INTRODUCCIÓN

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN 1

ÍNDICE DE FIGURAS

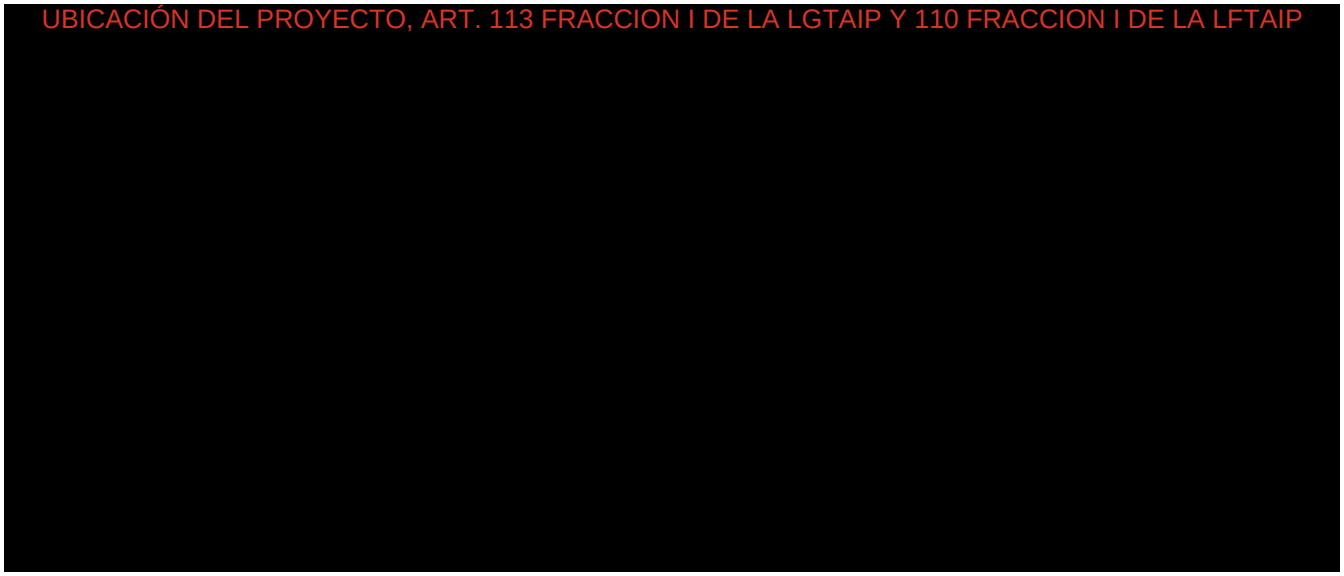
Figura 1. Ubicación del sitio del Proyecto. 1
Figura 2. Componentes del Proyecto VPLNG. 2
Figura 3. Render del Proyecto. 2
Figura 4. Localización espacial del área que ocupará el Proyecto. 3

INTRODUCCIÓN

La empresa Vista Pacífico LNG, S.A.P.I. de C.V. (VPLNG), busca desarrollar el proyecto "Vista Pacífico LNG" (Proyecto), el cual consiste en un sistema para la licuefacción de Gas Natural (GNL), el cual tendrá una capacidad de diseño para la licuefacción de 5.05 Millones de Toneladas por Año (MTPA), mediante la instalación y operación de una Unidad Flotante de Gas Natural Licuado ("FLNG Unit", por sus siglas en inglés o Unidad FLNG). El Proyecto estará ubicado en el municipio Ahome, estado de Sinaloa en el Ecosistema Marino del área marina del Puerto de Topolobampo a cargo de la Administración del Sistema Portuario Nacional (ASIPONA Topolobampo), y contará con Instalaciones Auxiliares en Tierra, en el Ecosistema Terrestre, de las cuales, una parte se ubican dentro del mismo Puerto de Topolobampo y otra se encuentra fuera de éste (propiedad privada).

La Unidad FLNG procesará el gas natural suministrado a través de ductos provenientes desde los Estados Unidos de Norte América (EUA), pasando por los puntos de internación en la frontera y posteriormente por ductos en territorio Nacional, con la finalidad de licuarlo y exportarlo; su destino final serán los mercados de Asia, Sudáfrica y el resto del mundo a través de buques de GNL.

La Unidad FLNG será construida en puertos asiáticos, para posteriormente ser remolcada hasta el puerto de Topolobampo, en donde estará atracada permanentemente a un muelle de amarre fijo, por construirse, el cual tendrá la capacidad de permanecer durante eventos climáticos extremos como tormentas tropicales y huracanes de categoría 4. La forma para poder acceder al proyecto será a través de embarcaciones menores desde el área destinada a las Instalaciones Auxiliares Terrestres.



El Proyecto contará con los siguientes componentes que son esquematizados en la Figura 2 y se incluye un render del Proyecto en la Figura 3:

- **Unidad FLNG**: que consta del artefacto naval integrado por instalaciones de licuefacción, instalaciones complementarias auxiliares (tanques de guarda temporal de GNL y sistema auxiliar de generación de energía eléctrica) y otros servicios auxiliares para la operatividad.

- **Instalaciones Marinas Auxiliares** que consideran las instalaciones de amarre fijo:
  - Bolardos de amarre.
  - Pasarelas.
  - Plataforma "Jetty" o muelle con interconexión con un nuevo Sistema de Transporte de Gas Natural (STGN) denominado como Gasoducto Corredor Norte promovido por la empresa Gasoducto

Corredor Norte, S.A.P.I. de C.V. ("GCN"), el cual estará ubicado en los municipios de El Fuerte y Ahome, en Sinaloa.

1. **Instalaciones Auxiliares en Tierra**: consistentes en un embarcadero, bodega, estacionamientos, y edificio administrativo.

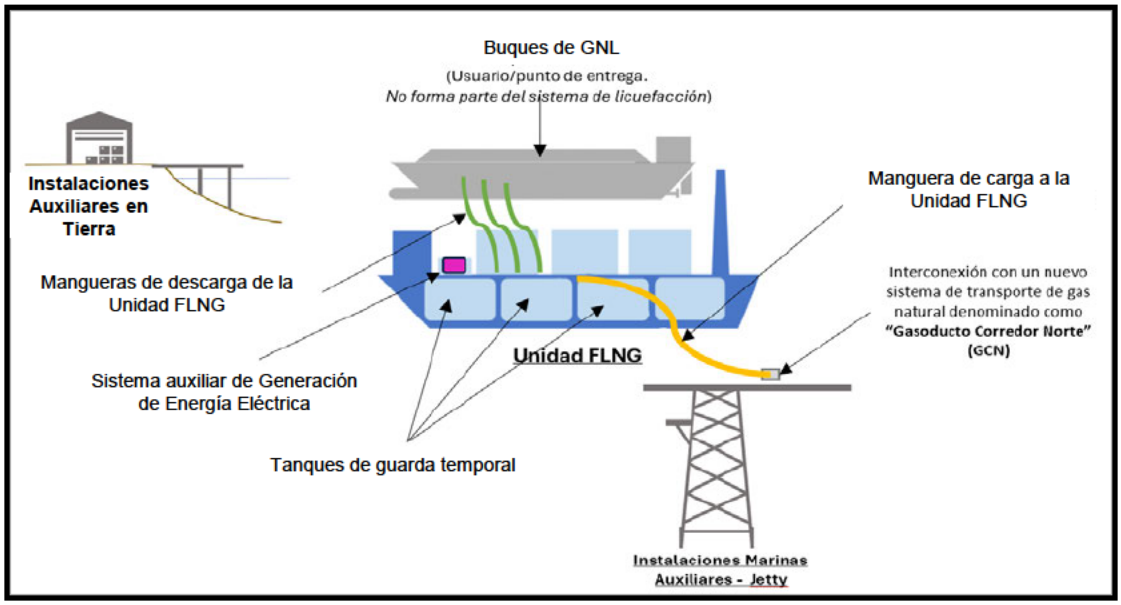


Figura 2. Componentes del Proyecto VPLNG.



Figura 3. Render del Proyecto.

Cabe señalar que, el uso y aprovechamiento de la superficie dentro del Puerto de Topolobampo para la construcción y operación del Proyecto, será a través de la celebración de un Contrato de Cesión Parcial de Derechos con la ASIPONA Topolobampo, quien es la entidad que administra y controla las actividades que se realizan dentro de dicho Puerto.

En la Figura 4, se muestra la localización espacial de las instalaciones que conforman el Proyecto.

UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

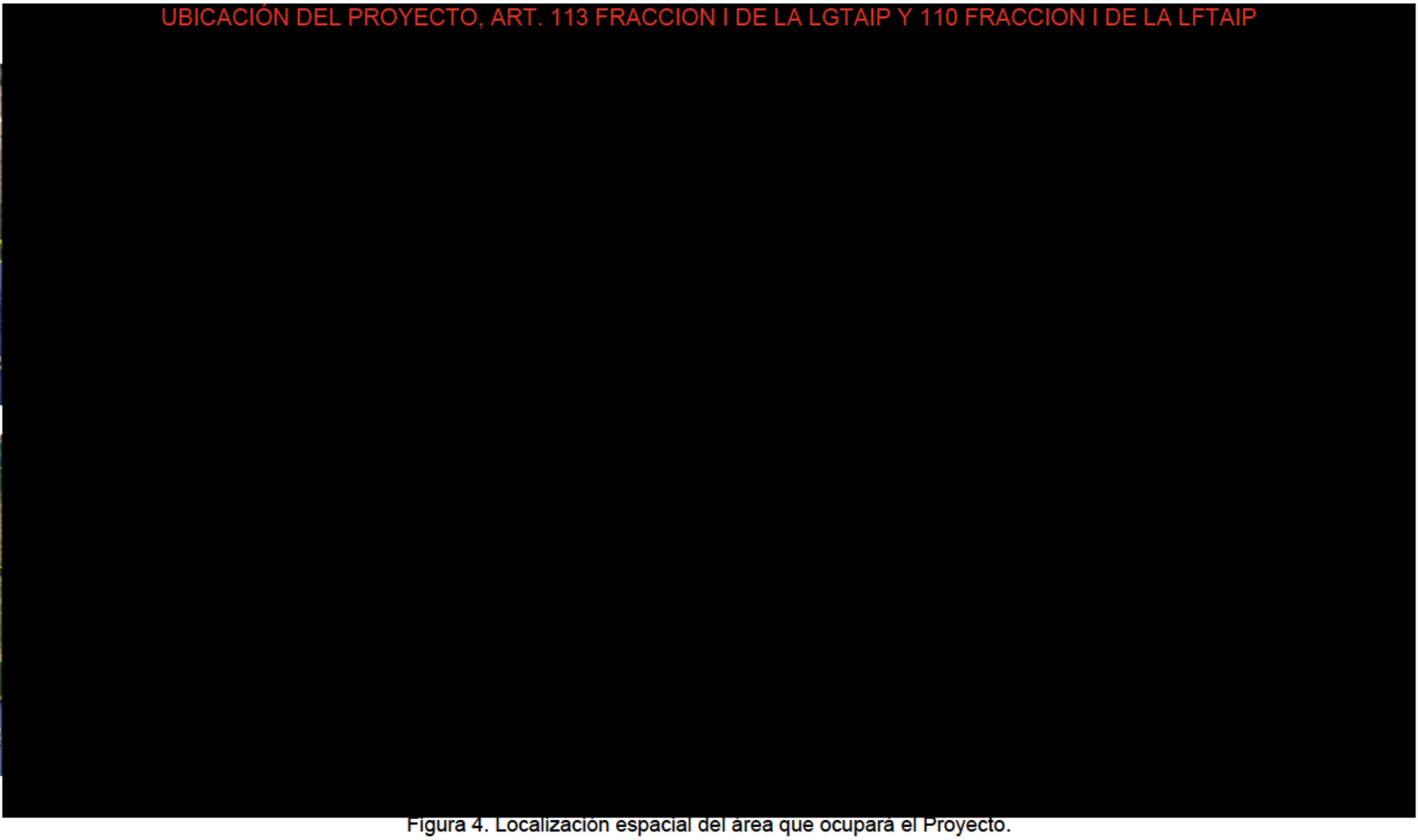


Figura 4. Localización espacial del área que ocupará el Proyecto.

La descripción detallada del Proyecto se encuentra en el apartado V.1 del presente Estudio de Riesgo (ER).

Durante las etapas de Preparación del sitio y Construcción; el área destinada para las Instalaciones Auxiliares en Tierra alojará las Instalaciones provisionales para el desarrollo del Proyecto.

Para llegar a estas Instalaciones Auxiliares en Tierra, se utilizarán vialidades existentes tales como la Carretera Los Mochis – Topolobampo principalmente, así como avenidas y calles contiguas a esta. El acceso marítimo será principalmente por los canales de navegación a cargo de la ASIPONA Topolobampo.

Por lo anterior, se presenta el presente Proyecto, mismo que se somete para su autorización en términos de lo previsto en el artículo 28 del Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en materia de Evaluación del Impacto Ambiental; y en cumplimiento al artículo 147 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, para Riesgo Ambiental.

CAPÍTULO I

OBJETIVO

ÍNDICE

I. OBJETIVO I-1

I. OBJETIVO

La evaluación del presente Estudio de Riesgo es de competencia de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (Agencia o ASEA); y está realizado para el proyecto "Vista Pacífico LNG", que será desarrollado por la empresa Vista Pacífico LNG, S.A.P.I de C.V. (VPLNG)

Es importante mencionar, que el Estudio de Riesgo es un instrumento de carácter preventivo mediante la aplicación sistemática de políticas, procedimientos y prácticas de manejo a las tareas de análisis, evaluación y control de riesgos, así como con el fin de proteger a la sociedad y al ambiente, permite anticiparse a la posibilidad de liberaciones accidentales en las instalaciones de sustancias consideradas como peligrosas; y evalúa su impacto potencial, de tal manera que éste pueda prevenirse o mitigarse requiriendo como mínimo :

- Reconocimiento de posibles riesgos;
- Evaluación de posibles eventos peligrosos y la mitigación de sus consecuencias, y
- Determinación de medidas apropiadas para la reducción de estos riesgos.

El Estudio de Riesgo no comprende únicamente la evaluación de la probabilidad de que ocurran accidentes que involucren a los materiales peligrosos, sino también permite la determinación de las medidas para prevenirlos, así como bases para elaborar y establecer un plan de emergencia interno.

Considerando las premisas anteriores, los objetivos del presente Estudio de Riesgo consideran un objetivo inmediato y un objetivo fundamental, los cuales están enfocados en lo siguiente:

- El objetivo inmediato del Estudio de Riesgo tiene la función de coadyuvar en la toma de decisiones. Para ello, sus resultados se presentan con un orden lógico, de forma objetiva y fácilmente comprensible. Además de identificar, prevenir e interpretar los efectos que un proyecto puede tener en la sociedad y el ambiente; y para este caso en particular, es el de detectar los riesgos que se puedan presentar a raíz del diseño del Proyecto.
- El objetivo fundamental de la evaluación del Estudio de Riesgo es definir y proponer la adopción de un conjunto de medidas preventivas que permitan prevenir o incluso evitar los riesgos a la sociedad y al ambiente.

El Estudio de Riesgo está compuesto por dos partes; aquella en donde se emplea una serie de metodologías de tipo cualitativo y cuantitativo, para identificar y jerarquizar riesgos; y la otra parte conocida como análisis de consecuencias en donde se utilizan modelos matemáticos de simulación para cuantificar y estimar dichas consecuencias. En síntesis, este proceso multidisciplinario constituye la etapa previa (con bases científicas, técnicas, socioculturales, económicas y jurídicas), a la toma de decisiones acerca de la puesta en operación del Proyecto.

Con lo anterior, el Estudio de Riesgo del Proyecto permitirá establecer propuestas de acciones de protección al ambiente y de prevención de accidentes que pudieran producirse durante el desarrollo del mismo.

CAPÍTULO II

ALCANCE

ÍNDICE

II. ALCANCE..... II-1

II. ALCANCE

El presente Estudio de Riesgo se realizó con el apoyo de la actual "Guía para la elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (Guía-ARSH)" que tiene como referencia, que la aplicabilidad de esta, deberá ser utilizada para los que pretendan o lleven a cabo las actividades a las que se refiere el artículo 3º, fracción XI, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos. Este instrumento podrá ser utilizado para la elaboración del Análisis de Riesgo requerido en la regulación emitida por la Agencia, así como también en el Estudio de Riesgo (ER) y Estudio de Riesgo Ambiental (ERA) a los que se refieren respectivamente los artículos 30 y 147 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA) y los artículos 17 y 18 del Reglamento de la LGEEPA en Materia de Evaluación de Impacto Ambiental. Considera las etapas de diseño, construcción, operación, cierre, desmantelamiento y abandono del Proyecto; sin embargo, es importante mencionar, que se presenta el alcance, acorde a las especificaciones de la Guía-ARSH, correspondiente al ER en la etapa de diseño para el proyecto "Vista Pacífico LNG" (con una Ingeniería Básica Extendida), conforme a los puntos requeridos en la Tabla II.1.

Tabla II.1 Matriz de contenido de Estudio de Riesgo.

	ARSH	ER	ERA
Análisis preliminar de peligros	X		X
Reposicionamiento de escenarios de riesgo	X		X
Análisis de vulnerabilidad	X	X	X
Receptores de riesgo: población y medio ambiente		X	X
Afectación sobre integridad funcional de los ecosistemas		X	
Receptores de riesgo; personal e instalaciones/producción	X		
Etapa del proyecto en el que se elabora	Desde el diseño	Diseño	Operación

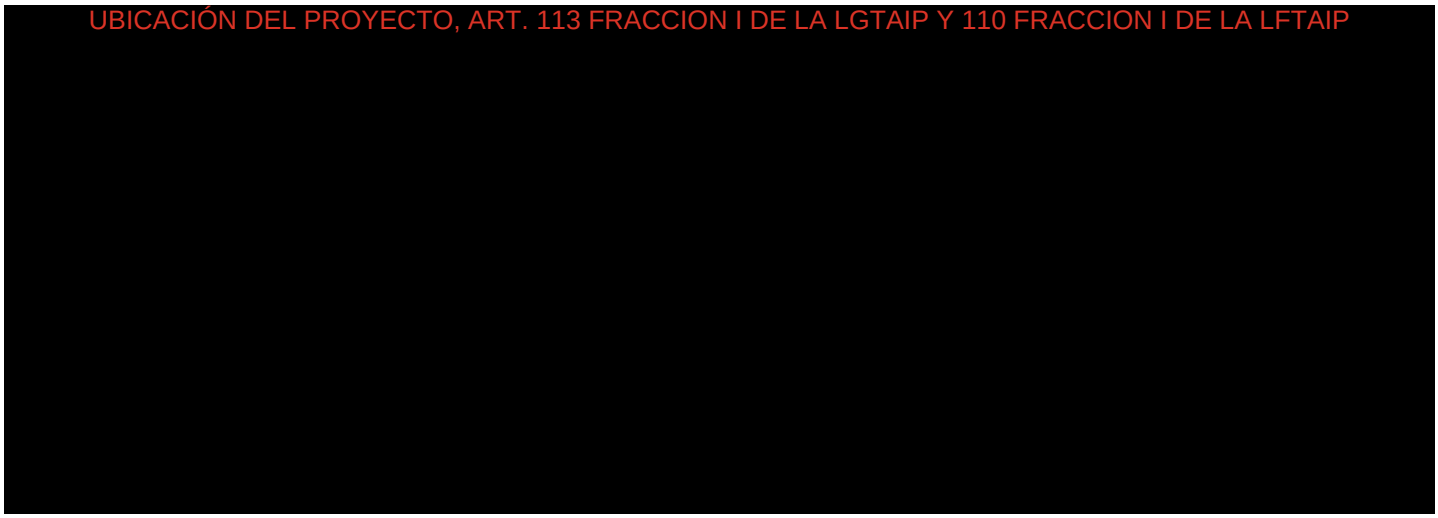
ARSH: Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos – **ER**: Estudio de Riesgo – **ERA**: Estudio de Riesgo Ambiental
Fuente: Guía-ARSH

Una vez definidos los alcances que establece la Guía-ARSH para la aplicación a este tipo de proyectos; y considerando la información proporcionada para la etapa de diseño, que fue el insumo para la elaboración del presente estudio; a continuación, se desglosan los componentes principales que forman parte del alcance del Proyecto.

- Unidad FLNG: que consta del artefacto naval integrado por instalaciones de licuefacción, instalaciones complementarias auxiliares (tanques de guarda temporal de GNL y sistema auxiliar de generación de energía eléctrica) así como de servicios auxiliares para la operatividad.
- Instalaciones Marinas Auxiliares:
  - ✓ Bolardos de amarre.
  - ✓ Pasarelas.
  - ✓ Plataforma "Jetty" con interconexión a un nuevo Sistema de Transporte de Gas Natural (STGN) denominado como Gasoducto Corredor Norte promovido por la empresa Gasoducto Corredor Norte, S.A.P.I. de C.V. (GCN), el cual estará ubicado en los municipios de El Fuerte y Ahome, en Sinaloa.
- Instalaciones Auxiliares en Tierra: consistentes en un embarcadero, bodega, estacionamientos, y edificio administrativo.

En la Figura II.1, se presenta de forma esquemática la ubicación del sitio del Proyecto.

UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



La descripción detallada del Proyecto se encuentra en el apartado V.1 del presente Estudio de Riesgo (ER).

CAPÍTULO III

GENERALIDADES

ÍNDICE

III. GENERALIDADES III-1

III. GENERALIDADES

Los Regulados que elaboren el Estudio de Riesgo para dar cumplimiento a los artículos 30 y 147 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (LGEEPA) y a los artículos 17, primer y último párrafo, y artículo 18 del Reglamento de la LGEEPA en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental, podrán utilizar la Guía-ARSH, publicada en julio de 2020 por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA).

Con base en lo anterior, para la elaboración del presente Estudio de Riesgo aplicable al Proyecto denominado "Vista Pacífico LNG"; se utilizaron los numerales aplicables al Estudio de Riesgo considerados en los apartados del capítulo 5 de la Guía-ARSH; los cuales son:

5. Contenido del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos.
   - 5.1. Descripción del Proyecto.
   - 5.2. Descripción del proceso.
   - 5.3. Descripción del entorno.
   - 5.4. Análisis y evaluación de riesgos.
     - 5.4.1. Identificación de peligros y jerarquización de escenarios de riesgo.
       - 5.4.1.1. Análisis preliminar de peligros. No aplica.
       - 5.4.1.2. Antecedentes de accidentes e incidentes en proyectos similares,
       - 5.4.1.3. Identificación de peligros y escenarios de riesgo,
       - 5.4.1.4. Jerarquización de escenarios de riesgo.
     - 5.4.2. Análisis cuantitativo de riesgo.
       - 5.4.2.1. Análisis de frecuencias.
       - 5.4.2.2. Análisis de consecuencias.
   - 5.5. Representación en planos de los radios potenciales de afectación.
   - 5.6. Análisis de vulnerabilidad e interacciones de riesgo.
     - 5.6.1. Análisis de vulnerabilidad.
     - 5.6.2. Interacción de riesgo.
   - 5.7. Reposicionamiento de escenarios de riesgos. No aplica.
   - 5.8. Sistemas de seguridad y medidas para administrar los escenarios de riesgo.
     - 5.8.1. Sistemas de seguridad.
     - 5.8.2. Medidas preventivas.
     - 5.8.3. Recomendaciones técnico-operativas.
   - 5.9. Conclusiones.
   - 5.10. Resumen ejecutivo.
6. Análisis de capas de protección (LOPA). No aplica.

Considerando la Guía-ARSH, se ratifica que el nivel de ingeniería para la elaboración del presente Estudio de Riesgo para el Sector Hidrocarburos será conforme a la etapa del Proyecto en la que se encuentra, que es la etapa de Diseño y es a nivel de Ingeniería Básica Extendida.

De igual forma, los receptores de riesgo considerados serán únicamente los referentes al Sistema Ambiental, es decir población y medio ambiente, tomando en cuenta las afectaciones sobre la integridad funcional de los ecosistemas.

CAPÍTULO IV

DEFINICIONES

ÍNDICE

IV. DEFINICIONES.....IV-1

IV. DEFINICIONES

Para efectos de la aplicación e interpretación del Estudio de Riesgo, se utilizarán los conceptos y definiciones, en singular o plural, previstas en la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante ASEA o Agencia), la Ley de Hidrocarburos, la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA), el Reglamento Interior de la Agencia, el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, el Reglamento de la LGEEPA en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental, así como las Normas Oficiales Mexicanas y Disposiciones Administrativas de Carácter General emitidas por la Agencia.

A continuación, se presentan las definiciones utilizadas en el presente Estudio de Riesgo:

1. Amenaza.- Es el acto que por sí mismo o encadenado a otros, puede generar un daño o afectación al personal, población, medio ambiente, Instalación, producción, otro.

2. Caso alterno.- Es el evento creíble de una liberación accidental de una Sustancia peligrosa que es simulado, pero que no corresponde al "peor caso" ni al "caso más probable".

3. Caso más probable.- Con base a la experiencia operativa, es el evento de liberación accidental de una sustancia peligrosa, que tiene la mayor probabilidad de ocurrir.

4. Efecto dominó.- También conocido como encadenamiento de eventos, es un evento asociado a un incendio o explosión en una Instalación, que multiplica sus consecuencias por efecto de la sobrepresión, proyectiles o la radiación térmica que se generan sobre elementos próximos y vulnerables, tales como otros recipientes, tuberías o equipos de la misma Instalación o Instalaciones próximas, de tal forma que puedan ocurrir nuevas fugas, derrames, incendios o explosiones que a su vez, pueden nuevamente provocar efectos similares.

5. Escenario de riesgo.- Determinación de un evento hipotético derivado de la aplicación de la metodología de identificación de peligros y evaluación de riesgos, en el cual se considera la probabilidad de ocurrencia y severidad de las consecuencias y, posteriormente, determinar las zonas potencialmente afectadas mediante la aplicación de modelos matemáticos para la simulación de consecuencias.

6. Estudio de Riesgo (ER).- Documento que indica los escenarios de riesgo identificados y evaluados con posibles afectaciones al medio ambiente, de tal manera que mediante el uso de metodologías y herramientas tecnológicas se cuantifiquen los probables daños al medio ambiente, tomando en cuenta las afectaciones sobre la integridad funcional de los ecosistemas, donde se pretende desarrollar un proyecto. Tiene por objetivo determinar las zonas de alto riesgo y amortiguamiento, verificar las vulnerabilidades que probablemente se presenten en caso de materialización de algún escenario de riesgo, así como las medidas de prevención, control, y mitigación de riesgos ambientales, o aquellas que se van a implementar para prevenir las causas o mitigar las afectaciones al medio ambiente. Se incorpora a la Modificación de la Manifestación de Impacto Ambiental (MIA).

7. Exposición.- Contacto de las personas o elementos que constituyen el medio ambiente con sustancias peligrosas o contaminantes químicos, biológicos o físicos o la posibilidad de una situación peligrosa derivado de la materialización de un escenario de riesgo.

8. IDLH (Immediately Dangerous to Life or Health) - Inmediatamente Peligroso para la Vida o la Salud.- Es la concentración máxima en el aire de una sustancia peligrosa, a la que una persona podría escapar durante un periodo de treinta minutos sin experimentar efectos irreversibles para la salud o síntomas graves que le impidan evacuar.

9. Peor caso.- Corresponde a la liberación accidental del mayor inventario de sustancia peligrosa contenida en un recipiente, línea de proceso o ducto, sin necesidad de conocer las causas ni su probabilidad de ocurrencia.

10. Proyecto.- Actividad del sector hidrocarburos que se desarrolla o se pretende desarrollar en una o varias instalaciones, y que se encuentra vinculada a un permiso o autorización emitido por la Secretaría de Energía (SENER) o la Comisión Reguladora de Energía (CRE) o bien, a un Plan de Exploración o de Desarrollo para la Extracción, aprobados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

11. Riesgo inherente.- Es propio del trabajo o proceso, que no puede ser eliminado del sistema, es decir, en todo trabajo o proceso se encontrarán riesgos para las personas o para la ejecución de la actividad en sí misma. Es el riesgo intrínseco de cada actividad, sin tener en cuenta los controles y medidas de reducción de riesgos.

12. Riesgo residual.- Es el riesgo remanente después del tratamiento de riesgo, es decir, una vez que se han implementado controles y medidas de reducción de riesgos para mitigar el riesgo inherente; el riesgo residual puede contener riesgos no identificados, también puede ser conocido como riesgo retenido; riesgo tolerable: Es el riesgo que se acepta en un contexto dado basado en los valores actuales de la sociedad;

13. Salvaguarda.- Dispositivo, sistema, procedimientos o programas, entre otros, destinados a proteger la seguridad física integral de las personas, el medio ambiente o la Instalación.

14. Sistemas de seguridad.- Conjunto de equipos y componentes que se interrelacionan y responden a las alteraciones del desarrollo normal de los procesos o actividades en la Instalación y previenen situaciones que normalmente dan origen a accidentes o emergencias.

15. Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS).- Es un sistema de seguridad que tiene implementadas una o más funciones de cualquier combinación de sensores (elementos primarios), controlador lógico y elementos finales.

16. Simulación.- Representación de un escenario de riesgo o fenómeno mediante la utilización de sistemas o herramientas de cómputo, modelos físicos o matemáticos u otros medios, que permite estimar las consecuencias de dichos escenarios a partir de las propiedades físicas y químicas de las sustancias o componentes de las mezclas de interés, en presencia de determinadas condiciones y variables atmosféricas.

17. Sustancia explosiva.- La que genera una gran cantidad de calor y ondas de sobrepresión de manera espontánea o por acción de alguna energía.

18. Sustancia inflamable.- Aquella capaz de formar una mezcla con el aire en concentraciones tales para prenderse espontáneamente o por la acción de una fuente de ignición.

19. Sustancia peligrosa.- Cualquier sustancia que, al ser emitida, puesta en ignición o cuando su energía es liberada (fuego, explosión, fuga tóxica) puede causar daños al ambiente, a las personas y a las instalaciones debido a sus características de toxicidad, inflamabilidad, explosividad, corrosión, inestabilidad térmica, calor latente o compresión.

20. Sustancia tóxica.- Aquella que puede producir en organismos vivos, lesiones, enfermedades, alteraciones al material genético o muerte.

21. TLV (Threshold Limit Value-Short Term Exposure Limit) (15 min, STEL) - Valor Umbral Límite-Limite de Exposición a Corto Plazo.- Exposición para un periodo de 15 minutos, que no puede repetirse más de 4 veces al día con al menos 60 minutos entre periodos de exposición.

22. TLV (Threshold Limit Value-Time Weighted Average) (8 h. TWA) - Valor Umbral Límite-Promedio Ponderada en el Tiempo.- Concentración ponderada para una jornada normal de trabajo de ocho horas y una semana laboral de cuarenta horas, a la que pueden estar expuestos casi todos los trabajadores repetidamente día tras día, sin que se evidencien efectos adversos.

23. Vulnerabilidad.- Es la mayor o menor facilidad de la ocurrencia de una amenaza en virtud de las condiciones que imperan; puede decirse que son los puntos o momentos de debilidad que se tienen y pueden favorecer la ocurrencia de un acto negativo o el aumento de las consecuencias de este.

24. Zona de amortiguamiento para el análisis de riesgo.- Área donde pueden permitirse determinadas actividades productivas que sean compatibles, con la finalidad de salvaguardar a la población y al ambiente.

