



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Procesos Industriales
Oficio ASEA/UGI/DGGPI/1629/2018

Ciudad de México, a 09 de agosto de 2018

C. HORACIO MARÍA DE URIARTE FLORES
REPRESENTANTE LEGAL DE LA EMPRESA
MEXICO PACIFIC LAND HOLDINGS, S. DE R.L. DE C.V.

COL. [REDACTED]
DELEG. [REDACTED]
TEL [REDACTED]
CORREO ELECTRÓNICO: [REDACTED]
PRESENTE

Domicilio, Teléfono y
correo electrónico del
representante legal, Art.
116 de la LGTAIP y 113
fracción I de la LFTAIP.

Recibo Original
Nombre y firma de la persona física, Art. 116 de la
LGTAIP y 113 fracción I de la LFTAIP.

10/09/18

Asunto: Modificación a proyecto.
Expediente: 26SO2006G0007.
Bitácora: 09/DGA0317/07/18.

Con referencia al escrito sin número de fecha 25 de julio de 2018, recibido en la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (AGENCIA) en la misma fecha, por medio del cual en representación de la empresa **MEXICO PACIFIC LAND HOLDINGS, S. DE R.L. DE C.V.**, en lo sucesivo el **REGULADO**, solicitó la modificación del proyecto "**TERMINAL GNL DE SONORA**", en lo sucesivo el **PROYECTO**, localizado en el municipio de Pitiquito, estado Sonora, mediante el oficio S.G.P.A./DGIRA.DDT.2277.06 del 16 de noviembre de 2006, por la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental (DGIRA).

Con base en lo anterior, y una vez evaluada la información presentada por el **REGULADO**, así como la información contenida en el expediente administrativo del **PROYECTO**, y

CONSIDERANDO

- I. Que esta **DGGPI** es **competente** para analizar, evaluar y resolver la petición presentada por el **REGULADO**, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 1 del **ACUERDO** por el que se delega en la Dirección General de Gestión de Procesos Industriales, las facultades que se indican publicado en el Diario Oficial de la Federación el 30 de noviembre de 2017, y en los artículos 4 fracción XIX, 18 fracción III y 29 fracción XIX y XX del Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.
- II. Que el **REGULADO** pretende llevar a cabo el almacenamiento de Gas Natural, por lo que su actividad corresponde al Sector Hidrocarburos, el cual es competencia de esta **AGENCIA** de

Página 1 de 29

Boulevard Adolfo Ruiz Cortines 4209, Jardines de la Montaña, Delegación Tlalpan, C.P. 14210, Ciudad de México. Tel:
(55) 9126 0100 - www.asea.gob.mx

La Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos también utiliza el acrónimo "ASEA" y las palabras "Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente" como parte de su identidad institucional

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Procesos Industriales
Oficio ASEA/UGI/DGGPI/1629/2018

conformidad con la definición señalada en el artículo 3, fracción XI, inciso c) de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

- III. Que el **PROYECTO** fue analizado y evaluado a través de una Manifestación de Impacto Ambiental modalidad Particular (**MIA-P**) y el Estudio de Riesgo Ambiental (**ERA**); por lo que la **DGIRA**, a través del oficio número **S.G.P.A./DGIRA.DDT.2277** del 06 de noviembre de 2006, resolvió autorizarlo de manera condicionada, otorgándose una vigencia de 25 años para llevar a cabo las actividades de preparación del sitio, construcción, operación y mantenimiento del **PROYECTO**. Dicha autorización ampara la construcción, operación y mantenimiento de una terminal de recibo, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado.
- IV. Que el **REGULADO** a través del escrito sin número de fecha 25 de julio de 2018, ingresado a esta **DGGPI** en la misma fecha, solicitó la modificación al **PROYECTO**, la cual consiste en modificar exclusivamente el proceso de "regasificación" con que fue autorizado el **PROYECTO** a través del oficio S.G.P.A./DGIRA.DDT.2277 del 06 de noviembre de 2006 y cambiarlo por un proceso de "licuefacción"; toda vez que el proceso de licuefacción se pretende ubicar en la misma superficie de las 54.08 ha ya autorizadas; así como llevar a cabo la remoción de vegetación de zonas áridas de 51.97 ha, las cuales corresponden a las superficies autorizadas en materia de impacto ambiental, el único concepto que se estaría modificando es el referente al proceso, un cambio en el proceso de regasificación que consistía principalmente de vaporizadores de tipo aire ambiental, los cuales utilizarían etilenglicol/agua para la transferencia de calor a un proceso de licuefacción, el cual estará conformado principalmente de 4 unidades de pre-tratamiento de gas, 4 trenes de gas natural con dos sub-unidades de licuefacción por tren y un sistema de almacenamiento y distribución de refrigerantes incluyendo tanques de almacenamiento horizontal para propano, etileno, pentano y butano, por lo que, solo se está considerando el cambio en uno de los elementos del proceso. En la siguiente tabla se presenta un resumen de la fase del proceso que se pretende modificar.

Proyecto Autorizado	Modificación al proyecto
1. Recepción de gas natural licuado por Buque.	1. Recepción de gas natural por gasoducto.
2. Almacenamiento de gas natural.	2. Licuefacción de gas natural.
3. Regasificación de gas natural licuado.	3. Almacenamiento de gas natural licuado en 3 tanques de almacenamiento.
4. Entrega de gas natural por gasoducto.	4. Entrega de gas natural licuado por buque.

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Procesos Industriales
Oficio ASEA/UGI/DGGPI/1629/2018

Asimismo, el **REGULADO** manifestó que los puntos focales de la modificación son los siguientes:

- El gas natural se pretende obtener de un gasoducto que se encuentra autorizado y operando en el estado de Sonora.
- El gas licuado será almacenado temporalmente en tanques especialmente diseñados (similares a los ya autorizados) y posteriormente será enviado a barcos tipo esfera, los cuales atracarán en muelle que ya se tiene autorizado para su debido transporte a la península de Baja California.
- La modificación que se pretende llevar a cabo, se realizará dentro del mismo polígono donde se pretendía construir y operar la planta de regasificación, por lo que los impactos ambientales identificados en las etapas de preparación del sitio, construcción y operación, serán similares a los evaluados previamente.
- La superficie total estimada de afectación terrestre y marina autorizadas no se modifican, ya que la distribución de la planta se realizará tomando como base el arreglo que ya se tenía para la planta de regasificación.
- La distribución de los equipos e instalaciones que conformarán la planta de licuefacción, tendrán básicamente la misma huella que la que tiene originalmente la regasificadora; es decir, se tiene contemplado que se generarán los mismos impactos ambientales que ya fueron evaluados para las etapas de preparación del sitio, construcción y operación.
- En materia de riesgo ambiental, se está presentando en este documento un nuevo análisis con sus respectivos escenarios tomando en consideración los nuevos componentes de la planta de licuefacción; sin embargo, de acuerdo a los resultados de la modelación de los diferentes escenarios evaluados, las zonas de mayor peligro se encuentran dentro de los límites del predio autorizado.
- La naturaleza del **PROYECTO** autorizado no cambia, toda vez que, se pretende construir una Terminal de Gas natural que ya se encuentra autorizada en materia de impacto y riesgo ambiental.

V. Que el **REGULADO** señaló que la modificación pretendida, no generará impactos adicionales a los ya evaluados, no se cambia la naturaleza del **PROYECTO** como terminal de gas natural, la huella del **PROYECTO** es la misma, no habrá incrementos en la superficie de afectación previamente autorizadas, y básicamente a que la modificación versa únicamente en el cambio del proceso de regasificación a licuefacción del gas natural.

