena de giro debe ser de por lo menos 1.5 veces el largo del buque de mayor eslora que se tenga programado para este servicio, así como una profundidad en el área de operaciones y en el canal de acceso, no menor de 1.5 metros por debajo de la quilla del mayor calado esperado en estos buques (punto 2 del Anexo D).

h



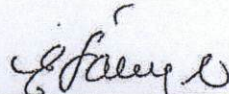


ANEXO B

- d. La iluminación de la terminal, durante su construcción y operación, no puede interferir con las señales de enfilación de la ACP, ni obstruir la línea de visión. Igualmente, aplicará para los equipos que utilicen (punto 6 del Anexo D).

Basado en lo anterior, OP está de acuerdo con que se otorgue la compatibilidad a este proyecto.

3. La Vicepresidenta Ejecutiva de Ingeniería y Administración de Programas, luego de evaluar esta solicitud, manifiesta que está de acuerdo con que se otorgue la compatibilidad a la misma, ya que no tiene objeciones al respecto.
4. El Vicepresidente Ejecutivo de Ambiente, Agua y Energía, luego de evaluar esta solicitud, manifiesta que está de acuerdo con que se otorgue la compatibilidad a la misma, ya que no tiene objeciones al respecto. Sugirió que la Vicepresidencia Ejecutiva de Operaciones considerara los aspectos de seguridad y emergencias que pudieran afectar al Canal, siguiendo los estándares internacionales aplicables; en especial, los de la Guardia Costera de los Estados Unidos.
5. El Vicepresidente Ejecutivo de Recursos Humanos, luego de evaluar esta solicitud, manifiesta que está de acuerdo con que se otorgue la compatibilidad a la misma, ya que no tiene objeciones al respecto.
6. El Vicepresidente Ejecutivo de Administración y Finanzas, luego de evaluar esta solicitud, manifiesta que está de acuerdo con que se otorgue la compatibilidad a la misma, ya que no tiene objeciones al respecto.
7. El Vicepresidente Ejecutivo de Tecnología e Informática, luego de evaluar esta solicitud, manifiesta que está de acuerdo con que se otorgue la compatibilidad a la misma, ya que no tiene objeciones al respecto. Comentó que GNA deberá solicitar la autorización de inicio de obras antes de llevar a cabo cualquier trabajo en el área para verificar que no afecta los dos cables aéreos de fibra óptica de la ACP (punto 30 del Anexo D).
8. El Vicepresidente Ejecutivo de Planificación y Desarrollo Comercial, luego de evaluar esta solicitud, manifiesta que está de acuerdo con que se otorgue la compatibilidad a la misma, ya que no tiene objeciones al respecto


Esteban G. Sáenz
Vicepresidente Ejecutivo
de Operaciones
Fecha: 22 MARZO 2016


Ilya R. E. de Marotta
Vicepresidenta Ejecutiva de Ingeniería
y Administración de Programas
Fecha: 22 - Marzo - 2016



RESOLUCIÓN No. ACP-JD-RM 16-796
(de 7 de abril de 2016)

ANEXO B



Carlos A. Vargas
Vicepresidente Ejecutivo
de Ambiente, Agua y Energía
Fecha: 22/3/16

Francisco Lloaiza B.
Vicepresidente Ejecutivo
de Recursos Humanos
Fecha: 23/3/2016

Francisco J. Miguez P.
Vicepresidente Ejecutivo
de Administración y Finanzas
Fecha: MARZO 22/2016

Jacinto Wong
Vicepresidente Ejecutivo
de Tecnología e Informática
Fecha: 22-MARZO-16

Oscar E. Bazán V.
Vicepresidente Ejecutivo
de Planificación y Desarrollo Comercial
Fecha: 22 MARZO 2016





Estudio Cuantitativo de riesgos para el Proyecto Costa Norte:

Terminal LNG y Planta de Generación Eléctrica

RESUMEN EJECUTIVO

ALCANCE

El Estudio cuantitativo de riesgos para el Proyecto Costa Norte en la Isla Telfers fue realizado por la empresa ABS Consulting en el período comprendido entre el 12 de febrero y el 15 de marzo del año 2016. El estudio tenía como objetivos: 1) Selección de los escenarios para representar el diseño y operación de la Planta y la Terminal 2) Desarrollar data apropiada que permita la cuantificación de la frecuencia y consecuencia de los respectivos escenarios 3) Evaluar los riesgos para identificar las áreas donde puedan requerirse mayores medidas de mitigación y prevención. El estudio consideró además la operación del proyecto en conjunción con estructuras cercanas, en funcionamiento o planificadas en un futuro: Telfers Tanks, Petro Ports, Puma Limited, Cristobal port, Pier 16, STI cuya información fue recogida en su mayoría de sus estudios de impacto ambiental aprobados.