25. Zona de alto riesgo para el análisis de riesgo.- Área de restricción total en la que no se deben permitir actividades distintas a las del proyecto.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS DE RIESGO PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS

ÍNDICE

V. ANÁLISIS DE RIESGO PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS V-1
V.1 Descripción del Proyecto V-1
V.1.1 Proyecto V-1
V.2 Descripción del proceso V-88
V.2.1 Instalaciones de entrada y sistema de eliminación de mercurio V-88
V.2.2 Sistema de eliminación de gases ácidos V-90
V.2.3 Sistema de eliminación y deshidratación de hidrocarburos pesados V-95
V.2.4 Sistema de licuefacción y refrigeración V-98
V.2.5 Sistema de vapor de gas de ebullición/ gas de expansión final (BOG/EFG) V-101
V.2.6 Sistema de gas combustible V-102
V.2.7 Servicios básicos V-103
V.2.8 Sustancias peligrosas involucradas V-106
V.2.9 Características de equipos de proceso principal y auxiliares V-107
V.3 Descripción del entorno V-118
V.3.1 Componentes abióticos V-119
V.3.2 Componentes bióticos V-128
V.3.3 Suceptibilidad de riesgos para el Proyecto V-174
V.3.4 Evaluación de proximidad a 500 metros V-176
V.4 Análisis y Evaluación de Riesgos V-179
V.4.1 Identificación de peligros y jerarquización de escenarios de riesgo V-179
V.4.2 Descripción de las metodologías para la identificación y evaluación de riesgos V-186
V.4.3 Análisis cuantitativo de riesgo V-196
V.5 Representación en planos de los radios potenciales de afectación V-203
V.5.1 Simulación de los eventos y diagramas de pétalos V-203
V.6 Análisis de vulnerabilidad e interacciones de riesgo V-215
V.6.1 Análisis de vulnerabilidad V-215
V.6.2 Interacciones de riesgo V-226
V.7 Reposicionamiento de Escenarios de Riesgo V-232
V.8 Sistemas de seguridad y medidas para administrar los escenarios de riesgo V-233
V.8.1 Sistemas de seguridad V-233
V.8.2 Medidas preventivas V-240
V.8.3 Recomendaciones técnico-operativas V-278
V.9 Conclusiones V-284
V.10 Resumen ejecutivo V-287
ANEXO TÉCNICO DEL ESTUDIO DE RIESGO V-288

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla V.1 Ubicación del Proyecto V-3
Tabla V.2 Listado de componentes que integran la Unidad FLNG V-7
Tabla V.3 Listado de servicios generales que integran la Unidad FLNG V-8
Tabla V.4 Servicios generales de las Instalaciones Auxiliares en Tierra V-11
Tabla V.5 Ubicación de Instalaciones Auxiliares en Tierra V-12
Tabla V.6 Composición del gas de alimentación V-1
Tabla V.7 Distribución de hexano+ V-1
Tabla V.8 Condiciones de llegada del gas de alimentación V-2
Tabla V.9 Contaminantes del gas de alimentación V-2
Tabla V.10 Principios de diseño de instrumentos V-46
Tabla V.11 Configuraciones de medición de nivel V-49
Tabla V.12 Tipo de indicadores de nivel V-51
Tabla V.13 Criterios de selección del transmisor de caudal V-52
Tabla V.14 Requerimiento de agua durante las etapas de Preparación del sitio y Construcción V-65
Tabla V.15 Sistemas de extinción de incendios V-68
Tabla V.16 Resumen de sustancias peligrosas manejadas en el Proyecto V-106
Tabla V.17 Características de equipos principales del Proyecto V-107
Tabla V.18 Características de equipos auxiliares del Proyecto V-115
Tabla V.19 Temperatura anual (°C) del Área de Influencia, para el tipo climático BW(h´)w V-120
Tabla V.20 Dirección (grados) y Velocidad (m/s) del Viento del Área de Influencia, en el tipo climático BW(h´)w V-121
Tabla V.21 Humedad relativa (%) del Área de Influencia en el tipo climático BW(h´)w. V-122
Tabla V.22 Presión atmosférica del Área de Influencia en el tipo climático BW(h´)w V-123
Tabla V.23 Tipos geológicos existentes en el Área de Influencia V-124
Tabla V.24 Geomorfología o elevaciones en el Área de Influencia V-124
Tabla V.25 Unidades edafológicas existentes en el Área de Influencia V-125
Tabla V.26 Usos de Suelo y Vegetación en el Ecosistema Terrestre del SAR V-129
Tabla V.27 Usos de Suelo y Vegetación en el Área de Influencia terrestre V-131
Tabla V.28 Especies registradas en los trabajos de campo V-139
Tabla V.29 Especies bajo alguna categoría de riesgo de acuerdo con la NOM-059-SEMARNAT-2010 (SEMARNAT 2019). V-141
Tabla V.30 Especies endémicas registradas en campo V-141
Tabla V.31 Especies registradas en campo listadas en apéndices de CITES V-142
Tabla V.32 Especies registradas en campo listadas en apéndices de UICN V-142
Tabla V.33 Especies registradas en campo listadas como especies Prioritarias para la Conservación V-142
Tabla V.34 Índice de Margalef en el Área de Influencia terrestre V-144
Tabla V.35 Índice de Simpson del Área de Influencia terrestre V-144
Tabla V.36 Índice de Shannon dl Área de Influencia terrestre V-144
Tabla V.37 Índice de Valor de Importancia del estrato Arbóreo del Área de Influencia terrestre V-144
Tabla V.38 Índice de Valor de Importancia del estrato Herbáceo del Área de Influencia terrestre V-145
Tabla V.39 Estructura vertical del Área de Influencia terrestre. V-145
Tabla V.40 Herpetofauna registrada en campo V-149
Tabla V.41 Aves registradas en campo V-149
Tabla V.42 Mamíferos registrados en campo V-153
Tabla V.43 Especies bajo alguna categoría de riesgo de acuerdo con la NOM-059-SEMARNAT-2010 (SEMARNAT 2019). V-154
Tabla V.44 Especies endémicas registradas en campo. V-154
Tabla V.45 Especies registradas en campo listadas en alguno de los apéndices de CITES (CITES 2023 ..... V-155
Tabla V.46 Especies registradas en campo bajo algún estatus de conservación de acuerdo con la lista roja de la UICN. V-155

Tabla V.47 Especies registradas en campo que se encuentran, en la lista de especies Prioritarias para la Conservación del Programa de Conservación de Especies en Riesgo (PROCER, 2023). V-156
Tabla V.48 Índice de diversidad por grupo faunístico para el Área de Influencia terrestre. V-162
Tabla V.49 Índice de similitud Jaccard para los diferentes tipos de suelo y vegetación. V-162
Tabla V.50 Especies de vertebrados terrestres exóticos registrados en campo V-163
Tabla V.51 Especies con autorización de aprovechamiento para el estado de Sinaloa (SEMARNAT 2023). V-164
Tabla V.52 Especies con autorización de aprovechamiento para el estado de Sinaloa (SEMARNAT 2023). V-165
Tabla V.53 Especies de peces identificadas, su estatus de protección e importancia pesquera. V-166
Tabla V.54 Especies de invertebrados identificados y su estatus de protección. V-167
Tabla V.55 Especies de algas identificadas. V-168
Tabla V.56 Especies de mamíferos marinos observados y su estatus de protección. V-168
Tabla V.57 Especies de peces observadas por sitio de monitoreo, su estatus de protección e importancia pesquera. V-169
Tabla V.58 Especies de invertebrados identificados y su estatus de protección. V-170
Tabla V.59 Especies de algas identificadas y su estatus de protección. V-172
Tabla V.60 Presencia-ausencia de vegetación por lugar de monitoreo. V-172
Tabla V.61 Especies de mamíferos marinos identificadas. V-173
Tabla V.62 Sismos registrados del año 1900 a 2024 ..... V-174
Tabla V.63 Fenómenos meteorológicos extremos en un radio de 50 km V-176
Tabla V.64 Proximidades con zonas vulnerables de población para un radio de 500 metros. V-176
Tabla V.65 Proximidades con componentes ambientales para un radio de 500 metros. V-177
Tabla V.66 Antecedentes de accidentes e incidentes en Proyectos similares V-179
Tabla V.67 Metodologías de Análisis de Riesgo V-185
Tabla V.68 Selección de metodologías utilizadas V-185
Tabla V.69 Nodos y categorías de peligros V-191
Tabla V.70 Categorías de peligros y palabras clave V-192
Tabla V.71 Probabilidad (L) V-195
Tabla V.72 Probabilidad (L) V-195
Tabla V.73 Matriz de aceptación de riesgos - Personal V-196
Tabla V.74 Matriz de aceptación de riesgos - Riesgos medioambientales, económicos y de calidad e imagen V-196
Tabla V.75 Número de escenarios por nivel de riesgo y por nodo (jerarquizados) V-197
Tabla V.76 Clases V-201
Tabla V.77 Condiciones meteorológicas que definen la clase V-201
Tabla V.78 Parámetros para la determinación de las "Zonas de Alto Riesgo" y "Amortiguamiento" V-202
Tabla V.79 Resultados de la evaluación de consecuencias V-202
Tabla V.80 Descripción de los posibles receptores de riesgo, de acuerdo con el análisis de consecuencias V-215
Tabla V.81 Interacciones de riesgo y descripción de los posibles receptores V-226
Tabla V.82 Requisitos de detección de incendios V-234
Tabla V.83 Detección de fuego y gas confirmada y no confirmada V-236
Tabla V.84 Det Norske Veritas (DNV) V-247
Tabla V.85 Asociación Nacional de Protección contra el Fuego (NFPA) V-247
Tabla V.86 Códigos ISO V-248
Tabla V.87 Instituto Americano del Petróleo (API) V-248
Tabla V.88 Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME) V-249
Tabla V.89 Sociedad Americana de Soldadura (AWS) V-249
Tabla V.90 Instituto Americano de la Construcción en Acero (AISC) V-250
Tabla V.91 Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE) V-250
Tabla V.92 Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales (ASTM) V-250
Tabla V.93 International Electrotechnical Commission (IEC) V-251
Tabla V.94 Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos (NEMA) V-251
Tabla V.95 Asociación de Fabricantes de Intercambiadores Tubulares (TEMA) V-252
Tabla V.96 Underwriter's Laboratories (UL) Standard V-252

Tabla V.97 Sociedad Estadounidense de Ingenieros Civiles (ASCE) V-252
Tabla V.98 Sociedad de Normalización de Fabricantes de la Industria de Válvulas y Accesorios (MSS) ..V-252
Tabla V.99 Otros códigos y estándares V-252
Tabla V.100 Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (ANSI) V-253
Tabla V.101 Sociedad Internacional de Automatización (ISA) V-253
Tabla V.102 Manual de Diseño de Obras Civiles V-253
Tabla V.103 Regulación Estatal de Construcción V-253
Tabla V.104 Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG) V-253
Tabla V.105 Normas Oficiales Mexicanas (NOM) V-253
Tabla V.106 Recomendaciones de la identificación de peligro y escenario de riesgos V-278
Tabla V.107 Programa para la implementación de las recomendaciones (para escenarios de riesgo) V-281
Tabla V.108 Criterios para definición de zonas de seguridad V-285

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura V.1 Ubicación del sitio del Proyecto V-2
Figura V.2 Componentes del Proyecto (esquema simplificado) V-2
Figura V.3 Representación ejemplificativa de las instalaciones propuestas V-3
Figura V.4 Localización espacial del área que ocupará el Proyecto V-6
Figura V.5 Esquema de las Instalaciones Marinas Auxiliares del Proyecto V-10
Figura V.6 Disposición conceptual del amarre 5-4-5-5 / 5-5-4-5 .....V-11
Figura V.7 Localización de las Instalaciones Auxiliares en Tierra para el Proyecto. V-12
Figura V.8 Área para la dársena de maniobras V-0
Figura V.9 Área de dragado V-58
Figura V.10 Oficinas móviles de campo típicas V-59
Figura V.11 Imagen representativa de sanitarios V-59
Figura V.12 Fotografía representativa referente trabajos topográficos marinos V-60
Figura V.13 Trabajos de dragado y limpieza V-60
Figura V.14 Trabajos de Izaje y posicionamiento de pilotes V-61
Figura V.15 Plataforma flotante V-61
Figura V.16 Instalación de defensas y bolardos V-62
Figura V.17 Pasarelas marinas V-62
Figura V.18 Sistemas de amarre automáticos V-63
Figura V.19 Distribución de los elementos a construirse como Instalaciones Auxiliares en Tierra V-66
Figura V.20 Ubicación del principal refugio temporal primario en el bloque de oficinas V-86
Figura V.21 Esquema del proceso de eliminación de hidrocarburos pesados V-96
Figura V.22 Número de especies de flora silvestre potenciales por familia en el Ecosistema Terrestre del SAR V-138
Figura V.23 Flora potencial en el Ecosistema Terrestre del SAR bajo algún estatus de protección, endemismo y Especies Prioritarias para la Conservación V-139
Figura V.24 Curva de acumulación de especies por forma de vida para el Matorral Sarcocaule del Área de Influencia terrestre V-143
Figura V.25 Estructura Vertical de la vegetación en el Área de Influencia terrestre V-146
Figura V.26 Número de especies de fauna silvestre potenciales para el Ecosistema Terrestre del SAR ..V-147
Figura V.27 Fauna potencial en el Ecosistema Terrestre del SAR bajo algún estatus de riesgo, conservación, endemismo y Especies Prioritarias para la Conservación V-147
Figura V.28 Comparación entre la riqueza de especies de vertebrados potenciales contra las registradas en campo V-148
Figura V.29 Especies registradas en campo bajo categoría de riesgo (NOM-059-SEMARNAT-2010), especies endémicas al país, especies amenazadas (CITES y UICN) y especies prioritarias para la conservación V-148
Figura V.30 Curva de acumulación de especies por grupo faunístico para la Zona Urbana del Área del Proyecto terrestre V-156

Figura V.31 Porcentaje de las categorías de abundancia relativa.....V-157
Figura V.32 Comparativo de las categorías de abundancia relativa de las especies registradas en campo V-157
Figura V.33 Comparativo de las categorías de abundancia relativa de las especies registradas en el Ecosistema Terrestre del SAR V-158
Figura V.34 Comparativo de las categorías de abundancia relativa de las especies registradas en el Área de Influencia terrestre.....V-158
Figura V.35 Número de sitios de muestreo en los que fue registrada la fauna con categoría de raras en el Ecosistema Terrestre del SAR, Área de Influencia terrestre y Área del Proyecto terrestre V-159
Figura V.36 Número de sitios de muestreo en los que fue registrada la fauna con categoría de frecuentes en el Ecosistema Terrestre del SAR, Área de Influencia terrestre y Área del Proyecto terrestre V-160
Figura V.37 Número de sitios de muestreo en los que fue registrada la fauna con categoría de comunes en el Ecosistema Terrestre del SAR, Área de Influencia terrestre y Área del Proyecto terrestre V-160
Figura V.38 Número de sitios de muestreo en los que fue registrada la fauna con categoría de abundantes en el Ecosistema Terrestre del SAR, Área de Influencia terrestre y Área del Proyecto terrestre V-161
Figura V.39 Trayectoria de fenómenos meteorológicos extremos V-175
Figura V.40 Caso 1 Radios de Afectación V-204
Figura V.41 Caso 2 Radios de Afectación V-205
Figura V.42 Caso 3 Radios de Afectación V-206
Figura V.43 Caso 4 Radios de Afectación V-207
Figura V.44 Caso 5 Radios de Afectación V-208
Figura V.45 Caso 6 Radios de Afectación V-209
Figura V.46 Caso 7 Radios de Afectación V-210
Figura V.47 Caso 8 Radios de Afectación V-211
Figura V.48 Caso 9 Radios de Afectación V-212
Figura V.49 Caso 10 Radios de Afectación V-213
Figura V.50 Caso 11 Radios de Afectación V-214

ÍNDICE DE MAPAS

Mapa V.1 Delimitación del Área de Influencia.....V-119
Mapa V.2 Clima del Área de Influencia.....V-120
Mapa V.3 Geología del Área de Influencia.....V-123
Mapa V.4 Geomorfología o elevaciones en el Área de Influencia V-125
Mapa V.5 Unidades edafológicas existentes en el Área de Influencia V-126
Mapa V.6 Provincia Florística donde se ubica el Ecosistema Terrestre del SAR, Área de Influencia y Área del Proyecto.....V-128
Mapa V.7 Usos de Suelo y Vegetación en el Ecosistema Terrestre del SAR V-129
Mapa V.8 Usos de suelo y Vegetación obtenidos del análisis de información de campo para el Ecosistema Terrestres del SAR.....V-130

V. ANÁLISIS DE RIESGO PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS

V.1 Descripción del Proyecto

El proyecto "Vista Pacífico LNG" (Proyecto) desarrollado por Vista Pacífico LNG, S.A.P.I. de C.V. (VPLNG), consiste en la Preparación del sitio, Construcción y Operación y mantenimiento de un sistema para la licuefacción de Gas Natural Licuado (GNL) con una capacidad de diseño de licuefacción de 5.05 Millones de Toneladas por Año (MTPA), mediante la instalación y operación de una Unidad Flotante de Gas Natural Licuado (Unidad FLNG). El Proyecto estará ubicado en el municipio Ahome, estado de Sinaloa en el área marina del Puerto de Topolobampo a cargo de la Administración del Sistema Portuario Nacional Topolobampo (ASIPONA Topolobampo), y contará con Instalaciones Auxiliares en Tierra, de las cuales, una parte se ubica dentro de las áreas que conforman el mismo Puerto de Topolobampo y otra fuera de éste en propiedad privada.

La Unidad FLNG procesará el gas natural suministrado a través de ductos provenientes desde los Estados Unidos de Norte América, pasando por los puntos de internación en la frontera y posteriormente por ductos en territorio Nacional, con la finalidad de licuarlo y exportarlo; su destino final serán los mercados de Asia, Sudáfrica y el resto del mundo a través de buques de GLN. La Unidad FLNG estará ubicada a una distancia costa afuera de aproximadamente 2,228 m del Puerto de Topolobampo, donde se requiere contar con una profundidad marina que oscile entre los 15 y 18 m. El uso y aprovechamiento de la superficie dentro del Puerto de Topolobampo para la construcción y operación del Proyecto, será a través de la celebración de un Contrato de Cesión Parcial de Derechos con la ASIPONA Topolobampo, quien es la entidad que administra y controla las actividades que se realizan dentro de dicho Puerto.

La Unidad FLNG será construida en el extranjero para posteriormente ser remolcada hasta el Puerto de Topolobampo. Esta unidad estará atracada permanentemente a un muelle de amarre fijo llamado Jetty, que será de nueva construcción.

De acuerdo con lo anterior, el Proyecto contará con los siguientes componentes principales:

1. Unidad FLNG: que consta del artefacto naval integrado por instalaciones de licuefacción (tres trenes), instalaciones complementarias auxiliares (los tanques de guarda temporal de GNL[1] y el sistema auxiliar de generación de energía eléctrica) y otros servicios auxiliares para la operatividad.
2. Instalaciones Marinas Auxiliares que consideran las instalaciones de amarre fijo:
   a. Bolardos de amarre.
   b. Pasarelas.
   c. Plataforma Jetty con interconexión con un nuevo Sistema de Transporte de Gas Natural denominado como Gasoducto Corredor Norte promovido por la empresa Gasoducto Corredor Norte, S.A.P.I. de C.V. (GCN).
3. Instalaciones Auxiliares en Tierra: consistentes en un embarcadero, bodega, estacionamientos, y edificio administrativo.

La Figura V.1, muestra la zona de ubicación del Proyecto, aproximadamente a 2.5 km al suroeste de Los Mochis, Sinaloa, y a 1.2 km frente a la parte terrestre de la ASIPONA Topolobampo.

[1] En la ingeniería se puede encontrar como Tanques de carga de GNL.

UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

El Proyecto contará con los componentes que son esquematizados en la Figura V.2 y se presenta una imagen de una instalación similar para fines explicativos en la Figura V.3.

La Unidad FLNG consta de un artefacto naval integrado por instalaciones de licuefacción de GN, instalaciones complementarias auxiliares (tanques de guarda temporal de GNL y sistema auxiliar de generación de energía eléctrica) y servicios auxiliares para la operatividad.

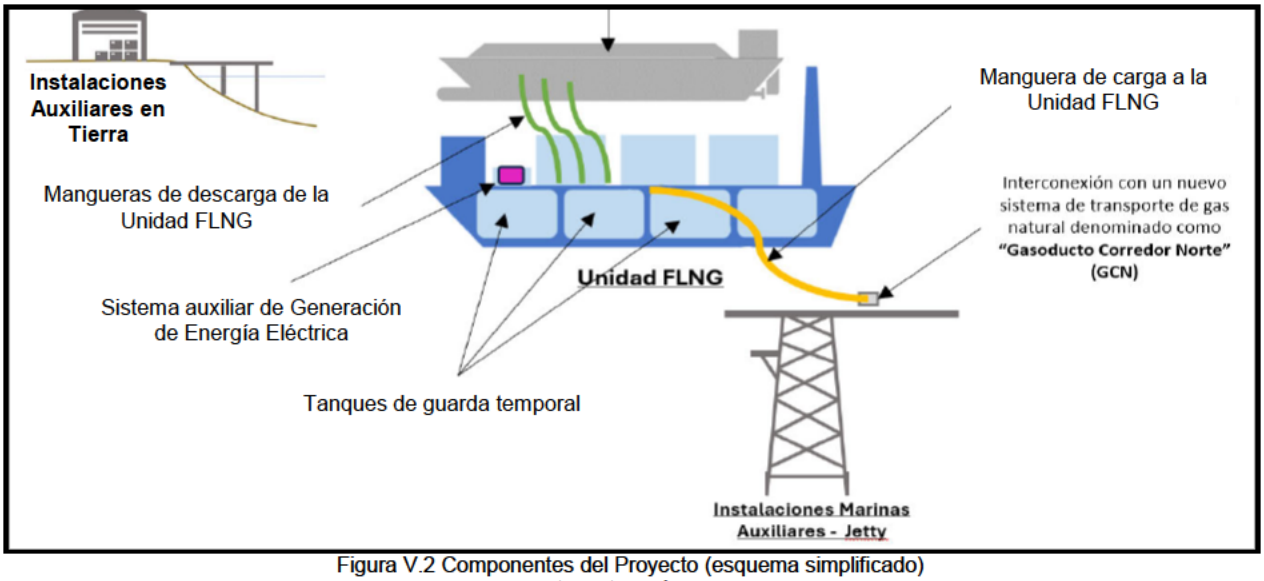


Figura V.2 Componentes del Proyecto (esquema simplificado)
Fuente: Vista Pacífico LNG.

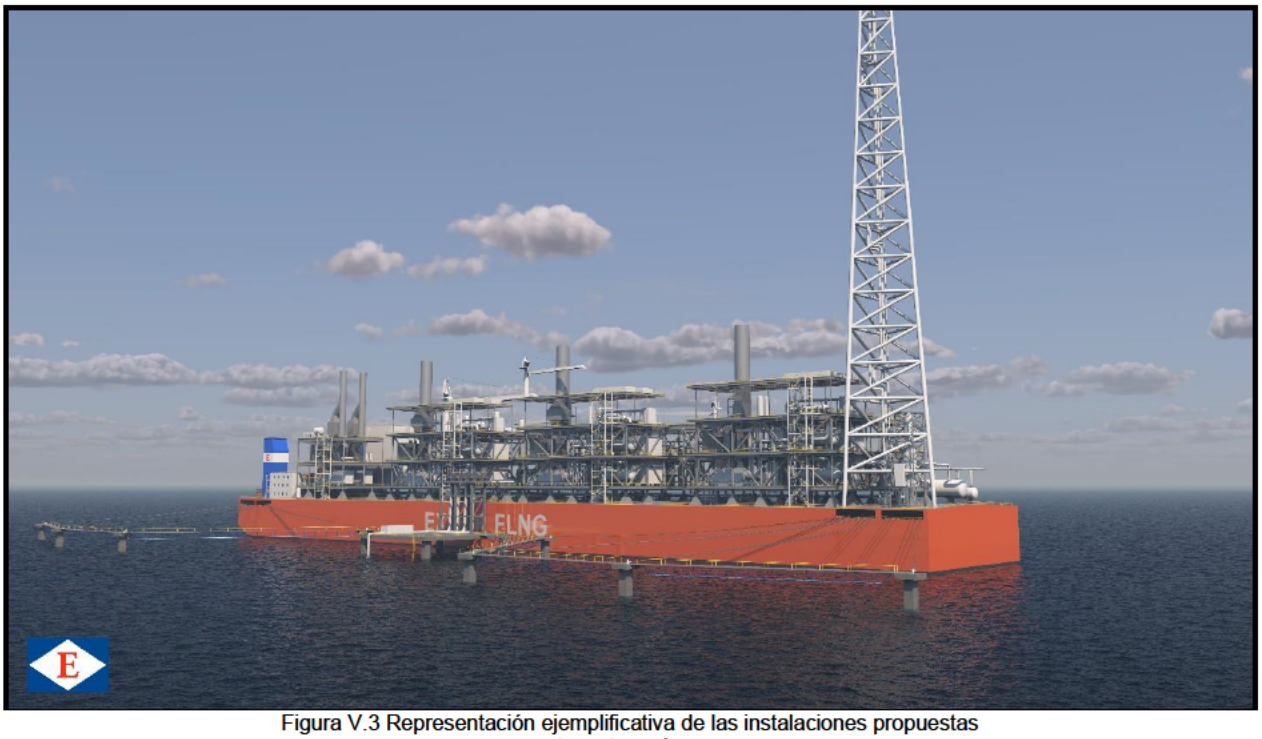


Figura V.3 Representación ejemplificativa de las instalaciones propuestas
Fuente: Vista Pacífico LNG.

En la Tabla V.1, se incluyen las coordenadas geográficas estimadas de las instalaciones mencionadas:

Tabla V.1

Poligonal	Área	Vértices	COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP	Superficie (m²)	Superficie (ha)
1	Marina	1		728,000.00	72.80
		2			
		3			
		4			
		1			
2	2,363.42 m² marina 218.12 m² terrestre	1		2,581.54	0.26
		2			
		3			
		4			
		5			
		6			
		7			
		8			
		9			
		10			
		1			
3	Terrestre	1		2,186.82	0.22

COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

Poligonal	Área	Vértices		erficie (m²)	Superficie (ha)
		2			
		3			
		4			
		5			
		6			
		7			
		8			
		9			
		10			
		11			
		12			
		13			
		14			
		15			
		1			
		1			
		2			
		3			
		4			
		5			
		6			
4	Terrestre	7		5,299.91	0.53
		8			
		9			
		10			
		11			
		12			
		13			
		1			
Entre el vértice 5 y 6 se tiene una curva con centro en X=6				5	
		1			
		2			
		3			
		4			
		5			
5	Terrestre	6		828.45	0.08
		7			
		8			
		9			
		10			

COORDENADAS DDEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

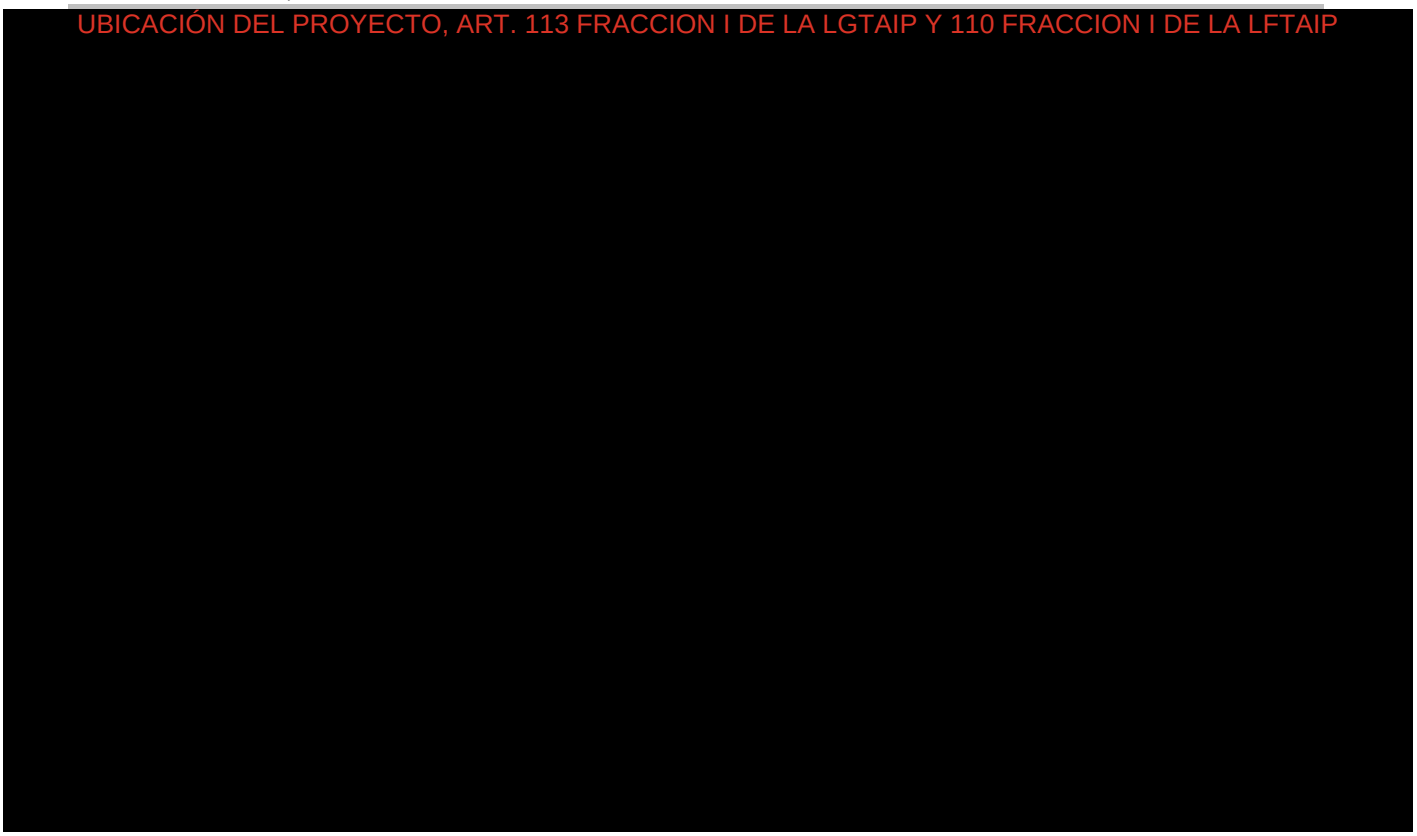
Poligonal	Área	Vértices	uperficie (m²)	Superficie (ha)
		1		
Entre el vértice 5 y 6 se tiene una curva con centro en X=			.25	
6	Terrestre	1	2,195.53	0.22
		2		
		3		
		4		
		5		
		6		
		7		
		8		
		9		
		10		
		11		
		12		
		13		
		14		
		15		
		16		
		17		
		18		
		19		
		20		
		21		
		22		
		23		
		24		
		1		
Total			**741,092.25**	**74.11**

Fuen

Cabe señalar que, el uso y aprovechamiento de la superficie dentro del Puerto de Topolobampo para la construcción y operación del Proyecto, será a través de la celebración de un Contrato de Cesión Parcial de Derechos con la ASIPONA Topolobampo, quien es la entidad que administra y controla las actividades que se realizan dentro de dicho Puerto.

En la Figura V.4, se muestra la localización espacial de las instalaciones superficiales en el área marina que conforman el Proyecto.

UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



A. Unidad Flotante de Gas Natural Licuado (Unidad FLNG).

La Unidad FLNG será un artefacto naval carente de autopropulsión, integrado con 5 tanques de guarda temporal para el GNL dentro de su casco, mismo que permanecerá atracado permanentemente dentro del área marina perteneciente al Puerto de Topolobampo que, de acuerdo con el Programa Maestro de Desarrollo Portuario del Puerto de Topolobampo, Sinaloa[2], está clasificada como Zona 58PuN correspondiente al Área de Navegación de Uso Común de la ASIPONA de Topolobampo.

Es importante señalar que, la Unidad FLNG será construida en puertos asiáticos, para posteriormente ser remolcada hasta el Puerto de Topolobampo, en donde estará atracada permanentemente a la plataforma Jetty por construirse, de las Instalaciones Marinas Auxiliares, esta Unidad FLNG tendrá la capacidad de permanecer atracada durante eventos climáticos extremos como tormentas tropicales y huracanes de categoría 4.

La Unidad FLNG se compone de sistemas de pretratamiento del gas y tres trenes de licuefacción para producir GNL que cumpla con las especificaciones requeridas. El sistema de licuefacción y refrigeración de GNL utilizará la tecnología Chart IPSMR®, que es una variante avanzada del proceso de refrigerante mixto único (SMR), para enfriar, condensar y sub-enfriar el gas natural a la temperatura de guarda temporal del GNL. El proceso IPSMR de Chart es uno de los procesos de refrigerante mixto único más eficientes disponibles en el mercado. La Unidad FLNG está integrada por cinco módulos conformados de la siguiente manera:

- Módulo M10: 1) Sistema de estabilización de condensados, 2) GNL etapa final, 3) Sistema de gas combustible, 4) Sistema de recuperación de gas licuado, 5) Tren de licuefacción No. 1.
- Módulo M20: 1) Sistema de deshidratación, 2) Sistema de eliminación de hidrocarburos pesados(Heavy Hydrocarbons o "HHC" por sus siglas en ingles), 3) Tren de licuefacción No. 2.
- Módulo M30: 1) Instalación de entrada, 2) Sistema de eliminación de mercurio, 3) Unidad de eliminación de gas ácido (Acid Gas Removal Unit o "AGRU" por sus siglas en inglés), 4) Tren de licuefacción No. 3.

[2] Autorizado por la Dirección de Desarrollo Portuario. Gobierno de México, el 13 de julio del 2022.

- Módulo M40: 1) Medio de calefacción, 2) Sistemas de generación de energía, 3) Cuarto eléctrico, 4) Cuartos de servicio.
- Módulo M45: 1) Sistemas de generación de energía, 2) Cuadro eléctrico, 3) Cuartos de servicio.

En el Anexo Técnico ANX-TEC-02 se incluyen los siguientes planos:

- P21-003-EXM-10-01-DWG-01-C2 Preliminary General Arrangement 1_ES.docx.
- P-21-003-ARG-20-02-3DM-01-001-C3 Plano de la parcela Módulo 10 Evaporación final de GNL, gas combustible y BOG, reposición de MR e IPSMR Tren 1.
- P-21-003-ARG-20-02-3DM-01-002-C3 Plano de la parcela Módulo 10 Evaporación final de GNL, gas combustible y BOG, reposición de MR e IPSMR Tren 1.
- P-21-003-ARG-20-02-3DM-02-001-C3 Plano de la parcela Módulo 20 Deshidratación, eliminación de HHC e IPSMIR Tren 2.
- P-21-003-ARG-20-02-3DM-02-002-C3 Plano de la parcela Módulo 20 Deshidratación, eliminación de HHC e IPSMIR Tren 2.
- P-21-003-ARG-20-02-3DM-03-001-C3 Plano de la parcela Módulo 30 Instalaciones de entrada, eliminación de mercurio, eliminación de gases ácido e IPSMR Tren 3.
- P-21-003-ARG-20-02-3DM-03-002-C3 Plano de la parcela Módulo 30 Instalaciones de entrada, eliminación de mercurio, eliminación de gases ácido e IPSMR Tren 3.
- P-21-003-ARG-20-02-3DM-04-001-C3 Plano de la parcela Módulo 30 Salas de medio calefactor-Generación de Energía. Tableros de Distribución y Servicios.
- P-21-003-ARG-20-02-3DM-04-002-C3 Plano de la parcela Módulo 30 Salas de medio calefactor-Generación de Energía. Tableros de Distribución y Servicios.
- P-21-003-ARG-20-02-3DM-04-003-C3 Plano de la parcela Módulo 30 Salas de medio calefactor-Generación de Energía. Tableros de Distribución y Servicios.

La Unidad FLNG recibirá el gas natural de alimentación para su procesamiento el cual incluye, de manera general, lo siguiente:

- Instalaciones de entrada y sistema de eliminación de mercurio.
- Sistema de eliminación de gases ácidos (para eliminar CO_2 y H_2S).
- Sistema de eliminación y deshidratación de hidrocarburos pesados (HHC).
- Sistema de licuefacción y refrigeración.
- Sistema de compresión BOG/EFG (*Boil Off Gas*).
- Sistema de gas combustible.
- Servicios básicos (energía, calefactor, enfriador, refrigerante, quemadores, aire de planta, nitrógeno, oxidadores, ventilación, desagüe, otros).

Se contará con un sistema de medición y analizador del gas a bordo de la Unidad FLNG para el control del proceso y la supervisión de la producción. Una vez licuado el GNL será dirigido a los tanques de guarda temporal que tienen una capacidad de diseño de aproximadamente 220,000 m^3, para eventualmente trasvasar el GNL desde la Unidad FLNG a los buques de GNL, a través de una configuración de barco a barco (*Ship to ship* o "STS", por sus siglas en inglés).

Cabe destacar que la Unidad FLNG será completamente autosuficiente y tendrá a bordo servicios auxiliares y operacionales que se consideran instalaciones auxiliares para el proceso de licuefacción. En la Tabla V.2, se listan sus componentes principales.

Tabla V.2 Listado de componentes que integran la Unidad FLNG

Componentes	Cantidad
Cuarto eléctrico	1
Cuarto de HVAC	1
Cuarto de conmutadores	1
Unidad de Potencia Hidráulica (*Hydraulic Power Unit* o "HPU", por sus siglas en inglés)	1

Componentes	Cantidad
Tanques de guarda temporal	5
Tanques de Refrigerantes (Mixed Refrigerant o "MR" por sus siglas en inglés)	2
Sistemas de aire comprimido	1
Sistema de quemadores húmedos de alta presión	1
Sistema de quemadores fríos de alta presión	1
Sistema de quemadores fríos de baja presión	1
Sistema de refrigeración del casco	1
Sistema de enfriamiento de generación de energía (GTG)	1
Sistema de Elevación de Agua de Mar y Bombas	1
Sistema de agua marina (medio refrigerante)	1
Sistema colector de descarga de agua.	1
Sistema del medio refrigerante	1
Sistema de agua potable	1
Sistema contra incendio	1
Sistema de amarre y posicionamiento	1
Sistemas de desagüe abiertos y cerrados	1
Sistema criogénico de derrame y drenaje	1
Sistema de ventilación de elementos peligrosos	1
Sistema de descongelamiento	1
Sistema de licuefacción y refrigeración.	1
Módulo M10: 1) Sistema de estabilización de condensados, 2) GNL etapa final, 3) Sistema de gas combustible, 4) Sistema de recuperación de gas licuado, 5) Tren de licuefacción No. 1.	1
Módulo M20: 1) Sistema de deshidratación, 2) Sistema de eliminación de HHC (Hidrocarburos pesados), 3) Tren de licuefacción No. 2.	1
Módulo M30: 1) Instalación de entrada, 2) Sistema de eliminación de mercurio, 3) Unidad de eliminación de gas ácido (Acid Gas Removal Unit o "AGRU" por sus siglas en inglés), 4) Tren de licuefacción No. 3.	1
Módulo M40: 1) Medio de calefacción, 2) Sistemas de generación de energía, 3) Cuadro eléctrico, 4) Cuartos de servicio.	1
Módulo M45: 1) Sistemas de generación de energía, 2) Cuadro eléctrico, 3) Cuartos de servicio.	1
Paquete de hidrogeneradores o turbo-expansores	1
Paquete de generadores de respaldo a base de diesel	2

Fuente: Vista Pacífico LNG.

En la Tabla V.3, se listan los principales servicios generales contemplados dentro de la Unidad FLNG.

Tabla V.3 Listado de servicios generales que integran la Unidad FLNG

Servicios generales	Cantidad
Oficinas	1
Cuarto de ingeniería	1
Área de acopio y almacenamiento general	1
Área de almacenamiento temporal de residuos	2
Sala de máquinas	1
Grúas de carga con brazo nivelado	4
Cocina	1
Comedor	1
Sanitarios	4
Lavandería	1

Servicios generales	Cantidad
Sala de recreación o descanso	1
Vestidores	2
Almacén frigorífico	1
Almacén seco de provisiones	1
Helipuerto	1
Sala de emergencia (servicios médicos)	1

Fuente: Vista Pacífico LNG.

B. Servicios auxiliares para la operatividad del Proyecto.

B1. Sistema de generación de energía eléctrica

La central de generación de energía eléctrica está conformada por dos generadores de turbina de gas con una capacidad de 40.5 MW cada uno, junto con cuatro generadores de combustible dual con una capacidad de 13.75 MW cada uno, con una capacidad de producción estimada anual de energía eléctrica bruta ascendente a 969 GWh y de generación neta correspondiente a 921 GWh ("Central de Generación").