VI. Que el **REGULADO** presentó el resumen de las modificaciones pretendidas al **PROYECTO** autorizado, mismas que se presentan a continuación:

Página 3 de 29

Boulevard Adolfo Ruiz Cortines 4209, Jardines de la Montaña, Delegación Tlalpan, C.P. 14210, Ciudad de México. Tel:
(55) 9126 0100 - www.asea.gob.mx

La Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos también utiliza el acrónimo "ASEA" y las palabras "Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente" como parte de su identidad institucional

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Procesos Industriales
Oficio ASEA/UGI/DGGPI/1629/2018

Descripción de las obras autorizadas	Instalaciones terrestres autorizado	Proyecto	Modificación pretendida
Superficie de afectación autorizada por la instalación en el medio terrestre	54.08 hectáreas		Ninguna
Superficie requerida para remoción de la vegetación	51.97 hectáreas		Ninguna
Sistema de Almacenamiento	Incluye tres tanques de almacenamiento de contención sencilla instalados sobre tierra; cada uno con una capacidad máxima de almacenamiento de 180,000 m ³ cada uno. En una primera etapa se instalarán dos tanques, en la segunda etapa se considera la instalación de un tercer tanque.		Ninguna
Sistema de Manejo de Vapor	Este sistema consta de un condensador para el proceso de recondensado del vapor de gas, generado durante la descarga del GNL del buque y en los tanques de almacenamiento y las líneas de descarga (garzas). Se emplea un compresor para la recuperación del vapor que no haya sido condensado. El sistema de venteo no se utiliza durante la operación normal de la Terminal. El sistema de venteo a la atmósfera está diseñado para manejar de una manera segura algún evento que cause exceso de vapor. Específicamente, en el caso de que el compresor de vapor y las líneas de retorno de vapor dejarán de funcionar durante la descarga del buque y si la presión dentro del tanque de almacenamiento estuviera cerca del punto predeterminado para el venteo. El sistema de venteo, también se puede utilizar en caso de largos periodos sin enviar gas natural por el gasoducto.		Modificaciones del sistema de manejo y compresión de gas vapor de gas (BOG) (Cambio tecnológico)
Sistema de Bombeo de GNL:	Se contará con dos sistemas de bombeo, uno constará de bombas de baja presión (LP), y otro sistema de bombas de alta presión (HP). El sistema se encontrará monitoreado en		Ninguna



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
 Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
 Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Procesos Industriales
 Oficio ASEA/UGI/DGGPI/1629/2018

Descripción de las obras autorizadas	Instalaciones terrestres Proyecto autorizado	Modificación pretendida
	cuanto a señales de presión, flujo, vibraciones y amperaje del motor.	
Sistema de Vaporización de GNL:	En este sistema serán utilizados vaporizadores tipo aire ambiental (Ambient Air Vaporizers AAVs). Se utilizarán vaporizadores suplementarios que utilizan etilenglicol/agua para la transferencia de calor y gas natural como combustible.	Sistema de Licuefacción de Gas Natural conformado principalmente de 4 unidades de pre-tratamiento de gas, 4 trenes de gas natural con dos sub-unidades de licuefacción por tren y un sistema de almacenamiento y distribución de refrigerantes incluyendo tanques de almacenamiento horizontal para propano, etileno, pentano y butano (Cambio Tecnológico)
Sistema de Entrega de Gas Natural	Una vez que el gas natural sale de los vaporizadores en estado gaseoso, será enviado a la estación de medición de entrega con una presión de operación máxima de 1,440 psig.	Re-estructuración del sistema de tuberías de GNL para la carga de buques (Cambio Tecnológico)
Servicios auxiliares:	Distribución de potencia eléctrica, incluyendo subestaciones, transformadores, interruptores, distribución de múltiple voltaje, sistemas de generación de energía continuo (ininterrumpible power supply, UPS) de emergencia. Adicionalmente se contará con: <ul style="list-style-type: none"> • Sistema de circulación y calefacción para el fluido por intercambio de calor. • Planta del sistema de nitrógeno. • Sistema de inyección de envío de nitrógeno. • Sistema de desalinización. • Agua potable. • Servicio de agua. 	Integración y expansión de los sistemas de generación de energía eléctrica (Cambio Tecnológico)



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Procesos Industriales
Oficio ASEA/UGI/DGGPI/1629/2018

Descripción de las obras autorizadas	Instalaciones terrestres Proyecto autorizado	Modificación pretendida
	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema mecánico incluyendo grúas y montacargas • Tratamiento de agua y drenaje sanitario. • Disposición final de agua de lluvia. • Sistema de disposición final de agua aceitosa y desperdicios. • Aire para los instrumentos, servicios y equipos de la Terminal (presión, punto de condensación y distribución requerido por el diseño). • Almacenamiento de diésel, para el generador de energía de emergencia y las bombas contra incendio. 	

Para las instalaciones marinas de acuerdo con lo mencionado por el **REGULADO**, no tendrá ninguna modificación.

VII. Que para la realización de la modificación solicitada, el **REGULADO** elaboró un nuevo Estudio de Riesgo, para lo cual se señaló lo siguiente:

Cuando una actividad esté relacionada con el manejo de una sustancia que presente más de una de las características de peligrosidad señaladas, en cantidades iguales o superiores a su **cantidad de reporte**, misma que está definida en el artículo 3 del citado acuerdo como: "*cantidad mínima de sustancia peligrosa en producción, procesamiento, transporte, almacenamiento, uso o disposición final, o la suma de éstas, existentes en una instalación o medio de transportes dados...*", será considerada altamente riesgosa.

A continuación, se describen los escenarios realizados por el **REGULADO**:

Escenario 1. Fuga en la tubería de salida de la torre de absorción T1001, por corrosión

Escenario 2. Fuga de gas natural en brida de descarga del compresor de mezcla de refrigerantes, por daño de empaque.

Escenario 3. Fuga en la toma de llenado del tanque de etileno, por ruptura de la manguera durante el trasiego.



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
 Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
 Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Procesos Industriales
 Oficio ASEA/UGI/DGGPI/1629/2018

Escenario 4: Fuga en la toma de llenado del tanque de propano, por ruptura de la manguera durante el trasiego.

Escenario 5. Fuga en la toma de llenado del tanque de butano, por ruptura de la manguera durante el trasiego.

Escenarios 6. Fuga en la toma de llenado del tanque de pentano, por ruptura de la manguera durante el trasiego.

Escenario 7. Fuga en el fondo del tanque por sobrepresión y falla del material de construcción.

Escenario 8. Fuga en la toma de llenado del tanque de pentano, por ruptura de la manguera durante el trasiego

Dichos escenarios presentan los siguientes radios y características:

Escenarios	Díametro de fuga		Incendio Radios de afectación (m)		Explosión Radios de afectación (m)	
	%	Pulgadas	Alto riesgo	amortiguamiento	Alto riesgo	amortiguamiento
1	20	4.8	146.72	215.72	15.39	22.07
	100	24	646.85	1,003.71	25.69	38.99
2	20	7.2	194.49	290.92	16.70	24.22
	100	36	860.38	1,337.27	29.40	45.09
3	20	0.4	8.00	9.76	8.66	11.01
	100	2	44.94	62.39	13.88	19.60
4	20	0.4	31.15	44.45	11.76	16.11
	100	2	135.21	198.39	11.53	15.73
5	20	0.4	36.61	52.97	12.02	16.54
	100	2	157.72	234.41	11.59	15.84
6	20	0.4	38.02	55.31	12.17	16.77
	100	2	163.50	243.99	9.92	13.09
7	20	614	527.67	896.47	56.53	89.65
	100	3,070	530.40	899.20	29.27	44.88
8	20	3.2	173.10	240.59	11.21	15.20
	100	16	572.24	946.81	14.84	21.16



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Procesos Industriales
Oficio ASEA/UGI/DGGPI/1629/2018

Recomendaciones Técnico – Operativas.