METODOLOGÍA

El estudio consistió en los siguientes pasos: 1) Identificación de riesgos (HAZID) y sugerencia de los escenarios de accidentes requeridos para el estudio de riesgo. 2) Cálculo de la frecuencia o probabilidad de ocurrencia de los posibles escenarios. 3) Consecuencia estimada de cada uno de los escenarios, midiendo por un lado las condiciones físicas que resultarían de fugas en el LNG (radiación térmica, sobrepresión, potenciales incendios repentinos, entre otros) así como los impactos de dichas condiciones sobre el personal en la planta o en el entorno. 4) Evaluación de riesgo para la terminal considerando la frecuencia y magnitud de la consecuencia, así como un plan de mitigación para el manejo de dichos riesgos. Se filtraron en general 13 escenarios asociados a fugas de gas en los distintos componentes del proyecto, explosiones o colisiones que fueron debidamente identificados en el estudio.

El análisis incluyó para la cuantificación de probabilidades, la verificación de bibliografía certificada:

Accidentes relacionados a embarcaciones LNG: En los envíos de GNL, entre 1964 y 2002, sólo se han reportado 30 incidentes de buques de LNG, y diecisiete de estos incidentes informados no incluyen liberación de GNL o metano (CH₄ - IV 2002). Esto incluye once incidentes que implican una colisión barco, un barco encallado, o daños en la nave durante las condiciones de mar gruesa. Ninguno de estos 11 incidentes resultó en el derrame de la carga de LNG (CH₄ - IV 2002).

Transferencia LNG al muelle: De los 27 incidentes relacionados con los buques de GNL - transferencia de amarre registrado durante el período de 2005 hasta 2010: 3 de notificación de incidentes siguen sin respuesta, mientras que 24 han informado de que los incidentes de





transferencia de GNL amarrado no se han traducido en un incendio o en un resultado de explosión (SIGTTO de 2011). Las mejoras en equipo de descarga y velocidad de respuesta de los sistemas de detección han contribuido aún más en controlar este efecto.

Los cálculos de consecuencia y riesgo de cada escenario fueron calculados en función a las condiciones de ingeniería del proyecto.

RESULTADOS

El riesgo individual representa la frecuencia de muerte de un individuo debido a la pérdida de los eventos de contención. El individuo se supone sin protección y que esté presente durante el tiempo total de exposición. El riesgo individual se presenta como líneas de contorno en un mapa topográfico. Como primer resultado la figura 1 presenta a continuación las curvas isorisk sobre un mapa del sitio Costa Norte terminal de GNL. Se puede observar que la curva isorisk 1 E - 5 (amarillo) no se escapa de los límites de la propiedad, cumpliendo así con lo establecido en la norma NFPA 59A estándar 2013. 15.10.1.