Como medida de seguridad, adicionalmente se encuentran considerados equipos que funcionalmente estarán separados como un sistema autónomo para operar en casos de emergencia, el cual está integrado por dos motores de combustible diésel con una capacidad de 0.94 MW cada uno y un sistema de almacenamiento de energía conformado por dos baterías con capacidad de 10 MW ("Sistema de Generación de Emergencia").

El Sistema de Generación de Emergencia está diseñado para que en caso de que la Central de Generación sufra un evento en su proceso, funja como respaldado para que la energía almacenada pueda ser suministrada sin necesidad de desconectar las cargas, proporcionando tiempo suficiente para reiniciar alguno de los equipos de la Central de Generación y alimentar las cargas esenciales mientras se reestablece la operación normal.

La Central de Generación operará bajo la modalidad de Abasto Aislado, ya que la generación de energía eléctrica se realizará para la satisfacción de necesidades propias, es decir, que la energía generada será consumida por los centros de carga de la Unidad FLNG sin transmitir dicha energía por la red nacional de transmisión.

C. Instalaciones Marinas Auxiliares.

Las Instalaciones Marinas Auxiliares constan de un Jetty (o FMJ por sus siglas en inglés), sistema de amarre para que la Unidad FLNG pueda soportar las condiciones climáticas derivadas de un huracán de categoría 4 por medio de bolardos de amarre.



Figura V.5 Esquema de las Instalaciones Marinas Auxiliares del Proyecto
Fuente: Vista Pacífico LNG.

El Jetty propuesto se ubicará a estribor de la Unidad FLNG y permitirá el amarre de doble peralte de la Unidad FLNG y a babor el amare de los buques de GNL propiedad de terceros, que arriben para la carga de GNL, quienes contarán con una capacidad aproximada de entre 125,000 m^3 hasta 180,000 m^3. En términos generales, el Jetty es un componente de apoyo indispensable para realizar las operaciones, mantenimiento y maniobras de la Unidad FLNG, incluyendo el traslado de tripulación y materiales desde y hacia la Unidad Flotante, aunado a que, en él, se ubicará el punto de interconexión con el nuevo STGN denominado como Gasoducto Corredor Norte a través de su propia Estación Topolobampo.

Asimismo, como ya se mencionó las Instalaciones Marinas Auxiliares darán soporte al arribo y amarre de los buques de GNL, se estima recibir 47 buques de GNL al año, asegurando la seguridad e integración de todo el Proyecto. A continuación, se hace una descripción más detallada de cada uno de los componentes del Jetty:

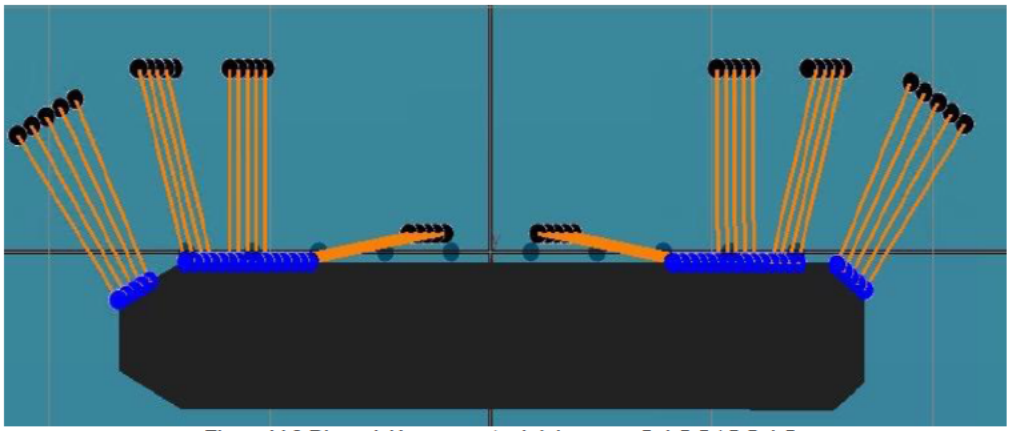
C1. Plataforma flotante.

El objetivo de esta plataforma flotante es contar con un mecanismo de transición entre el Gasoducto Corredor Norte que alimentará de gas natural a la Unidad FLNG a través de la Estación Topolobampo, así como la estructura que funcionará de soporte a las maniobras de logística para la carga y descarga de requerimientos materiales y la propia tripulación de la Unidad Flotante. En términos generales, este componente constará de un casco de flotación para aportar la rigidez y estabilidad necesarias para soportar las condiciones ambientales, los pesos de los equipos y cubiertas, el peso de las líneas de amarre y un sistema de posicionamiento para salvaguardar la integridad del Proyecto.

C2. Bolardos de amarre.

Las Instalaciones Marinas Auxiliares contarán con al menos 38 bolardos de amarme que consistirán en un arreglo de pilotes de hormigón y/o metálicos con recubrimiento anticorrosivo hincados al fondo marino a profundidades variables, un montaje en la parte superior de un bolardo de amarre, lo cual será definido conforme a la evolución de la ingeniería para el soporte de otras estructuras como bases de concreto armado, pasarelas y el propio amarre de la unidad flotante y embarcaciones que arriben, con la siguiente configuración.

PROA



POPA

Figura V.6 Disposición conceptual del amarre 5-4-5-5 / 5-5-4-5
Fuente: Vista Pacífico LNG.

C3. Pasarelas.

Se contará con un arreglo de pasarelas fijadas al Jetty, siendo estas de utilidad para el acceso y movimiento del personal a lo largo de la plataforma para las maniobras de amarre en las actividades operativas del Proyecto.

C4. Instalaciones para interconexión.

El sistema incluye: i) un elevador flexible; ii) la conexión del STGN del Gasoducto Corredor Norte promovido por Gasoducto Corredor Norte, S.A.P.I. de C.V.; iii) una válvula de seccionamiento (PLEM, por sus siglas en ingles "*Pipeline End Manifold*"); y iv) un área de cruce costero.

El elevador flexible es necesario para absorber los movimientos horizontales y verticales de la Unidad FLNG, en particular durante condiciones climáticas severas mientras se recibe gas continuamente. El elevador flexible se interconecta al PLEM, que consta de una estructura base, tuberías, accesorios, válvulas y bridas. Los pilotes anclan la estructura PLEM al lecho marino.

La transferencia de custodia del GNL desde el STGN se realiza en la salida de la EMR ubicada sobre el *Jetty*.

D. Instalaciones Auxiliares en Tierra.

Algunos de los servicios auxiliares para la operatividad del Proyecto serán ubicados en tierra dentro de Topolobampo, estimando ocupar una superficie de aproximadamente 6,903.12 m^2 y que tendrá acceso terrestre y acceso marítimo para las actividades logísticas de la Unidad FLNG mediante el servicio externo de embarcaciones pequeñas para el traslado de personal y para el desempeño de servicios generales en la operatividad del Proyecto como el resguardo de refacciones, resguardo de materiales, oficinas administrativas, cuarto de control o el almacenamiento de forma temporal Residuos Sólidos Urbanos (RSU), Residuos de Manejo Especial (RME) y Residuos Peligrosos (RP); entre otras actividades que se listan en la Tabla V.4.

Tabla V.4 Servicios generales de las Instalaciones Auxiliares en Tierra

Servicios generales	Cantidad
Edificio administrativo	1
Estacionamiento	1
Área de almacenamiento general	1
Área de almacenamiento de materiales peligrosos	1

Servicios generales	Cantidad
Embarcadero	1
Área de oficinas	1
Salas de entrenamiento	1
Área de lockers	1
Sanitarios	4
Vestidores	1
Cuarto de control	1
Área de almacenamiento temporal de Residuos.	3
Caseta de vigilancia y CCTV	1

Fuente: Vista Pacífico LNG.

UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

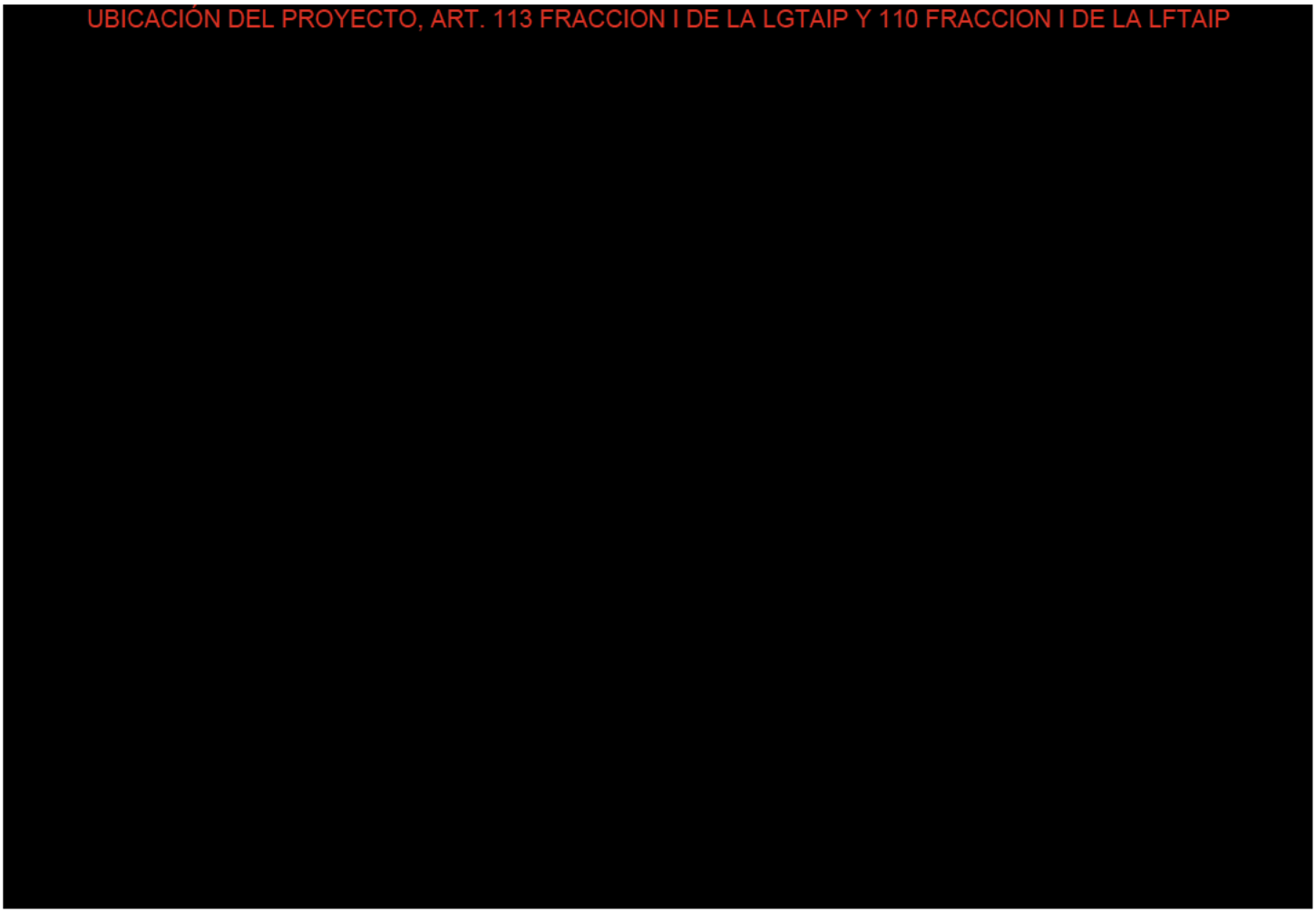


Tabla V.5 Ubicac

COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

Componente		Área	perficie (m^2)	Superficie (ha)
Instalaciones Auxiliares en Tierra	Embarcadero	Terrestre	,581.54	0.26

[redacted]
COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

Componente		Área	uperficie (m^2)	Superficie (ha)
	Bodega / estacionamiento / edificio administrativo	Terrestre	,288.78	0.23
	Estacionamiento adicional	Terrestre	,032.80	0.20

[redacted]
COORDENADAS DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

Componente		Área	uperficie (m^2)	Superficie (ha)
			,903.12	0.69

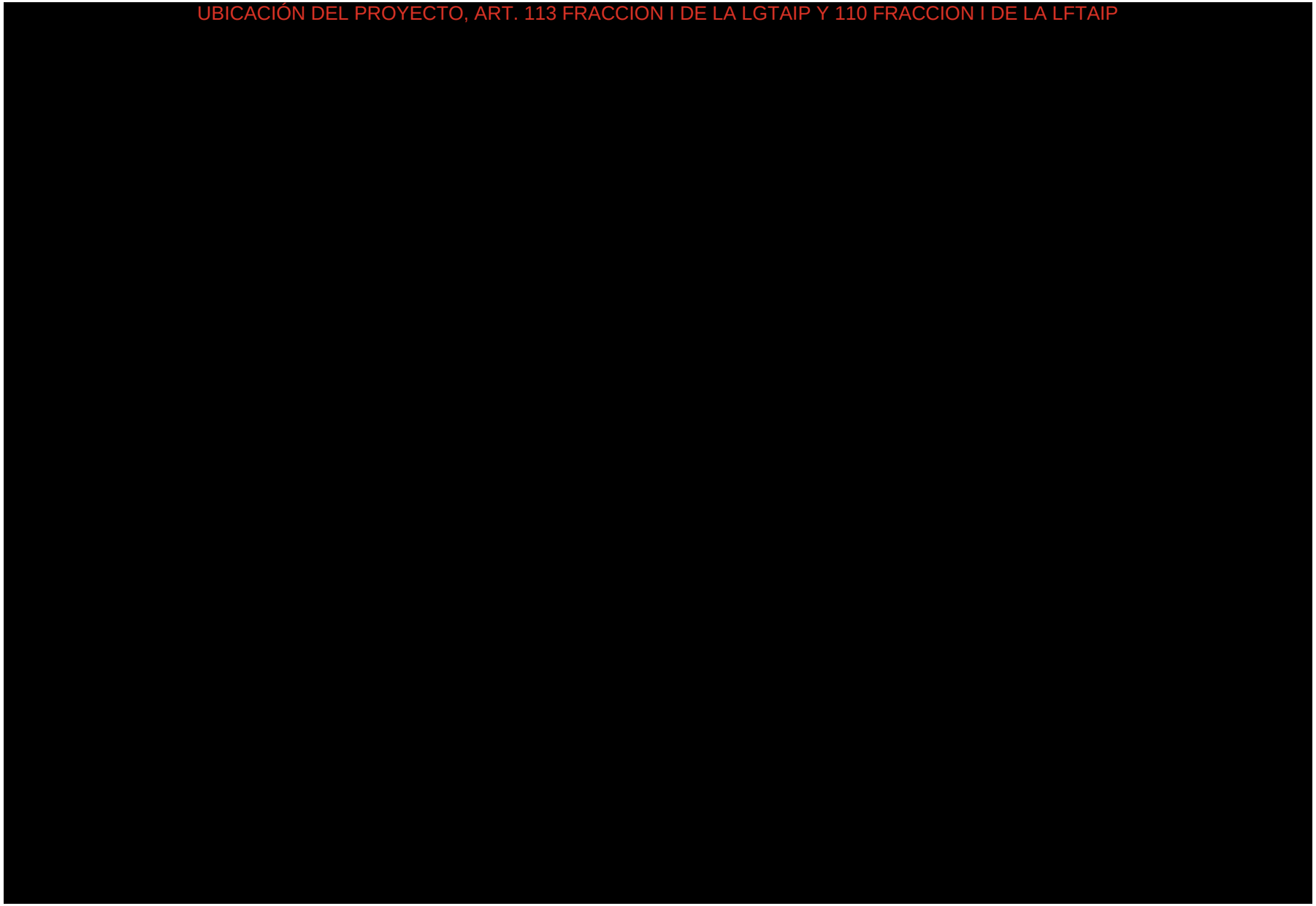
E. Dársena de maniobras contigua al canal de navegación.

Conforme a los diversos estudios del lecho marino requeridos para el diseño de la ingeniería, el Proyecto se ubicará contiguo al canal de navegación de uso común y al canal de navegación secundario de la ASIPONA Topolobampo con el propósito de facilitar las maniobras y el transporte marítimo.

Para el arribo y posicionamiento de la Unidad FLNG – que será en un solo momento, - y de los propios buques de GNL a transportar, se requerirá el acondicionamiento de la dársena de maniobras, por lo que se prevé trabajos de dragado para un calado de entre 15 metros y 18 metros de profundidad en una superficie total de 467,899.03 m^2 con un volumen estimado de 2,677,492 m^3 de material y su vertimiento en donde determiné la ASIPONA Topolobampo para posteriormente si es necesario tramitar los permisos correspondientes.

Es importante señalar que, de la superficie, así como el volumen total (467,899.03 m^2 y 2,677,492 m^3), únicamente el Proyecto contempla 218,972.96 m^2, con un volumen aproximado de 1,253,044.39 m^3. El resto, debido a que se encuentra sobre el canal de navegación del Puerto de Topolobampo, es responsabilidad de la ASIPONA Topolobampo considerando una superficie de 248,926.07 m^2 y 1,424,447.19 m^3.

UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



V.1.1 Proyecto

V.1.1.1 Bases de diseño del proceso y de los servicios básicos

El propósito de esta sección es definir la base de diseño para las instalaciones de procesamiento y servicios auxiliares, así como especificación de gases de alimentación y productos como insumos.

V.1.1.1.1 Especificaciones del gas de alimentación y del producto

V.1.1.1.1.1 Tasa del gas de alimentación

La capacidad y el diseño de la planta de licuefacción y tratamiento se maximizarán en función de los impulsores de las turbinas de gas seleccionados, de la temperatura ambiente mensual del aire, la composición del gas de alimentación y de la presión de llegada. En el informe de producción de GNL se proporcionará un perfil mensual de la tarifa del gas de alimentación.

V.1.1.1.1.2 Composición del gas de alimentación

El gas suministrado a la Unidad FLNG se considera gas pobre procedente del Gasoducto Corredor Norte promovido por Gasoducto Corredor Norte, S.A.P.I. de C.V.. El diseño se basará en la composición media. La composición se detalla en la siguiente Tabla V.6.

Tabla V.6 Composición del gas de alimentación

Componente	Magro (mol%)	Medio (mol%)	Rico (mol%)
Nitrógeno	0.577	1.614	1.367
Dióxido de carbono	1.507	0.436	0.106
Metano	96.976	91.969	89.737
Etano	0.873	5.352	7.535
Propano	0.054	0.511	0.986
i-Butano	0.005	0.032	0.069
n-Butano	0.005	0.058	0.133
i-Pentano	0.001	0.010	0.023
n-Pentano	0.000	0.009	0.022
Hexano+	0.002	0.009	0.022
Benceno	0.000167	0.000750	0.001833
Tolueno	0.000167	0.000750	0.001833
Etilbenceno	0.000167	0.000750	0.001833

Fuente: Documento P21-003-EXM-83-01-BOD-01.

VPLN dispone de 3 años de datos cromatográficos de las estaciones de compresión de los dos gasoductos que abastecen el Proyecto. Sin embargo, los datos no cubren en detalle las composiciones de aromáticos pobres e hidrocarburos pesados. Estos últimos se han modelado a partir del análisis de muestras de gas según la Tabla V.7.

Tabla V.7 Distribución de hexano+

Componente	Hexano + Distribución (%)
Hexano	48.5
Heptano	12.6
Octano	20.6
Nonano+	18.3

Fuente: Documento P21-003-EXM-83-01-BOD-01.

En esta fase del desarrollo del Proyecto, se tendrá en cuenta la composición media para la simulación del proceso y el rendimiento de la planta. Sin embargo, se tendrá en cuenta la composición los gases pobres y ricos s para garantizar la viabilidad de la selección del proceso y evitar cambios importantes en el diseño en una fase posterior.

V.1.1.1.1.3 Condiciones de llegada del gas de alimentación

La presión y la temperatura del gas de alimentación a la entrada de las instalaciones de entrada de la parte superior de la Unidad FLNG se considerarán según se detalla en la Tabla V.8.

Tabla V.8 Condiciones de llegada del gas de alimentación

Condición de operación	Valor
Presión	85 bar(g)
Presión de funcionamiento máxima admisible	10.200 kPa(g)
Temperatura	10-50 grados C

Fuente: Documento P21-003-EXM-83-01-BOD-01.

V.1.1.1.1.4 Contaminantes del gas de alimentación

Los contaminantes del gas de alimentación se considerarán más a fondo para el diseño de la instalación de pretratamiento. Estos se resumen en la Tabla V.9.

Tabla V.9 Contaminantes del gas de alimentación

Componente	Unidades	Límite de diseño
Dióxido de carbono	Vol%	≤ 2.0
Oxígeno	ppmv	≤ 20
Nitrógeno	Vol%	≤ 2.5
H_2S	miligramo/grano Sm^3/100 SCF	≤ 5.7 ≤ 0.25
Azufre total excluido H_2S (Nota 1)	mg/Sm^3 grano/100 scf ppmv	≤ 3.2 ≤ 0.14 2.21
COS	ppmv	0.45
C1SH	ppmv	0.39
C2SH	ppmv	0.11
iC3SH	ppmv	0.42
Tiofenol	ppmv	0.47
Sulfuro de dimetilo	ppmv	0.21
Disulfuro de dimetilo	ppmv	0.08
Disulfuro de metilo de etilo	ppmv	0.08
Mercurio	µg/Sm^3	≤ 100
Agua	Libras/MMscf ppmv	≤ 7 ≤ 148

Nota 1: a base de azufre elemental.
Nota 2: No hay bacterias activas, agentes bacterianos, material extraño u otros contaminantes presentes en el GNL punto 3.1.5 Tabla 7 del documento P21-003-EXM-83-01-BOD-01.

Fuente: Documento P21-003-EXM-83-01-BOD-01.

V.1.1.1.1.5 Especificaciones del producto de condensado

El condensado se utilizará como combustible cuando sea posible y se quemará a bordo u opcionalmente, estabilizado (RVP@100degF <12 psia) y se exportará a tierra.

V.1.1.1.2 Diseño de la Unidad FLNG de las áreas superiores

V.1.1.1.2.1 Instalaciones de entrada

La presión operativa máxima admisible (MAOP, por sus siglas en inglés) de las instalaciones de entrada será la misma que la del gasoducto de alimentación, es decir, 10.200 kPa(g). El colector de gas de alta presión de la Unidad FLNG se conectará con las mangueras de carga de HP de las instalaciones de entrada. Este último tendrá un Sistema de Protección de Presión de Alta Integridad (en caso de que la presión de diseño de la tubería sea superior a la MAOP de la Unidad FLNG), un separador de gas de alimentación de entrada y una unidad de medición fiscal (2*100%) protegida por un filtro fino (2*100%). Cada unidad de medición tendrá un caudalímetro ultrasónico con transmisor de presión y temperatura y computador de caudal dedicado. Se suministrarán válvulas de control para permitir la alineación de los tramos de medición fiscal en configuración Z para su comprobación. El patín de medición de transferencia de custodia se construirá de acuerdo con la norma AGA9.

V.1.1.1.2.2 Pretratamiento del gas de alimentación

El pretratamiento tendrá una unidad de eliminación de mercurio, una unidad de endulzamiento de gas, una unidad de hidrocarburos pesados y una unidad de deshidratación. El pretratamiento del gas se basará en un único tren (1*100% de capacidad instalada) común para todos los trenes de licuefacción.

V.1.1.1.2.3 Unidad de eliminación de mercurio

El recipiente de eliminación de mercurio se instalará y diseñará para la sustitución segura del adsorbente cada 50,000 horas de funcionamiento. Se dará preferencia a que la eliminación de mercurio se realice lo más cerca posible de las instalaciones de entrada. La especificación del producto a la salida de la unidad de eliminación de mercurio debe ser inferior a 0.01 µg/Sm^3. Se tomarán todas las medidas necesarias para intercambiar los lechos de mercurio (Hg) in situ de la forma más eficaz posible.

V.1.1.1.2.4 Unidad de endulzamiento de gas

La unidad de endulzamiento de gas estará diseñada para reducir la concentración máxima de 2.0 mol% de CO_2 en el gas de alimentación a una concentración máxima deseada de 50 ppm(v) para evitar la congelación en el proceso criogénico. Teniendo en cuenta la cantidad relativamente pequeña de H_2S se supone que el venteo a la atmósfera del gas ácido podría ser aceptable. No obstante, el respiradero de extracción de aminas se dirigirá a un incinerador térmico para que las posibles trazas de aromáticos se procesen en lugar de liberarse a la atmósfera.

El sistema se diseñará basándose en un proceso de aminas regenerativas. Se considerarán disolventes probados y se espera que la MDEA promocionada sea la amina más adecuada para este servicio.

Teniendo en cuenta los movimientos relativamente pequeños de los buques previstos en las operaciones, no se considera necesario ningún estudio de marinización en el futuro.

Se supone que los contaminantes de azufre se eliminarán del gas en la columna de absorción de aminas, se preverá un agente antiespumante. Otros contaminantes de azufre se estudiarán más a fondo en una fase posterior de ingeniería en detalle con los licenciantes de aminas/catalizadores.

V.1.1.1.2.5 Unidad de deshidratación y eliminación de hidrocarburos pesados

Teniendo en cuenta las composiciones de gas suministradas, se espera que los rastros de hidrocarburos pesados (C6+, benceno, entre otros) del gas de alimentación, junto con el contenido de agua, se eliminen según las especificaciones requeridas en la unidad de deshidratación y eliminación de hidrocarburos pesados antes del tratamiento criogénico, teniendo en cuenta la presión de descarga en la columna de evaporación inmediata y en sus tanques de almacenamiento. La HRU se basará en la adsorción simultánea

de hidrocarburos pesados, componentes de benceno, tolueno, xileno y agua (hasta una concentración igual o inferior a 0.1 ppm(v)) utilizando un lecho adsorbente propio con una reducción de presión razonable.

La vida útil prevista del adsorbente deberá coincidir con los planes de mantenimiento de remodelación de la planta, es decir, 50,000 horas de funcionamiento. Las instalaciones también considerarán, como casos de reducción, los planes de mantenimiento de remodelación de la planta para contabilizar el número de recipientes en modo de adsorción.

El gas de regeneración utilizado se tratará y reciclará antes del lecho adsorbente. El agua condensada y los hidrocarburos pesados del gas de regeneración se conducirán a un separador trifásico. La fase acuosa se enviará a los tanques de decantación del casco de la Unidad FLNG, mientras que la fase de vapor y la fase oleosa se utilizarán como gas combustible. Se considerarán filtros de polvo a la salida del sistema. Se tomarán todas las medidas necesarias para intercambiar los lechos adsorbentes in situ de la forma más eficaz posible.

V.1.1.1.2.6 Licuefacción

El objetivo de producción de GNL es superior a 3.88 MTPA (millones de toneladas por año) y se maximizará en función de tres trenes de licuefacción accionados por turbinas de gas LM6000PF+, la composición del gas de alimentación y la presión. La licencia de licuefacción seleccionada es Chart Industries IPSMR.

La selección del variador se basa en el estudio de las diferentes configuraciones de variadores para licuar la mayor cantidad posible del gas de alimentación disponible optimizando la tasa de rendimiento global del Proyecto (capex, eficiencia del combustible, entre otros).

La capacidad de producción del sistema de licuefacción se definirá como el caudal másico instantáneo bruto procedente del tambor de evaporación inmediata de GNL.

La capacidad de producción asumirá las temperaturas ambientales del aire de diseño (y las temperaturas del agua de mar de refrigeración) y, por lo tanto, no tendrá en cuenta la variación de las condiciones ambientales a lo largo del día. La capacidad nominal se basará en una disponibilidad global de la planta del 95% como mínimo. La disponibilidad de la planta se estudiará más adelante en detalle durante un análisis de confiabilidad, disponibilidad y mantenimiento actualizado y se basa por ahora en estudios anteriores realizados internamente para plantas similares.

Para efectos de autorización anticipada, se estudiarán cuatro (4) casos de simulación considerando:

- Operaciones en modo de mantenimiento o en modo de descarga (este último considerando únicamente las temperaturas medias).
- Temperaturas de diseño del aire ambiente descritas anteriormente.
- Temperaturas de diseño del agua de mar de refrigeración, tal como se ha descrito anteriormente.
- Condiciones de llegada del gas de alimentación descritas anteriormente.
- Márgenes corregidos de potencia del variador (4% desgaste y ensuciamiento, 2% API 617, margen del licenciante).

V.1.1.1.3 Servicios básicos

Los equipos auxiliares se instalarán según el principio de redundancia N+1.

Los sistemas auxiliares (no peligrosos) se ubicarán dentro del casco en la medida de lo posible (energía eléctrica, aire comprimido, agua de refrigeración, generación de nitrógeno (N_2), LER, entre otros) y se ajustarán al diseño estándar de los buques de GNL.

El sistema del medio refrigerante se basará en la refrigeración indirecta por agua de mar sometida a electrocloración y extraída de las arquetas marinas en un bucle abierto que refrigera el sistema de refrigeración con agua dulce (bucle cerrado). Se verificará en todo momento el criterio de regulación

internacional que impone un aumento no superior a 3 °C la temperatura ambiente en el perímetro de la zona de mezcla, o a 100 metros de distancia del punto de descarga. La concentración sin cloro (oxidantes residuales totales en las aguas marinas) en las descargas de agua de refrigeración se mantendrá en 0.2 ppm.

La energía eléctrica necesaria a bordo de la Unidad FLNG para el proceso y para otros requerimientos se generará a bordo de la Unidad. La energía se generará a partir de una combinación de generadores de turbinas a gas situados en el módulo de generación de energía de la cubierta y motores diésel de combustible duales situados en la sala de máquinas y alimentados por el sistema de Gas de Baja Presión. Los generadores se dimensionarán teniendo en cuenta la potencia adicional necesaria durante los picos de carga, normalmente durante la descarga, y una desconexión mínima de la carga en caso de que uno de los generadores en uso se desconecte.

El medio calefactor se basará en un sistema de circuito cerrado de aceite caliente que utilizará como fuente de calor de las unidades de recuperación de calor residual de las turbinas de gas y, para la puesta en marcha, un calentador eléctrico.

V.1.1.1.4 Gestión del gas de ebullición

El gas de ebullición *Boil of Gas* o BOG, por sus siglas en inglés) generado durante el proceso de licuefacción, el almacenamiento o el vapor de retorno del buque de GNL durante la transferencia de GNL a 10.000 m^3/h se utilizará, en la medida de lo posible, como gas combustible y el resto se volverá a licuar, es decir, se reciclará en el proceso de licuefacción. El sistema de contención de la carga se basará en una fuga de calor equivalente a una pérdida máxima de volumen de líquido del 0.15% por día natural a un 95% de llenado. La presión operativa de los tanques de carga durante el funcionamiento normal es de 60 mbarg como máximo, con una MAOP de 70 mbarg.

Los pormenores de la gestión del gas de evaporación se estudiarán en una fase posterior, distinguiendo entre el gas de ebullición en modo de mantenimiento (evaporación rápida y entrada de calor, entrada de calor de la carga la Unidad FLNG y vapor desplazado) y en modo de descarga (además del retorno de vapor LNGC). Ambos modos, llenado del tanque y caudal de producción, afectarán en gran medida a la temperatura y composición de la ebullición. El efecto de la variación de temperatura se reducirá mediante la mezcla con el gas de evaporación inmediata y el uso de la refrigeración de enfriamiento del GNL.

Cabe destacar aquí que no se han previsto disposiciones para que la instalación reciba GNL caliente en su atracadero para su enfriamiento.

V.1.1.1.5 Diseño de proceso

Los márgenes mínimos de equipo se aplicarán para eliminar los cuellos de botella de los equipos y garantizar la flexibilidad para las fluctuaciones, la transferencia de tareas entre los equipos dentro de un sistema o entre sistemas, y para "amortiguar" el posible bajo rendimiento en el sistema/equipo adyacente. En general, no se aplicarán márgenes para los compresores centrífugos, excepto lo que se indica en API 617.

La presión de diseño cuando se utilicen dispositivos de alivio de presión, los puntos de consigna de los mismos se ajustarán al código de diseño aplicado a los componentes del sistema. La presión máxima de diseño en el caso de los sistemas protegidos por una válvula de seguridad de presión a menos que el fabricante garantice que el uso de otros márgenes es aceptable. Las válvulas de seguridad de presión operados por piloto a menudo permiten márgenes más bajos. El margen mínimo se define para evitar la apertura involuntaria de la válvula de seguridad de presión. La relación entre la alta presión de disparo, la presión máxima de funcionamiento y la presión de ajuste de la válvula de seguridad de presión. La presión de ajuste de la válvula de seguridad de presión es normalmente igual a la presión máxima de diseño del sistema.

Cuando se apliquen discos de ruptura, se incluirá un margen suficiente para:

- Evitar las roturas involuntarias del disco, es decir, el margen entre la presión ajustada del disco y la presión de funcionamiento.
- Garantizar la protección de la presión del sistema, es decir, el margen entre la presión establecida del disco y la sobrepresión máxima acumulada.

Se debe considerar el uso de discos de ruptura dobles en serie para evitar variaciones en la presión en el sistema de quemadores que podrían afectar la presión de ajuste seleccionada para el (primer) disco de ruptura. Se debe tener cuidado de no definir una presión de diseño más alta que la requerida cuando afecta la selección del material y la clasificación de la clase de presión.

Para minimizar los requisitos del Sistema de Protección de Presión de Alta Integridad (HIPPS) o el alivio del proceso (flujo completo), la presión de diseño debe mantenerse constante en la medida de lo posible en toda la planta.

V.1.1.1.5.1 Intercambiadores de calor de carcasa y tubos

En el caso de intercambiadores de calor de carcasa y tubos con diferentes presiones de diseño para el lado de la carcasa y del tubo, el lado de baja presión puede sobrepresurizarse en caso de rotura del tubo.

Al considerar el requisito de protección contra la presión contra la rotura del tubo para el lado de baja presión, se debe utilizar la regla "10/13" o la regla "10/15". Esta regla establece que, si la presión de prueba hidráulica corregida del lado de baja presión es igual o mayor que la presión de diseño del lado de alta presión, no se requiere alivio de presión para la ruptura del tubo. La presión de la prueba hidráulica es normalmente 1.3 o 1.5 veces la presión de diseño, a la espera de la revisión del código ASME que se aplique. Si la presión de prueba es 1.3 veces la presión de diseño, se puede aplicar la regla "10/13" y si la presión de prueba es 1.5 veces la presión de diseño, se puede aplicar la regla "10/15".

V.1.1.1.5.2 Compresores

Cuando no se dispone de información precisa, la presión de cierre, es decir, la presión máxima de descarga, para los compresores centrífugos debe determinarse como la presión máxima de succión de funcionamiento + 1.3 veces la presión diferencial normal producida por el compresor, para incluir el aumento de presión en condiciones de sobretensión y la velocidad máxima. En este caso, la presión máxima de succión de funcionamiento de un compresor vendrá determinada por la alta presión de disparo de succión del compresor. Los números se confirmarán y actualizarán, si es necesario, tan pronto como se disponga de la información del proveedor.

La presión de asentamiento es la presión de equilibrio alcanzada entre las válvulas de aislamiento de succión y descarga del sistema compresor cuando el compresor se detiene o se apaga. Se debe tener cuidado de no definir una presión de diseño más alta que la requerida cuando afecta la selección del material y la clasificación de la clase de presión.

V.1.1.1.5.3 Bombas

Cuando no se dispone de información precisa, la presión máxima de funcionamiento (presión de cierre) de las bombas centrífugas debe determinarse como la presión de succión en condiciones de alivio +1.25 veces la presión diferencial normal producida por la bomba.

V.1.1.1.5.4 Tubería

En el caso de las tuberías, se permiten variaciones ocasionales en la presión por encima de la presión de diseño en algunos códigos de diseño (por ejemplo, ASME B31.3). Esto estará sujeto a la debida consideración de todos los aspectos del código de diseño de tuberías correspondiente. Si se permiten tales variaciones de presión, se registrará la duración y el alcance de la sobrepresión a la que está sometida la

tubería. No se requiere el registro si se puede documentar que no se producirá una sobrepresión. Sin embargo, en general, debe evitarse si es posible una presión superior a la presión de diseño de la tubería.