1. Cumplimiento de las recomendaciones técnico-operativas establecidas en el Estudio de Riesgo previamente autorizado.
2. Establecer un programa de operación y mantenimiento de filtros coalescentes en los patines de medición.
3. Establecer un programa de mantenimiento al sistema de regeneración de amina
4. Establecer un sistema que permita verificar el contenido de compuestos de azufre en la corriente de gas a la salida de la columna de absorción.
5. Establecer un programa de control de la corrosión, que incluya la inspección periódica de tuberías y equipos.
6. Establecer un procedimiento de detección y atención de fugas de gas.
7. Establecer un programa de mantenimiento al sistema de regeneración de tamiz molecular.
8. Establecer un sistema que permita verificar el contenido de agua en la corriente de gas a la salida de la columna de deshidratación.
9. Verificar que el diseño por viento de las instalaciones y equipos, haya considerado el historial de huracanes en la zona.
10. Verificar que el diseño de las instalaciones y equipos, haya considerado el historial de sismicidad en la zona.
11. Establecer un programa de mantenimiento a compresores.
12. Establece un plan de respuesta a emergencias que incluya los recursos necesarios y la capacitación en los procedimientos de emergencia a todo el personal y al personal de las brigadas.
13. Establecer un manual de operación en el que se incluyan los procedimientos operativos y de emergencia.
14. Establecer un Programa de capacitación al personal sobre los procedimientos operativos de cada puesto de trabajo.
15. Establecer un programa de mantenimiento al sistema de gas combustible.
16. Establecer un programa de cambio de mangueras, en base a su vida útil.
17. Establecer un programa de mantenimiento preventivo y correctivo, en el que se incluya la inspección periódica de mangueras de trasiego.
18. Establecer un programa de mantenimiento a la Unidad de Recuperación de Nitrógeno.
19. Medir la estratificación por medio del monitoreo de la presión, la densidad y la temperatura a lo largo de la columna de líquido, en los tanques de almacenamiento de GNL.



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial

Dirección General de Gestión de Procesos Industriales
Oficio ASEA/UGI/DGGPI/1629/2018

20. Evitar la estratificación instalando un sistema para recircular el GNL dentro del tanque y / o instalando múltiples puntos de carga en diferentes niveles, para permitir la distribución de GNL con diferentes densidades, dentro del tanque.
21. Establecer un programa de calibración y mantenimiento a PSV's.
22. Establecer un programa de mantenimiento al sistema de control de nivel en tanques de almacenamiento.
23. Establecer un programa de mantenimiento a las alarmas por alto nivel.
24. Establecer un programa de inspecciones periódicas de integridad estructural de los tanques de almacenamiento de GNL y sus componentes (techo, sellos, etc.).
25. Establecer un Programa de mantenimiento preventivo y de reemplazo de equipo (tuberías, sellos, conectores, válvulas, etc.).
26. Actualizar el presente estudio de riesgo, una vez que se cuente con la ingeniería básica extendida.

SISTEMAS DE SEGURIDAD

Detección de peligros.

El Sistema de Detección y Mitigación de Peligros (HDMS) se basará en la provisión de un sistema patentado de alarma contra incendios que cumpla con los requisitos de NFPA 72 para la aplicación de edificios y las Normas / Código Internacional y las especificaciones del proyecto para el proceso, aplicación de almacenamiento y utilidad de la Instalación. El panel de control de la alarma contra incendios se ubicará en una sala de control que se atenderá las 24 horas del día. El equipo de detección de peligros controlará las instalaciones y enviará una señal al panel de control de incendios a través de paneles locales y una red de fibra óptica que sirve al HDMS.

La instalación se dividirá en áreas que serán controladas por el panel de servicio de bomberos local. Las alarmas sonoras y visuales ocurrirán localmente en el campo y en la sala de control.

Llamada de alarma manual para obtener ayuda para obtener una respuesta al problema. La detección de fugas en la Instalación se logrará con LNG de baja temperatura potencial o fugas de refrigerante líquido y detectores de gas en áreas con posibles fugas de GNL, gas natural o refrigerante inflamable. La detección de incendios se logrará con el uso de detectores de humo, calor y / o llama. También se proporcionarán estaciones manuales de extracción en puntos clave de acceso en toda la instalación. El sitio será monitoreado por CCTV desde la sala de control, lo que brinda capacidad de detección adicional. La detección de gas también incluirá GNL, refrigerante inflamable o gas natural, pero donde la presencia

Página 9 de 29

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Procesos Industriales
Oficio ASEA/UGI/DGGPI/1629/2018

de combustible u otro gas peligroso puede resultar en un peligro significativo. Esto incluirá tomas de aire para equipos y para edificios ocupados.

Las alarmas HDMS se anunciarán a través de las pantallas de gráficos HDMS. El HDMS incorpora características para controlar la integridad del sistema, realizar autodiagnóstico de los componentes y / o proporcionar robustez (por ejemplo, la redundancia, el circuito de estilo) para minimizar los efectos de los equipos y sistemas fallos en el rendimiento del sistema y para mantener una alta disponibilidad. La pantalla debe ser capaz de mostrar el nivel real del detector.

El HDMS será un sistema independiente y no está relacionado con la operación de otros sistemas. El HDMS es un elemento integral del Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS) de la Instalación e interfaces a través de comunicaciones redundantes, seguras y de alta velocidad. El sistema consistirá en una estación central ubicada en la sala de control.

El HDMS del **PROYECTO** incluirá lógica para activar sistemas automáticos de protección contra incendios cuando sea necesario. Además, los técnicos en la sala de control podrán responder al problema activando otros sistemas, cerrando el sistema o implementando el Plan de Respuesta de Emergencia. La activación manual de los sistemas de mitigación también se proporcionará localmente. El reconocimiento de una alarma solo será posible desde la sala de control para garantizar que los operadores estén al tanto de las condiciones peligrosas.

Los tipos de detectores incluyen:

- Sensores de baja temperatura para detectar derrames de líquidos fríos.
- Detectores de gas para detectar la presencia o acumulación de gas natural, propano, butano, etileno, l-pentano, hidrógeno y otros vapores peligrosos que pueden provocar condiciones inflamables. Estos detectores pueden ser del tipo de haz.
- Detectores de oxígeno bajos para detectar la acumulación de gases de nitrógeno que son peligrosos para la salud del personal.
- Detectores de gases tóxicos para detectar la presencia del gas tóxico apropiado en esa área.
- Detectores de incendios que constan de detectores de humo, calor y llamas para detectar condiciones de incendio apropiadas.

Para minimizar la iniciación falsa de las alarmas, los sistemas de supresión automática o los sistemas ESD, se utiliza la lógica de votación antes de que se inicien las acciones ejecutivas.



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Procesos Industriales
Oficio ASEA/UGI/DGGPI/1629/2018

La lógica de votación consiste en un mínimo de dos detectores que se activan en un área local. Un solo detector con un bajo nivel de activación y un sistema de control audible. Detectores suficientes serán incluidos en el sistema. Múltiples señales confirmadas de incendio, gas o derrame, el sistema ESD se iniciará automáticamente.

Contención de derrames

La norma NFPA 59A brinda orientación sobre el diseño de contención de derrames para las instalaciones de GNL. De acuerdo con NFPA 59A 2.2, las áreas de proceso, transferencia, almacenamiento y vaporización deben ser clasificadas, drenadas o provistas con un colector de manera que se reduzca al mínimo la posibilidad de derrames accidentales y fugas que podrían poner en peligro la importante estructura, equipo o propiedad colindante.