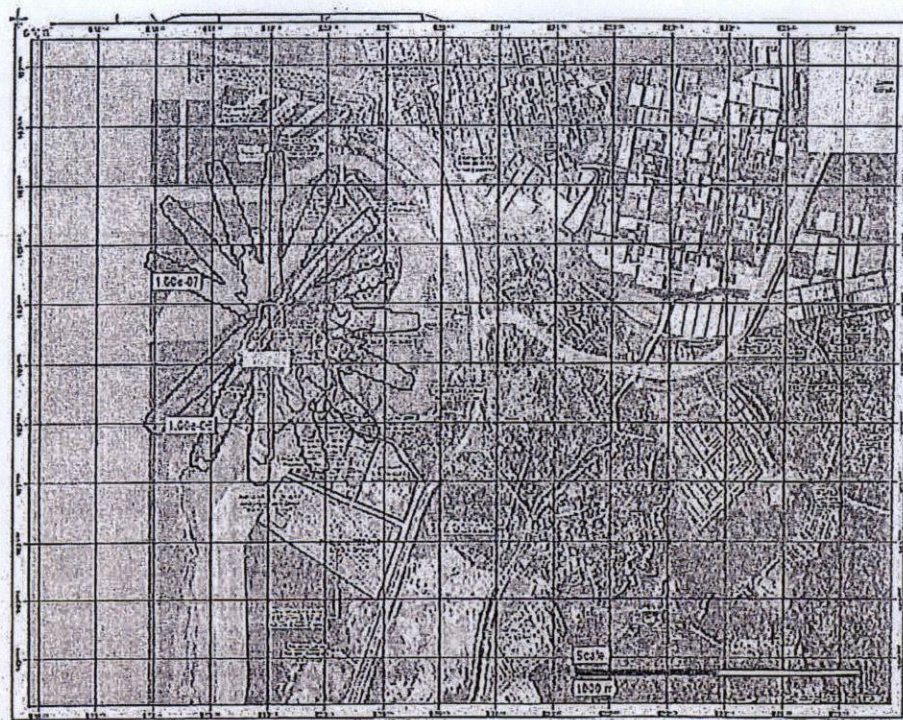


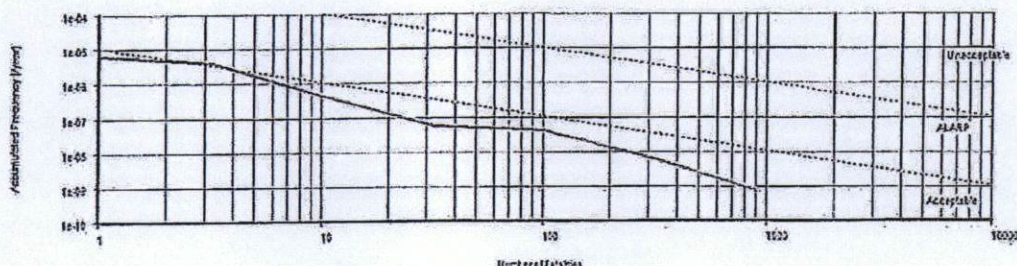
Figura 1. Curvas ISO Riesgo

La Figura 2 proporciona los datos de este esfuerzo de evaluación del riesgo en un formato curva de frecuencia-número (F-N) (AIChE 2009). En el eje horizontal de la figura se representa el número de muertes esperadas por evento. En este estudio, que fue de 1 muertes a 1000, basado en el número y la ubicación del personal en el terminal (que sólo amenazaban personal situados fuera). El eje vertical es una distribución de frecuencia acumulativa, marcado como la curva azul. Los





puntos de la curva azul representan la suma de las frecuencias de todos los eventos que conducen a N o más muertes. Por ejemplo, la frecuencia acumulada de los eventos que resultarían en 1 letalidad es de aproximadamente 3×10^{-5} por año. Del mismo modo, la frecuencia de todos los eventos en la evaluación de los riesgos que podrían resultar en 10 o más muertes es menor de 10×10^{-6} por año. Debe tenerse en cuenta que F-N curvas se utilizan generalmente para mostrar los resultados de riesgo sociales (es decir, las amenazas a los miembros del público que rodea una instalación). Para el terminal de GNL examinado en esta evaluación, no hubo eventos identificados que atenten a la salud pública.



La suma de las frecuencias para todos los eventos de liberación LNG examinó que resultó en consecuencia incendio o explosión. 4.8×10^{-5} eventos por año (aproximada un evento por cada 21000 años de operación)

RECOMENDACIONES

El diseño y la operación propuesta del terminal Costa Norte LNG son coherentes con la empleada en otros terminales de GNL en todo el mundo. Con el fin de reducir aún más el riesgo, AES debe asegurarse de que se toman las siguientes medidas de mitigación en el diseño y en el funcionamiento de la terminal de GNL:

1. Dispersión de Gas:

Con el fin de limitar las consecuencias de escapes de gas potenciales, los operadores de AES y de la nave deben tomar medidas para: (1) reducir la posibilidad de fugas de gas natural licuado, (2) detectar rápidamente y aislar las fugas, (3) el control de las fuentes de ignición dentro de las áreas

A) Prevención de Fuga: La mayoría de las líneas de GNL están soldadas. Un procedimiento estricto de tiempo de reutilización de línea se aplicará para evitar el enfriamiento de choque.