Aunque las tuberías generalmente no están protegidas contra la sobrepresión de los PSV, la mayoría de las tuberías terminan protegidas por un PSV en un equipo. Para segmentos de tubería criogénica, ref. sección 9.1.

V.1.1.1.5.5 Tanques atmosféricos

Los tanques atmosféricos estarán diseñados, como mínimo, para llenarse de líquido hasta el punto más alto de la línea de desbordamiento y con una sobrepresión de 0.07 bar. Si la línea de desbordamiento puede bloquearse o tener un flujo inverso (por ejemplo, durante la carga), el tanque atmosférico debe estar diseñado para una línea de ventilación llena de líquido hasta el cuello de cisne. Se hace referencia a ISO 28300 / API 2000 para obtener más orientación.

V.1.1.1.5.6 Tambores separadores

En el caso de los tambores de extracción del quemador, es aceptable que la presión de diseño sea igual a la presión máxima de funcionamiento. Se añadirá un margen de seguridad a la presión máxima de funcionamiento en la fase de diseño para tener en cuenta las posibles incertidumbres en los cálculos. Cuando no se disponga de información precisa, se utilizará como mínimo la contrapresión máxima que puede imponer la punta abocinada a la carga máxima de diseño.

V.1.1.1.5.7 Presión mínima de diseño

En el caso de los equipos en los que exista vapor de refrigeración o condensación (por ejemplo, después de la salida de vapor de los recipientes), el drenaje o la salida de bombeo pueden provocar una presión inferior a la atmosférica, por lo que el equipo estará diseñado para un vacío total o protegido por un alivio de vacío. Se hace referencia a API Std 521 o ISO 23251 para obtener más orientación.

V.1.1.1.5.8 Temperatura máxima de diseño

Cuando la temperatura máxima de funcionamiento pueda determinarse con precisión y la fuente de calor pueda dispararse de forma fiable, esta temperatura más un margen de 15 °C debe utilizarse como temperatura máxima de diseño. Por ejemplo, esto puede aplicarse al uso de la temperatura del yacimiento más 15 ºC como temperatura máxima de diseño para las instalaciones de entrada de la plataforma.

Cuando la temperatura máxima de funcionamiento no pueda calcularse con precisión, la temperatura máxima de diseño debe determinarse añadiendo 30 °C a la temperatura normal de funcionamiento. En el caso de los equipos que funcionen en condiciones ambientales, sin blindaje y expuestos al sol, se tendrá en cuenta la radiación solar. Se puede suponer como punto de partida una temperatura corporal negra de 80 ºC (HOLD 1).

Una función de apagado a alta temperatura, de acuerdo con ISO 10418 o API RP 14C, puede limitar la temperatura máxima de funcionamiento. Debe incluirse un margen para determinar la temperatura de diseño, a fin de tener en cuenta el tiempo de respuesta del elemento de temperatura (mínimo 5 ºC).

Se debe tener cuidado de no definir una temperatura de diseño más alta que la requerida, ya que puede afectar la selección del material, la clasificación de la clase de presión y el diseño. La consideración de las temperaturas máximas de diseño incluirá todas las operaciones de arranque y parada, el enfriamiento y el calentamiento.

Los recipientes e instrumentos sujetos a la salida de vapor deberán estar diseñados para que coincidan la temperatura y la presión durante la operación de salida de vapor.

Sistemas de compresores.

La temperatura máxima de funcionamiento en la descarga de un compresor se determinará de la siguiente manera:

- Cuando no se dispone de una curva del compresor: 15 ºC por encima de la temperatura del punto de diseño prevista para permitir una menor eficiencia y una mayor relación de presión en condiciones de sobretensión del compresor.
- Cuando la curva del compresor está disponible: la temperatura en condiciones de sobretensión y la velocidad máxima del compresor para casos normales y de arranque.
- Para determinar la temperatura máxima de diseño se utilizará lo siguiente:
  - Agregue 15 ºC a la temperatura máxima de funcionamiento para permitir márgenes en las curvas del compresor y para el desgaste, lo que reduce la eficiencia con el tiempo.
  - Añadir 10 ºC como margen adicional.

Las temperaturas máximas de diseño también deben tener en cuenta las pruebas de rendimiento y/o la puesta en marcha de fluidos de operación, por ejemplo, el nitrógeno en los compresores.

Intercambiadores de calor.

Para todos los intercambiadores de calor, ambos lados deben tener la misma temperatura máxima de diseño determinada por la temperatura máxima de diseño para el más caliente de los fluidos.

V.1.1.1.5.9 Temperatura mínima de diseño

La temperatura mínima de diseño determina los requisitos para las características de baja temperatura del material, y debe ser la más estricta de las siguientes:

- Temperatura mínima de funcionamiento (obtenida durante el funcionamiento normal, la puesta en marcha, la parada o las alteraciones del proceso) con un margen de 5 ºC.
- La temperatura ambiente mínima, la temperatura más baja debe basarse en los datos meteorológicos disponibles y los factores de seguridad deben seleccionarse en función de la calidad de dichos datos meteorológicos.
- Temperatura mínima durante la despresurización con un margen de 5 ºC. Los cálculos de temperatura incluirán, como mínimo, la transferencia de calor entre el fluido y el recipiente, y se utilizarán las condiciones de partida más conservadoras para la despresurización.

La temperatura mínima de diseño puede limitarse iniciando la despresurización a una temperatura superior a la temperatura ambiente mínima. Si se implementa, esto estará sujeto a la que recomiende el proveedor y apruebe el operador y se abordará formalmente en la documentación adecuada que se compartirá con el equipo de operaciones.

V.1.1.1.5.10 Criterios de diseño criogénico

Todos los segmentos de tuberías en servicio de GNL deben tener una válvula de alivio térmico o un camino abierto a un volumen de expansión más grande para permitir la expansión térmica del GNL vaporizado si se bloquea durante el aislamiento del sistema. Sin embargo, esto no es relevante para los segmentos cerrados debido a un mal funcionamiento de las válvulas, solo cuando el automático puede causar el cierre de volumen. Los volúmenes que se pueden cerrar manualmente deben poder drenarse y/o ventilarse. El equipo y las tuberías de GNL deben tener disposiciones para enfriar el sistema antes de la operación normal. Estas disposiciones incluirán pequeñas válvulas de derivación alrededor de las principales válvulas de aislamiento de GNL para permitir que las tuberías y los equipos aguas abajo se enfríen gradualmente a la temperatura criogénica, evitando la ebullición violenta o las condiciones de estrés térmico excesivo.

V.1.1.1.5.11 Respiraderos y desagües criogénicos

La filosofía es que no debe haber extremos abiertos en el sistema de tuberías. Todos los respiraderos, desagües y puntos de muestreo deben estar cegados cuando no se utilicen. En la medida de lo posible, las líneas de líquido se dispondrán sin trampas de líquido y se permitirá el autodrenaje a los tanques de guarda temporal de almacenamiento de GNL. Cuando el autodrenaje sea imposible, se deben instalar válvulas y líneas de drenaje para permitir que el líquido restante se drene en los tanques de guarda temporal de almacenamiento de GNL.

V.1.1.1.5.12 Drenaje de mantenimiento y despresurización

Por lo general, los sistemas de drenaje deben estar diseñados para recoger y transportar de forma segura los fluidos de proceso residuales, los derrames de líquidos de hidrocarburos, los derrames de productos químicos y cualquier otro derrame peligroso o contaminante a un lugar de eliminación adecuado, teniendo en cuenta la protección del personal, las instalaciones, el equipo y el medio ambiente.

La filosofía primaria de drenaje será que no se envíen grandes cantidades de hidrocarburos a un sistema de drenaje. Por lo tanto, siempre que sea posible, los fluidos deben drenarse y enjuagarse de las instalaciones de proceso a través de la ruta normal del proceso antes del drenaje al sistema de drenaje correspondiente.

Sistema de drenaje cerrado.

Por lo general, se dispondrá de sistemas de drenaje cerrados para la manipulación y recuperación de fluidos de proceso peligrosos y/o contaminantes que no sean posibles de drenar por la vía del proceso. Se considerarán los siguientes sistemas de drenaje cerrados:

- Desagüe cerrado de hidrocarburos.
- Drenaje de aminas (líquido valioso, peligro para la piel/los ojos, riesgo biológico).
- Desagüe cerrado en frío (gases líquidos secos y fríos que no se solidifican a temperatura de GNL).
- Drenaje de refrigerante (drenaje de refrigerante mixto).
- Drenaje del medio refrigerante.
- Tanque colector

Sistema de drenaje peligroso abierto.

El sistema de drenaje peligroso abierto ubicada en la parte superior es para manejar derrames de proceso incluidos derrames, desbordamiento de líquidos y sólidos de cajas de drenaje, bandejas de goteo de equipos y áreas con diques. Este drenaje no está conectados a los sistemas de drenaje de agua de lluvia, agua de incendios, agua de lavado. El agua de los diluvios y el agua de las lluvias intensas deben dirigirse al mar a través de las líneas de desbordamiento de las cajas de drenaje o de las líneas de desbordamiento de los sellos contra incendios.

Sin embargo, el requisito de un sistema de drenaje abierto no se aplica a los gases líquidos a baja temperatura que no son compatibles con la recolección en un sistema de tuberías cerradas. Estos fluidos se recogerán y/o se conducirán por la borda al mar. Desde el punto de vista ambiental, la eliminación de estos vertidos al mar es aceptable, ya que estos fluidos se evaporarán completamente a temperatura ambiente y no dejarán residuos de petróleo.

Los fluidos no peligrosos que no estén conectados a un sistema de drenaje cerrado (por ejemplo, agua de mar, consumidores de medios refrigerantes más pequeños) se drenarán normalmente a través de una bandeja de goteo o de una zona con recogida para abrir el desagüe.

En algunas circunstancias, los líquidos de hidrocarburos no volátiles se pueden drenar para abrir un desagüe peligroso a través de una bandeja de goteo o un área de contención:

- El drenaje no forma parte de la operación rutinaria, solo el mantenimiento no esperado.
- Pequeños volúmenes.

Los segmentos pequeños con amina o glicol (soluciones de agua) donde el volumen del segmento se puede manejar de manera segura mediante drenaje a cubos pueden omitir la conexión de drenaje cerrada con tubería dura. Bandeja de goteo o área de cubos con conexión al sistema de drenaje abierto que se instalará:

- Líquido escurrido que se debe recoger (en cubo, bandeja o lata) que se puede transportar de forma segura (en latas) para su eliminación segura.
- Los derrames menores se pueden lavar para abrir el sistema de drenaje.

Drenaje abierto.

El sistema de drenaje abierto de la parte superior debe manejar drenajes de proceso (que no estén conectados al drenaje frío y al drenaje de aminas), agua de lluvia, agua de incendios, agua de lavado, incluidos derrames y desbordamiento de líquidos y sólidos de cajas de drenaje, bandejas de goteo de equipos y áreas de diques. El agua de los diluvios y el agua de las lluvias intensas deben dirigirse al mar a través de las líneas de desbordamiento de las cajas de drenaje o de las líneas de desbordamiento de los sellos contra incendios.

Todos los equipos de proceso que contengan líquidos peligrosos deben estar equipados con bandejas de goteo (o áreas de diques).

Los desagües abiertos deben ser cabezales encaminados al tanque de drenaje en el casco. Si es necesario, los desagües abiertos se pueden separar en dos cabezales diferentes, uno para fluidos no peligrosos y otro para fluidos peligrosos. Además, se tendrá en cuenta la clasificación de la zona.

V.1.1.1.5.13 Bombas

Los requisitos de diseño del proceso para las bombas se indican en las siguientes secciones.

Requisitos generales.

- La selección del tipo de bomba y los materiales de construcción deben ser adecuados para el servicio. Para el servicio criogénico, las bombas deben estar diseñadas para soportar tensiones (incluidas las tensiones mecánicas y térmicas) debidas a cambios de temperatura de ambiente a criogénica.
- Se debe incluir un margen para la caída de presión a través de los filtros de succión temporales o los filtros instalados permanentemente como se especifique en el P&ID (Diagrama de diagrama de tuberías e instrumentación *DTI*).
- Cuando se requiera la reducción de la capacidad nominal, se proporcionará un by-pass de flujo mínimo para cumplir con el flujo mínimo especificado por el proveedor. En ausencia de datos del proveedor, se utilizará un valor de caudal mínimo del 30% del caudal nominal. En el caso de las bombas paralelas, se implementará una línea de caudal mínimo por bomba.

Todas las bombas deben estar provistas de válvulas de aislamiento del lado de succión y descarga y una válvula de retención del lado de descarga, a menos que se indique lo contrario. Se deben proporcionar carretes para facilitar la extracción de la bomba y el filtro de succión temporal. Las bombas estarán provistas de un manómetro en las líneas de descarga.

V.1.1.1.5.14 Compresores

Se requieren los siguientes requisitos de diseño de proceso:

- La tubería de succión debe estar diseñada para ser autodrenante de regreso al tambor de succión y sin bolsillos.

- Se tendrá en cuenta la clasificación del sistema de aspiración en las condiciones de descarga y el uso de la especificación de tubería adecuada en caso de que haya un caso en el que la presión de compensación en el momento de la parada sea lo suficientemente alta como para justificarlo. Alternativamente, se puede proporcionar una válvula de alivio para proteger contra esto o el diseño del compresor en sí puede ser tal que excluya específicamente dicha condición.
- El compresor centrífugo debe tener un sistema de protección contra sobretensiones. Para el desplazamiento positivo, se requerirá protección contra la descarga del compresor y/o la presión de succión.
- Todos los compresores deben tener una indicación local de su presión y temperaturas de succión y descarga (así como remota en el sistema de automatización integrado).
- Por lo general, los compresores estarán provistos de un respiradero y un desagüe o de instalaciones para ventilar y drenar los puntos altos y bajos.
- Los filtros temporales (aprobados por el fabricante) deben instalarse en la línea de succión.

V.1.1.1.5.15 Intercambiadores de calor

~~o, S~~e utilizarán como base las siguientes temperaturas mínimas de aproximación para el diseño de los intercambiadores de calor (pueden utilizarse temperaturas más altas si no son sensibles al rendimiento):

- Carcasa y tubo HEX >=10 ºC.
- Circuito impreso HEX Nada menos que 5 ºC.
- Placa HEX Nada menos que 3 ºC.
- Aleta de placa HEX No menos de 2 ºC.

Las desviaciones de lo anterior pueden ser aceptables si los cálculos de diseño rigurosos (o los diseños de los proveedores) demuestran que un enfoque mínimo más estricto no está dando lugar a un sobrediseño excesivo.

V.1.1.1.5.16 Válvula de control

La caída de presión del diseño de la válvula de control debe considerar las condiciones específicas del proceso. Las válvulas de control en los servicios de líquidos no bombeados se especificarán teniendo debidamente en cuenta el sistema hidráulico en todos los modos de funcionamiento. En los servicios de flashing, se prestará especial atención al tamaño de la línea de entrada con respecto a minimizar el flashing en la válvula de control de entrada y especificar el % de flash a través de la válvula.

Para las instalaciones de válvulas de control, se debe considerar un mínimo de 10 tubos de diámetro aguas arriba y un mínimo de 5 diámetros de tubería aguas abajo de las tuberías rectas. Esto debe tenerse en cuenta especialmente cuando solo se dispone de una pequeña caída de presión para la válvula de control y para la característica de la válvula lineal o de apertura rápida. Alternativamente, si se puede validar (preferiblemente con la confirmación del proveedor) que se mantiene el valor Cv requerido si no se pueden cumplir los requisitos de ejecución recta, se puede considerar una instalación más estricta.

V.1.1.2 Diseño mecánico

El propósito de este documento es definir las especificaciones del proyecto y los requisitos mínimos de selección de materiales para el equipo de procesamiento, tuberías e instrumentos.

La filosofía de selección de materiales se basa en los requisitos de las normas DNV, ASME, ASTM y NACE/ISO. Los cuatro factores decisivos para la selección del material son las siguientes:

- Resistencia a la corrosión (interna y externa).
- Aplicación a baja temperatura.
- Relación resistencia/peso elevado.
- Material de fabricación (costo, disponibilidad, entre otros).

La baja temperatura de diseño crea limitaciones para la selección de materiales. Lo mismo cabe decir de la elevada relación resistencia/peso gracias a la estabilidad de la Unidad FLNG.

La base para la selección del material también incluirá, entre otras cosas:

- La vida útil de diseño de la Unidad FLNG será de por lo menos 30 años para todos los equipos y tuberías de la parte superior.
- Condiciones ambientales y medioambientales especificadas en las Bases del Diseño.
- Composición y condiciones del fluido de proceso según el balance de calor y materia de la simulación.

V.1.1.2.1 Base de la corrosión interna

V.1.1.2.1.1 Corrosión por bióxido de carbono (CO_2)

En los sistemas de procesamiento de gas natural e hidrocarburos, la tasa de corrosión general suele estar regida por la tasa de corrosión del CO_2. Esta corrosión está causada por el CO_2 disuelto en la fase acuosa para formar ácido carbónico, que es corrosivo para el acero al carbono.

La evaluación de la corrosividad también puede requerir la evaluación de los efectos siguientes:

- Agua producida y/o productos químicos de producción.
- Contenido de oxígeno y contenido de otros agentes oxidantes.
- Ácidos orgánicos y pH.
- Velocidad y régimen de flujo.
- Actividad biológica.

La composición del acero y la dinámica de los fluidos también deben tenerse en cuenta como parte de la evaluación de la corrosividad.

La velocidad de corrosión por CO_2 del acero al carbono en corrientes de proceso depende principalmente de la presión parcial de CO_2, el pH, la presencia de agua y productos de sellado y la temperatura de funcionamiento. Los cálculos de corrosión por CO_2 pueden realizarse utilizando los modelos de predicción NORSOK M-506, con datos de las simulaciones del proceso.

Las consideraciones generales sobre corrosión y erosión predicen la pérdida de material a lo largo de la vida útil de la planta. Los cálculos/consideraciones tendrán en cuenta las condiciones normales de funcionamiento y las concentraciones de los componentes que rigen la velocidad de corrosión (CO_2, cloruros/sales, entre otros). Cuando no se disponga de un perfil de producción para la vida útil de la Unidad FLNG, se considerará la facilidad de diseño más conservadora para todos los años de producción.

Dado que no se prevé la producción de arena, el efecto de la erosión de la arena no se tendrá en cuenta para el diseño de las tuberías de proceso de la parte superior

V.1.1.2.1.2 Compatibilidad con la corrosión bajo tensión

Al considerar la compatibilidad del material con respecto al agrietamiento por corrosión bajo tensión (SCC), la concentración máxima creíble o la presión parcial del compuesto constituirán la base de la selección. Esto se debe a que este mecanismo de degradación del material puede tener lugar o iniciarse también a partir de una exposición de corta duración. Compuestos a considerar (pero no limitados cloruros. Se tendrá en cuenta el margen sobre la concentración máxima.

V.1.1.2.2 Base de la corrosión externa

Los riesgos de corrosión externa deberán tenerse en cuenta a la hora de seleccionar los materiales. Las aleaciones resistentes a la corrosión (CRA) son sensibles a la corrosión por fisuras y picaduras y al agrietamiento por corrosión bajo tensión por cloruros (CSCC) cuando se utilizan fuera de los límites de

temperatura establecidos. Los aceros inoxidables y las aleaciones de aluminio deben ser adecuados para entornos marinos, por ejemplo, el acero inoxidable 304 no debe utilizarse en zonas expuestas.

En la actualidad, la temperatura de diseño del proceso se ha utilizado como criterio para la selección de materiales, en lo que respecta a la corrosión externa. Sin embargo, las consecuencias de las temperaturas del cuerpo negro deben investigarse más a fondo en una fase de ingeniería posterior, que suele aplicarse a las zonas expuestas a la luz solar directa.

Los materiales pueden utilizarse a temperaturas máximas de funcionamiento más elevadas en instalaciones marinas dentro de zonas con control total de calefacción, ventilación y aire acondicionado (HVAC). Las aleaciones a base de níquel y titanio no tienen límites de temperatura establecidos en entornos marinos, pero se reconoce que son más resistentes que los aceros inoxidables.

V.1.1.2.2.1 Corrosión por picaduras

La corrosión del acero inoxidable suele manifestarse como corrosión por picaduras. Las propiedades de los aceros inoxidables dependen del proceso de pasivación, es decir, de la formación de una capa de óxido de cromo en la superficie. En la mayoría de las circunstancias con oxígeno presente, la capa de cromo se reformateará si resulta dañada. Sin embargo, si el suministro de oxígeno es limitado, por ejemplo: en grietas y bajo contaminaciones superficiales o en presencia de cloruros, la capa de óxido de cromo no podrá volver a formarse. La zona dañada se vuelve anódica en comparación con la superficie circundante, lo que provoca un ataque de corrosión concentrado.

Se supone que la corrosión por picaduras y grietas puede producirse en los CRA a temperaturas inferiores a las indicadas. Puede aplicarse un revestimiento para evitar dicha corrosión. Esto es especialmente fácil bajo el aislamiento y bajo los soportes y abrazaderas de las tuberías.

V.1.1.2.2.2 Agrietamiento por corrosión bajo tensión por cloruros

El agrietamiento por corrosión bajo tensión determina un fenómeno en el que el efecto conjunto del entorno corrosivo y las tensiones de tracción provocan la rotura del material de modo frágil.

El agrietamiento por corrosión bajo tensión puede producirse en varias aleaciones en función del entorno. Sin embargo, lo que más preocupa en el Proyecto es el agrietamiento por corrosión bajo tensión del acero inoxidable 316, que se utiliza ampliamente.

El agrietamiento por corrosión bajo tensión por cloruros es más pronunciado en los aceros inoxidables austeníticos, pero hay informes de SCC en dúplex 22 Cr (cromo). En cuanto a la corrosión por picaduras, la SCC está vinculada a la temperatura. el acero inoxidable 316 se considera seguro por debajo de 55-60 ºC aproximadamente. No se han registrado casos de SCC por debajo de 0 ºC.

El agrietamiento por corrosión bajo tensión por cloruros (SSC) puede ir acompañada de óxido superficial, pero la SCC en desarrollo es difícil de detectar mediante inspección visual. La mayoría de los casos de SCC están relacionados con la corrosión bajo el aislamiento (térmico) cuando se evapora el agua condensada o el agua de mar del aislamiento con fugas. La evaporación del agua hace que la concentración de cloro aumente hasta niveles peligrosos. El problema suele resolverse pintando la superficie de la tubería bajo el aislamiento.

En el caso de tuberías no aisladas que no estén expuestas al rocío marino y que funcionen a temperaturas superiores al punto de rocío, se experimentan pocos problemas, ya que el aire próximo a la superficie estará libre de agua.

En condiciones normales de funcionamiento, el SCC no representará una amenaza para el equipo de licuefacción, ya que las temperaturas de funcionamiento de la mayoría de las tuberías son inferiores a cero. No obstante, deben tenerse en cuenta todos los modos de funcionamiento, incluidos los periodos de tránsito y mantenimiento.

Las condiciones reales de funcionamiento de cada sistema deben considerarse individualmente. Los tubos simples en condiciones criogénicas pueden funcionar en condiciones ambientales o de condensación.

En cuanto a la corrosión por picaduras, las consecuencias de la temperatura del cuerpo negro deben evaluarse en la siguiente fase. Las acciones típicas para superar el problema pueden ser:

- Pintura.
- Aluminio pulverizado térmicamente, TSA.
- Sustitución por un grado superior, principalmente 22 Cr Duplex.

En general, se considera que las aleaciones a base de níquel, titanio y cobre son inmunes a la CSCC en entornos marinos.

V.1.1.2.2.3 Corrosión galvánica

Los materiales disímiles acoplados entre sí pueden dar lugar al desarrollo de corrosión galvánica. Por lo tanto, se hará una selección de materiales coherente en la medida de lo posible. Las medidas para evitar la corrosión galvánica deben evaluarse en cada facilidad y cumplirán los requisitos de la norma ISO 21457. Además, se aplican las siguientes directrices:

- Se acepta el acero al carbono pintado frente al acero inoxidable, dependiendo del servicio. La tolerancia a la corrosión estándar especificada se considera suficiente en caso de que se produzca corrosión.
- Entre los distintos tipos de aceros inoxidables y entre el acero inoxidable y el titanio no se supone que se produzca corrosión galvánica, ya que ambos materiales se comportarán de forma pasiva. Esto también es válido para el servicio de agua de mar, aunque la situación suele ser más compleja debido al agrietamiento inducido por hidrógeno (HIC) y a la posible fragilización del titanio. Esto debe tenerse en cuenta para cada facilidad.
- Los componentes de aluminio conectados directamente a estructuras de acero al carbono en una atmósfera marina húmeda provocarán corrosión galvánica y deberán evitarse.
- También debe prestarse especial atención al diseño para evitar la corrosión galvánica. Esto se aplica especialmente a los soportes de tuberías, la fijación de compuertas para instrumentos y cables, y los canales de calefacción, ventilación y aire acondicionado.

V.1.1.2.3 Equipos y recipientes a presión

Los materiales de los equipos de proceso deberán tener una resistencia a la corrosión igual o superior a la seleccionada para las tuberías de conexión.

Los materiales y la fabricación de los equipos deberán cumplir los requisitos de los códigos de diseño aplicables.

V.1.1.2.4 Maquinaria y equipos presurizados

Los recipientes a presión se diseñarán normalmente de acuerdo con ASME VIII. Para los equipos presurizados, las condiciones *in situ* definen los requisitos de los materiales de la superficie mojada. Para los recipientes a presión en general, el acero al carbono puede utilizarse en sistemas de tuberías superiores cuando el índice de corrosión calculado sea inferior a los criterios definidos en la Sección 5.1. Debe prestarse especial atención a los equipos en los que las velocidades de los fluidos puedan inducir efectos erosivos, por ejemplo, para Bombas, compresores y otras máquinas rotativas.

V.1.1.2.5 Intercambiadores de calor

Por lo general, para los recipientes a presión de la clase de presión 600 y superiores, debe elegirse acero al carbono de alta resistencia para optimizar el peso. Las limitaciones de baja temperatura deben tenerse en cuenta en cada facilidad, si procede.

Cuando no pueda utilizarse acero al carbono, se seleccionarán aleaciones/materiales resistentes a la corrosión para la superficie mojada, ya sea como material sólido o como revestimiento/soldadura superpuesta.

En caso de que se utilice un revestimiento/soldadura, es necesario tener en cuenta la corrosión, ya que puede producirse corrosión externa.

El revestimiento para la protección contra la corrosión interna no debe utilizarse, en general, excepto para el servicio de agua de mar.

Los materiales / calidades de los acabados de las máquinas y los materiales de los tubos / placas de los intercambiadores de calor pueden desviarse de la selección principal. Sin embargo, por regla general, los materiales de equipamiento ofrecerán propiedades equivalentes o mejores que el material de base en cuanto a resistencia a la corrosión, erosión y otros efectos destructivos.

V.1.1.2.6 Componentes internos del recipiente a presión

Los componentes internos metálicos desmontables de los recipientes a presión serán como mínimo de acero inoxidable 316, a menos que este material se especifique específicamente no es compatible con el fluido. Este requisito también cubre los pernos, tuercas y cualquier otro accesorio metálico para instalación atornillada/atornillada o sujeta con abrazaderas en el interior del recipiente. Los soportes del recipiente, anillos, orejetas, entre otros soldados al recipiente cumplirán con el material base o revestimiento del recipiente.

V.1.1.2.7 Selección de materiales

V.1.1.2.7.1 Selección de materiales para distintos sistemas

En esta sección se resumen las filosofías de selección de materiales para los distintos sistemas y los casos en que se tendrán en cuenta consideraciones especiales. Pueden ser necesarias excepciones debido a la elevada corrosión por CO_2 o a las restricciones generales de temperatura.

El acero al carbono se considerará rutinariamente como la elección de material primario de bajo costo para los componentes de equipos y tuberías de proceso y utilidad, siempre que:

- La velocidad de corrosión general y la resistencia a la corrosión por picaduras y grietas, al agrietamiento por corrosión bajo tensión (SCC) y al agrietamiento por sulfuro bajo tensión (SSC) están dentro de límites aceptables.
- El equipo, el sistema y cualquier sistema aguas abajo no se verán afectados negativamente por los productos de corrosión de las tuberías y/o el equipo.
- Las consideraciones de peso no son necesarias para los materiales de tuberías de acero al carbono de alta resistencia o de tipo dúplex.

El índice general de corrosión regirá normalmente la selección entre materiales de acero al carbono liso frente a materiales o aleaciones resistentes a la corrosión. La directriz general será considerar el cálculo a la tolerancia a la corrosión (AC) requerida para la vida útil de diseño de la instalación. Para una tolerancia a la corrosión de por vida será los siguientes criterios:

- CA <3 mm, puede utilizarse acero al carbono con 3 mm de tolerancia a la corrosión.
- CA >6 mm, debe utilizarse una aleación resistente a la corrosión.
- 3 <CA <6 mm, puede utilizarse acero al carbono con una tolerancia a la corrosión de 6 mm.
- Si se requieren materiales o aleaciones resistentes a la corrosión, el orden general de preferencia por clase de material será el siguiente, sujeto a las limitaciones de los respectivos materiales: Acero inoxidable tipo 316/316L, DS (22 Cr) y TI (titanio).

Para líneas criogénicas, SS (acero inoxidable) 316/SS 316L debería ser la primera elección de material. La cámara de frío puede ser de aluminio.

Sólo se introducirán otros materiales cuando se hayan estudiado su rendimiento y disponibilidad.

V.1.1.2.7.2 Descripción del sistema

V.1.1.2.7.2.1 Sistema 20 Sistema de estabilización de condensados y combustible líquido

El servicio no es corrosivo. La principal elección de material será CS para las líneas de líquido.

V.1.1.2.7.2.2 Sistema 22 Instalación de entrada y sistema de eliminación de mercurio

El material principal elegido para el gasoducto seco será CS

V.1.1.2.7.2.3 Sistema 23 Sistema BOG/EFG

El vapor de gas de ebullición y gas de expansión final está libre de agentes corrosivos, la selección del material se basa principalmente en las condiciones de temperatura y el costo / disponibilidad del material. Por lo general, se considera que la temperatura mínima de diseño (MDT) es la temperatura más baja del metal coincidente con la presión de diseño o la temperatura media baja de un día, y no la temperatura del segmento *in situ* alcanzada tras la despresurización. El acero al carbono puede utilizarse hasta -20 ºC para CS y -46 ºC para LTCS, por debajo de esta temperatura debe seleccionarse acero inoxidable 316L / acero inoxidable 316. Si se selecciona otro material, se hace referencia a los límites de temperatura de la sección 4.3.

Los materiales cubiertos y revestidos no son aceptables en servicio criogénico.

V.1.1.2.7.2.4 Sistema 24 Deshidratación

El acero al carbón (CS) es el principal material elegido debido al bajo contenido de CO_2 del sistema aguas abajo de la AGRU.

V.1.1.2.7.2.5 Sistema 25 Sistema de eliminación de HHC

El CS es el principal material elegido para el sistema de eliminación de HHC

V.1.1.2.7.2.6 Sistema 26 Licuefacción y refrigeración

Además de los riesgos de corrosión y las propiedades mecánicas, incluida la resistencia, también debe tenerse en cuenta la temperatura mínima del metal de diseño en la selección de materiales para servicios a baja temperatura.
Para el Proyecto el acero inoxidable 316 L puede aplicarse en el sistema de licuefacción. Para temperaturas elevadas, existe el riesgo de que la temperatura de la superficie de la tubería/equipo supere los 60 ºC, por lo que no debe seleccionarse el acero inoxidable 316. El dúplex puede seleccionarse para temperaturas de hasta 80 ºC; el superdúplex y el 6Mo hasta 90 ºC. Por encima de estas temperaturas, el dúplex y el 6Mo deben pintarse.

El acero al carbono debe evitarse en el sistema de licuefacción debido al riesgo de partículas de productos de corrosión que pueden empaquetar los filtros y causar daños en el equipo. Los materiales cubiertos y revestidos no son aceptables en servicio criogénico.

El aluminio es aplicable en servicio criogénico y puede seleccionarse como piezas para la cámara fría.

Para el aluminio debe prestarse atención a las conexiones galvánicas.

En la medida de lo posible, las tuberías de proceso deben estar totalmente soldadas. Las bridas se evitarán en la medida de lo posible en todas las tuberías de baja temperatura. Cuando las bridas sean inevitables, se tendrán debidamente en cuenta los efectos de la contracción y dilatación térmicas.

El material principal elegido para el refrigerante mezclado debe ser acero al carbón.

V.1.1.2.7.2.7 Sistema 28 Eliminación de gases ácidos y regeneración de aminas

La amina se utiliza para eliminar el H_2S y el CO_2 de los flujos de gas de hidrocarburos. Por lo general, los servicios pueden ser los siguientes:

- Amina fresca: Amina no utilizada/pura, concentrada o diluida en agua.
- Amina pobre: Amina regenerada con baja carga de gas ácido.
- Amina rica: Amina con una importante carga de gas ácido resultante de la captación en la sección de absorción.

No se espera que haya cloruros presentes en el servicio de aminas, y el acero al carbono será la principal elección de material para aminas estables y monofásicas, corrientes de gas secas y aminas ricas hasta 70 ºC. Sin embargo, la amina rica es inestable. Las turbulencias, la alta velocidad, los destellos de vapor, el impacto, el flujo bifásico y la reducción de la presión y el aumento de las temperaturas tienden a provocar la evolución de CO_2 y/o H_2S con el consiguiente riesgo de corrosión general del acero al carbono. Por lo tanto, se seleccionará CRA para las siguientes condiciones de funcionamiento: Amina rica con temperatura > 70°C. Donde puede producirse corrosión por CO_2 en válvulas, flujos de 2 fases y flujos de vapor húmedo (gas de evaporación, CO_2, retorno de vapor del calderín) hasta y por encima de 60 ºC.

La amina magra >110 ºC también puede mostrar corrosividad debido a la presencia de una fase de vapor de CO_2-rieh en equilibrio con el líquido. Por lo tanto, una buena selección de materiales debe tener en cuenta también la parte inferior de la columna de extracción de aminas, el rehervidor y los conductos de alimentación y retorno de vapor del rehervidor, como aminas inestables que solicitan CRA.

Para recipientes y equipos, el CRA puede aplicarse como material sólido o como revestimiento/soldadura.

V.1.1.2.7.2.8 Sistema 40 Sistema de medio refrigerante

El agua dulce se utiliza como medio de refrigeración y está diseñada para proporcionar refrigeración a todos los procesos de la parte superior, excepto a los condensadores de las turbinas de vapor, que utilizan agua de mar.

El sistema de medio refrigerante es un sistema de circuito cerrado y se mantiene bajo presión mediante el recubrimiento de nitrógeno del tambor de expansión. El agua de mar se utiliza como medio refrigerante para este sistema.

El acero al carbón es en general la principal elección de material, excepto para el agua desmineralizada, donde el SS 316 será la selección general de material.

V.1.1.2.7.2.9 Sistema 43 Quemador húmedo y quemador frío

El sistema de quemador se purga con gas inerte o gas combustible y no necesita tener en cuenta la entrada de oxígeno y/o atmósfera salífera. La selección general de materiales debe ser acero al carbón.

V.1.1.2.7.2.10 Sistema de quemador húmedo

El acero al carbón es, en general, el principal material elegido.

V.1.1.2.7.2.11 Sistema de quemador frío

El sistema de quemador frío manejará gas criogénico y alivio líquido, por lo que es obligatorio un material capaz para el servicio criogénico. El acero inoxidable 316 será la opción preferida para los tubos de escape de alivio individual, el cabezal de quemador y el tambor de quemador. Los materiales cubiertos y revestidos no son aceptables en servicio criogénico.

Se aplicará una selección especial de materiales para el tubo de quemador y, en particular, para la parte superior afectada por el calor del tubo de quemador y la punta del quemador.

V.1.1.2.7.2.12 Sistema 45 Sistema de gas combustible HP y LP

El acero al carbón es el principal material elegido (gas de tubería seco).