Cada sistema de contención que sirve a un tanque de almacenamiento de GNL debe tener una capacidad mínima de acumulación volumétrica de líquido de:

- 110 por ciento de la capacidad líquida máxima del tanque de GNL para un embalse que sirve a un solo tanque.
- el 100 por ciento de todos los tanques o el 110 por ciento de la capacidad líquida máxima del tanque más grande, el que sea mayor, para el embalse que sirve a más de un tanque; o
- Si el dique está diseñado para contener una oleada en un evento de falla catastrófica, entonces la capacidad de contención puede ser reducida al 100 por ciento en lugar del 110 por ciento.

Los derrames de GNL fluirán a lo largo de canales situados al lado o debajo de tuberías de líquidos a una cuenca de embalse de LNG en un lugar seguro. El sistema de aislamiento usado para las superficies contenidas estará en la condición de instalada, no combustible y apto para el servicio previsto, teniendo en cuenta las tensiones térmicas y mecánicas y las cargas previstas.

Protección pasiva contra incendios

La protección pasiva contra incendios minimiza el potencial de fallas en cascada en caso de incendio en la instalación. El diseño es la capa principal de protección contra incendios pasiva porque minimiza la posibilidad de que un incendio afecte a otros equipos.

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Procesos Industriales
Oficio ASEA/UGI/DGGPI/1629/2018

Se proporcionará protección contra el fuego en la estructura y el equipo, y donde podría existir un choque térmico excesivo o una radiación térmica excesiva de un chorro de GNL o incendio de charco.

Protección activa contra incendios

La protección contra incendios activa funciona con las características pasivas y el diseño para minimizar el potencial de fallas en cascada en el caso de un incendio en la instalación.

El sistema de protección contra incendios está compuesto por sistemas fijos y portátiles de agua contra incendio, sistemas fijos y portátiles de extinción de polvo químico seco y espuma de alta expansión.

El sistema de agua contra incendio se basará en un circuito principal de distribución de agua contra incendio. Se proporcionará un circuito de agua contra incendio para suministrar a varios sistemas de rociadores, sistemas de agua automáticos, hidrantes, monitores y otros sistemas según sea necesario. El sistema será diseñado para la mayor demanda la cual será para el subsistema más grande (incluidas las áreas protegidas con monitores), más 1,000 gpm para mangueras, de acuerdo con NFPA 59A. Se diseñará un sistema de agua contra incendios para entregar la máxima demanda de agua de fuego a la parte más remota hidráulicamente del sistema. Ya que el agua no es eficaz para extinguir fuegos de LNG, la función principal de los sistemas de agua contra incendio en las áreas de proceso será proveer agua para enfriamiento de equipos de proceso y otras estructuras debido a la exposición al fuego. También pueden usarse sistemas de agua contra incendio para ayudar a la dispersión de vapor. Como resultado, la mayoría de los sistemas consistirá en cobertura de hidrantes y monitores.

Los sistemas de polvo químico se colocarán en las instalaciones ya que son eficaces contra los charcos de hidrocarburos e incendios tridimensionales (por ejemplo, fuegos de chorro), particularmente éstos que implican a gas natural a presión o derrames de LNG, con potencial de reencendido bajo. El agente químico seco es el bicarbonato de potasio ("Purple-K®"), que es uno de los agentes químicos secos más efectivos. Los sistemas químicos secos consisten en sistemas de inundación total y extintores portátiles y de carretilla. La selección del sistema depende del tipo de peligro, la ubicación del peligro, el tamaño del peligro, la capacidad de acceder al peligro y las posibles consecuencias del incendio en el público, las instalaciones personales y el equipo. Los sistemas químicos secos se ubicarán en lugares estratégicos para facilitar la extinción efectiva de incendios. Estos sistemas están diseñados



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
 Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
 Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Procesos Industriales
 Oficio ASEA/UGI/DGGPI/1629/2018

para su uso por NFPA 17 para sistemas de ingeniería y NFPA 10 para extintores portátiles y estarán autorizados por Underwriters Laboratories ("UL") o Mutual Factory ("FM").

Los sistemas de agentes limpios usan el agente que llena una habitación para desplazar el oxígeno y / o suprimir las reacciones químicas de la combustión. Estos son efectivos para incendios eléctricos y otros incendios en los que el agua no es un agente de eliminación deseable (por ejemplo, incendios dentro de gabinetes). Generalmente, los agentes limpios se proporcionan en la sala de control, donde los sistemas de rociadores utilizan la electrónica esencial.

Protección contra explosiones

Todas las áreas de procesos deben diseñarse para minimizar el potencial de explosiones confinadas. Las estructuras con áreas de piso superior deben usar una rejilla abierta, en lugar de estructuras cerradas, para mejorar el alivio de la explosión. La congestión general del equipo operado por el sitio (tubería de pequeño calibre, instrumento de tubería, bandejas de cables, conductos, etc.) puede tener un efecto significativo sobre la magnitud de las sobrepresiones de explosión, y debe minimizarse.

Sistema de quemador

El **PROYECTO** tendrá un sistema de quemador seco/húmedo para la eliminación segura de vapor de hidrocarburos y corrientes de líquidos que resulten de la puesta en marcha, el apagado, los trastornos y las emergencias.

La Tabla mostrada a continuación proporciona detalles de las diversas corrientes de alivio consideradas para el diseño de los sistemas de quemador seco/húmedo.

Área de proceso	Venteo
Unidades de proceso aguas arriba de la licuefacción	Releva al sistema de quemador húmedo
Unidades de proceso aguas abajo de la licuefacción (excluyendo el tanque de GNL)	Releva al sistema de quemador seco
Almacenamiento de refrigerante	Releva al sistema de quemador seco

Sistemas de emergencia

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Procesos Industriales
Oficio ASEA/UGI/DGGPI/1629/2018

- **Energía esencial**

Dos de los tres generadores de turbina de gas serán necesarios para las operaciones normales, y cualquiera de estos dos generadores podría proporcionar energía a las cargas esenciales:

Las cargas eléctricas típicas en esta categoría incluyen:

- Sistemas de instrumentación para control de procesos, detección de incendios y gases y paro de emergencia
- Circuitos de control de cierre y disparo del interruptor
- Sistemas de comunicación, incluidos megafonía y sistemas generales de alarma y radio
- • Luces de advertencia para aeronaves o marinas
- • Controles auxiliares del generador
- • Iluminación de emergencia / evacuación.

La generación de energía esencial en conjunto con el respaldo de UPS normalmente debería ser capaz de proporcionar energía en 10 segundos y por una duración de no menos de 24 horas según los requisitos de NFPA 72.

- **Energía de emergencia.**

El suministro de energía de emergencia se define como el requerido para permitir el apagado seguro de la planta en caso de pérdida de la fuente de alimentación principal y debe proporcionarse para la instalación.

Los generadores diésel de emergencia conectados a la subestación principal proporcionarán energía de respaldo en caso de un corte de energía en las instalaciones para el apagado de emergencia, el sistema de respaldo de UPS y el sistema de iluminación de emergencia.

El UPS y los sistemas de batería / cargador se suministran desde la fuente de alimentación principal en condiciones de funcionamiento normales, con una transferencia automática al sistema de suministro de energía de servicios esenciales después de la pérdida del voltaje de la fuente de alimentación principal.

- **Iluminación para evacuación.**



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Procesos Industriales
Oficio ASEA/UGI/DGGPI/1629/2018

Se proporcionará una iluminación de escape para garantizar que el personal pueda llegar rápidamente a un lugar seguro en caso de una pérdida de energía. La energía para la iluminación de escape será proporcionada por una fuente de alimentación en espera o por baterías.

- **Comunicaciones y alarmas.**

Los sistemas de comunicación y alarma proporcionarán una comunicación continua y efectiva entre todo el personal, las autoridades federales y locales. Estos sistemas pueden incluir:

- Sistemas de alarma general
- Sistemas de televisión de circuito cerrado
- Sistemas de comunicación portátiles
- Sistema de radio VHF marino
- Teléfono

Ambas alarmas sonoras y visuales serán provistas en el campo y en la sala de control para notificar al personal sobre condiciones peligrosas. Cada tipo de peligro tendrá una alarma distinta para que los peligros se identifiquen rápidamente en el campo.