B) Detección de fugas:

a) Aislamiento de gas, derrame, detectores de incendios se encuentran en las áreas de proceso y proporcionar entradas a la EDS automático que detiene el flujo por el cierre de las bombas y el cierre de las válvulas de aislamiento.

b) La espuma debe poder ser activada para reducir la vaporización.

c) las fugas de gas natural licuado se recogen dentro de bandejas de goteo de GNL en la cabeza embarcadero.



RESOLUCIÓN No. ACP-JD-RM 16-796
(de 7 de abril de 2016)



d) La descarga de barcos es monitoreada por los operadores de amarre y de la nave y hay CCTV en las áreas de proceso para proporcionar la supervisión adicional.

C) Control de las fuentes de ignición:

- a) material eléctrico al aire libre se clasifica (en la cabeza embarcadero, cubiertas de barcos, y sobre la plataforma de servicios).
- b) El edificio embarcadero y el edificio eléctrico están presurizados.
- c) Los procedimientos de funcionamiento límite estricto de las fuentes de ignición (no equipos móviles, no hay coincidencias, un procedimiento de autorización que controlan las fuentes de ignición) dentro del contorno de LFL.
- d) La definición de un área restringida de acceso controlado por las autoridades portuarias de los brazos de transferencia de GNL se llevará a cabo la Ingeniería y, en consecuencia medidas para reducir la exposición de la superficie de GNL derramado implementado en el embarcadero.
- e) Se recomienda poner el remolcador en alta mar en el este de la LNGC y el barco de servicio en el pequeño muelle con el fin de minimizar el riesgo de colisión.

2. Radiación Térmica:

Con el fin de limitar las consecuencias de las radiaciones potenciales en caso de piscina o chorro de fuego, el equipo de diseño indicó que se han tomado las siguientes medidas en el diseño:

- 1) La aplicación de los procedimientos de funcionamiento límite estricto de las fuentes de ignición (no equipos móviles, no hay coincidencias, los procedimientos de permiso de trabajo) dentro de los 5 kW / m² contorno. En el escenario S-2.B más crítico, en el resultado piscina Fuego, este resultado en una distancia de 120 m del contorno.
- b) Una zona restringida de acceso controlado por las autoridades portuarias de los brazos de transferencia de GNL se llevará a cabo la Ingeniería y, en consecuencia medidas para reducir la exposición de la superficie de GNL derramado implementado en el embarcadero. Como parte de esto, se recomienda poner el tirón de espera en aguas abiertas hacia el este de la LNGC y el barco de servicio en el pequeño muelle. Para obtener más información acerca de estos temas y zonas de exclusión, véase el Apéndice G.
- c) Proporcionar un remolcador de espera con capacidad de extinción de incendios.
- d) Proporcionar capacidades de extinción de incendios en el LNGC y en la cabeza amarre incluyendo: bombas de agua contra incendios, monitores y sistema de aspersión para fines de refrigeración, sistema de espuma en la cabeza amarre (para reducir la radiación de calor). Los extintores de polvo seco ubicados adecuadamente.
- e) Pruebas de aislamiento de fuego de las tuberías de proceso dentro de la zona de fuego y de las estructuras metálicas primarias en los lados superiores para evitar el efecto

3. Explosiones:

Con el fin de limitar las consecuencias de los posibles excesos de presión en caso de explosión de nube de vapor, se debe considerar:

- 1) límites en el número de espacios confinados o congestionados, garantizando una correcta ventilación de las zonas y la presurización de los edificios.
- 2) La instalación de estructuras ligeras (de ventilación, agua de alimentación de la bomba de refugio, a bordo / armas fuera de borda, pasarela) fuera del contorno de 170 mbar de posibles áreas de explosión a bordo.
- 3) El diseño del edificio embarcadero para una presión de 200 mbar.

AUTORIDAD MARÍTIMA DE PANAMÁ
CERTIFICO QUE TODO LO ANTERIOR
ES FIEL COPIA DE LA COPIA QUE
REPOSA EN NUESTROS ARCHIVOS
PANAMÁ, 27 de abril 2016

[Firma]