V.1.1.2.7.2.13 Sistema 51 Sistema de agua de mar

La selección general de materiales para agua de mar en servicio de refrigeración es GRE (Epoxi/plástico reforzado con fibra de vidrio). El titanio puede utilizarse como material para boquillas y tuberías de hasta 2 pulgadas. El GRE es el material preferido para las tuberías más grandes (>2").

Las superficies de los intercambiadores de calor en servicio de agua de mar serán exclusivamente de titanio. Los recipientes a presión (por ejemplo, filtros de agua de mar) pueden ser de acero al carbono con revestimiento interior de hule.

V.1.1.2.7.2.14 Sistema 53 Agua dulce, potable y desmineralizada

La primera elección de material para el suministro de agua dulce, agua potable y agua desmineralizada será acero inoxidable SS 316.

V.1.1.2.7.2.15 Sistema 55 Medio de calefacción y sistema de generación de energía

Para la producción de vapor se utiliza agua desmineralizada. En general, el acero al carbono no se utilizará en sistemas de agua desmineralizada, excepto si se han realizado consideraciones especiales.

Esto se debe a la baja conductividad del agua desmineralizada, que puede dar lugar a un alto índice de corrosión y a una posible contaminación del sistema de agua desmineralizada.

El acero inoxidable SS 316L será la selección general de material para el agua desmineralizada. Sin embargo, el acero al carbono se ha considerado suficiente para el medio de calefacción y el sistema de generación de energía. Se inyectan productos químicos para controlar el riesgo de corrosión y contaminación del agua desmineralizada.

V.1.1.2.7.2.16 Sistema 56 Sistema de drenaje abierto

El sistema de drenaje abierto está diseñado para manejar el agua de lluvia, el agua contra incendios, el agua de lavado, los derrames, las fugas, entre otros en las zonas de cubierta, las bandejas de goteo de los equipos y las zonas delimitadas. Debe preverse el lavado tanto con agua dulce como con agua de mar.

El acero al carbón con 3 mm de tolerancia a la corrosión se considera suficiente para las tuberías y colectores de drenaje abierto y el tambor de drenaje abierto. Los cloruros y el oxígeno estarán presentes, y se podrá considerar el uso de acero al carbón siempre que esté documentado que proporciona un beneficio significativo en el costo del ciclo de vida y que la sustitución o reparación sea técnicamente factible y esté diseñada durante la vida útil de la instalación

Se puede considerar el uso de epoxi/plástico reforzado con fibra de vidrio en los cabezales principales de drenaje abierto siempre que esté documentado que proporciona un beneficio significativo en el costo del ciclo de vida.

V.1.1.2.7.2.17 Sistema 57 Sistema de drenaje cerrado

El sistema de drenaje de frío / GNL manejará gas criogénico y drenaje de líquido, por lo que es obligatorio un material capaz para el servicio criogénico. El acero inoxidable SS 316 será la opción preferida para los tubos de desagüe individuales y el cabezal de desagüe.

V.1.1.2.7.2.18 Sistema 63 Aire de instrumentos y aire de planta

Los cabezales principales de suministro y distribución (tuberías) de aire de instrumentación/aire de la Unidad FLNG de la parte superior serán de acero al carbono. La distribución del aire de los instrumentos dentro de cada módulo tendrá en cuenta con aleaciones resistentes a la corrosión para la limpieza del sistema. El acero inoxidable SS 316 será la principal selección de material. Se dispondrá de filtración de aire en cada entrada del módulo.

V.1.1.2.7.2.19 Sistema 71 Agua contra incendios

El agua de mar se utiliza como aguardiente / diluvio. El material de suministro y distribución de agua contra incendios y diluvio será acero al carbono galvanizado en caliente.

Las tuberías con este material se diseñarán con conexión de lavado, que se lavará con agua dulce después de cada uso.

V.1.1.3 Diseño de procesos de equipo mecánico

El propósito de este documento es definir las especificaciones del proyecto y los requisitos mínimos de selección de materiales para el equipo de procesamiento, tuberías e instrumentos.

V.1.1.3.1 Buques

Los siguientes son los requisitos de diseño de procesos para recipientes a presión, de acuerdo con los requisitos de las normas DNV, ASME, ASTM y NACE/ISO.

V.1.1.3.1.1 Presión de diseño

Los recipientes a presión deberán estar diseñados para soportar las condiciones máximas de presión interna y externa que puedan producirse durante el funcionamiento normal, la puesta en marcha, la parada o cualquier operación inusual, y deberán estar diseñados para el cierre de la bomba o el compresor, cuando proceda. Todos los recipientes a presión deben estar diseñados para vacío total.

V.1.1.3.1.2 Temperatura máxima de diseño a presión de diseño

Cuando existe una baja probabilidad de que las temperaturas superen la temperatura máxima de funcionamiento, el margen de diseño puede reducirse a 10 °C. No obstante, se tendrá en cuenta la radiación solar en el caso de los equipos que funcionen en condiciones ambientales, sin protección y expuestos al sol. Se puede suponer como punto de partida una temperatura corporal negra de 80 ºC (HOLD 1). También se tendrán en cuenta, si procede, las condiciones de salida del vapor. Se tendrán en cuenta las variaciones de temperatura causadas por fallos de los equipos aguas arriba.

V.1.1.3.1.3 Filosofía para el dimensionamiento y selección de embarcaciones

Componentes internos generales de la Unidad FLNG:

- En el caso de los depuradores en los que la eliminación de líquidos es fundamental para el equipo aguas abajo, se aplicará un margen de diseño para evitar la inundación del desempañador. El tamaño del desempañador debe considerar el arrastre de líquido de menos de 0.1 USgal/MMScf.
- Los requisitos de antivaho para los tambores de succión del compresor deben dimensionarse en función de la información proporcionada por el proveedor del compresor. Si no se dispone de información sobre el proveedor, el desempañador se diseñará para un remanente inferior a 0.1 galones EE.UU./MMScf.
- Los desempañadores deben utilizarse para minimizar el arrastre a expansores y PFHE.
- Por lo general, se recomiendan disyuntores o distribuidores de impulso de entrada de alimentación en el servicio de depuración.
- Todas las salidas de líquido alineadas verticalmente a las succiones de la bomba o a los desagües deben estar provistas de un disyuntor de vórtice.
- Las entradas en las que la velocidad pueda causar un impacto en la pared del recipiente deberán estar provistas de placas de desgaste reemplazables o de revestimientos protectores más gruesos cuando sea práctico.
- El interior del buque deberá ser desmontable.
- En el caso de los separadores, depuradores y columnas, los componentes internos de la transferencia de masa y los desempañadores deben ser del tamaño del diseño y deben ser confirmados por un proveedor experimentado. Normalmente, el proveedor proporcionará o confirmará el diámetro, altura del equipo y la altura de las secciónes que comprende el interior del equipo.

V.1.1.4 Diseño eléctrico

El diseño eléctrico establece las especificaciones y lineamientos de carácter técnico que deben satisfacer las instalaciones destinadas a la utilización de la energía eléctrica, a fin de que ofrezcan condiciones adecuadas de seguridad para las personas e instalaciones en lo referente a la protección contra:

- Las descargas eléctricas,
- Los efectos térmicos,
- Las sobrecorrientes,
- Las corrientes de falla y
- Las sobretensiones.

Cuando la Unidad FLNG esté en funcionamiento, la energía principal se suministrará mediante el funcionamiento combinado de dos generadores de turbina de gas (GTG), de aproximadamente 30 MWe1 cada uno, situados en el módulo de servicios de la cubierta (M40), y cuatro generadores de motor diésel de doble combustible de aproximadamente 11 MWe^2 cada uno, situados en el espacio de maquinaria del casco.

Se instalará un generador de emergencia como energía de emergencia redundante e independiente, que alimentará el cuadro de distribución de emergencia. Cuando la alimentación principal o el cuadro de generadores esenciales está disponible, el cuadro de alimentación de emergencia se alimenta de la alimentación principal/esencial.

Se suministrarán dos unidades de sistema de alimentación ininterrumpida (UPS). En funcionamiento normal, los UPS se alimentan de los cuadros de distribución de 690 V de la parte superior/casco, respectivamente. El cuadro eléctrico del generador de emergencia también alimentará las unidades UPS como reserva y en situaciones de emergencia.

El sistema se diseñará de forma que los generadores de energía esenciales de motor diésel de doble combustible (generador) puedan ponerse en marcha con diésel. El sistema de arranque se alimentará mediante un generador de emergencia o un generador de aire de arranque específico.

V.1.1.4.1 Cargas totales de la Unidad FLNG y generación de energía eléctrica requerida

Las cargas totales de energía eléctrica de la Unidad FLNG para los escenarios de funcionamiento normal revisados corresponderán al resumen de las cargas de la parte superior y del casco. Se ha añadido una pérdida eléctrica del 3% para cubrir las pérdidas eléctricas en transformadores, cables y cuadros de distribución. El valor resultante es la necesidad total de generación de energía eléctrica de la Unidad FLNG.

V.1.1.4.2 Contingencia inclusiva de potencia absorbida

Para tener en cuenta la incertidumbre en el diseño del proceso y la estimación del cálculo de la carga, se añade una contingencia. En general, la contingencia es del 10%, pero en el caso de las grandes cargas, para las que se han hecho consideraciones más precisas, la contingencia se ha reducido al 5%.

Se especifica la eficiencia eléctrica de los motores eléctricos (valores típicos) para calcular la potencia eléctrica correspondiente. La eficiencia se debe considerar típica en este nivel de diseño. Las cargas resistivas tienen un rendimiento del 100%. Para los elementos de recolección (cargas múltiples), la eficiencia no tiene ningún significado, sin embargo, se ha especificado como 100% a efectos de cálculo.

V.1.1.4.3 Potencia nominal de los motores

La potencia nominal máxima de los motores se ha estimado en función de la potencia absorbida, incluida la contingencia. Se aplica un margen para motores:

- 20% para bombas de arranque DOL (directo en línea).
- 10% para bombas y compresores VFD (variador de frecuencia).

Para motores de hasta 375 kW, se ha partido del tamaño estándar del bastidor y la potencia nominal según CENELEC EN 50347 (redondeada al tamaño estándar más próximo). En el caso de motores más grandes, se parte de diseños personalizados, y la potencia nominal se redondea una vez aplicado el margen del motor.

V.1.1.4.4 Tipos de carga

Las cargas se especifican como un número de unidades (multiplicador) de una o más de las siguientes categorías:

- Activa: La carga está siempre en funcionamiento durante la operación normal.
- Intermitente: La carga está activa durante periodos limitados durante el funcionamiento normal, en paralelo con otras cargas activas.
- En espera: La carga está en espera y, por lo general, no está activa durante el funcionamiento normal. Categoría utilizada normalmente para cargas de reserva (redundantes). Se deben prever breves periodos de funcionamiento en paralelo en relación con el cambio. El compresor de gas de expansión final de reserva no se incluirá en esta carga porque siempre será necesario arrancar el generador de energía adicional antes de intentar arrancar el compresor de gas de expansión final en espera.

La potencia eléctrica total de la Unidad FLNG para los escenarios de Caso Operativo Base y Alternativo puede proporcionar energía suficiente para mantener el proceso en funcionamiento.

En caso de pérdida del generador más grande en funcionamiento, hay que tomar medidas para mantener los procesos de la Unidad FLNG en marcha sin que se produzcan desconexiones ni apagones. Algunas de las soluciones propuestas que se deben tener en cuenta son los siguientes:

- Implantación de un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS): Este sistema debe estar diseñado para poder suministrar energía hasta que los generadores en espera se pongan en marcha y sean capaces de asumirla. Hay que tener en cuenta que en el caso base, con un turbogenerador y un

motor diésel de doble combustible (generador) en funcionamiento, el BESS se tendría que dimensionar para asumir la carga de la turbina de gas que se dispara.

- Modificación de la generación de energía eléctrica mediante el uso de solo 6 x Motor diésel de doble combustible (generador) y eliminar los turbogeneradores de la parte superior. Se espera que esta solución reduzca la potencia instalada y, por tanto, los gastos de capital, pero aumente las necesidades de mantenimiento. Además, las emisiones de NOx serán superiores a las del funcionamiento con un GTG, a menos que se instalen depuradores. Las emisiones de CO_2 deberían reducirse en comparación con el caso base actual. Por otro lado, la eficiencia (es decir, el consumo de combustible) de los motores marinos de combustible dual (DFDE) es mejor que la de los generadores de turbina de gas y, en caso de perder el generador más grande, los requisitos del sistema BESS para mantener el proceso de producción en marcha son mucho menores, y el BESS se debería diseñar para una potencia mucho menor que la que se necesitaría en el caso operativo básico.

V.1.1.4.5 Generadores principales (HOLD 4)

La generación principal de energía eléctrica consistirá en 2 conjuntos de generadores de turbina de vapor (STG) o generadores de turbina de gas (GTG) junto con 3 paquetes de generadores esenciales de motores marinos de combustible dual (DFDE) para cumplir con los requisitos de carga definidos. La capacidad instalada de generación de electricidad deberá ser suficiente para cubrir todos los escenarios de funcionamiento de carga normal y máxima definidos durante las duraciones definidas.

Los generadores se conectarán en una configuración que optimice la disponibilidad y operatividad de la generación de energía. El modo de funcionamiento predeterminado del sistema de generación de energía será con los tres generadores de turbina de vapor utilizados para la generación de energía. Los DFDE estarán apagados y desconectados, pero en modo de espera caliente mantenido.

Este dimensionamiento de los generadores de turbina de vapor se seleccionará de modo que, en el raro caso de que se dispare el generador más grande, el sistema de alimentación, respaldado por la energía almacenada en el sistema de almacenamiento de energía de la batería (HOLD 6), pueda satisfacer todas las necesidades de energía sin necesidad de deslastre de carga y proporcionar tiempo suficiente para poner en marcha los generadores DFDE de reserva. Los motores DFDE deben considerarse como generadores esenciales.

V.1.1.4.6 Sistema de almacenamiento de energía en baterías

Se considera que el sistema de almacenamiento de energía en batería (BESS) proporciona la energía necesaria después de un disparo del generador y evita que la frecuencia caiga más allá de los límites. La capacidad de la batería estará diseñada para:

- Proporcionar la energía faltante después de un disparo del generador para mantener la red eléctrica estable y dentro de los límites requeridos por las regulaciones/especificaciones.
- Mantenga al menos 5 minutos, de modo que los DFDE que se mantienen en modo de espera en caliente puedan iniciarse de manera controlada (es decir, en modo normal y no en modo de respaldo) y se hagan cargo de la alimentación de energía de la batería.

Normalmente, el BESS se conectará a la centralita de 11 kV (6,6 kV).

V.1.1.4.7 Sistema de administración de energía

El sistema de administración de energía (PMS) está monitoreando y controlando el sistema de energía en la Unidad FLNG. El de administración de energía es una parte integrada del Sistema Integrado de Control y Seguridad (ICSS). El sistema de administración de energía tiene una pantalla HMI separada que refleja la línea única de la red eléctrica, lo que permite el control (comandos de apertura/cierre), el monitoreo de estado/alarma y la medición de corriente/voltaje para todos los interruptores principales del sistema. Por disyuntores principales se entienden los interventores de la centralita, los alimentadores y los disyuntores

de amarre de bus. La sincronización y carga del generador también se puede controlar desde la pantalla HMI.

V.1.1.4.8 Descripción del generador de emergencia

Se instalará un motor de combustible diésel y se utilizará como generador de emergencia. Deberá tener potencia suficiente para hacer funcionar simultáneamente desde el cuadro de maniobra de emergencia los siguientes equipos:

- Bombas contra incendios de emergencia.
- Automatización a través de UPS.
- Alumbrado de emergencia.
- Detección de fuego y gas.
- Equipos de comunicación a través de UPS.
- Sistema de megafonía a través de UPS.
- Equipo principal para la recuperación de buques muertos.
- Una bomba de transferencia de GNL (Bodega 5).
- Transformador de aislamiento de cocina/despensa.
- Rastreo crítico.

El sistema generador de emergencia estará funcionalmente separado y autónomo del sistema de energía principal. El generador de emergencia deberá poder ponerse en marcha en cuestión de segundos y funcionar durante un mínimo de 18 horas a su máxima capacidad.

Los sistemas auxiliares para arrancar y operar el generador de emergencia deben estar provistos en la sala del generador de emergencia según lo requerido por la Clase.

Todos los consumidores que necesiten energía de emergencia y funcionen después de la pérdida de energía normal se conectarán a los cuadros de distribución de emergencia.

V.1.1.4.9 Sistema de alimentación ininterrumpida (SAI)

El Sistemas de alimentación ininterrumpida se ubicará en una sala separada. La carga se suministra desde el cuadro de distribución de emergencia para sistemas de emergencia. El suministro de derivación es del sistema de alimentación normal.

Los UPS se proporcionan para servicios de emergencia y servicios que no son de emergencia que requieren un suministro continuo de energía de CA o CC en caso de falla de la energía principal, apagón o perturbaciones eléctricas. Los equipos sensibles a las perturbaciones eléctricas (por ejemplo, transitorios de tensión y distorsión armónica) deben considerarse suministrados desde el SAI.

La alimentación del SAI se proporciona para los siguientes servicios:

- Sistemas de seguridad (consumidores de emergencia).
- Sistemas de control.
- Sistema PAGA.
- Sistemas de telecomunicaciones.
- El sistema de comunicación es crítico.
- Luces de obstrucción (se suministrarán desde el paquete de batería autónomo).
- Voltaje de control del disyuntor.
- Luces de señalización para la instalación (U-lights).
- Iluminación de escape.

Cada SAI deberá estar provisto de instalaciones para la prueba de la capacidad de la batería, incluido el registro de los valores de prueba y la alarma remota o la indicación de estado. El fabricante deberá realizar un análisis para demostrar la disponibilidad y fiabilidad del SAI.

El UPS debe tener 2 alimentadores (un alimentador del sistema principal y otro del sistema de energía de emergencia). Se activará la alarma en caso de que falle alguno de los alimentadores del UPS. El sistema UPS alimentará a los consumidores críticos, como los sistemas de control críticos y los voltajes de control, desde dos fuentes de alimentación UPS independientes y redundantes. Dichos consumidores dispondrán de dos fuentes de alimentación redundantes. Las fuentes de alimentación redundantes no deben contener elementos de falla de modo común. En caso de pérdida de la fuente de alimentación principal, el desplazamiento entre la fuente de alimentación normal y la fuente de alimentación de emergencia se realizará automáticamente para cada UPS. El alumbrado de evacuación no será redundante.

Cada sección del tablero de distribución principal de UPS está equipada con detección de falla a tierra y alarma común remota en ICSS. El sistema de detección de fallos a tierra será, como mínimo, de un tipo que permita la localización manual de fallos en cada circuito de salida.

La selección y coordinación de los dispositivos de protección garantizan la selectividad en todos los modos de funcionamiento. Las baterías de emergencia deberán tener la capacidad de suministrar energía de emergencia durante un período mínimo de 30 minutos, o el tiempo necesario para ejecutar la despresurización de emergencia, el que sea más largo.

V.1.1.4.10 Equipos eléctricos

La disposición del equipo eléctrico en toda la Unidad FLNG debe ser tal que proporcione un acceso fácil y seguro a las piezas para su inspección, mantenimiento y reparación.

El equipo eléctrico y el material utilizado serán, en general, de tipo/uso marino, de lo contrario se tendrá especial cuidado en garantizar la fiabilidad y la seguridad del equipo.

Las instalaciones y los equipos eléctricos destinados para utilizar en zonas peligrosas deberán contar con la certificación Ex de equipos adecuados para los requisitos de la zona.

El equipo eléctrico debe ubicarse e instalarse de tal manera que no esté expuesto al riesgo de lesiones mecánicas o daños por agua, vapor, aceite o calor excesivo. Cuando se exponga a tales riesgos, el equipo deberá estar adecuadamente construido, cerrado o protegido de acuerdo con los requisitos de la clase.

V.1.1.4.11 Área de riesgo eléctrico

Marina y casco. En el caso de los sistemas marinos, de casco y de torreta, se aplican las siguientes reglas y normas para la definición de zonas peligrosas mediante un enfoque simplificado:

- IEC 60092-502 [1].
- BV NR542 [2] Sección 12 Tabla 1 – Descripción de los espacios y zonas peligrosas.
- BV NR445 [3] Parte C Capítulo 4 Sec 3 §1.1 – Áreas peligrosas.
- API RP 505 [4] Figura 90 – Unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO) típica y sección 12.2.1.

Las zonas peligrosas se han marcado en el Arreglo General para sistemas marinos y de casco, y están disponibles en el plano: RRM-2400668-2-DWG-01 RevB – Clasificación de Áreas Peligrosas.

Para la clasificación de zonas peligrosas en la parte superior, se propone seguir la metodología detallada de la norma EN 60079-10-1, que tiene en cuenta las características del fluido, las fuentes de liberación, los grados de liberación, la tasa de dilución.

Las áreas peligrosas se han marcado para los equipos principales en los diferentes diseños de la plataforma de proceso en los módulos M10, M20 y M30 (Proceso, Mezzanine, Weather Deck, PSV deck) para los sistemas de la parte superior, y están disponibles en los planos: RRM-2400668-2-DWG-02/03/04 Rev B – Clasificación de Áreas Peligrosas.

V.1.1.5 Diseño de sistema de quema, alivio, venteo y purga

El objetivo de este documento es describir las bases de diseño y proporcionar los requisitos mínimos para el alivio y la purga seguros de la parte superior de las instalaciones:

- Garantizar que el diseño de los quemadores no produzca niveles inaceptables de radiación térmica en los equipos y el personal. Los valores máximos de radiación se ajustarán a la norma API RP521.
- Orientar sobre la base del dimensionamiento y la ubicación de los quemadores.
- Explicar los principios de la estrategia de despresurización y el concepto de diseño del sistema de despresurización.

El sistema de quemador deberá permitir la eliminación segura de los gases residuales cuando se venteen o quemen sin superar los límites de exposición permisibles para la radiación térmica y las sustancias peligrosas para la salud establecidos por los requisitos de la clase y las normas internacionales reconocidas. Durante las operaciones normales, no se permitirá la quema en quemador ("principio de no usar quemador").

El caso base de diseño para el alivio es la quema. No obstante, el diseño debe ser tal que, como alternativa, se pueda utilizar un venteo seguro para el alivio a través de la chimenea del quemador. La dispersión de gas procedente de las operaciones de venteo no afectará negativamente a la Unidad FLNG ni al personal y no dará lugar a una superación de los límites aceptables de concentraciones de gas inflamable.

V.1.1.5.1 Sistema de quemador

El sistema de quemador es un sistema de seguridad integrado que principalmente mantendrá las condiciones de seguridad en las instalaciones de producción en caso de que se produzca algún trastorno que requiera la evacuación segura del inventario de hidrocarburos presurizado e inflamable o de otros compuestos peligrosos.

El sistema de quemador, mediante la evacuación segura de las existencias peligrosas de las instalaciones de proceso, reducirá el riesgo de que incidentes localizados, como incendios o fugas de gas, escalen y se conviertan en escenarios graves. Además, el sistema de quemador, al evacuar el inventario peligroso, eliminará la tensión física de los sistemas y garantizar que la integridad estructural de las instalaciones de proceso se mantiene lo suficiente para que pueda llevarse a cabo una evacuación segura del personal en caso necesario.

El sistema de quemador también deberá ser capaz de evacuar los gases peligrosos del proceso en caso de perturbaciones relacionadas con el proceso y en caso de períodos de exceso de producción de gas causados por cambios en las condiciones operativas.

Para garantizar la protección de todo el sistema de la mejor manera posible, el conjunto del sistema de quemador debe situarse, siempre que sea práctico, en la parte de aguas arriba, es decir, donde se produce la presión más alta, y lo más cerca posible de la fuente de sobrepresión.

Existen dos principios fundamentales para evacuar el gas a presión de los sistemas de proceso, a través del sistema de quemador:

a. **Alivio de presión**, es donde normalmente se impide que se supere una presión máxima para un determinado equipo de proceso durante cualquier escenario creíble. El exceso de gas se libera a través de un dispositivo de alivio de presión (PRD), normalmente una válvula de seguridad de presión (PSV). El alivio de presión se utiliza habitualmente como segunda y última barrera de seguridad para mantener la integridad del equipo durante las subidas de tensión.
b. **La despresurización** consiste en aislar los distintos equipos de la zona de proceso de otras partes del proceso y despresurizarlos hasta el sistema de quemador. Se trata más bien de una acción preventiva

para reducir el riesgo de que un incendio o una fuga de gas relativamente inocentes se conviertan en un escenario más grave, eliminando el potencial de presión en los sistemas de proceso presurizados.

Además, el sistema de quemador también servirá para el derrame del proceso necesario para la puesta en marcha y las alteraciones del proceso.

Además, los tambores de quemador funcionarán como tambores de drenaje del proceso.

V.1.1.5.1.1 Configuración del sistema de quemador

En un sistema de procesos puede haber muchos subsistemas que funcionen en condiciones diferentes y contengan distintos tipos de existencias. Por lo tanto, un sistema de quemador debe diseñarse de forma que pueda gestionar todos los escenarios de eliminación simultánea relevantes de los sistemas de proceso conectados, es decir, que no mezcle componentes que puedan reaccionar entre sí química o físicamente, por ejemplo, provocando obstrucciones (hielo) o reacciones químicas (reacción de fuga térmica).

Los segmentos de proceso de alta y baja presión no se descargarán en el mismo subsistema de quemador debido al efecto que la contrapresión tiene en la velocidad real de descarga a través de un dispositivo de descarga, en particular las válvulas de seguridad. La conexión de un sistema de proceso determinado al subsistema de quemador de tipo alta presión o baja presión se regirá por lo siguiente

- Presión de diseño del sistema de proceso.
- Presión de respaldo y de diseño del subsistema de quemador.
- Tipo de PSV (y su influencia en el rendimiento causada por la contrapresión).

Los subsistemas de quemador se diseñarán además para soportar las condiciones de contrapresión y temperatura máximas previsibles generadas por la descarga combinada o individual de los procesos conectados sistemas Los sistemas de proceso conectados a los distintos subsistemas de quemador tendrán una presión de diseño igual o superior a la del subsistema de quemador al que están conectados.

Como este proyecto implica la producción de GNL, preocupa la baja temperatura y la formación de sólidos (hielo) en el sistema de quemador. El diseño del sistema de quemador tendrá en cuenta esta preocupación segregándolo en los siguientes subsistemas:

Quemador húmedo de alta presión (HPW).

Los equipos conectados al sistema de quemador húmedo de alta presión pueden descargar fluidos húmedos (que contengan agua) procedentes de fuentes de alta presión. El sistema se diseñará de forma que cualquier rastro de hielo/hidratos que se forme debido a la reducción de presión del gas húmedo no cause obstrucciones en el sistema de quemador. Si la descarga de fluidos de los equipos conectados provoca temperaturas mínimas inferiores a las temperaturas mínimas estándar del metal, se utilizará un material adecuado de baja temperatura en el sistema de quemador.

Quemador frío de alta presión (HPC).

Los fluidos evacuados a través del sistema del quemador frío de alta presión deberán estar secos y no deberán provocar la formación de sólidos durante la descarga. Los equipos conectados al sistema del quemador frío de alta presión pueden descargar fluidos muy fríos y líquidos a baja temperatura desde segmentos de alta presión que generan la presencia permanente de fluidos bajo cero en el sistema de quemador. Se utilizará material adecuado para bajas temperaturas en el sistema de quemador de alta presión.

Quemador frío de baja presión (LPC).

El sistema de quemador frío LP se instalará para el gas de evaporación procedente de los tanques de guarda temporal, el exceso de retorno de vapor del buque de GNL y el gas de expansión final (EFG) procedente del tambor de gas de expansión final 1 durante la parada de los compresores de gas de expansión final.

Estas fuentes no deberán tener una fuente creíble de líquidos (la protección contra sobrellenado del tambor de expansión final deberá tener un nivel SIL suficiente); por lo tanto, el sistema de quemadores fríos LP no requerirá un tambor separador.

Las válvulas de alivio de los tanques de guarda temporal se conectarán al sistema frío de baja presión. En el sistema de quemador frío de baja presión se utilizará material adecuado de baja temperatura.

Estrategia global de diseño del sistema.

El dimensionamiento del colector de alivio debe basarse en un objetivo de contrapresión coherente. La selección de la punta del quemador afectará a la contrapresión del sistema y debe tenerse en cuenta para el cálculo. En una fase de ingeniería posterior, la contrapresión máxima de diseño se fijará en diálogo con el proveedor o proveedores de puntas de quemador. La especificación deberá ser sólida, de modo que no sea necesario repetirla.

El sistema de quemador/colector de quemador se dimensionará de forma que la contrapresión calculada no supere el valor de contrapresión asumido originalmente. El valor de contrapresión asumido debe utilizarse de forma coherente como base para la especificación y el dimensionamiento individual de la válvula de alivio. El diseño final de la punta del quemador tendrá en cuenta los caudales calculados y el objetivo de contrapresión.

Protección de presión.

Para garantizar la protección de todo el sistema, el conjunto de alivio debe estar situado, cuando sea práctico, en la parte de aguas arriba, es decir, donde se produce la presión más alta, y lo más cerca posible de la fuente de sobrepresión.

El dispositivo de alivio de presión debe colocarse normalmente cerca del equipo protegido contra la presión, de modo que se reduzcan al mínimo las pérdidas de presión de entrada al dispositivo. Se evitará, en la medida de lo posible, ubicar el dispositivo de descarga de presión en lugares que experimenten fluctuaciones de presión cercanas a la presión de ajuste del dispositivo de descarga de presión. Los dispositivos de alivio de presión deben estar situados de forma que sea fácil acceder a ellos, desmontarlos y sustituirlos para poder realizar correctamente el mantenimiento.

En casos especiales en los que un dispositivo de alivio de presión no ofrezca la protección adecuada, o en los que el uso de dispositivo de alivio de presión suponga gastos de capital excesivo, se puede utilizar el sistema de protección contra la presión de alta integridad para sustituir al dispositivo de alivio de presión. En caso de aplicar Sistema de protección contra la presión de alta integridad, la disponibilidad del sistema de protección contra la presión de alta integridad será igual o mejor que la disponibilidad conseguida utilizando dispositivo de alivio de presión.

Dispositivo de alivio de presión de repuesto.

De los equipos definidos como críticos, 3 tendrán una configuración n+1 de dispositivo de alivio de presión, excepto cuando el propio equipo se salve.

Acumulación de presión durante la descarga.

Los cálculos de válvula de seguridad de presión no permitirán que la presión máxima en segmentos individuales supere el 110% de la presión de diseño para instalaciones de válvula de seguridad de presión individuales o el 116% para instalaciones de válvula de seguridad de presión múltiples (también denominada presión acumulada máxima admisible) en ningún punto.

Esto será válido para todos los casos de dimensionamiento de válvula de seguridad de presión, excepto para el caso de incendio, en el que se permite un máximo del 121% de la presión de diseño.

Deberá tenerse en cuenta evitar que los puntos de ajuste de la válvula de seguridad de presión en recipientes presurizados que operan a presiones muy bajas se fijen demasiado lejos de la condición de funcionamiento, es decir, que la presión de ajuste de la válvula de seguridad de presión se fije relativamente baja en comparación con la presión de diseño del recipiente cuando el recipiente está operando a bajas presiones. Tal consideración reducirá el grado de presión en el recipiente en caso de incendio y disminuirá el riesgo de BLEVE.

Dispositivos de descarga de presión (PRD).

Se proporcionará dispositivo de alivio de presión en todos los equipos que puedan sobrepresurizarse debido a una emergencia, una condición de alteración, un error operativo, un mal funcionamiento de los instrumentos, una expansión térmica y/o la vaporización de un contenido bloqueado debido a un incendio o a una fuente de calor externa/interna.

Los equipos y tuberías protegidos por dispositivos de alivio de presión en equipos interconectados no requerirán sus propios dispositivos de alivio de presión. (Consulte el anexo B de API 521.) El sistema protegido interconectado deberá cumplir lo siguiente:

1. Las tuberías de interconexión entre el equipo protegido y el dispositivo de alivio de presión deberán estar libres de válvulas de bloqueo (excepto las bloqueadas abiertas); válvulas de control que puedan cerrar o restringir completamente el paso de caudal requerido; y equipos que puedan fallar o detenerse en una posición cerrada o restrictiva.
2. La capacidad del dispositivo de alivio de presión deberá ser igual o mayor que la carga de alivio total de todo el sistema protegido para cada caso de alivio.
3. Para cada caso de alivio, ninguna pieza del equipo protegido excederá su presión máxima de trabajo permitida (MAWP), y ninguna tubería excederá su presión de diseño, antes de que el dispositivo de alivio de presión alcance su presión de ajuste.
   a. Los equipos y tuberías protegidos aguas arriba de la ubicación de la PRV deberán tener una MAWP o presión de diseño suficientemente superior a la presión de ajuste del dispositivo de alivio de presión para tener en cuenta la caída de presión máxima del sistema entre los equipos/tuberías protegidos aguas arriba y la ubicación de la PRV.
   b. Los equipos y tuberías protegidos aguas abajo de la ubicación del dispositivo de alivio de presión deberán tener una presión de trabajo máxima o una presión de diseño al menos igual a la presión de ajuste de la válvula de retención para tener en cuenta una caída de presión mínima de cero (para ausencia de caudal).
4. Para cada caso de alivio, ninguna pieza del equipo protegido superará su presión acumulada máxima admisible, y ninguna tubería superará su presión nominal a corto plazo de acuerdo con las normas ASME B31.3, ASME B31.4 o ASME B31.8 teniendo en cuenta el caudal y el perfil de presión previstos durante el alivio. Esto será con la presión acumulada máxima permitida en el recipiente donde se encuentra la válvula de retención.

El tipo preferido de dispositivo de alivio de presión será generalmente válvula de seguridad de presión. El uso de discos de ruptura puede evaluarse en casos especiales, por ejemplo, para el escenario de "ruptura de tubos" en intercambiadores de calor de carcasa y tubos.

V.1.1.5.2 Selección y dimensionamiento de válvulas de alivio

Por razones de estandarización, las válvulas de alivio de presión se seleccionarán de acuerdo con el rango de tamaño estándar proporcionado en la norma API 526. El área de orificio efectivo estándar seleccionada deberá ser siempre mayor que el área de descarga efectiva requerida calculada.

En el caso de varias válvulas de alivio de presión en paralelo (instalaciones de válvulas múltiples), la presión de ajuste individual debe escalonarse de acuerdo con API 520 I, para evitar las vibraciones.

Debe prestarse la debida atención al tipo y disposición de las válvulas de seguridad sometidas a bajas temperaturas, es decir, las válvulas de seguridad de fuelle equilibrado no deben utilizarse en servicios en los que exista la posibilidad de daños o fallas en los fuelles, por ejemplo, en lugares donde puedan formarse hidratos o cera, o en sistemas que puedan contener partículas/sales.

El uso de la válvula de fuelle equilibrado tampoco está permitido en servicio alternativo debido a la posibilidad de falla por fatiga del fuelle.

Las válvulas de seguridad de presión (PSV) pilotadas sólo pueden utilizarse en servicios limpios, en los que no sea posible el taponamiento o la congelación de la línea piloto.

En una aplicación convencional de válvula de alivio de presión (PRV) con resorte, cuando la sobrepresión admisible es del 10%, la contrapresión acumulada no debe superar el 10.4% de la presión de ajuste.

Las válvulas equilibradas pueden aplicarse cuando la contrapresión total (superpuesta más acumulada) es superior al 30% pero no supera el 50% de la presión de ajuste. Factor de corrección de la contrapresión que debe utilizarse cuando la contrapresión supera el 30% de la presión establecida.

Se utilizarán válvulas de alivio pilotadas si la contrapresión supera el 50% de la presión de ajuste. Las válvulas de alivio pilotadas no se utilizarán en servicio sucio. El dimensionamiento de las PSV se realizará de acuerdo con la norma API 520 Parte I. Si se considera beneficioso, se puede utilizar el software Intelligent Pressure Relief System Management (iPRSM) para calcular/verificar todos los cálculos y la documentación del dimensionamiento de las válvulas de alivio; sin embargo, no se trata de un requisito estricto.