Los sistemas de televisión de circuito cerrado proporcionan vigilancia y seguridad para la instalación. El personal del campo utilizará radios portátiles intrínsecamente seguras para comunicarse directamente con la sala de control.

- **Rutas de evacuación**

En caso de una emergencia en la instalación, el personal debe poder escapar rápidamente a un lugar seguro si es necesario.

El sistema de detección de peligros identificará rápidamente una situación peligrosa y permitirá iniciar acciones correctivas o alertas de emergencia.

El sistema de alarma notificará al personal de la emergencia específica para que puedan abandonar el área si es necesario.

Las rutas de escape contarán con iluminación de emergencia que permite que el personal salga de manera segura del área peligrosa y llegue a un lugar seguro. Se incluirá un mínimo de dos salidas separadas a la instalación.

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Procesos Industriales
Oficio ASEA/UGI/DGGPI/1629/2018

Medidas Preventivas

Como parte de sus actividades e instalaciones, el **REGULADO** indica que el Sistema de gestión de riesgo será seleccionado en base a la jerarquía de seguridad inherente, prevención, detección, control y mitigación. Todos los riesgos serán identificados y evaluados de acuerdo con las normas mexicanas oficiales aplicables y la NFPA 59A.

Se implementará una combinación apropiada de sistemas de seguridad, prevención, detección, control y mitigación inherentes a lo largo del ciclo de vida de la instalación. Los sistemas que se proporcionan para proteger personal serán adecuados para los eventos peligrosos y tienen estándares de desempeño proporcionales a la reducción de riesgo requerida.

La gestión de riesgos se incluirá al principio del proceso de diseño y continuará durante todo el ciclo de vida de la instalación. Cualquier cambio en la Instalación, que pueda afectar la probabilidad o las consecuencias de los Peligros HSE, debe ser identificado y evaluado, y el sistema de administración debe ser revisado, según sea necesario. El proceso de gestión de riesgos debe documentarse y comunicarse a todos los involucrados en el diseño, puesta en marcha, operación, mantenimiento y modificación de la instalación para garantizar que tengan suficiente conocimiento de los riesgos y su contribución a los riesgos generales.

- El **PROYECTO** deberá adoptar un sistema de gestión de riesgos que opere de la siguiente manera:
- Identificar sistemáticamente los peligros de HSE, utilizando HAZID / HAZOP, revisiones técnicas, etc.
- Eliminar los peligros donde sea posible;
- Proporcionar medidas adecuadas para prevenir, detectar, controlar o mitigar los riesgos que no se pueden eliminar;
- Proporcionar los medios adecuados para escape personal, refugio temporal y recuperación de accidentes graves;
- Evaluar los riesgos para el personal a través de la evaluación de riesgos cualitativa o cuantitativa;
- Evaluar los beneficios de las medidas de reducción de riesgos identificadas.

Mantenimiento de la Terminal

Las actividades de mantenimiento de emergencia, las cuales deben ser desarrolladas inmediatamente para asegurar la operación segura y continua de la Instalación serán



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Procesos Industriales
Oficio ASEA/UGI/DGGPI/1629/2018

llevadas a cabo por trabajadores de mantenimiento del turno diurno cuando sea requerido en base a tiempos extras.

Las partes de repuesto para mantenimiento se almacenarán en la bodega de la Terminal localizada en el edificio de servicios. También se ubicarán talleres de mantenimiento en el edificio de servicios, a fin de proporcionar áreas de trabajo limpias, seguras y adecuadamente acondicionadas necesarias para optimizar el trabajo de mantenimiento.

Los programas de mantenimiento se basarán en las recomendaciones del proveedor del equipo las cuales podrán ser modificadas con el tiempo con base en la experiencia en la operación del equipo. El equipo mayor será debidamente instrumentado y monitoreado para detectar desgaste y degradación de desempeño que señalen la necesidad de programar un procedimiento de mantenimiento antes de que ocurra una falla en el equipo.

Instrumentos de monitoreo de condiciones (por ejemplo: vibración, temperatura, presión, velocidad, etc.) también darán automáticamente señal de alarma/pararán el equipo crítico cuando se detecten condiciones que puedan llevar a una falla en el equipo, antes de una que se produzca la falla real en dicho equipo. Todo el mantenimiento, datos de monitoreo de las condiciones y fallas del equipo serán registradas en un sistema de manejo del mantenimiento el cual proporcionará los datos necesarios para mejorar la confiabilidad de los sistemas de proceso y del equipo.

- Mantenimiento de rutina

Normalmente no se recomienda la inspección interna del tanque de GNL después de que el tanque de GNL haya sido puesto en servicio. Los tanques de GNL deben sacarse de servicio por reparaciones.

Se llevarán a cabo las siguientes actividades de inspección de los tanques de GNL:

- Monitorear de manera rutinaria las superficies externas de aislamiento del tanque para verificar los espacios fríos empleando instrumentación de monitoreo de temperatura.
- Realizar una inspección de asentamiento de tanques de GNL.

El mantenimiento de las bombas de GNL de baja presión se llevará a cabo durante la operación de los tanques de GNL. Los soportes de las bombas se reemplazarán

Página 17 de 29

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Procesos Industriales
Oficio ASEA/UGI/DGGPI/1629/2018

normalmente cada que se quite una bomba de la columna. El mantenimiento se hará con base en las recomendaciones del fabricante de la bomba.

El mantenimiento de los instrumentos de la Terminal incluirá lo siguiente: Los equipos críticos (turbinas de gas, bombas muy grandes, etc.) se monitorearán continuamente mediante el uso debido de sensores de vibración y de temperatura, como parte de un programa de mantenimiento preventivo aprobado por el fabricante.

En intervalos regulares (aproximadamente de 1 a 4 veces al año, dependiendo del instrumento y de su función), los instrumentos serán verificados y calibrados para asegurar su correcto funcionamiento.

Los sistemas clave de paro de emergencia, incluyendo las válvulas de paro y sistemas de combate contra incendios serán probados al menos anualmente para verificar su correcto funcionamiento.

A los equipos de rotación (generación de energía, compresor, bombas, etc.) se les dará mantenimiento con base en las recomendaciones del fabricante.

El mantenimiento regular para las tuberías de descarga de GNL incluirá:

- o Lubricación del soporte estructural – Esto no incluye las uniones giratorias que transportan el producto, ya que estas se purgan con nitrógeno para mantener las partes móviles en un ambiente limpio y seco.
- o Nivel de fluido del sistema hidráulico – Verificar y ajustar conforme sea necesario antes de la operación.
- o Reemplazar el filtro del fluido en la unidad de suministro de energía hidráulica.
- o Sellos de las superficies de las bridas (tubería de carga al múltiple de la embarcación) – la tubería de carga estará diseñado para que sea posible cambiar los sellos en las uniones giratorias sin remover las tuberías de descarga.
- o Aislamiento eléctrico – Cada tubería de carga de GNL incorporará una junta giratoria de aislamiento eléctrico. La calidad del aislamiento se verificará periódicamente, antes de la transferencia del fluido.

El mantenimiento a intervalos prolongados para las tuberías de descarga de GNL incluirá:

- o Reemplazo del sello del producto – Como se requiera.



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Procesos Industriales
Oficio ASEA/UGI/DGGPI/1629/2018

- Reemplazo de emergencia del sello del sistema de emisión – Los sellos utilizados en este sistema se inspeccionan normalmente durante la operación periódica del sistema en el sitio. Todos estos sellos son sellos estáticos con la posible excepción de los ajustes de las válvulas esféricas.
- Reemplazo hidráulico del sello del cilindro de tracción – Estos sellos tienen ciclos de vida prolongados. El reemplazo de estos artículos normalmente ocurre durante la reconstrucción completa del equipo, generalmente de los diez a quince años de vida útil.
- Reparación de la pintura – Cuando sea necesario en los componentes de acero al carbón. Se pondrá atención a los cierres sobre la tubería de descarga marino, así como en los cierres que aseguran el equipo a la superficie del muelle. Además, los componentes mecánicos que están comúnmente en movimiento pudieran requerir una capa de grasa para prevenir la corrosión y minimizar el desgaste mecánico.
- Fluido del sistema hidráulico – el fluido será reemplazado o verificado anualmente para asegurarse de que el fluido no se contamine, llevando al daño de componentes hidráulicos importantes.

De los diez a los quince años, el equipo de los sistemas de tuberías de carga pudiera ser reconstruido en la fábrica o en el sitio. Dicha reconstrucción involucrará el reemplazo de todos los componentes internos de las uniones giratorias, los ensambles del cable, cierres y otros componentes de desgaste.

El generador de emergencia de diésel se encenderá y se probará con una frecuencia determinada. Podría ser semanal, mensual, etc., dependiendo del tipo y del programa de mantenimiento del equipo. Todas las bombas de agua contra incendios se probarán y la salida de la presión del agua se verificará. Los sistemas de respiración de aire de la Terminal (Scott Air Packs), extinguidores portátiles, sistemas de espuma, los rollos de la manguera contra incendios y los cañones se revisarán.

La inspección regular de todo el equipo restante se llevará a cabo con base en los procedimientos de la Terminal.

Procedimiento para deshabilitar un tanque de almacenamiento de GNL (de ser requerido)

La deshabilitación de los tanques de almacenamiento de GNL solo se implementará para reparaciones.

Durante la deshabilitación, todos los equipos de proceso e instrumentación estarán en servicio.

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Procesos Industriales
Oficio ASEA/UGI/DGGPI/1629/2018

El procedimiento de deshabilitación incluye los siguientes pasos:

1. Eliminación de la mayoría del GNL del tanque mediante el bombeo a otro tanque de GNL
2. Aislamiento del tanque – aislar las líneas de líquido en el tanque de GNL mediante el cierre de las válvulas de bloqueo en el cabezal de descarga del gasoducto de GNL.
3. La vaporización del GNL sobrante del tanque de GNL y de las tuberías a través de la vaporización. Dejando las válvulas de bloqueo en las conexiones de gas evaporado del techo del tanque abierto, el líquido sobrante de GNL se evaporará al sistema de gas evaporado o se podrá ventear al quemador. La evaporación puede lograrse por fuga normal de calor en el tanque, inyección de gas frío de tubería en el interior del tanque, o inyección de gas caliente y seco de nitrógeno. Durante estas operaciones, el control de la temperatura del tanque y la tasa de calentamiento se monitoreará cuidadosamente. La vaporización se terminará cuando todas las temperaturas superficiales se encuentren por encima de los -140°C bajo presión atmosférica.
4. Purgar el tanque de GNL y calentamiento del tanque completo hasta temperatura ambiente mediante la circulación de gas nitrógeno caliente que contiene menos de 0.5 % de oxígeno por volumen. El gas caliente se inyectará en el fondo del tanque por medio de una tubería de purga. El vapor de GNL y la mezcla de nitrógeno se enviará al compresor de evaporación al comienzo de la purga, y luego se enviará al quemador una vez que el contenido de metano se encuentra por debajo de lo permitido en el sistema de recuperación de gas evaporado. Al final de la purga, el contenido de hidrocarburos en el gas nitrógeno debe estar por debajo de la concentración inflamable (debajo de 2.5 vol. % por seguridad) si se usa aire de purga posteriormente.
5. Retiro de las bombas de GNL en el tanque.
6. El aislamiento del tanque de todas las líneas por obturación, con seguros instalados en todas las válvulas.
7. Si se requiere para la inspección y/o para posibles reparaciones, purgar el tanque de GNL con aire puede permitir entrar bajo una atmósfera normal sin aparatos de respiración.

Cuando se saca de operación un tanque de GNL por un periodo de tiempo corto, el tanque se debe mantener bajo presión positiva empleando nitrógeno o gas natural. Esto le permitirá al tanque permanecer bajo una atmósfera no explosiva, y le permite regresar a operación sin que se requiera ninguna purga o secado.

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Procesos Industriales
Oficio ASEA/UGI/DGGPI/1629/2018

Las fugas y/o derrames pueden deberse a diversas situaciones operacionales de las instalaciones y sistemas, sin embargo, las instalaciones del Proyecto Terminal GNL de Sonora y todos sus componentes, se diseñaron con tecnología de punta y sistemas de seguridad automatizados lógicos, para minimizar la posibilidad de ocurrencia de dichos eventos.

Otras medidas preventivas

Como medida preventiva para evitar una posible fuga y/o incendio que conlleva al deterioro del medio ambiente, se aplicarán las siguientes medidas preventivas:

- Verificar constantemente que las condiciones operativas del Proyecto (flujo, temperatura y presión) se mantengan dentro del rango establecido por el personal de operación y/o especificaciones de diseño.
- Se dará entrenamiento y capacitación a los operadores para preparar al personal que en el futuro ejecutará eficientemente el manejo del sistema.
- Los procedimientos de emergencia, manuales y documentación de reacción a emergencias.
- Se proporcionará entrenamiento al personal de operaciones y mantenimiento, en los métodos de detección y reacción en caso de fugas y/o derrames, prácticas y procedimientos de operación de respuesta en casos de emergencia.
- Se tendrá un estricto control de los permisos para trabajos con riesgo.
- Ejecuciones del programa de mantenimiento anticorrosivo de acuerdo con las normas establecidas.
- Implementar y proporcionar un programa de pláticas de seguridad e higiene industrial al personal y de compañías contratistas, difundiendo el reglamento existente en las instalaciones.
- Revisar periódicamente la calibración de la instrumentación.
- Utilizar las herramientas y accesorios adecuados en la ejecución de maniobras.

VIII. Que el artículo 28 del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en materia de Evaluación del Impacto Ambiental (**REIA**) señala los supuestos a considerar cuando se pretenden realizar modificaciones al **PROYECTO** después de emitida la autorización en materia de Impacto Ambiental; que a la letra dice:

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Procesos Industriales
Oficio ASEA/UGI/DGGPI/1629/2018

- I. Si es necesaria la presentación de una nueva manifestación de impacto ambiental;*
- II. Si las modificaciones propuestas no afectan el contenido de la autorización otorgada, o*
- III. Si la autorización otorgada requiere ser modificada con objeto de imponer nuevas condiciones a la realización de la obra o actividad de que se trata”.*

- IX.** Que derivado de lo anterior, esta **DGGPI** considera que de conformidad con la modificación solicitada e indicada en los **Considerandos IV, V, VI y VII**, sólo considera un cambio en el proceso de gasificación por el licuefacción por lo que la naturaleza del **PROYECTO** no se altera significativamente, sin embargo, al tener nuevo escenarios de riesgo se considera establecer nuevas condicionantes a las establecidas en el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT.2277.06 del 16 de noviembre de 2006.