V.1.1.5.2.1 Cálculos de carga de alivio

Para un sistema o equipo específico, debe determinarse la pertinencia de cada escenario. Deberá evaluarse y documentarse la justificación de cada hipótesis aplicable o no aplicable. Cada escenario de sobrepresión aplicable debe tener un cálculo de la carga de alivio o una explicación que describa por qué el cálculo es innecesario.

Los sistemas de alivio individuales se dimensionarán para aliviar la presión resultante de la combinación de cualquier falla individual del sistema de seguridad con cualquier posible falla del proceso, incluidos los casos de falla general (por ejemplo, falla del aire de los instrumentos).

El peligro doble, es decir, la ocurrencia simultánea de dos o más incidentes/condiciones que puedan dar lugar a una sobrepresión, no se considerará si las causas no están relacionadas, es decir, si no existe ningún proceso, mecánica o eléctricamente común entre las causas.

Las cargas del sistema de alivio y los tamaños resultantes se determinarán de acuerdo con las normas API RP 520/521. El requisito mínimo es incluir en la evaluación los siguientes escenarios de sobrepresurización, cada uno de los cuales se describe con más detalle en las siguientes subsecciones:

- Salida obstruida.
- Falla de la válvula de control (Escape de gas).
- Falla del equipo intercambiador de calor (rotura de tubos).

- Expansión térmica.
- Reflujo (fuga de la válvula de retención / válvula antirretorno).
- Incendio exterior (incendio de charco o incendio de dardos de fuego), que se determinará caso por caso.
- Falla del medio de enfriamiento.
- Falla de alimentación del aire del instrumento/instrumento eléctrico.
- Apertura involuntaria de la válvula.

Otros escenarios de carga de socorro que se tendrán en cuenta siempre que sean pertinentes incluyen:

- Cortes de electricidad.
- Falla de vapor.
- Ingreso de material altamente volátil.
- Entrada anormal de calor o vapor del proceso.
- Generación de vapor por desequilibrio térmico.
- Cualquier otro escenario aplicable identificado en el HAZOP.

V.1.1.5.2.2 Despresurización

Los sistemas de despresurización/explotación de emergencia se utilizan principalmente para reducir el riesgo de pérdida de integridad de los equipos durante un incendio o para mitigar las consecuencias o la duración de una fuga en un buque. La despresurización reduce el peligro potencial eliminando el vapor del equipo para protegerlo contra la rotura del recipiente cuando el acero del recipiente se sobrecalienta.

En caso de incidentes de fugas o accidentes de rotura de tuberías, la despresurización también puede reducir la tasa de fugas y el alcance del chorro de fuego también debería disminuir. Esto reviste especial importancia con vistas a mitigar los riesgos de los escenarios de exposición al fuego de los reactores. De ahí que la despresurización sea un elemento clave de la estrategia de respuesta a emergencias para mitigar/prevenir el riesgo de escalada del incidente a otras secciones de proceso, almacenamiento de refrigerantes, tanques de guarda temporal, alojamientos y/o elementos críticos para la seguridad.

La válvula manual de despresurización no de emergencia al sistema de quemador se incluirá generalmente en todos los inventarios de hidrocarburos con fines de mantenimiento. La excepción son los volúmenes muy pequeños, que pueden purgarse a la atmósfera o al cabezal del quemador utilizando una manguera temporal.

La despresurización de las unidades se realizará, en general, de acuerdo con las directrices de la norma ANSI/API 521 "Sistemas de alivio de presión y despresurización".

Todos los grandes equipos o recipientes de proceso que funcionen a presiones superiores a 250 psig/ 17.2 barg deberán estar equipados con un sistema de despresurización de emergencia (purga). A título orientativo, se entenderá por grandes equipos de proceso los recipientes/equipos a presión y las tuberías correspondientes del segmento que, durante la parada, contengan más de 1,000 kg de hidrocarburos (líquidos y/o gaseosos). Los buques que operan a una presión inferior a 17.2 barg, y/o que contienen menos de 1,000 kg de hidrocarburos, también deben tenerse en cuenta si las consecuencias de la rotura durante un incendio son significativas. Los grandes segmentos de tuberías que, en caso de un paro, se aíslen automáticamente y que contengan hidrocarburos significativos (líquidos y/o gaseosos) también se evaluarán para una despresurización de emergencia.

Los paquetes de compresores también pueden requerir una despresurización automática como parte de la secuencia de parada a pesar de no cumplir los criterios anteriores (no de emergencia). Esto debe evaluarse en función de consideraciones operativas, fallos en las juntas del compresor y fugas de gas a través de las juntas durante el paro. Todos los segmentos deben despresurizarse hasta un mínimo del 50% de la presión de diseño o hasta 6.9 barg, lo que sea menor, en un plazo máximo de 15 minutos, pero tan rápido como lo permita el diseño actual (es decir, el diseño del sistema de quemador).

El tiempo de despresurización es de 15 minutos; sin embargo, si hay un retraso en la puesta en marcha del sistema de despresurización, este retraso debe deducirse de los 15 minutos. Este criterio se basa generalmente en recipientes de paredes gruesas. Se evaluará la necesidad de un tiempo de despresurización más rápido para reducir las consecuencias de una fuga o falla en el recipiente/tubería.

El sistema de despresurización de emergencia se controlará a través del Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS), y se activará de las siguientes maneras:

- Iniciación manual por el operador.
- Inicio automático por señal del sistema de apagado o detección de fuego y gas.

Se incluirá un retardo de tiempo para la iniciación automática para permitir la intervención del operador, para evitar la iniciación espuria, según lo permitido en la API 521 Sección 4.6.2. Este retraso requerirá que el intervalo de despresurización sea inferior a los 15 minutos de referencia. El sistema de despresurización de emergencia será a prueba de fallas, utilizando válvulas de cierre de paso total "Fail Open" (válvula de purga, BV) accionadas on/off. Las válvulas serán ignífugas e incluirán un elemento sensible al fuego en la alimentación del actuador para una despresurización inmediata. Cada válvula de despresurización debe disponer de recipientes de reserva de aire de instrumentación para garantizar el funcionamiento en caso de que falle el suministro principal de aire de instrumentación. Se colocará un orificio de restricción con una abertura designada ajustada a la tasa de despresurización requerida lo más cerca posible aguas abajo de la válvula de purga, aunque a una distancia mínima para evitar que la "fluencia" a baja temperatura afecte a la válvula de purga. Las limitaciones técnicas del proceso de despresurización deben tenerse debidamente en cuenta para evitar, por ejemplo, cualquier daño a los activos o la pérdida de integridad de los sistemas de proceso:

- Tasa de despresurización máxima admisible para tamices moleculares.
- Riesgo de levantamiento de la empaquetadura u otros daños internos en los recipientes de proceso.
- Limitaciones mecánicas/diferenciales de temperatura del intercambiador de calor de placas y aletas.
- Efectos de la despresurización a baja temperatura/riesgo de fractura frágil.
- Riesgo de formación de hidratos.

V.1.1.5.2.2.1 Escalonamiento de la despresurización de emergencia

Zonas de incendio.

La instalación de proceso se dividirá en áreas de incendio distintas y segregadas. Las áreas de incendio estarán aisladas de otras áreas de incendio por distancia, cortafuegos, así como válvulas automáticas de aislamiento de emergencia, de tal forma que la escalada de un incidente en un área de incendio no se propague de forma creíble a un área de incendio adyacente. En general, la despresurización de emergencia iniciada automáticamente por el sistema de detección de incendios y gases sólo requerirá la despresurización de la zona de incendio afectada. Se permitirá la despresurización iniciada manualmente de múltiples áreas de incendio, o la despresurización total de emergencia iniciada a través del SIS en un orden secuencial. Se dará prioridad a la despresurización de la zona en la que se confirme el incendio.

Escalonamiento.

Los equipos/recipientes de proceso y las tuberías asociadas suelen organizarse en grupos o secciones en función de su contenido, condiciones de funcionamiento, ubicación, entre otros. Las secciones se distinguen de otras secciones mediante el uso de válvulas de aislamiento del proceso y se despresurizan juntas como una sección de despresurización. Lo ideal sería que, en caso de emergencia que requiera una despresurización automática, se despresurizara simultáneamente toda la zona del incendio. Sin embargo, diseñar el sistema de quemador con tal capacidad puede hacer que el sistema de quemador sea excesivamente grande, sin proporcionar necesariamente un mayor nivel de seguridad.

La idea de seccionar los sistemas de proceso de la parte superior es utilizar la capacidad del sistema de quemador simultáneamente mientras se mantienen los criterios de aceptación de integridad de cada

sección individual durante un incendio o una fuga. La despresurización automática de emergencia de una zona de incendio puede permitirse en un orden secuencial si esto no aumenta el nivel de riesgo en caso de emergencia, es decir, la despresurización de una zona de incendio (zona de detección de incendios) en la que se confirma el incendio, puede iniciarse en una secuencia antes que la zona adyacente, si se puede argumentar más allá de toda duda razonable que una falla común o el grado de separación entre las zonas no puede provocar una escalada de la situación. Además, el sistema que controla dicha secuencia debe tener un grado de integridad tal que una emergencia no pueda agravarse. Cada zona/área de detección de incendios puede contener una o más secciones de purga.

El escalonamiento de la purga dentro de un segmento/grupo, mediante el uso de más de una válvula de purga (BV) en la que una válvula se abre con un retraso con respecto a la primera válvula, se evitará en general, pero puede considerarse como una última medida para cumplir los criterios de aceptación y/o lograr un diseño aceptable del sistema de quemador. Para todos los usos de la purga secuencial o escalonada, toda la zona de incendio debe alcanzar el nivel requerido de despresurización en el tiempo requerido.

Purga en caliente.

Una purga "Caliente" es la situación en la que la purga se realiza durante un incendio. El escenario de purga en caliente representa la tasa de despresurización máxima requerida típica y las cargas hidráulicas más altas generadas para los segmentos de despresurización individuales del sistema de quemador y, por lo tanto, son el caso de dimensionamiento para el sistema.

El flujo de calor al inventario del recipiente para establecer la carga hidráulica en el sistema de quemador durante la purga "caliente" se basará en la "carga térmica global media" descrita en la norma API 521 Anexo A. Los índices de despresurización durante la purga "caliente" se calcularán basándose en las siguientes condiciones:

- Para los sistemas de compresores, la presión inicial será la presión de asentamiento.
- Para los recipientes de proceso, la presión inicial será la presión de ajuste de la válvula limitadora de presión.
- El inventario de líquido se calculará basándose tanto en la alarma de nivel de líquido alto (LAH) como en la alarma de nivel de líquido bajo (LAL). Composición del inventario inicial según el balance térmico y de materiales para el sistema en condiciones normales de funcionamiento.
- La información sobre el inventario utilizada en los cálculos de despresurización se basará en la hoja de datos del recipiente. Se puede hacer una estimación del volumen adicional de tuberías basándose en la experiencia y en consideraciones generales de diseño.
- Para establecer el perfil de presión durante la purga, el flujo de calor del incendio puede basarse en las ecuaciones de API 521, como punto de partida. Los cálculos finales de despresurización/incendio se basarán en las cargas de fuego específicas de la planta.
- No se tendrá en cuenta el aislamiento contra incendios en los cálculos iniciales de despresurización, pero podrá incluirse como mitigación en los cálculos finales, si es necesario.
- El dimensionamiento de los orificios de restricción (OR) se basará en la contrapresión total máxima del sistema de quemador. El coeficiente de descarga (Cd) puede fijarse en 0.85 para el dimensionamiento preliminar de la ósmosis inversa. La documentación final se basará en los coeficientes de descarga específicos del proveedor.

Purga en frío.

La purga en frío es el escenario en el que los segmentos se despresurizan a partir de las condiciones normales de funcionamiento o en condiciones ambientales sin que se añada calor al sistema o procedente de él (despresurización adiabática).

El objetivo de la purga en frío es obtener unas condiciones mínimas de baja temperatura durante la despresurización y servir de base para la selección de materiales.

Los índices de despresurización durante la purga en frío seguirán a los de la purga en caliente y se calcularán en función de las siguientes condiciones:

- El sistema está a la presión máxima de funcionamiento y a la temperatura mínima de funcionamiento. Si la temperatura de funcionamiento es superior a la temperatura ambiente, la posibilidad de apagar y reducir a la temperatura ambiente antes de iniciar la despresurización debe considerarse sólo si esto forma parte del procedimiento normal de operación de purga de la instalación.
- El inventario de líquido se calcula con la alarma de bajo nivel de líquido. En el caso de los posibles buques secos, no se presupone ningún inventario de líquidos. Los cálculos de despresurización en frío se realizarán con un tamaño de orificio de restricción igual al calculado para el escenario de purga en caliente.
- El coeficiente de descarga (Cd) de los orificios de restricción (OR) puede suponerse inicialmente de 0.85. La documentación final se basará en el coeficiente de descarga específico calculado por el proveedor.
- Los cálculos de la purga en frío se basarán en la contrapresión mínima del sistema de quemador.

Despresurización no de emergencia.

Se garantizará la despresurización controlada para el mantenimiento de todos los sistemas presurizados. La despresurización de mantenimiento seguirá preferentemente la ruta del proceso. Si no es factible, o si la ruta del proceso no está disponible, la despresurización no de emergencia de la válvula manual al sistema de quemador se incluirá generalmente en todos los inventarios de hidrocarburos con fines de mantenimiento. La excepción son los volúmenes muy pequeños, que pueden purgarse a la atmósfera o al cabezal del quemador utilizando una manguera temporal. Asimismo, los segmentos en los que esté instalada una purga de emergencia automática deberán estar equipados con una válvula de despresurización manual. Esto se debe a que el caudal de la purga de emergencia suele ser muy grande y se considera no óptimo para la despresurización controlada.

Para los segmentos en los que hay instalada una válvula de control de derrame del sistema de control al quemador, se puede omitir una válvula de despresurización manual.

Los dispositivos manuales de despresurización consistirán generalmente en una válvula de aislamiento manual y una válvula de control manual y/o una placa de orificio. Para presiones elevadas en las que se producirá baja temperatura durante la despresurización, se utilizará siempre una placa de orificio. La placa de orificio se instalará aguas abajo de las válvulas a una distancia mínima para evitar que la "fluencia" a baja temperatura afecte a las válvulas.

Derrames de proceso y desagües activos.

Al diseñar el sistema de quemador deberán tenerse en cuenta todas las cargas de vertido del proceso. Se evaluará caso por caso la credibilidad de que una válvula de derrame no se abra durante un incendio.

Líquidos y derrames a baja temperatura

Deberá tenerse especial precaución con el riesgo de curvatura térmica de las tuberías debido a la exposición y/o acumulación de líquido a baja temperatura (por ejemplo, GNL) en la parte inferior del cabezal/subcabezal del quemador. En particular, esto se aplica a los vertidos a baja temperatura cuando existe riesgo de vertido de líquidos a baja temperatura (por ejemplo, GNL).

Se debe considerar la posibilidad de instalar un colector de líquidos o un quemador separado en el tambor separador para el quemador frío de alta presión. Además, los derrames de gas a baja temperatura en los que pueda producirse una transferencia de fase a la fase líquida deberán estar equipados con una válvula de cierre que se cierre cuando la temperatura se aproxime a la temperatura de formación del líquido.

Drenajes vivos.

Los drenajes vivos (manuales y automáticos) de líquido deberán, sin embargo; en un colector de drenaje vivo separado.

Los desagües activos (líquidos, manuales o automáticos) no se conducirán por el colector principal del quemador, sino que se conducirán al desagüe de quemador correspondiente en un colector de desagüe activo específico diseñado para tal fin. Si es compatible, los drenajes activos de baja temperatura pueden dirigirse al tambor de descarga de quemador en el colector de derrame de baja temperatura (si existe).

Líneas de quemador y cabezales.

Las siguientes reglas de diseño se utilizarán para el diseño y dimensionamiento de los colectores, tubos de escape, laterales y subcolectores:

Los requisitos generales para el dimensionamiento de las líneas de quemador y los cabezales:

- Se evitarán los tamaños de línea inferiores a 2.
- Líneas dimensionadas para alcanzar $\rho v^2 < 200{,}000$ kg/ms².

Los materiales de las tuberías y válvulas deberán ser adecuados para las temperaturas de entrada y salida resultantes de las condiciones extremas de funcionamiento y emergencia. Estos incluyen el efecto de enfriamiento resultante de reducción de presión a través de la PCV/ PSV/ BV, pero no incluyen el efecto de una condición de incendio que resulte en una temperatura por encima de las condiciones de diseño del equipo.

Las tuberías cédula 10/10S y más delgadas no se utilizarán en servicios de quemador o purga. Se realizará una evaluación de la vibración de las tuberías para determinar si es necesario un espesor de pared adicional. El requisito de inclinación para todas las líneas de quemador es de 1:100 como mínimo. El alivio procedente de una única fuente (contrapresión baja) se utilizará al calcular las velocidades de flujo / el tamaño de la tubería aguas abajo de las válvulas de control de procesos, válvulas de seguridad de presión y válvulas de purga.

Los tamaños de las líneas y la configuración de todos los sistemas de quemador se verificarán para los casos de quemador, alivio y purga utilizando un modelo de software disponible en el mercado (por ejemplo, Aspen Flare System Analyzer).

Esto, sin embargo, no tiene por qué incluir líneas de quemador dentro de paquetes de proveedores más pequeños, ya que este diseño forma parte de la documentación del paquete del proveedor.

Por lo general, debe evitarse el alivio de líquido en los cabezales de los quemadores. Si no se puede evitar, se tendrán muy en cuenta los posibles problemas asociados a la eliminación de líquidos en los sistemas de quemador, como los regímenes de flujo no deseados y restrictivos y la reducción de la capacidad de eliminación de gotas en los tambores separadores.

Deberá tenerse especial precaución con el riesgo de curvatura térmica de las tuberías debido a la exposición y/o acumulación de líquido a baja temperatura (por ejemplo, GNL) en la parte inferior del cabezal/subcabezal del quemador. Se debe considerar la instalación de una línea de recogida de líquidos / colector separado para el tambor separador del quemador frío de alta presión. Debe considerarse la posibilidad de instalar un colector de quemador independiente para líquidos a baja temperatura en el tambor separador del quemador frío de alta presión.

V.1.1.5.3 Tambores separadores de quemador

Los sistemas de quemador generalmente requieren un tambor de quemador (separador) para separar el líquido del gas en el sistema de quemador y para contener la cantidad máxima de líquido acumulado que puede aliviarse durante una emergencia. Si no puede producirse en ninguna circunstancia la descarga de líquido, el arrastre o la condensación del gas que se descarga al sistema de quemador no es necesario el tambor de quemador.

Los tambores separadores de quemador deben dimensionarse generalmente según el método de cálculo de la norma API 521.

Los tambores separadores no contendrán elementos internos en la salida de gas que puedan restringir potencialmente el flujo de gas de salida. El sistema de descarga de líquido de los tambores separadores deberá tener, como mínimo, capacidad suficiente para manejar la quema en el quemador de producción continua sin que se acumule líquido.

Se evaluará el riesgo de congelación de líquidos en el tambor separador o en las tuberías de salida y se considerarán medios para calentar el tambor separador en el tambor separador y las tuberías de descarga.

El tambor separador estará equipado con una función de paro instrumentada basada en el alto nivel de líquido (LSHH) y la alta presión (PSHH). El paro se iniciará en los sistemas de proceso conectados al subsistema de quemador del que forma parte el tambor separador de quemador.

La capacidad de retención de líquidos del tambor separador deberá ser suficiente para acumular líquidos, entre los niveles LAH y LSHH, para el peor de los casos de alivio (cuando la protección primaria falla) o despresurización, durante la duración máxima del alivio/despresurización o la cantidad de tiempo prevista que se considera que el personal intervendrá y apagará la fuente para el peor de los casos de alivio (normalmente 20-30 minutos).

El tambor separador debe estar diseñado para mantener la capacidad de separación completa durante un mínimo de 2 minutos después de alcanzar el LSHH, durante el peor escenario de alivio/despresurización para permitir el cierre de las válvulas de cierre.

El nivel mínimo de líquido definido en el tambor separador (LSLL) deberá estar por encima de una distancia mínima hasta el disyuntor de vórtice en la salida de líquido para evitar la irrupción de gas.

La temperatura de diseño del tambor separador será igual a la de las tuberías del sistema de quemador conectado.

El objetivo de diseño de arrastre máximo de gotas de líquido no superará la directriz API521 de 600 µm para la punta no asistida de baja presión subsónica y de 1000 µm para la punta sónica de alta presión, o la especificación máxima de gotas del proveedor de la punta de quemador, la que rija.

V.1.1.5.4 Torre de quemador y punta de quemador

La eliminación segura del gas aliviado o despresurizado se realizará mediante combustión. La combustión de los gases se llevará a cabo desde una torre de quemador o quemador con chimenea, vertical o inclinada, común para los distintos subsistemas de quemador.

Cada subsistema de quemador tendrá normalmente una punta de quemador específica. (También puede evaluarse una única punta de quemador combinada sencilla de LP / HP si dicha solución resulta beneficiosa).

La altura/longitud y la posición requerida de la chimenea de quemador se basarán en la radiación térmica de las llamas y en las consecuencias de la dispersión del gas si se extinguen las llamas. Se facilitarán

cálculos de radiación del quemador y cálculos de dispersión de gases. Se realizarán cálculos de dispersión de gases.

La radiación térmica resultante generada por las puntas individuales de quemador se basará en la tasa de alivio, -composición y -condición de los escenarios plausibles de quemador. Se debe utilizar un modelo de software disponible en el mercado (por ejemplo, el analizador de sistemas Flare) para establecer estos índices/parámetros de alivio.

En los cálculos de la radiación térmica se tendrán en cuenta todas las hipótesis pertinentes de combustión en quemador, incluidos los casos en que varias puntas de quemador estén quemando gases descargados simultáneamente. Los cálculos tendrán en cuenta todas las partes pertinentes de los módulos de la parte superior de la Unidad FLNG, la cubierta de proa y la zona de la torreta. Además, se garantizará que no se superen los límites de radiación aceptables para:

- Embarcación de escape y zona de embarque correspondiente.
- El Jetty de la Unidad FLNG y los duques de alba (delfines).
- Barcos y lanchas de suministro.
- Buque de GNL amarrado de costado.
- Grúas y operaciones de elevación.

Niveles de radiación aceptables.

La radiación no superará:

- 1.58 kW/m^2 (excluida la radiación solar), en lugares en los que el personal pueda estar expuesto de forma continua.
- 4.73 kW/m^2 (excluida la radiación solar), en lugares en los que el personal pueda salir inmediatamente en caso de socorro.

V.1.1.5.5 Sistema de ignición de quemador

El sistema de ignición de quemador es una pieza vital que contribuye a la confiabilidad general del sistema de quemador. Cada punta de quemador tendrá su propio sistema de ignición.

La ignición primaria de los gases que salen de la punta del quemador se realizará mediante quemadores piloto. Los quemadores piloto deberán estar continuamente encendidos durante el funcionamiento de la planta de producción.

El número de quemadores piloto por punta de quemador debe calcularse inicialmente según el código API 521. El proveedor de la punta de quemador debe verificar el número requerido de quemadores piloto en sus cálculos. Los quemadores piloto deben tener suministro de gas combustible de una fuente primaria y secundaria. La fuente secundaria entrará en funcionamiento automáticamente en caso de indisponibilidad de gas combustible. La fuente secundaria también estará disponible en caso de que el proceso principal esté parado, despresurizado y fuera de servicio.

Cada quemador piloto tendrá un sistema de detección de llama instrumentado y redundante conectado al sistema IAS. El sistema de detección de llama del quemador piloto deberá tener un alto grado de disponibilidad. Debe evitarse el uso del termopar como medio de detección de la llama debido a su escasa pista de disponibilidad. El encendido secundario (encendido del quemador piloto) se iniciará a distancia mediante un sistema de encendido redundante para cada quemador piloto. El encendido del quemador piloto debe tener preferentemente "encendido de alta tensión" como método de encendido primario.

V.1.1.5.6 Instrumentación del sistema del quemador

A continuación, se resumen los requisitos mínimos de instrumentación para el sistema de quemador:

- Se realizará un seguimiento del gas quemado en cada uno de los subsistemas de combustión para cuantificar las pérdidas de producto, el impacto medioambiental y ayudar a diagnosticar/identificar fugas o válvulas abiertas inadvertidamente.
- El dispositivo de medición de caudal será Ultrasonic Flow Meter para tambores separadores de quemador.
- Cada uno de los tambores separadores de quemador estará equipado con un transmisor de nivel de líquido independiente para fines de apagado y control.
- Cada uno de los tambores separadores de quemador estará equipado con un transmisor de presión independiente para fines de apagado.
- Gas de purga de quemador.
- Deberá haber un control del flujo de gas de purga para cada una de las conexiones de purga primaria/secundaria a los cabezales de quemador principales individuales.
- Un indicador de flujo con indicación local será mínimo Sistema de detección de ignición/llama de quemador.
- Encendido del quemador piloto. Deberá existir un sistema redundante de alta disponibilidad para el encendido del quemador piloto del quemador.
- Detección de llama piloto. Cada piloto tendrá un dispositivo de detección de llama instrumentado dedicado. La detección de llama piloto instrumentada tendrá un alto grado de disponibilidad.
- Respiraderos peligrosos.
- Las líneas de ventilación peligrosas tendrán detección de nivel de líquido en cualquier punto bajo, con posibilidad de drenaje manual del líquido.

V.1.1.5.7 Respiradores atmosféricos

El caso base de diseño para el alivio es la quema. Los gases no combustibles y los vapores combustibles de los tanques atmosféricos se conectarán a una unidad de recuperación de vapores (VRU).

Los respiraderos atmosféricos que descargan gases no combustibles y no tóxicos (gases no peligrosos) pueden dirigirse a respiraderos locales. En general, los respiraderos atmosféricos que puedan contener cantidades bajas de gas combustible se conducirán al sistema de la unidad de recuperación de vapores para su recuperación.

Se evitará en la medida de lo posible la descarga a la atmósfera de hidrocarburos no quemados a través de respiraderos locales, al menos hasta que pueda demostrarse que se han agotado todas las demás opciones.

El diseño de cualquier chimenea o posición de ventilación deberá tener en cuenta la salud y seguridad del personal, el ruido, los posibles olores, las posibles concentraciones a nivel del suelo, el posible arrastre de líquidos, las fuentes de ignición y la radiación térmica.

En el diseño de los sistemas de ventilación se evitarán las condiciones peligrosas debidas a la asfixia y a las mezclas de gases combustibles o tóxicos en los niveles de pendiente o de trabajo. La ventilación a la atmósfera debe estar en un lugar seguro sin menoscabo de las principales funciones de seguridad y zonas en las que puede haber personal para actividades de mantenimiento o funcionamiento.

V.1.1.5.8 Respiraderos peligrosos

En general, no se ventearán a la atmósfera respiraderos peligrosos que contengan gases volátiles e hidrocarburos no quemados.

Como último recurso, si no es factible una solución razonable para la recuperación de un respiradero específico, el respiradero puede ser conducido a la atmósfera. Sin embargo, esto debe estar muy documentado y estará sujeto a la aprobación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Resolución CNH.06.001/09 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer las disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y el venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos.

La ubicación y orientación de la descarga atmosférica se evaluarán utilizando modelos adecuados de dispersión de vapores y modelos de radiación térmica. La modelización de la dispersión tendrá en cuenta el caudal de diseño y las condiciones de caudal bajo de las fuentes de ventilación. El modelo tendrá en cuenta el viento predominante en condiciones atmosféricas estables.

La dispersión de gas procedente de las operaciones de venteo no afectará negativamente a la instalación ni al personal y no provocará una superación de las concentraciones de gas inflamable.

El tamaño de una chimenea de ventilación está determinado por la caída de presión disponible y por cualquier velocidad mínima requerida para prevenir condiciones peligrosas debido a material combustible o tóxico en los niveles de grado o de trabajo. Los métodos de cálculo aplicables a una chimenea de ventilación que descarga materiales peligrosos se indican en API 521. También se evaluará la intensidad del calor radiante de las chimeneas de ventilación en caso de ignición accidental de una mezcla de gases inflamables ventilada.

El diseño de la boquilla de ventilación y la velocidad calculada de salida de la boquilla de ventilación se optimizarán para maximizar la dispersión y minimizar el grado en que el gas liberado pueda formar una mezcla inflamable con el aire. Siempre se evaluará el uso de trampas de llama.

V.1.1.5.9 Respiraderos pequeños

Si es factible, la opción preferida es dirigir los pequeños respiraderos al sistema VRU. Se puede permitir que los pequeños respiraderos se descarguen localmente si no hay otra opción viable. Esto debe evaluarse caso por caso.

El lugar de descarga deberá estar al menos a 3.3 metros (10 pies) de cualquier dispositivo eléctrico o de ignición y al menos a 7.6 metros (25 pies) de cualquier entrada de aire (motor, HVAC, entre otros).

V.1.1.5.10 Respiraderos grandes

En general, las grandes ventilaciones se dirigirán al sistema de la unidad de recuperación de vapores. El último recurso cuando se han agotado todas las demás soluciones es ventilarlo a través de la torre de quemador.

La altura requerida se determinará mediante la modelización de la dispersión y la radiación en caso de ignición no intencionada. Como mínimo, el lugar de descarga deberá estar a una distancia mínima de 3.3 metros (10 pies) de cualquier dispositivo eléctrico o de ignición y a una distancia mínima de 7.6 metros (25 pies) de cualquier entrada de aire. La contrapresión máxima en un sistema de venteo atmosférico será de 0.07 Barg.

Para evitar la acumulación de líquido, las tuberías de ventilación no deberán tener bolsas en los conductos y el sistema deberá estar inclinado hacia un desagüe de punto bajo. El punto bajo puede tener drenaje manual o automático.

V.1.1.5.11 Venteo de gas ácido

El gas ácido procedente de la Unidad de Eliminación de Gases Ácidos (AGRU) requerirá, como ruta primaria, ser venteado a la atmósfera. Como alternativa, y en caso de que la composición del gas de venteo requiera -por motivos de Salud, Seguridad de Medio Ambiente (HSE)- un tratamiento adicional, el venteo de gas ácido se incinerará en un incinerador térmico antes de ser liberado a la atmósfera. El oxidante térmico convertirá los aromáticos y otros hidrocarburos traza en el gas ácido. Como respaldo en caso de que el oxidante térmico esté fuera de servicio, se investigará la posibilidad de dirigir la ventilación al sistema de quemador, con el uso de gas de asistencia. El enrutamiento de la ventilación a través de una chimenea de ventilación cuando el oxidante térmico está fuera de servicio debe ser el último recurso, cuando todas las demás opciones han sido consideradas y no son viables.

El venteo de gas ácido debe considerarse como un gran venteo peligroso y debe ventearse preferentemente en la torre de quemador a una altura determinada mediante análisis de dispersión. El sistema fuente es un sistema presurizado, y la contrapresión del sistema de ventilación se puede personalizar para esta ventilación.

Si se selecciona un oxidante térmico como ruta de proceso primaria, el venteo funcionará sólo como respaldo. En ese caso, puede considerarse la posibilidad de un respiradero elevado local en el módulo de proceso, siempre que la modelización de la dispersión demuestre que se cumplen los criterios para los respiraderos.

V.1.1.5.12 Ventilación no peligrosa

Los gases no peligrosos se purgarán localmente y de forma independiente. El sistema de ventilación no peligroso deberá tener un punto de descarga a una altura mínima de 3.3 metros (10 pies) por encima de cualquier equipo u otras estructuras adyacentes. El lugar de vertido tendrá en cuenta la salud y la seguridad del personal, el ruido, los posibles olores, las posibles concentraciones a nivel del suelo y el posible arrastre de líquidos.

V.1.1.6 Diseño de la filosofía sobre el aislamiento de procesos

La filosofía sobre el aislamiento de procesos describe los requisitos mínimos para el aislamiento mecánico en el proceso de las estructuras superiores de la Unidad FLNG y los sistemas de servicios auxiliares para el Proyecto.

El diseño de cada sistema debe analizarse para determinar la ubicación y la cantidad de aislamiento más eficaces y eficientes para proporcionar el nivel de seguridad requerido sin causar un impacto significativo en la disponibilidad operativa de la instalación de producción. El análisis del diseño del sistema se orientará a la consecución de los siguientes objetivos:

- La capacidad de producción debe mantenerse al nivel más alto posible mientras los sistemas o equipos individuales (destinados a ello) están aislados y fuera de servicio para su mantenimiento, reparación o sustitución.
- Evitar despresurizar y purgar grandes volúmenes innecesarios cuando realice tareas de mantenimiento, en funcionamiento o durante un paro.
- El número de puntos de aislamiento y la cantidad de válvulas deben reducirse al mínimo, sin dejar de proporcionar un medio seguro y fiable de mantenimiento de los sistemas y equipos.

El nivel mínimo de aislamiento requerido deberá estudiarse a fondo para todos los sistemas en los que pueda ser necesaria la intervención. Esta consideración se basará en el riesgo asociado a la operación de intervención, incluyendo:

- Necesidad de mantenimiento intrusivo de los equipos durante el funcionamiento.
- Categoría del fluido (nivel de riesgo, por ejemplo, inflamabilidad, toxicidad).

- Presión y temperatura de funcionamiento.
- Dimensión de los tubos e inventario del sistema.
- Duración de la operación.
- Frecuencia de funcionamiento.

La metodología para definir la norma mínima de aislamiento para el Proyecto (norma de aislamiento de referencia) se basa en el documento HSG253 del Health and Safety Executive (HSE) del Reino Unido "The safe isolation of plant and equipment".

En general, la estrategia de aislamiento será la siguiente:

- En determinados puntos estratégicos del proceso, se instalará un aislamiento de sección (o envolvente) para aislar secciones completas del proceso. Estas secciones serán lo suficientemente grandes como para minimizar el número de puntos de aislamiento. Al mismo tiempo, estas secciones deberán ser lo suficientemente pequeñas como para minimizar el tiempo de eliminación de los fluidos del proceso.
- En caso de que el proceso general sea una configuración de tren único, el aislamiento de la sección implica una parada del proceso. En caso de que el proceso sea una configuración de trenes múltiples, cada tren se considerará una sección aislable. No se detendrá la circulación de los demás trenes mientras uno o más trenes estén aislados.
- En general, los equipos no redundantes deberán poder mantenerse con el proceso interrumpido y con la sección que contenga el equipo concreto aislada, mientras el resto de la planta permanece presurizada.
- Cuando se instalen equipos redundantes, deberá preverse el aislamiento de los equipos. El proceso no se detendrá durante el mantenimiento del equipo redundante.
- Para las secciones que pueden estar temporalmente fuera de servicio sin afectar al funcionamiento continuo del proceso principal, se aplica el aislamiento de secciones.

V.1.1.6.1 Conexiones de purga y salida de vapor

Las conexiones de purga/vaporización y las conexiones de ventilación local sólo se utilizarán cuando el recipiente esté despresurizado. Por lo tanto, se requerirá una única barrera de válvula de bloqueo, (una válvula antirretorno) y una brida ciega. Esto proporciona un aislamiento positivo en funcionamiento normal, y un aislamiento de bloque único con válvula antirretorno adicional durante la purga. Si no se instala permanentemente una válvula antirretorno, será obligatorio utilizar un colector de prueba móvil.

V.1.1.6.2 Aislamiento de instrumentos

El aislamiento para los instrumentos de tipo presión con tubería de impulsión se realiza normalmente mediante aislamiento con válvula, siempre que la válvula de la tubería utilizada para el aislamiento primario sea inferior o igual a 1 pulgada.

En caso de que se requiera la validación del aislamiento, debe utilizarse la válvula de purga en el bloque del colector de instrumentos. En caso de desconexión del bloque se aconseja instalar un tapón o válvula de purga temporal para poder revalidar el aislamiento. Para la instrumentación de nivel de diafragma, se utilizará un anillo de lavado con válvulas para la validación del aislamiento del bloqueo y purga simples.