En virtud de lo anterior y con fundamento en los artículos 1, 2, 3 fracción XI inciso c), 4, 5 fracción XVIII, 7 fracción I, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos; 5 fracción X y XIV, 28 fracciones I y II y 30 de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente; 16 fracción X de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 5 inciso D) fracción VII y 28 fracción III del Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en materia de Evaluación de Impacto Ambiental; así como las demás disposiciones que resulten aplicables, esta **DGGPI** en el ejercicio de sus atribuciones, siendo competente para dictar la presente, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 1° del **ACUERDO** por el que se delega en la Dirección General de Gestión de Procesos Industriales, las facultades que se indican en el Diario Oficial de la Federación el 30 de noviembre de 2017, y en los artículos 4 fracción XIX, 18 fracción III y 29 fracción XIX y XX del Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos:

RESUELVE:

PRIMERO.- Esta **DGGPI** determina **autorizar** la modificación del **Proyecto**, consistente en modificar exclusivamente el proceso de “regasificación” y cambiarlo por un proceso de “licuefacción”. Los detalles de dicha modificación se encuentran referidas en los **Considerandos IV, V, VI y VII** del presente oficio.

SEGUNDO.- Actualizar el Término **PRIMERO** del oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT.2277.06 del 16 de noviembre de 2006, de tal manera que se incluyan o adicione las obras y actividades propuestas por el **REGULADO** en la documentación presentada para solicitar la modificación, mismas que esta **DGGPI** considera viables de ser llevadas a cabo.

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Procesos Industriales
Oficio ASEA/UGI/DGGPI/1629/2018

TERCERO.- El **REGULADO** deberá cumplir adicionalmente de lo establecido en el oficio resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DDT.2277.06 del 16 de noviembre de 2006; con las siguientes **Condicionantes:**

1. Cumplir con todas y cada una de las medidas preventivas, de control y/o atención que propuso en el **ERA** del **PROYECTO**, las cuales esta **DGGPI** considera que son viables de ser instrumentadas y congruentes con la protección al ambiente, con el fin de evitar o reducir al mínimo los efectos negativos sobre el ambiente, además de evitar daños a la salud de la población y sus bienes conforme a lo siguiente:
 - a) Llevar a cabo todas y cada una de las medidas preventivas señaladas en el **ERA**, las cuales deberán ser incluidas dentro de los informes señalados en la **Condicionante 1** del oficio S.G.P.A./DGIRA.DDT.2277.06 del 16 de noviembre de 2006.
 - b) Presentar al municipio de Pitiquito, estado de Sonora, un resumen ejecutivo del **ERA y sus actualizaciones conforme al ciclo de vida del PROYECTO**, en donde se muestren los radios potenciales de afectación, a efecto de que dicha instancia observe dentro de sus ordenamientos jurídicos la regulación del uso de suelo en la zona y los considere en desarrollo del atlas de riesgos con el propósito de proteger el ambiente y preservar, restaurar y aprovechar de manera sustentable los recursos naturales respectivos, fundamentalmente en la realización de actividades productivas y la localización de asentamientos humanos. Así mismo, deberá remitir copia del acuse de recibo debidamente requisitado por dicha autoridad a esta **DGGPI**.
2. El **REGULADO** deberá considerar los resultados de la actualización del **ERA** (con información final de la ingeniería aprobada para construcción y planos como fue construido), para el diseño de los sistemas de gas y fuego.
3. Respecto a los programas de mantenimiento e inspección el **REGULADO** deberá contar con la evidencia de la ejecución de los mismos.
4. El **REGULADO** deberá contemplar las medidas o instalaciones adecuadas que les permitan controlar un incendio en las inmediaciones de la planta.
5. El **REGULADO** deberá evaluar información del tipo de evento, las causas, sustancias involucradas, nivel de afectación y en su caso acciones realizadas para su atención de los accidentes correspondiente a las fechas: 1971 La Spezia Italia, 1980 Filipinas, 1980 Tobata

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Procesos Industriales
Oficio ASEA/UGI/DGGPI/1629/2018

Japón, 2001 USA, 2005 Nigeria, 2013 Yokohama Japón y 2014 Oregon USA), en las actualizaciones del ERA.

6. El **REGULADO** deberá considerar en las actualizaciones del **ERA** escenarios de fuga de GNL en línea de transferencia.
7. Respecto al diseño de instalaciones de Licuefacción el **REGULADO** deberá asegurarse de que las instalaciones sean inherentemente seguras para lo cual la selección y especificación de los materiales de equipos, tuberías y accesorios deberán considerar la naturaleza y condiciones del proceso de licuefacción de Gas Natural, atendiendo lo aplicable en códigos, normas, estándares nacionales, internacionales y las buenas prácticas.
8. Para prevenir un efecto acumulativo por la pérdida de contención en tanques de almacenamiento de Gas Natural Licuado debido a sobre llenado el **REGULADO** deberá contar con al menos la siguiente instrumentación necesaria:
 - a. Protección contra la presión.
 - b. Protección contra el vacío.
 - c. Dispositivos anti-inversión (sistemas de recirculación, de sistemas de control de la velocidad de evaporación y de mediciones de temperatura y densidad en el tanque).
 - d. Sensores de temperatura (detección de fuga y vigila el gradiente de temperatura).
 - e. Indicador/controlador de nivel (alarmas alto-alto, bajo-bajo nivel).
 - f. Indicador/controlador de presión (detección de una presión muy elevada o de una presión muy baja o vacío).
 - g. Conexión del tanque por las que circula el líquido (válvulas de cierre automático ante exposición a fuego, válvula de cierre rápido de accionamiento remoto y de una válvula antirretorno en las conexiones de llenado).
 - h. Detección de fugas en contenedor primario.
 - i. Fosa de contención.

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Procesos Industriales
Oficio ASEA/UGI/DGGPI/1629/2018

9. El **REGULADO** deberá evitar posibles fuentes de ignición al asegurar:
- Diseño adecuado de sistemas de conexión a tierra a fin de evitar la acumulación de electricidad estática.
 - Diseño de instalaciones eléctricas intrínsecamente seguras.
 - Clasificación de áreas peligrosas para equipos eléctricos.
 - Diseño e instalación adecuada de los equipos de detección y supresión de incendios que cumplan con las especificaciones técnicas internacionalmente reconocidas para el tipo y la cantidad de materiales inflamables y combustibles.
10. El **REGULADO** deberá elaborar los planos de localización general del equipo, debiendo cumplir con las distancias especificadas entre elementos internos y externos de la instalación, atendiendo lo aplicable en códigos, normas, estándares nacionales, internacionales y las buenas prácticas, así como los resultados obtenidos en el Análisis de Riesgo de proceso y de consecuencias (con información final de la ingeniería aprobada para construcción y planos como fue construido).
11. Para mitigar los efectos ambientales causados por emisiones a la atmósfera y descargas de aguas residuales se establece que el **REGULADO** deberá:
- Estimar desde el diseño las emisiones totales de gases de efecto invernadero de toda la instalación de conformidad con las metodologías reconocidas nacional e internacionalmente.
 - Considerar las especificaciones en materia de emisiones a la atmósfera durante toda la selección y adquisición de equipos.
 - Las instalaciones de licuefacción deberán estar provistas por un sistema de tratamiento de agua residuales, previo a su descarga en cuerpos receptores.
12. Para prevenir la liberación de H₂S el **REGULADO** deberá especificar sistemas de monitoreo configurados para eventos de liberación de H₂S para activar señales de advertencia (sonoras, luminosas) siempre que se detecten concentraciones de H₂S que excedan las ppm, permisibles.



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Procesos Industriales
Oficio ASEA/UGI/DGGPI/1629/2018

13. Los cuartos de control deberán especificarse con ventilación adecuada y sistemas de seguridad HVAC (cierre de ventilación por detección de gas), diseñados a prueba de explosión y considerar su ubicación con base a los resultados de la actualización de Estudio de Riesgos.
14. Para prevenir fuga, incendios o explosiones durante las actividades de carga y descarga, el **REGULADO** deberá contar con al menos lo siguiente:
 - a. Sistema de alarma de posicionado de los brazos de carga/descarga.
 - b. Sistema de control de posición del brazo.
 - c. Sistemas de desconexión de emergencia.
 - d. Desconexión de emergencia en caso de fallo eléctrico completo
 - e. Línea de retorno de vapores.
 - f. Piscina para contención de derrames en el muelle.
 - g. Hidrantes/monitores.
 - h. Sistemas fijos de extinción con Polvo Seco Químico.
 - i. Sistemas portátiles de extinción con Polvo Seco Químico.
 - j. Cortinas de agua .
 - k. Sistemas de agua pulverizada.
 - l. Detectores de gas.
 - m. Detectores de llama
 - n. Sistemas de seguridad "ship to shore".
15. El **REGULADO** deberá ejecutar un mecanismo o procedimiento de aseguramiento de la calidad para que los equipos de licuefacción, tuberías y accesorios sean especificados, adquiridos, evaluados e instalados conforme a las especificaciones del diseño, la naturaleza del proceso y lo aplicable en códigos, normas, estándares nacionales, extranjeros e internacionales y las buenas prácticas.
16. El **REGULADO** deberá someter a los tanques de almacenamiento y sus componentes a inspecciones periódicas como a continuación se indica ó en su defecto de acuerdo a las recomendaciones del fabricante:
 - a. Detección de corrosión (de manera semestral).
 - b. Inspección visual (durante las actividades de mantenimiento).
 - c. Revisión y calibración de válvulas de seguridad (de manera trimestral).

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Procesos Industriales
Oficio ASEA/UGI/DGGPI/1629/2018

- d. Revisión de sistemas de protección catódica (en caso de aplicar, de manera bimestral).
- e. Calibración de detectores de gas (de manera trimestral).

CUARTO.- Como parte del proceso de gestión de riesgos, en el término de **60 días hábiles** previo a la etapa de **Operación**, el **REGULADO** deberá presentar el Estudio de Riesgo Ambiental (**ERA**) actualizado, partiendo de la Ingeniería básica extendida ó Ingeniería de detalle, para que esta **DGGPI** evalúe los riesgos resultantes y en su caso la consideración de nuevas recomendaciones y condicionantes en la materia.

No se omite mencionar que la inobservancia del cumplimiento de los Términos y Condicionantes generan al **REGULADO**, responsabilidad administrativa inherente a los actos de autoridad respecto a las facultades y competencia que tiene esta **AGENCIA**.

QUINTO.- En caso de que el **REGULADO**, pretenda la realización de actividades adicionales a las manifestadas, éstas deberán ser notificadas previamente a esta **DGGPI** para que determine lo procedente en materia de impacto ambiental, de conformidad con la legislación ambiental vigente.

SEXTO.- La presente resolución se emite en apego a la información técnica anexa al escrito de ingreso, en caso de existir falsedad de la misma, el **REGULADO** se hará acreedor a las penas en que incurre quien se conduzca con falsedad de conformidad con lo dispuesto en la fracción II y III, del artículo 420 Quater del Código Penal Federal, referente a los delitos contra la gestión ambiental.

SÉPTIMO.- La presente resolución sólo se refiere a la evaluación del impacto ambiental que se prevé sobre el o los ecosistemas^[1] de los que forma parte el sitio del **PROYECTO** y su área de influencia, que fueron descritas en la Manifestación de Impacto Ambiental modalidad Regional (**MIA-R**), presentada, conforme a lo indicado en el artículo 30 de la LGGEPA, por lo que, la presente resolución **no constituye un permiso o autorización de inicio de obras, ya que las mismas son competencia de las instancias municipales, de conformidad con lo dispuesto en la Constituciones Políticas Estatales, así como en la legislación orgánica municipal y de desarrollo urbano u ordenamiento territorial, de las entidades federativas.** Asimismo, la presente resolución no reconoce o valida la legítima propiedad y/o tenencia de la tierra; por lo que, quedan a salvo las acciones que determine la propia **DGGPI**, las autoridades federales, estatales y municipales en el ámbito de sus respectivas competencias.

[1] Ecosistema.- Unidad funcional básica de interacción de los organismos vivos entre sí y de éstos con el ambiente, en un espacio y tiempo determinados. (art. 3, fracción III, de la LGEEPA)

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Procesos Industriales
Oficio ASEA/UGI/DGGPI/1629/2018

En este sentido, es obligación del **REGULADO** contar de manera previa al inicio de cualquier actividad relacionada con el **PROYECTO** con la totalidad de los permisos, autorizaciones, licencias, entre otros, que sean necesarias para su realización, conforme a las disposiciones legales vigentes aplicables en cualquier materia distinta a la que se refiere la presente resolución, en el entendido de que la resolución que expide esta **DGGPI** no deberá ser considerada como causal (vinculante) para que otras autoridades en el ámbito de sus respectivas competencias otorguen sus autorizaciones, permisos o licencias, entre otros, que les correspondan.

OCTAVO.- La modificación otorgada por esta **DGGPI** estará sujeta a los Términos y demás Condicionantes establecidos en el oficio resolutivo oficio S.G.P.A./DGIRA.DDT.2277.06 del 16 de noviembre de 2006, así como los demás documentos oficiales que se hayan emitido con relación al **PROYECTO**; esta modificación quedará vigente para todos los efectos a que haya lugar.

NOVENO.- Hacer del conocimiento del **REGULADO**, que de conformidad con lo establecido en los artículos 161 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, 2 y 55 del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en materia de Evaluación del Impacto Ambiental y 5 fracción VIII de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos; esta **AGENCIA** podrá realizar los actos de inspección, vigilancia y, en su caso, de imposición de sanciones por violaciones a las disposiciones establecidas y actúe en consecuencia en apego a los Capítulos II, III y IV del Título Sexto de la **LGEEPA** y IX del **REIA**.

DÉCIMO.- Se hace del conocimiento del **REGULADO**, que la presente resolución emitida, con motivo de la aplicación de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, su Reglamento en materia de Evaluación del Impacto Ambiental y las demás previstas en otras disposiciones legales y reglamentarias en la materia, podrá ser impugnada, mediante el recurso de revisión dentro del término de quince días hábiles contados a partir del día siguiente de la notificación de la presente resolución, conforme a lo establecido en el artículo 176 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, mismo que podrá ser presentado dentro del término de quince días hábiles contados a partir de la formal notificación de la presente resolución.



Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de
Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
Unidad de Gestión Industrial
Dirección General de Gestión de Procesos Industriales
Oficio ASEA/UGI/DGGPI/1629/2018

DÉCIMO PRIMERO.- Notifíquese la presente resolución personalmente al **C. HORACIO MARÍA DE URIARTE FLORES** en su carácter de Apoderado Legal de la empresa **MEXICO PACIFIC LAND HOLDINGS, S. DE R.L. DE C.V.**, de conformidad con el artículo 167 Bis 1 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, y téngase por autorizados para oír y recibir notificaciones a los CC. [REDACTED]

**ATENTAMENTE
EL DIRECTOR GENERAL**

Nombre de la persona física, Art. 113 fracción I de la LFTAI y 116 de la LGTAIP

ING. DAVID RIVERA BELLO

Por un uso responsable del papel, las copias de conocimiento de este asunto son remitidas vía electrónica

C.c.p. Ing. Carlos de Regules Ruiz-Funes.- Director Ejecutivo de la ASEA. Conocimiento. direccion.ejecutiva@asea.gob.mx
Mtro. Ulises Cardona Torres.- Jefe de la Unidad de Gestión Industrial. Conocimiento. ulises.cardona@asea.gob.mx
Ing. David Hernández Martínez.- Director de la Unidad de Supervisión, Inspección y Vigilancia Industrial de Transporte y Almacenamiento. Conocimiento. sergio.trinidad@asea.gob.mx

Expediente: 6SO2006G0007.
Bitácora: 09/DGA0317/07/18.

REC / CEZC / MPSCE / CDGP

SIN TEXTO