V.1.1.6.3 Drenajes cerrados

Con el fin de evitar posibles desvíos peligrosos de fluidos durante el funcionamiento de los desagües cerrados, cualquier conexión a un desagüe cerrado deberá tener un aislamiento positivo en funcionamiento normal (cuando no se utilice). Esta disposición es independiente de la presión de diseño del sistema aguas arriba, ya que la fuente deberá estar normalmente despresurizada y aislada de otros sistemas de proceso antes de accionar el aislamiento y drenar la fuente. Por lo tanto, la norma básica de aislamiento será la disposición de válvula de bloqueo y purga simples en el aislamiento del lado de proceso, y un solo bloque en el lado del sistema de drenaje cerrado peligroso del aislamiento (normalmente una válvula de globo para permitir el drenaje controlado).

V.1.1.6.4 Prueba del aislamiento del bloqueo y purga simple (SBB)

Para el aislamiento del bloqueo y purga simple (SBB), la prueba de estanqueidad se facilitará generalmente utilizando una válvula de purga/drenaje en el interior de la válvula de bloqueo simple para cada lado a aislar (pero fuera de cualquier aislamiento positivo). Disponer de una válvula de purga en cada lado permite probar fácilmente los aislamientos de las válvulas antes de retirar el aislamiento positivo/blindaje.

En muchos casos, sin embargo, no será posible garantizar que el segmento a aislar pueda bloquearse completamente con respecto a cualquier comunicación de fluido de un lado a otro (ni siquiera una válvula de control puede considerarse estanca de forma fiable a estos efectos). En consecuencia, para el aislamiento inicial antes de establecer el aislamiento positivo puede ser imposible demostrar qué lado aislado está fallando en caso de detección de una fuga. En tal caso, puede ser necesario aislar una parte mayor de la planta para llevar a cabo el aislamiento.

V.1.1.6.5 Válvulas de purga para usos múltiples

Por lo general, se permite utilizar válvulas que se proporcionan también para otros fines, como válvula de purga para la prueba de bloqueo y purga simple y doble bloqueo y purga. Esto incluye también el uso de válvulas de purga en la disposición de aislamiento para las conexiones de drenaje que se utilizarán durante los trabajos.

Las válvulas de purga de las disposiciones de válvula de seguridad de presión que están dentro del segmento aislado pueden utilizarse opcionalmente para probar el aislamiento.

Para la mayoría de los segmentos grandes (normalmente mantenidos bajo aislamiento positivo) normalmente se requerirán válvulas de purga y venteo en ambos lados para permitir un lavado adecuado antes de frenar la contención. En tal caso, estas válvulas de venteo/purga deben configurarse preferiblemente de forma que se permita su uso como prueba de aislamiento cuando se elimine el aislamiento positivo.

En caso de estanqueidad (es una propiedad que se caracteriza por la capacidad de evitar que penetren elementos externos al interior de una válvula, ya sean fluidos, partículas o aire) incorrecta de la válvula.

Si no se puede confirmar la estanqueidad adecuada de una válvula de bloqueo, no se permitirá el freno de la contención hasta que el segmento de interconexión también esté aislado y las condiciones de inventario se hayan modificado de tal manera que el trabajo previsto pueda continuar sujeto a la función de bloqueo fallida. Esto también se aplica a la eliminación del aislamiento positivo.

- Para SBB, se pierde todo el aislamiento hacia el segmento de interconexión. En este caso, el segmento de interconexión debe despresurizarse por completo, purgarse y demostrarse su aislamiento con respecto al segmento o segmentos siguientes.
- En caso de DBB en el que una válvula de bloqueo falla al aislar y se confirma que una válvula es estanca, en realidad se consigue un aislamiento SBB o SB (dependiendo de qué válvula, interior o exterior, esté fallando). En tal caso puede considerarse opcionalmente reducir la presión en el sistema de interconexión para permitir el trabajo bajo aislamiento SBB o SB. De este modo, el control de la presión es fiable y se supervisa durante cualquier momento de rotura de la contención.

Tenga en cuenta que, si la disposición de aislamiento está configurada de tal manera que no será posible probar todos los aislamientos individualmente, los segmentos interconectados/adyacentes deberán aislarse y despresurizarse para lograr el aislamiento requerido.

V.1.1.6.6 Aislamiento de múltiples trenes de proceso (licuefacción)

Cuando se instalen varios trenes de proceso en paralelo, cada tren tendrá su propia capacidad de aislamiento, de modo que todo el tren pueda desconectarse, vaciarse, despresurizarse y, en caso necesario, liberarse de gas y a continuación, trabajar en él mientras se mantiene la producción en otro tren.

Para los trenes de proceso con un volumen muy grande, por ejemplo, un tren de licuefacción se considerará si es necesaria la seccionalización con aislamiento dentro del tren para realizar el mantenimiento pertinente con menos drenaje y liberación de gas. Esto es especialmente importante en el caso de los componentes que pueden requerir un mantenimiento frecuente. La presión de sedimentación del tren debe tenerse en cuenta normalmente a la hora de seleccionar la norma de aislamiento de referencia y la norma de aislamiento con válvula inicial.

El nivel de aislamiento de elementos individuales dentro de un tren de procesos también está relacionado con el número de repuestos disponibles para ese elemento. En general, cuando no existen repuestos no es necesario el aislamiento individual, ya que sólo se puede trabajar en el elemento si todo el tren de proceso está aislado.

A menos que el tren de proceso sea una verdadera unidad de reserva (standby), todas las válvulas de seguridad de presión serán de 2x100%. Esto es necesario para garantizar la disponibilidad requerida. Todas las conexiones de quemador deberán seguir la filosofía general de las conexiones de quemador.

V.1.1.6.7 Aislamiento de equipos individuales

Para los sistemas dentro de un sistema de tren o de proceso que requieran un aislamiento de alta integridad, por ejemplo, para la entrada de recipientes, el aislamiento se proporcionará de acuerdo con los requisitos de "aislamiento positivo" de esta filosofía.

Los elementos individuales del equipo que puedan ponerse fuera de servicio sin impedir el funcionamiento del sistema de tren/proceso asociado dispondrán de un aislamiento individual conforme a esta filosofía. Un ejemplo de este tipo de equipos son las bombas de repuesto.

Los elementos individuales del equipo que no se salven y puedan ser retirados del servicio durante períodos cortos sin impedir el funcionamiento del sistema, deberán estar provistos de derivaciones y aislamiento de acuerdo con esta directriz. Ejemplos de este tipo de equipos son las válvulas de control y los filtros individuales (cuando se acepten filtros individuales).

V.1.1.6.8 Aislamiento para la remoción de equipos para mantenimiento

Se utilizarán piezas de carrete desmontables cuando sea necesario para fines de mantenimiento. Tras la retirada, se puede instalar una persiana para conseguir el aislamiento. Este tipo de requisito de aislamiento se utiliza generalmente para bombas, compresores y muchos tipos de intercambiadores de calor.

Se utilizará siempre las válvulas y bridas más cercanas al equipo para el aislamiento. Si alguna válvula no retiene, utilice la válvula inmediatamente aguas arriba o aguas abajo, según corresponda. Si el juego de bridas más cercano no es practicable para el cegado o el espadillado, se utilizará el siguiente juego de bridas practicable. Asimismo, se asegurará que se han aislado todas las líneas, incluidos los servicios públicos. Las máquinas se aislarán de su fuente de energía (eléctrica, combustible, neumática o hidráulica, despresurización de acumuladores) y se etiquetarán como requisito mínimo. La necesidad de inmovilización (por ejemplo, bloqueo antirrotación del eje) se tendrá en cuenta para cada máquina.

Los dispositivos de protección contra la presión deben ser los últimos en cegarse y los primeros en reinstalarse para que el equipo esté protegido durante el aislamiento y la nueva puesta en marcha. Al aislar los equipos, se asegurará que no queden atrapados líquidos en las secciones que no dispongan de alivio

térmico, ya que la acumulación de presión debida al aumento de la temperatura ambiente puede provocar fallos catastróficos en los equipos.

Para minimizar los efectos del mantenimiento en la producción, se puede prescindir de algunos equipos clave. Cuando se instalen trenes o equipos paralelos, se dispondrá de instalaciones de aislamiento que permitan el mantenimiento sin parar totalmente la producción. Al determinar los puntos de aislamiento, se tendrán en cuenta, como mínimo, los siguientes factores:

- Requisitos de liberación de gases.
- Riesgos potenciales.
- Ubicación de instalaciones y equipos.
- Volumen de líquido del sistema.
- Volúmenes de gas o líquido de purga.
- Condiciones e influencias aguas arriba y aguas abajo, incluidos los cambios en las especificaciones de las tuberías.
- Implicaciones de la clasificación por áreas.
- Tipo de ventilación.

V.1.1.6.9 Aislamiento de equipos energizados

Se debe aislar la energía para los equipos energizados si:

- Existe la posibilidad de que se produzca una activación inesperada, un arranque o una liberación de energía residual o almacenada de maquinaria/equipos y procesos durante las tareas de revisión y mantenimiento.
- Se puentea, altera o retira un resguardo u otro dispositivo de seguridad.
- El personal debe introducir cualquier parte de su cuerpo en una máquina o equipo para realizar un trabajo en un punto de operación, o si existe una zona de peligro alrededor de la maquinaria.

V.1.1.6.10 Recipientes a presión

Cuando se requiera el aislamiento del equipo para la entrada al recipiente, todas las conexiones de válvulas de alivio, venteo y drenaje de procesos, servicios públicos y tuberías rígidas deberán estar provistas de aislamiento positivo. Esto se aplica en cualquier momento, también cuando la planta está parada por mantenimiento, es decir, el requisito no puede desviarse.

Las conexiones directas de los instrumentos y las bridas en los recipientes no requieren una brida de dos discos. Las conexiones de ventilación, drenaje y purga sin tuberías rígidas deben estar provistas de una brida ciega.

Si procede, el tamaño de las válvulas de aislamiento para instrumentos y las válvulas de ventilación/drenaje de los recipientes a presión puede reducirse de 2' a ¾ de pulgada' para mejorar la disposición y reducir el peso y el costo. las válvulas de purga y drenaje de 3' pulgadas pueden ser ventajosas en recipientes grandes.

Cuando se requieran piezas de carrete desmontables, éstas se especificarán, siempre que sea posible, sin incorporar bridas de rotura adicionales. Todo aislamiento positivo deberá estar situado en el recipiente o lo más cerca posible de él.

Cuando las tuberías de entrada o de salida estén conectadas a más de una boquilla, se aceptará un único método de aislamiento positivo situado junto a la válvula de aislamiento del colector, siempre que sea claramente visible desde el recipiente. El mismo principio se aplica a las bridas de los instrumentos de nivel con tuberías rígidas al sistema de desagüe cerrado.

Por lo general, la entrada en el recipiente requerirá un permiso de trabajo y el uso de la lista de comprobación de entrada en espacios cerrados, en la que se definirán los requisitos en materia de purga,

ventilación, prueba de gases, entre otros. En general se requiere ventilación forzada previa a la entrada mediante ventiladores instalados en zona no peligrosa (entrada de aire libre de gas), tras pruebas de gas, y ventilación continua durante la duración del trabajo.

V.1.1.6.11 Bombas

Las bombas en servicio de hidrocarburos estarán equipadas con aislamiento positivo para mantenimiento en línea si se espera que el proceso o sistema permanezca en línea durante dicho mantenimiento. Las bombas estarán equipadas con conexiones de ventilación y drenaje de la carcasa. Si la bomba contiene líquido con una presión de vapor superior a la atmosférica a la temperatura máxima de funcionamiento, o si el líquido contiene vapores tóxicos disueltos, los respiraderos y drenajes de la carcasa deberán estar conectados mediante tuberías rígidas a los sistemas de quemador y drenajes cerrados, respectivamente.

En caso contrario, las conexiones de ventilación y drenaje deberán contar con válvula y equipadas con una brida ciega.

Las bombas dispondrán de piezas de carrete desmontables en cada caso para su mantenimiento y desmontaje. Por lo general, pueden aprovechar los carretes existentes sin necesidad de bridas de rotura adicionales. Además, se instalarán bridas ciegas estancas en las válvulas de succión y descarga del lado de la bomba cuando se esté realizando el mantenimiento. La única excepción es en el servicio sin hidrocarburos cuando se haya establecido definitivamente que no puede existir ninguna condición peligrosa, es decir, inflamabilidad, toxicidad, presión o temperatura.

Las conexiones de purga son necesarias para el servicio de hidrocarburos y deberán estar situadas en la tubería adyacente al equipo.

V.1.1.6.12 Compresores

Por lo general, los trenes de compresión de reserva dispondrán de aislamientos de equipos únicamente en los límites de las baterías de paquetes, a menos que se protejan elementos de equipos dentro del tren, en cuyo caso se dispondrá de aislamientos de equipos individuales.

En el caso de los trenes de compresores no aislados, debe revisarse la ventaja de tener la posibilidad de aislar el tren de compresores frente al aislamiento de todo el tren/sistema de proceso.

A menos que el tren de proceso sea una verdadera unidad de reserva (standby), todos los PSV serán de 2 x 100%. Esto es necesario para garantizar la disponibilidad requerida. Todas las conexiones de quemador deberán seguir la filosofía general de las conexiones de quemador.

Se instalarán piezas de carrete desmontables en las boquillas de succión y descarga de todas las etapas del compresor. Se suministrarán respiraderos y desagües con válvula y cegados (por el proveedor) según sea necesario.

V.1.1.6.13 Intercambiadores de calor

En general, el aislamiento positivo debe proporcionarse retirando las piezas del carrete o retirando una sección de la tubería. Los respiraderos y desagües se situarán en las tuberías asociadas siempre que sea posible para permitir una despresurización y un drenaje seguros.

Los intercambiadores de placas y los intercambiadores de carcasa y tubos en servicio con incrustaciones deben disponer de conexiones para lavado químico o ácido, situadas en las tuberías adyacentes al equipo.

Las piezas de carrete se instalarán en las conexiones de entrada y salida según sea necesario para el mantenimiento del equipo.

Cuando sea posible la corrosión galvánica de materiales distintos, se dispondrán piezas de carrete de aislamiento entre las boquillas del intercambiador y las válvulas de aislamiento. Esta pieza de carrete se retirará y el extremo se cegará, para proporcionar un aislamiento positivo para el mantenimiento.

V.1.1.6.14 Recipientes atmosféricos

Los tanques atmosféricos que contengan líquidos con un punto de inflamación inferior a 55°C, con o sin calefacción externa, dispondrán de respiraderos atmosféricos con tuberías rígidas hacia un lugar seguro. Cuando proceda, el aislamiento del cabezal de ventilación atmosférica se realizará mediante una única válvula de bloqueo abierta y bloqueada.

V.1.1.6.15 Válvulas de control

Para el aislamiento de las válvulas de control, cuando se pretende mantener las operaciones a través de una válvula de control de reserva o de derivación, los requisitos de aislamiento deben seguir como mínimo las directrices de las figuras siguientes.

Los requisitos para el drenaje adecuado del líquido deben considerarse caso por caso y deben tener en cuenta la configuración de la tubería y la válvula, así como el tipo de válvula/geometría. Necesidad de desagües y respiraderos con tuberías rígidas.

La disposición de aislamiento para las válvulas de control que requieren DBB aguas arriba de la válvula y SBB aguas abajo de la válvula. Para válvulas de control con requisitos de SBB tanto aguas arriba como aguas abajo de la válvula y para válvulas de control con requisito de doble bloqueo y purga tanto en aguas arriba como aguas abajo de la válvula.

V.1.1.6.16 Diseño de la instrumentación

El diseño de instrumentación tiene como objetivo seleccionar instrumentos que puedan realizar funciones como medir temperatura, presión, flujo, nivel o vibración, para una operación segura de las instalaciones de proceso y servicios auxiliares. La instrumentación también se encarga de transmitir señales a controladores, indicadores o registradores

V.1.1.6.17 Requisitos medioambientales y de zonas peligrosas

V.1.1.6.17.1 Protección contra la penetración

La protección contra la penetración será como mínimo conforme a la Sociedad de Clasificación. En lugares especialmente expuestos pueden ser necesarios grados de protección superiores.

Los instrumentos y las cajas de conexiones instalados en lugares expuestos a la intemperie deberán tener una protección mínima IP66.

V.1.1.6.17.2 Principios de protección de zonas peligrosas

Todos los equipos de campo e instrumentación en áreas de proceso peligrosas, a menos que se designe lo contrario, serán adecuados para Zona 2, Grupo de gas II A y clase de temperatura T3. Los equipos situados en las zonas 1 y 0 deben estar certificados para su uso en dichas áreas. Los equipos situados en zonas de servicios no peligrosas no necesitan estar clasificados IECEx. Los equipos instrumentales se dividen generalmente en dos categorías:

- "Ex ia": Seguridad intrínseca (IS).
- "Ex d": Ignífugo.
- "Ex m": Encapsulado.

Se prefiere el enfoque intrínsecamente seguro.

Las electroválvulas deberán estar certificadas "Ex i", "Ex d" o "Ex m". Debido al menor consumo de energía, se prefiere "Ex i" a "Ex m". Solo se considerará "Ex d" previa aprobación por adelantado, tras verificar que se dispone de suficiente potencia de E/S una vez consideradas las pérdidas de potencia en los cables.

V.1.1.6.18 Suministro de instrumentos

Alimentación eléctrica de los instrumentos de campo: Se prefiere la alimentación en bucle, alternativamente 24VDC. Alimentación eléctrica de los paneles de instrumentos: 24VDC con conexión de dos hilos (estándar) o 220 VAC 60Hz.

V.1.1.6.19 Principios de diseño de instrumentos

El rendimiento/precisión del instrumento deberá ser suficiente para cumplir los requisitos de rendimiento del proceso/unidad. En los paquetes de patines, las interfaces de los módulos, como los módulos de E/S remotas y las cajas de conexiones, se situarán en el borde del patín para facilitar el acceso a la interconexión con el sistema general.

En general, los instrumentos y válvulas deberán estar provistos de empaquetadura para emisiones fugitivas (si es aplicable al tipo de dispositivo y medio de servicio).

En general, los instrumentos, las válvulas, las bridas y las tuberías de aire de impulsión y de instrumentos deberán estar debidamente soportados. El aislamiento de procesos (válvulas de tuberías) se ajustará a la filosofía de aislamiento mecánico de la parte superior del proyecto y a las especificaciones de tuberías y válvulas. Las instalaciones o penetraciones en tuberías criogénicas deberán soldarse en general.

En general, todas las cajas instaladas en las zonas expuestas a la intemperie deben ser de acero inoxidable 316 o superior resistente a la corrosión. En general, será posible calibrar y probar todos los instrumentos sin necesidad de detener el proceso. Para lograr lo anterior, será posible aislar los instrumentos de acuerdo con la filosofía de aislamiento mecánico.

Todos los instrumentos deben estar cableados a un módulo de E/S designado (RIO) o a cajas de conexiones de acuerdo con la Tabla V.10.

Tabla V.10 Principios de diseño de instrumentos

Sistema	Señal	Tipo de Eex	Interfaz	Ubicación de la interfaz
PCS	DI	Ex i	PCS RIO / Digital JB IS	Borde del módulo
	DI	Ex d	PCS RIO / Digital JB No-IS	Borde del módulo
	DO	Ex i	PCS RIO / Digital JB IS	Borde del módulo
	DO	Ex m/Ex d	PCS RIO / Digital JB No-IS	Borde del módulo
	AI/AO	Ex i	PCS RIO / Analógico JB IS	Borde del módulo
	AI/AO	Ex d	PCS RIO / Analógico JB No-IS	Borde del módulo
SIS	DI	Ex i	PCS RIO / Digital JB IS	Borde del módulo
	DI	Ex d	SIS RIO / Digital JB No-IS	Borde del módulo
	DO	Ex i	PCS RIO / Digital JB IS	Borde del módulo
	DO	Ex m/Ex d	SIS RIO / Digital JB No-IS	Borde del módulo
	AI /AO	Ex i	SIS RIO / Analógico JB IS	Borde del módulo
	AI	Ex d	SIS RIO / Analógico JB No-IS	Borde del módulo
F&G	DI	Ex i	F&G Digital JB IS	Borde del módulo
	DI	Ex d	F&G Digital JB No IS	Borde del módulo
	DO	Ex i	F&G Digital JB IS	Borde del módulo

Sistema	Señal	Tipo de Eex	Interfaz	Ubicación de la interfaz
	DO	Ex m/Ex d	F&G Digital JB No IS	Borde del módulo
	AI	Ex i	F&G Analógico JB IS	Borde del módulo
	AI	Ex d	F&G Analógico JB No-IS	Borde del módulo

Fuente: Filosofía de diseño de instrumentación.

V.1.1.6.20 Selección de instrumentos

Los instrumentos tendrán un diseño robusto y sus piezas serán resistentes a las propiedades corrosivas del fluido de proceso al que estén expuestos y, cuando sea necesario, cumplirán los requisitos de la norma NACE MR0175 / ISO 15156. Los instrumentos se ajustarán a la norma IEC61000 y llevarán la marca CE.

El proyecto deberá proporcionar un índice completo de los instrumentos, confirmando el tipo de instrumentos que se utilizarán. Todos los transmisores tendrán funcionalidad HART®

Todos los transmisores estarán equipados con indicación local. Solo se instalarán indicadores locales independientes cuando sea necesaria la interacción manual local, mostrando los valores del proceso en unidades de ingeniería.

La conexión de brida para instrumentos en línea deberá seguir la clase y especificación de tubería.

Los instrumentos utilizados con fines de desconexión deberán tener un punto de conexión a proceso independiente. No deberán compartir la misma boquilla, termopozo o grifo con los instrumentos PCS. También deberán disponer de válvulas de aislamiento de instrumentos independientes.

Los sensores y válvulas utilizados para el PCS serán preferiblemente distintos de los sensores y válvulas utilizados en los sistemas SIS y F&G para eliminar la causa común de los fallos. También se seguirá la diversificación cuando su arquitectura de función de desconexión de seguridad requiera votación.

Se utilizarán transmisores de 4 - 20 mA en lugar de funciones de interruptor de campo, por ejemplo, transmisores de presión frente a presostatos.

Los instrumentos dispondrán de protección contra rayos y sobretensiones.

Todos los rangos de los instrumentos se seleccionarán de forma que el punto de funcionamiento normal se sitúe entre el 25 % y el 75 % del rango total. Cuando una variable del proceso debe ser medida tanto por el SIS como por el PCS, los instrumentos deben colocarse de forma idéntica para facilitar la comparación automática de señales entre el SIS y el PCS.

Todas las salidas de los instrumentos y las entradas del sistema de control deben configurarse de acuerdo con la norma NAMUR NE43. Las señales analógicas se utilizarán en el sistema de control, mientras que la parte HART puede utilizarse para el diagnóstico. Además, los transmisores capaces de medir otras variables además de la variable principal publicarán esas mediciones en la señal HART y esas mediciones adicionales también podrán utilizarse en el sistema de control de procesos como información de diagnóstico, localización de averías o apoyo.

El control de fin de línea se utilizará en circuitos "energizar para disparar".

El tamaño mínimo de la esfera de los indicadores de instrumentos locales será de 125 mm. Cada indicador estará equipado con un cristal de seguridad laminado.

V.1.1.6.21 Cableado de instrumentos

Todos los instrumentos de un paquete deberán estar completamente cableados y los cables terminados en instalaciones de terminación, por ejemplo, armarios RIO o cajas de conexiones en los límites del patín.

La ubicación de las instalaciones de terminación se seleccionará de forma que ofrezca una conexión conveniente a las rutas de las bandejas de cables de la Unidad FLNG.

Los cables utilizados en circuitos de seguridad intrínseca deberán tener una cubierta de color celeste. Los cables en cubierta abierta deberán estar blindados, ser resistentes a los rayos UV o estar protegidos de la radiación UV por otros medios.

V.1.1.6.22 Especificaciones del cable

Para las tareas de control e instrumentación, el cableado será ignífugo y se probará de acuerdo con la norma IEC 60332 Parte 3 Categoría A.

Para los circuitos de detección de incendios y gases o de protección contra incendios en patines y para los circuitos de detección de incendios y gases que normalmente están desenergizados (no a prueba de fallos), el cableado deberá ser resistente al fuego y cumplir las características adicionales de resistencia al fuego definidas en la norma IEC 60331. Todos los cables serán blindados.

Los cables de instrumentación y comunicación pueden tenderse en las mismas bandejas de cables que los cables de BT, siempre que estén separados al menos 300 mm. Se utilizarán bandejas de cables separadas para lo siguiente:

- Cables de instrumentación, comunicación y BT.
- Cables de alimentación.
- Cables de alta tensión.

Se utilizarán cajas de conexiones y cables independientes para lo siguiente:

- Circuitos FyG.
- Circuitos SIS.
- Circuitos PCS.
- Circuitos no IS e IS.
- Señales analógicas y digitales.
- Diferentes niveles de tensión (24VDC no debe ser terminado en la misma caja de conexiones con 220VAC o nivel de tensión similar peligroso para el ser humano).

V.1.1.6.23 Cajas de derivación

En general, los materiales de las cajas de derivación deberán ser adecuados para el entorno en el que se encuentren.

Las cajas de conexiones y los terminales asociados deberán estar certificados de acuerdo con el tipo de circuito y zona peligrosa, con una certificación mínima de "Ex e" o "Ex d".

Las cajas de conexiones instaladas en zonas expuestas a la intemperie deberán tener un grado de protección IP 66 como mínimo y estar fabricadas en 316L y provistas de respiradero/drenaje del mismo material que los prensaestopas.

La entrada de los cables en las cajas de derivación se realizará por la parte inferior (preferentemente) o lateral. Se proporcionará una placa prensaestopas desmontable sin taladrar separada donde se vayan a terminar los cables después del envío del paquete.

Los prensaestopas se ajustarán a la certificación EX de la caja de derivación. Solo se utilizarán prensaestopas de latón niquelado. Las penetraciones de cable no utilizadas se bloquearán con tapones de latón niquelado.

El diseño del cable deberá garantizar que al menos el 20% de los pares de repuesto puedan terminarse dentro de cada JB en el envío del paquete. Se dispondrá de instalaciones para la terminación de todos los núcleos de reserva dentro del cableado de interconexión.

Las cajas de derivación que contengan circuitos IS estarán claramente identificadas como tales y etiquetadas en azul, y contendrán terminales de color azul.

Todas las cajas de empalme de terminación del paquete estarán situadas en un extremo del patín, de modo que haya una única zona de acceso para todo el cableado hacia y desde el paquete.

V.1.1.6.24 Pantallas de cables y puesta a tierra

Las pantallas de los cables se aislarán de tierra en el extremo del transmisor (flotante en campo) y se conectarán continuamente a través de las cajas de conexiones de campo. Se conectará a tierra en el armario de distribución a través de la barra de puesta a tierra limpia del instrumento o la barra de puesta a tierra de seguridad intrínseca. Se proporcionará una cantidad suficiente de terminales en cajas de empalmes para conectar las pantallas de cables de instrumentos individuales.

La trenza de armadura de los cables multifilares se conectará a tierra por ambos lados mediante prensaestopas especiales u otro tipo de método de conexión de 360º.

V.1.1.6.25 Etiquetado

Una etiqueta traffolyte blanca-negra-blanca (o igual) con la descripción del servicio. Los números de las etiquetas de los instrumentos se ajustarán al sistema de numeración del proyecto.

Cuando sea posible, se atornillará una placa de identificación con el número de etiqueta del instrumento a una placa del soporte del instrumento mediante tornillos SS316 o, alternativamente, se colocará de forma segura debajo del instrumento mediante bridas de alambre metálico.

Cada extremo de cada cable se marcará con un número de cable asignado al Proyecto. Además, se instalará un número de etiqueta a cada lado de cada penetración y en el lugar en que el cable abandone la ruta principal de cables.

Todas las cajas de derivación estarán provistas de una placa de características TAG de traffolyte atornillada.

Color de fondo: Azul para IS, blanco para No-IS. Color de letra: Rojo para circuitos FyG/SIS, Negro para PCS

V.1.1.6.26 Instrumentos de nivel

Se aplicarán las siguientes configuraciones de medición de nivel (Espera 2).

Tabla V.11 Configuraciones de medición de nivel

Servicio criogénico	- Radar de onda guía (LIT) instalado en una cámara provista de desagüe y válvula de ventilación. El aislamiento del proceso se ajustará a la filosofía de aislamiento mecánico. - Indicador magnético de nivel (LI). El aislamiento del proceso se ajustará a la filosofía de aislamiento mecánico.
Servicio de cambio de densidad de líquidos, medición del nivel de interfase.	- Radar de onda guía (LIT) instalado en una cámara provista de desagüe y válvula de ventilación. El aislamiento del proceso se ajustará a la filosofía de aislamiento mecánico. - En caso de medición de la interfaz, el número de boquillas en la cámara será de al menos 3.
Servicio sucio	- Transmisor de nivel de presión diferencial (LIT) con juntas de diafragma de 3" para control o alarmas. - Transmisor de nivel de presión diferencial (LSIT) con juntas de diafragma de 3" para desconexión. - Cristal de nivel (LG).
Servicio de limpieza (Por defecto)	- Transmisor de nivel de presión diferencial (LIT) para control y/o alarma(s), montaje convencional con tubo de impulsión y bloque distribuidor de 5 vías (no requiere junta/tubo capilar).

	- Transmisor de nivel de presión diferencial (LSIT) para desconexión, montaje convencional con tubo de impulsión y bloque distribuidor de 5 vías (no requiere junta/tubo capilar). - Cristal de nivel (LG).
Alternativa	- Indicador de nivel magnético (LG) con transmisor de nivel integrado (LSIT) para parada. - Medición de la presión diferencial mediante sensores electrónicos remotos en lugar de capilares.

Fuente: Filosofía de diseño de instrumentación.

V.1.1.6.27 Instrumentación de nivel de presión diferencial (DP)

Para la medición de nivel en servicio limpio, el transmisor de nivel de presión diferencial (LIT) para control y/o alarma(s) debe montarse convencionalmente con un tubo de impulso y un bloque de colector de 5 vías (no se requiere un sello/tubo capilar).

El aislamiento del proceso (válvulas de tubería) se realizará según la filosofía de aislamiento mecánico de la parte superior del proyecto y la especificación de tuberías y válvulas.

El sello del diafragma generalmente será de 3 pulgadas. Consideraciones especiales caso por caso requeridas para calificar el uso de sellos de 2 pulgadas. Esto está relacionado con la precisión y la capacidad de medir de forma fiable bajas presiones diferenciales/columnas de líquido. Como regla general, un sello de diafragma de 3 pulgadas puede medir dP con una precisión de alrededor de +/-0,5%, mientras que el sello de 2 pulgadas tendrá 10 veces menos precisión, es decir, alrededor de +/-5%. En cualquier caso, no se utilizará un sello de diafragma de 2 pulgadas para presiones diferenciales inferiores a 125 mbar (columna de agua de 1.25 metros, hasta 2.5 metros de columna de líquido HC ligero). La razón de la baja precisión del sello más pequeño de 2 pulgadas es la mayor rigidez del disco de membrana, en comparación con la versión de 3 pulgadas. La longitud del tubo capilar también afectará la viabilidad del sello de 2 pulgadas.

Alternativas de instalación en servicio de medición de nivel.

1. El transmisor y el sello HP están montados en la boquilla del recipiente inferior, con un disco de sello LP separado y un tubo capilar de la boquilla superior.
2. Transmisor montado por separado con tubo capilar de ambas juntas.

Para la medición del nivel, se preferirá la opción 1, es decir, montar el transmisor en la tobera inferior. Esto supone que los requisitos de acceso permiten dicha instalación. La instalación alternativa del transmisor (2) puede ser relevante si se requiere para el acceso/mantenimiento, visibilidad clara para el indicador de campo, o si las especificaciones del proyecto/cliente solicitan la instalación del transmisor en un recinto protegido de la intemperie.

El aislamiento de procesos (válvulas de tuberías) se ajustará a la filosofía de aislamiento mecánico de la parte superior del proyecto y a las especificaciones de tuberías y válvulas. La conexión del recipiente y las válvulas de las tuberías relacionadas pueden ser generalmente de 2 pulgadas, sin embargo, en casos especiales (servicio muy sucio, por ejemplo, separadores de producción) se pueden considerar boquillas de 3 pulgadas. Por lo general, se utilizará un conector de tubería con brida que se amplíe de 2 a 3 pulgadas. Para presiones más altas, se prefiere una válvula de bloqueo y purga modular de 2 x 3 pulgadas con bridas.

El anillo de purga con válvula de venteo y drenaje de ½ pulgada NPT se incluirá siempre para servicio sucio, para poder lavar o ventilar el espacio delante del diafragma, así como para fines de calibración. El anillo de lavado se monta entre la brida de proceso y la junta de diafragma un esquema que muestra la junta de diafragma y el anillo de lavado instalados en un transmisor.

V.1.1.6.28 Indicadores de nivel y transmisores tipo flotador

Los indicadores de nivel proporcionarán una indicación física y visible del nivel de líquido, con el fin de calibrar, comparar o solucionar problemas del nivel medido por los instrumentos. El indicador de nivel también se puede utilizar en relación con el mantenimiento.

Los medidores de nivel serán generalmente del tipo siguiente:

Tabla V.12 Tipo de indicadores de nivel

Servicio sucio	- Cristal de nivel, tipo transparente, con iluminación de fondo (solo si se puede garantizar la visibilidad durante la vida útil de la unidad)
Servicio limpio (predeterminado)	- Cristal de nivel, tipo transparente, con iluminación de fondo
Servicio limpio (alternativa)	- Indicador de nivel magnético (flotador con indicadores magnéticos en el exterior)

Fuente: Filosofía de diseño de instrumentación.

La opción de servicio limpio alternativo (indicador de nivel magnético) se puede seleccionar para servicios menos críticos, por ejemplo, sistemas de servicios públicos, sistemas de aceite lubricante, los tanques de guarda temporal de GNL, productos químicos, entre otros.

El aislamiento de procesos (válvulas de tuberías) se ajustará a la filosofía de aislamiento mecánico de la parte superior de la Unidad FLNG y a las especificaciones de tuberías y válvulas.

En caso de medición de interfaz, el número de boquillas del indicador de nivel será de 3 como mínimo.

V.1.1.6.29 Servicio criogénico

Los radares de onda guiada son el método preferido para la medición de nivel en servicio criogénico o en servicio donde la densidad del líquido es sustancial. Puede ser necesario el uso de indicadores remotos en caso de que no sea posible acceder al indicador local del instrumento. Dichas pantallas remotas se instalarán en lugares accesibles.

El aislamiento del proceso (válvulas de tubería) se realizará según la filosofía de aislamiento mecánico de la parte superior de la Unidad FLNG y la especificación de tuberías y válvulas.

V.1.1.6.29.1 Transmisores de presión diferencial en instrumentación de servicio criogénico

Los transmisores de nivel en servicio criogénico considerarán el sello del diafragma hasta el límite de temperatura inferior al que se hace referencia y que proporcionará el proveedor.

Como alternativa para el GNL y otros fluidos de rango estrecho de punto de ebullición a una temperatura superior al límite de los sellos, la medición del nivel se realizará mediante presión diferencial utilizando tubos de impulso no aislados. El tubo de impulso desde el punto de toma inferior debe ser horizontal durante una distancia mínima sin aislamiento para garantizar que el líquido criogénico se evapore.

V.1.1.6.30 Otros instrumentos de nivel

Pueden seleccionarse otros tipos de instrumentos de nivel etiqueta por etiqueta, si existen y se revisan razones técnicamente motivadas.

El radar puede constituir una opción para el montaje en la parte superior del tanque o recipiente sólo en caso de que la instalación de una cámara no sea posible.

No deben utilizarse interruptores de nivel.

V.1.1.6.31 Instrumentación de caudal

Se deben observar los requisitos de instalación del fabricante y de funcionamiento recto aguas arriba y aguas abajo para todos los tipos de medidores de flujo.

El orificio de flujo es la solución preferida debido a su bajo costo y fácil instalación, sin embargo, la alta caída de presión y otras limitaciones sugieren evaluar otras tecnologías.

Tabla V.13 Criterios de selección del transmisor de caudal

Servicio	Tipo de instrumento preferido/por defecto	Comentario
Gas	Orificio	Bajo costo y eficacia probada.
Quemador	Ultrasonido (1 o 2 vías)	Sin pérdida de carga
Líquidos conductores, TEG	Electromagnético	En caso de tuberías de gran diámetro, se considerarán otros tipos de instrumentos. Los sensores de flujo electromagnéticos también funcionan para TEG pobre cuando la conductividad está dentro de los requisitos del fabricante.
Líquido hidrocarburo	Orificio	Si la caída de presión a través del orificio puede provocar el parpadeo del líquido, se considerarán otros tipos de instrumentos. Los caudalímetros instalados en líneas con hidrocarburos líquidos con posibilidad de intermitencia se instalarán preferentemente en posición vertical ascendente. Los medidores Coriolis se utilizarán cuando se requiera una mayor precisión de medición, por ejemplo, para medidores de gas combustible.
Anti-surge para compresores centrífugos de gran tamaño	Tubo pitot de promediación	Se tendrán en cuenta consideraciones específicas del proyecto. El tipo de caudalímetro debe ser aprobado por el proveedor del compresor.
Medición fiscal, gas	Ultrasonidos multitrayectoria	2x100% paralelo configurado con válvulas de aislamiento. Posibilidad de conectar el caudalímetro ultrasónico en serie (lo que se denomina configuración "Z") para permitir la comprobación del medidor.

Fuente: Filosofía de diseño de instrumentación.

El orificio de flujo es la solución preferida debido a su bajo costo y fácil instalación, sin embargo, la alta caída de presión y otras limitaciones sugieren evaluar otras tecnologías.

Otros tipos de caudalímetros pueden ser evaluados/seleccionados etiqueta por etiqueta, si existen y se revisan razones técnicamente motivadas.

V.1.1.6.32 Indicadores de flujo

Los indicadores de flujo sólo se utilizarán para mediciones no críticas. Por ejemplo, para ajustar los flujos manualmente, donde la precisión puede ser menor que en la supervisión.

Los rotámetros (VA-metro) con indicador magnético son la opción general.

NOTA: Los rotámetros dependen de la detección magnética y no pueden fabricarse en materiales magnéticos. Esto significa que no se dispone de rotámetros en acero de tipo dúplex. Si el material debe cumplir las especificaciones de la tubería o mejores, se requiere Hastelloy C o Titanio, SS316 suele ser estándar.

Sistema de equilibrado de masas.

Se proporcionará un sistema de equilibrado de la masa de la Unidad FLNG. Por este motivo, se añadirán caudalímetros a todos los consumidores, antorchas y respiraderos. Sin embargo, no es necesario que todos los caudalímetros utilizados en el sistema de balance de masa sean contadores de transferencia de custodia.

V.1.1.6.33 Instrumentación de temperatura

En general, los transmisores de temperatura convencionales montados en termopozos se utilizarán para:

- Funciones de control y disparo.
- Indicación y tendencias cuando sea necesario para el funcionamiento general del proceso, la optimización, el diagnóstico/resolución de problemas y la supervisión del rendimiento.

Para mediciones de temperatura en las que no se requiere control ni alarmas/disparos, y en las que la indicación solo es relevante ocasionalmente y la alta precisión es irrelevante, se pueden utilizar medidores de temperatura clamp-on. Por ejemplo, si la medición es para indicar si el sistema está caliente o no, la temperatura aproximada, o si el fluido está fluyendo o no. Solo válido para temperaturas de funcionamiento inferiores a 160 ºC y si la tubería no tiene trazado térmico.

Se utilizarán termómetros bimetálicos, con diseño de ángulo ajustable para la indicación local. Los termo pozos se diseñarán para que coincidan con el vástago del termómetro local. Los indicadores de temperatura deben estar provistos de una unión de compresión para que el vástago toque fondo cuando se coloque en el termo pozo.

Los elementos de temperatura a los que no se pueda acceder durante el funcionamiento se instalarán con elementos dobles (elemento de respaldo) y terminarán en el campo para facilitar el acceso.

El transmisor de temperatura debe instalarse en un lugar adecuado cerca del termo pozo/ termoelemento y equipado con una pantalla indicadora local.

En general, se utilizarán termoelementos PT100. Se utilizarán otros tipos de sensores, como por ejemplo termopares, cuando el diseño del proceso esté fuera del alcance de los sensores PT100.

Los sensores PT100 se conectarán en configuración de 3 hilos al transmisor.

Los termopares serán del tipo con revestimiento metálico. El revestimiento será de acero inoxidable tipo 316. Se pueden utilizar materiales de calidad superior según lo requieran las condiciones del servicio.

Por lo general, todos los instrumentos de detección de temperatura deben estar provistos de termo pozos cónicos de acero inoxidable 316 con bridas. Presión nominal según la clase de tubería mínima. Los termo pozos instalados en tuberías criogénicas deben soldarse.

La extensión del termo pozo debe tener una longitud suficiente para garantizar que el cabezal del sensor esté libre de cualquier aislamiento de tubería o recipiente. Los termo pozos no deben ser más largos de lo estrictamente necesario para obtener la precisión requerida y evitar el agrietamiento por fatiga inducido por vibraciones. Los cálculos de resistencia del termo pozo (cálculos de frecuencia de estela) se realizarán para los sistemas de hidrocarburos de proceso de acuerdo con los códigos de prueba de rendimiento ANSI/ASME 19.3TW, y normalmente son proporcionados por el fabricante del termo pozo como parte de la documentación necesaria.

V.1.1.6.34 Instrumentación de presión

La medición de la presión absoluta y la presión diferencial con transmisores se basará generalmente en instrumentos de presión convencionales con tubos de impulso y bloque de válvulas para drenaje, ventilación y calibración. Preferiblemente se utilizarán transmisores de montaje directo.

Para los servicios sucios, se debe considerar el uso de membranas y tubos capilares. Los manómetros (manómetros) se pueden instalar para la medición de presión absoluta no crítica requerida para las operaciones de mantenimiento regulares, el inicio y la parada del proceso desde el campo o la resolución de problemas de campo. Tenga en cuenta que, en muchos casos, y particularmente cuando la medición se realizará en raras ocasiones, los instrumentos portátiles se pueden instalar en puntos de derivación con válvula adecuada o brida ciega roscada.

Los manómetros deberán ser de diseño de montaje en vástago, bobina o sifón de estilo recto. Se instalarán válvulas limitadoras de presión, si es necesario debido a las presiones de diseño indicadas. Cada indicador de presión estática debe estar equipado con un dispositivo de alivio de presión diseñado para proteger al operador de la explosión de alta presión del indicador. Cada indicador debe tener un movimiento de acero inoxidable, partes húmedas y casquillo a menos que la aplicación requiera otros materiales. Cada indicador estará provisto de topes de sobrepresión para proteger contra picos de presión fuera de los límites del

rango de la escala. Cuando se prevean oscilaciones de presión, se debe proporcionar un amortiguador de pulsaciones en cada indicador para proteger contra oscilaciones del fluido de proceso del ±3 por ciento o más del rango completo de la escala. El amortiguador de pulsaciones debe ser ajustable con el indicador de presión instalado en la línea de proceso. Los indicadores para los procesos líquidos al aire libre que puedan congelarse a 0 ºC (o menos) estarán provistos de un relleno de silicona y un sello de diafragma. Los sellos deben incluir diafragmas soldados de acero inoxidable 316 y carcasas inferiores con conexiones de proceso FNPT de 1/2 pulgada. El relleno de silicona y la fijación del sello se realizarán en la fábrica. Cada indicador de presión que indique la presión de aire de suministro a un instrumento debe estar de acuerdo con los estándares del proveedor.

Los manómetros diferenciales se pueden usar en lugar de transmisores cuando la caída de presión en cuestión no es crítica para el funcionamiento del equipo o del proceso, y cuando el servicio/sistema/equipo no está en servicio crítico, o además, la caída de presión alta/anormal puede indicarse para el funcionamiento mediante otras mediciones que se comunican al sistema de control (por ejemplo, bajo caudal, baja presión absoluta, entre otros).

V.1.1.6.35 Válvulas de control

Normalmente, las válvulas de control deben ser del tipo globo bridado. Se considerará un ajuste equilibrado cuando existan grandes fuerzas desequilibradas para minimizar el tamaño del actuador. Las válvulas de control tipo mariposa se pueden considerar para servicios de alto flujo y baja caída de presión. La clasificación de presión corporal debe estar de acuerdo con la clase de tubería aplicable.

El material del cuerpo de la válvula y los requisitos de prueba deben cumplir con las especificaciones de la válvula de clase de tubería respectiva. Se proporcionarán técnicas de revestimiento duro en los servicios de tapajuntas o cavitación o cuando la caída de presión de funcionamiento sea superior a 10 bar.

Las válvulas deben dimensionarse de acuerdo con la norma ISA S75.01 para las tasas de caudal y caída de presión en las condiciones de diseño. Cuando la NIA 75.01 no cubra válvulas de control especiales, se utilizará el programa informático de dimensionamiento del proveedor. Las válvulas de control y los reguladores deben estar dimensionados para fluir normalmente al 65% y los flujos máximos de diseño a no más del 90% de la abertura de la válvula con una caída de presión de diseño.

Cada válvula de control debe estar provista de una válvula de derivación manual que debe tener el mismo tamaño que el cuerpo de la válvula de control. Será posible ejecutar el mantenimiento tanto de la válvula de control como de su derivación sin apagar la planta, por lo tanto, se instalarán medios de aislamiento tanto del control como de su válvula de derivación de acuerdo con la filosofía de aislamiento mecánico.

La dirección del flujo se indicará permanentemente en el cuerpo de la válvula o en las bridas.

El tipo de válvula recomendado para el aislamiento del sistema de deshidratación es la válvula de bola de vástago ascendente (Orbit) o el tipo de bola en C de doble excéntrica rotativa sin contacto (Emerson), ya que estas válvulas encuentran ciclos frecuentes de apertura / cierre y una amplia variación de las condiciones del proceso.

V.1.1.6.36 Válvulas accionadas

Incluye todas las válvulas accionadas, incluidas las válvulas de proceso, las válvulas de purga y las válvulas de cierre.

Las válvulas de cierre de emergencia normalmente deben ser válvulas de bola y tamaño de línea. Las válvulas de purga deben ser válvulas de bola normalmente energizadas y abiertas por fallas. Todas las válvulas de bola accionadas para apagado de emergencia y purga deben estar montadas en muñón y deben estar aprobadas a prueba de incendios de acuerdo con API 607.

Se deben usar actuadores neumáticos de diafragma o pistón de retorno por resorte para todas las válvulas accionadas.

En aplicaciones especiales que pueden cambiar con el tiempo (por ejemplo, aplicaciones con problemas de incrustación), el actuador debe dimensionarse con suficiente fuerza (par o empuje) a una presión de suministro mínima, con un factor de seguridad de un mínimo de 1.25 para la compensación.

Si las condiciones de servicio o el diseño de la válvula excluyen el uso del principio mencionado anteriormente, se deben usar actuadores de pistón neumáticos de doble efecto.

La posición a prueba de fallas se definirá en los P&ID y en la hoja de datos de la válvula.

Los actuadores de válvulas con una acción de falla definida deben etiquetarse o codificarse por colores para indicar la posición de la válvula en caso de pérdida de señales o suministro.

El actuador debe estar dimensionado para proporcionar, en condiciones mínimas de presión de aire del instrumento, suficiente para o empuje para romper, posicionar y golpear completamente la válvula dentro del tiempo de carrera especificado, contra las presiones diferenciales máximas que pueden desarrollarse a 1.5 veces las condiciones nominales de la brida. Se debe garantizar que el par del actuador a la presión de aire máxima no exceda el par de cizallamiento del vástago de la válvula.

El fabricante de la válvula debe proporcionar al fabricante del actuador los cálculos de empuje y par de funcionamiento de la válvula, incluidos los factores de seguridad de la válvula, la longitud de la carrera y el tiempo de carrera.

Los tiempos mínimos de cierre y apertura deben ser de un mínimo de 1 segundo por pulgada (o 25 mm) de (tamaño de la válvula), o la mitad del tiempo de seguridad del proceso según se define en las especificaciones de los requisitos de seguridad, lo que sea menor.

El actuador debe estar diseñado para volver a asentar la válvula después de abrirla, para mantenerla cerrada y para romperla y posteriormente golpearla desde la posición cerrada en condiciones mínimas de presión de aire del instrumento en las siguientes condiciones de proceso:

- Una presión diferencial máxima en la dirección de avance, que es la diferencia entre la presión máxima aguas arriba y una presión atmosférica aguas abajo. Agregue 1 bar si la presión de diseño más baja del sistema aguas abajo es inferior a 1 bar.
- Una presión diferencial máxima en sentido inverso, que es la diferencia entre una presión atmosférica aguas arriba y la presión máxima aguas abajo. Agregue 1 bar si la presión de diseño más baja del sistema aguas arriba es inferior a 1 bar.

Los actuadores hidráulicos solo deben considerarse si las condiciones de servicio o el diseño de la válvula excluyen el uso de actuadores neumáticos.

Todas las válvulas utilizadas en las funciones de seguridad clasificadas SIL deben estar certificadas como seguridad funcional (SIL).

V.1.1.6.37 Analizadores y muestreos

V.1.1.6.37.1 Analizadores de gases en línea (no fiscales)

Los analizadores en línea y los cromatógrafos de gases instalados en el campo se aplicarán de acuerdo con diagrama de tubería e instrumentación. La configuración de cada instrumento será personalizada para el análisis específico. Sin embargo, hay algunas características comunes típicas/esperadas. La configuración del analizador generalmente incluirá, pero no se limitará a:

1. Punto de muestreo/sonda de muestra (Dual para retorno con sistema de reducción de presión) con proceso, diseñado para proporcionar una muestra de gas representativa en las condiciones de proceso relevantes. Se utilizarán sondas de muestra retráctiles siempre que el mantenimiento de la sonda de muestra requiera la parada de parte de la planta.
2. Sistema de reducción de presión (opcional, si es necesario se recomienda inmediatamente aguas abajo del punto de muestreo) como parte del "bucle rápido".
3. Un "bucle rápido" que transfiere gas entre el punto de muestreo a través del armario analizador a un lugar de descarga (por ejemplo, el sistema de quemadores) a una velocidad/caudal suficiente para otorgar una muestra representativa con respecto al tiempo.
4. Una configuración de analizador montada en gabinete que incluye (según corresponda, pero no limitado a) un "bucle lento" para la alimentación de gas al instrumento, control de presión de muestra, filtración de muestra, cualquier tratamiento de muestra relevante, cualquier calentamiento de muestra relevante, instrumento analizador, conexiones para la calibración del instrumento, disposición para muestra manual.
5. Las señales del analizador utilizadas para el control del proceso se conectarán al sistema de control.
6. Posibilidad de ejecutar calibraciones remotas y/o automáticas.

En los P&ID, se recomienda representar los detalles de 1 a 3, incluida la descarga de fluido de bucle rápido. Normalmente, se pueden omitir los detalles de (4), representados como un recuadro y para hacer referencia al P&ID y documentos del proveedor.

En el caso del muestreo de GNL, se considerará si la reducción de la presión y la evaporación del líquido se efectuarán inmediatamente aguas abajo del punto de muestreo, de modo que el circuito rápido transfiera únicamente el vapor.

Por lo general, se recomienda un haz de tubos con trazado térmico regulado por temperatura para garantizar una muestra de gas representativa. La temperatura de la muestra trazada con calor deberá ser suficiente para evitar la condensación en la línea de muestreo. Los proveedores suelen recomendar un tratamiento interno para las propiedades hidrofóbicas o multifóbicas de todos los tubos que transfieren la muestra de gas al analizador.

V.1.1.6.37.2 Medición fiscal

El medidor ultrasónico multitrayecto es el principio de medición preferido para la medición fiscal de gas con una computadora de flujo y un analizador de gas.

Se prefiere una estación de medición que consta de un solo tramo de medición, donde todos los componentes están integrados en el sistema de tuberías del módulo (preferiblemente) o instalados en un patín.

Todos los instrumentos que influyan en el resultado de la medición se duplicarán para lograr intervalos de calibración más altos para el sistema de medición. Normalmente, esto incluirá:

- Al menos 2 transmisores de temperatura apagados.
- Al menos 2 transmisores de presión.
- Cromatógrafo de gases redundante (GC) con puntos de muestreo dedicados.
- Válvulas DIB o DBB (según la filosofía de aislamiento mecánico).

Todos los transmisores de un sistema de medición deberán ser accesibles para su calibración y sustitución.

V.1.1.6.37.3 Medición fiscal de líquidos

Para la medición fiscal de productos petrolíferos/hidrocarburos, revise detenidamente los requisitos del proyecto para la Transferencia de Custodia y póngase en contacto con el proveedor para el desarrollo de una solución.

En general, como caso base se utilizarán caudalímetros coriolis para la transferencia de custodia de líquidos. En caso de diámetros mayores, se suministrarán otros tipos de medidores.

V.1.1.7 Diseño civil

El objetivo del diseño civil es el empleo de cálculo, mecánica, hidráulica y física para encargarse de la construcción y mantenimiento de la infraestructura de las instalaciones.

V.1.1.7.1 Etapa de Preparación del sitio

La preparación del sitio para la instalación del Proyecto en su conjunto se hará en fases:

V.1.1.7.2 Estudios de verificación en suelo

Previo a la etapa de Preparación del sitio, se llevarán a cabo los estudios necesarios tales como topográficos, batimétricos, dinámica costera, sedimentos, geotécnica, entre otros, que sean necesarios para el desarrollo del Proyecto, así como el desarrollo de la ingeniería de detalle, la gestión de permisos y autorizaciones, así como, la fabricación de la Unidad FLNG en puertos asiáticos, para posteriormente ser remolcada hasta el Puerto de Topolobampo, donde se iniciará la etapa de Preparación del sitio y Construcción, esto se prevé realizar en aproximadamente un año.

La etapa de Preparación del sitio y Construcción del Proyecto ocurrirá en 51 meses, mientras que, para la etapa de Operación y Mantenimiento, se prevé una vida útil de 30 años.

No se contempla la etapa de Abandono del Sitio, puesto que, como se ha comentado anteriormente, la vida útil del Proyecto está calculada en 30 años, y previo a la consumación de la vida útil, se hará la verificación de la integridad del Proyecto para solicitar ampliación de la operación y/o determinar si es necesario abandonar, por lo tanto, se tomarán en cuenta los requerimientos legales aplicables. Considerando las actividades de mantenimiento, mismas que se realizarán de manera eficiente y efectiva se prolongará el uso en óptimas condiciones de la infraestructura en operación.

V.1.1.7.3 Acondicionamiento del terreno y movimientos de tierras

En la parte marina el terreno se acondicionará conforme los resultados del estudio de geotecnia mediante el dragado del suelo marino hasta lograr una profundidad adecuada en las zonas que sean requeridas para un calado de entre 15 metros y 18 metros de profundidad con un volumen estimado de 2,677,492 m^3 de material.

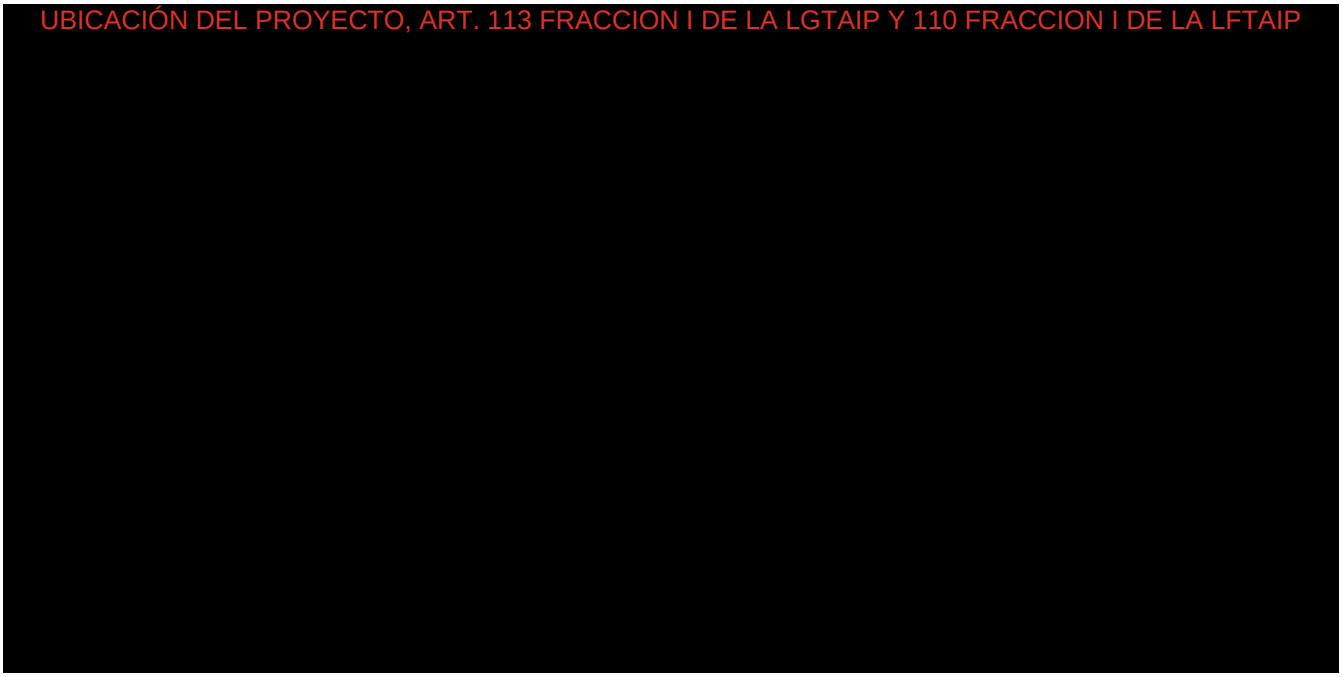
Solo para las Instalaciones Auxiliares en Tierra se mejorará el terreno elegido conforme a los resultados del estudio de mecánica de suelos. En general no se requiere de grandes movimientos de tierra y solo algunas excavaciones menores para la nivelación del terreno y conformación de plataformas de desplante de las edificaciones hasta tener la capacidad de carga suficiente para soportar los edificios e instalaciones auxiliares descritas en al apartado anterior.

Los materiales pétreos para utilizar serán proveídos de bancos previamente autorizados y los materiales excedentes, de haberlos, serán depositados en bancos de tiro previamente autorizados.

A continuación, se describen algunas actividades a realizar:

Despalme. El despalme consistirá en el retiro en general del Pastizal inducido (conformado por especies invasoras) y suelo orgánico que exista en el terreno donde se construirán las Instalaciones Auxiliares en Tierra. Se estima un volumen de remoción de la primera capa de suelo de aproximadamente 130 m^3 de material, el cual será dispuesto en bancos de tiro autorizados o bien su incorporación a otros predios como suelo orgánico siempre que esté libre de materiales de demolición u otros residuos previa anuencia de los propietarios.

Dragado. Para el arribo y posicionamiento de la Unidad FLNG – que será en un solo momento, - y de los propios buques de GNL a transportar, se requerirá el acondicionamiento de la dársena de maniobras, por lo que se prevé trabajos de dragado para un calado de entre 15 metros y 18 metros de profundidad en una superficie total de 467,899.03 m^2 con un volumen estimado de 2,677,492 m^3 de material y su vertimiento en donde determiné la ASIPONA Topolobampo y posteriormente se tramitarán los permisos correspondientes. En la Figura V.9., se visualiza el área contemplada a dragar para la instalación de la Unidad FLNG dentro de la poligonal definida para el Proyecto.



Técnica por emplear:

1. La extracción y disposición del suelo marino se realizará a través de una draga autopropulsada con tolva de capacidad de hasta de 18,000 m^3; sin embargo, es posible que esta información varíe en función del resultado de la geotecnia del sitio y de la disponibilidad de los equipos.
2. Elaborar un plan para controlar la re-suspensión de sedimentos generada por las actividades de dragado de la dársena.

Tipo y volumen de material por extraer: El tipo de material en la zona a dragar está caracterizado por sedimentos de tipo limo-arenoso recibidos por arrastre durante la temporada de lluvias, y la concentración de sedimentos finos se deriva a la bahía acarreados por las corrientes de las actividades en tierra. El material para desalojar será de 2,809,550 m^3 aproximadamente.

V.1.1.7.3.1 Instalaciones provisionales durante las etapas de preparación del sitio y construcción

Durante el desarrollo del Proyecto se requerirá un área para la adaptación de las Instalaciones provisionales, en la cual se instalarán oficinas, almacenes, áreas de estacionamiento, talleres y patio de maniobras, la cual se ubicará dentro del área considerada para las Instalaciones Auxiliares en Tierra del Proyecto.

A continuación, se presenta una descripción de algunos de los componentes que serán ubicados en las Instalaciones provisionales, de acuerdo con los requerimientos de desarrollo del Proyecto durante las etapas de Preparación del Sitio y Construcción.

Oficinas: Se instalarán oficinas móviles prefabricadas principales o centrales, en las áreas de trabajo acorde a las necesidades de espacio, las oficinas de campo podrían incluir lo siguiente:



Figura V.10 Oficinas móviles de campo típicas

Servicios sanitarios: Los servicios sanitarios serán instalaciones independientes con servicios de recolección, bombeo y transporte a instalaciones aprobadas para la disposición fuera del área del Proyecto.



Figura V.11 Imagen representativa de sanitarios

Almacenes: Las actividades de almacenamiento, recepción y despacho de materiales, equipo, suministros y consumibles para la etapa constructiva se efectuarán dentro áreas totalmente cercadas, y con acceso controlado, la ubicación y tipo de almacén dependerá del tipo de material y equipo a ser almacenado, siendo principalmente material de acero y materiales para mezclado de concreto y suministros para la maquinaria y equipo.

El almacén consistirá en una combinación de un edificio temporal contenedores, el almacén será cerrado con estructura de acero para almacenamiento interior el cual incluirá un área de clima para el almacenamiento de materiales sensibles.

Plantas mezcladoras de concreto: Durante la construcción del Proyecto se instalarán una planta mezcladora de concreto, la cual tendrá la capacidad de producir concreto premezclado para todas las actividades de construcción que requieran concreto. El cemento y agregado será suministrado de fuentes autorizadas de la región para cumplir con los diseños de mezcla del concreto requerido para cada aplicación.

Áreas de estacionamiento: Las áreas de estacionamiento se van a ubicar y desarrollar para el estacionamiento del personal, equipo de transporte y maquinaria pesados.

Instalaciones de Comunicaciones: Las Instalaciones Temporales estarán equipadas para proporcionar al personal servicios de comunicación de voz y datos.

Se requerirán teléfonos, computadoras y hardware asociado para apoyar la utilización de los siguientes sistemas:

- Servidor de red de área local.
- Controlador de reserva para el dominio.
- Servidor CAD.
- Computadoras, impresoras y escáneres.
- Trazador de gráficos de CAD.
- Teléfonos y equipos de fax.

Se considerará la posibilidad de establecer una red Wi-Fi en toda el área del Proyecto para permitir el uso de los dispositivos portátiles que se utilizarán en campo, de igual forma se instalará un sistema de radio VHF para las comunicaciones internas.

V.1.1.7.3.2 Construcción del Jetty

V.1.1.7.3.2.1 Trazo del eje del Proyecto y línea de ceros

La brigada a cargo de los trabajos de topografía se encargará de realizar el replanteo topográfico y batimétrico del eje de cada pilote. Durante estos trabajos, la brigada de topografía se encargará de señalizar los límites donde se desplantará la estructura para su posterior dragado del área. Estos trabajos se realizarán mediante apoyo de Estación total, GPS y Ecosonda.



Figura V.12 Fotografía representativa referente trabajos topográficos marinos

V.1.1.7.3.2.2 Limpieza y dragado previa al hincado de pilotes de acero o duques de alba

Una vez terminados los trabajos de topografía se procederá al dragado del suelo marino, estos trabajos se diseñaron para el cómodo de acuerdo con las características de los buques y navíos que arribaran en dicha zona, a las características del muelle y a las condiciones geotécnicas del Área del Proyecto (AP). Estos trabajos se realizarán con el apoyo de maquinaria especializada como la grúa draga; esta máquina irá limpiando y retirando las rocas y suelo marino del área hasta el nivel establecido en la ingeniería.



Figura V.13 Trabajos de dragado y limpieza

V.1.1.7.3.2.3 Izaje y posicionamiento de pilotes o duques de alba

Una vez terminados los trabajos de barrenación y limpieza del fondo marino, se comenzará con la instalación del escantillón para posteriormente comenzar con el izaje de los pilotes de acero, estos trabajos

se realizarán mediante el apoyo de una maquinaria especializada la cual izará los pilotes y colocará dentro del escantillón y comenzará con el respectivo hincado en cada barreno, posteriormente los pilotes se fijarán al escantillón y se verificar a la verticalidad del mismo.



Figura V.14 Trabajos de Izaje y posicionamiento de pilotes

V.1.1.7.3.2.4 Colocación de plataforma flotante

Posterior al hincado de los pilotes se comenzará con el suministro y habilitado de la plataforma flotante; será colocado un casco de flotación para aportar la rigidez y estabilidad necesarias para soportar las condiciones ambientales y los pesos de los equipos, así como un sistema de posicionamiento. Una vez terminado estos trabajos se verificará por parte de la supervisión la estabilidad de estos elementos, dando el visto bueno para la habilitación de la cimbra y acero de refuerzo para realizar un colado de una losa de concreto que abarcará el área completa dentro de la plataforma de flotante.



Figura V.15 Plataforma flotante

V.1.1.7.3.2.5 Suministro y colocación de defensas y bolardos en la plataforma flotante

Terminados los trabajos dentro de la plataforma flotante, se iniciará con la instalación de defensas y bolardos. Las estructuras de bolardos se colocarán en la parte superior a la orilla de la losa integrada en la plataforma y se ubicarán de acuerdo con lo especificado en la ingeniería; estas estructuras se ubicarán como mínimo a 16 metros uno de otro. Las estructuras de defensa se instalarán en la parte lateral de la orilla de la estructura de la plataforma y se colocarán mediante un anclaje o soldadura eléctrica de acuerdo con lo especificado en la ingeniería.



Figura V.16 Instalación de defensas y bolardos

V.1.1.7.3.2.6 Suministro y colocación de pasarelas prefabricadas

Posterior a los trabajos de colocación de pilotes o duques de alba y la plataforma flotante se suministrará juntas de neopreno ubicadas en cada pilote y plataforma marina las cuales se encargarán de recibir las pasarelas prefabricadas; estas pasarelas se montarán con apoyo de grúas de 80 a 120 toneladas y su función será conectar cada uno de los duques de alba con la plataforma marina.



Figura V.17 Pasarelas marinas

V.1.1.7.3.2.7 Sistemas de amarre automático

En cada pilote o duque de alba se instalará un sistema de amare automático el cual contará con un gancho de liberación rápida y un sistema de tensión constante los cuales harán la función de equilibrar las cargas de amarre para la Unidad FLNG y buques de GNL amortiguando los movimientos causados por los niveles de marea y corrientes marinas de la zona, permitiendo operar el Proyecto en una gama más amplia de condiciones ambientales no favorables. Estos sistemas serán colocados de manera fija en cada uno de los pilotes o duques de alba y su construcción e instalación será estrictamente apegada bajo estándares y normas internacionales y nacionales aplicables.

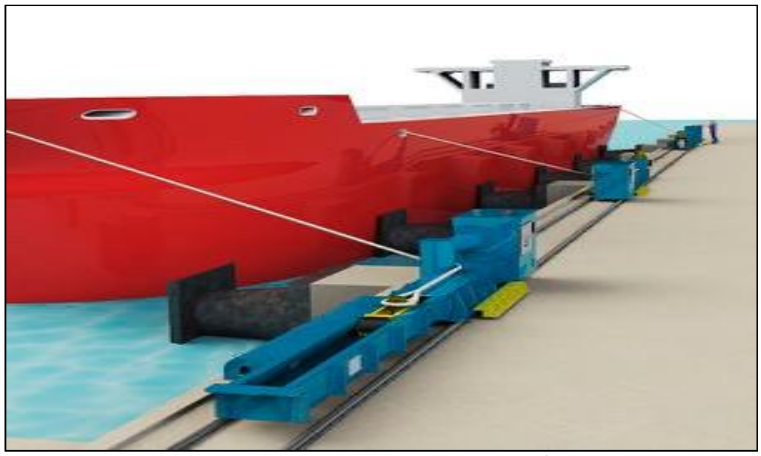


Figura V.18 Sistemas de amarre automáticos

V.1.1.7.4 Construcción de Instalaciones Auxiliares en Tierra

Se desarrollarán actividades previas que se deberán realizar en el área de desplante para preparar el sitio para la construcción y posteriormente la edificación de estructuras, entre las cuales se encuentran:

Trazo: corresponde al trabajo que debe realizarse para determinar la ubicación exacta de las obras en el área asignada para tal efecto, de acuerdo con los planos del proyecto se deberá ejecutar la localización de la construcción, trazar y verificar los ejes de los muros y demás estructuras y el acomodo general del proyecto, utilizando todos los instrumentos de precisión que sean necesarios para la ubicación exacta de las obras.

Demolición: se realizará la demolición de la edificación en desuso actualmente en el sitio.

Excavaciones, rellenos y nivelaciones: Se realizarán utilizando maquinaria pesada como excavadoras, motoconformadoras y camiones de carga, equipo topográfico y materiales pétreos de sitios autorizados para los niveles y cotas definidos por la ingeniería para conformar la plataforma de cimentación requerida para los edificios, estacionamiento y vialidades interiores.

Cimentación: Para los trabajos de cimentación, se deberán realizar excavaciones para las zapatas corridas y aisladas, se deberá colar una plantilla de concreto previo a los colados de estos elementos.

Cimbrado y descimbrado: Utilizando triplay de madera de pino de ¾ de pulgada de espesor de buena calidad o algún otro material de cimbra para proporcionar rigidez y evitar anomalías a la hora del colado de las secciones.

Colado: Compactar con vibrador mecánico o eléctrico utilizando frecuencias mínimas de 3,600 rpm y máximas de 5,000 rpm permitiendo que el concreto fluya y sea depositado sin ocurrir segregación.

Estructura de acero: La estructura para entrepiso y cubierta será a base de acero de conexiones atornillables para evitar soldadura en sitio. Además, todos los perfiles de acero deberán ser sometidos a un acabado galvanizado por inmersión en caliente o algún recubrimiento que garantice una mayor resistencia al intemperismo.

Cubierta del edificio: La cubierta del edificio deberá será a base de estructura de acero, polines y panel tipo multytecho o similar. Esta deberá tener una pendiente mínima adecuada para dirigir el agua de lluvia hacia las canaletas pluviales y bajantes pluvias.

Muros y plafones: Los muros serán a base de block común de 6 pulgadas repellado con cemento arena y un acabado final aplanado con cemento plástico cemento bond, los muros interiores serán aplanados con yeso.

Acabados: Se instalará loseta tipo cerámica, además se colocará un zoclo en muros y se fabricará con recortes del mismo modelo de la loseta de piso. Los muros interiores y exteriores recibirán el acabado de pintura acrílica y deberán ser resanados y detallados para tener un acabado terso, las aplicaciones de primario vinílico y pintura se hará con un rodillo. Acabado final conforme a proyecto.

Instalaciones: El edificio contará con instalaciones hidráulicas, sanitarias, eléctricas, CCTV, control de acceso y detección de incendios.

Drenajes. Se instalará un sistema de drenaje y alcantarillado para las Instalaciones Auxiliares en Tierra el cual estará diseñado para ser de flujo libre por gravedad, recoger y llevar los caudales a su disposición final. Los sistemas de drenaje transmitirán los siguientes caudales de manera segregada:

- Aguas de pluviales limpias.
- Aguas potencialmente contaminadas con aceite o hidrocarburo.
- Aguas residuales sanitarias.

Aguas de pluviales limpias: Se requerirá de la construcción de obras de drenaje pluvial, las cuales incluyen cunetas, diques de recolección, diques de descarga y zanjas, con el objetivo de drenar las aguas pluviales limpias hacia el mar o bien a terreno natural dentro del mismo polígono, manteniendo el patrón y la descarga global del drenaje similares a las condiciones de pre- construcción.

Cuando existan que desniveles en el terreno que atraviesen las zonas de descarga, el agua pluvial será dirigida hacia el perímetro del área. En los cruces de carretera y/o líneas de drenaje se construirán alcantarillas para que el agua pluvial viaje por gravedad y así acortar las distancias.

Aguas potencialmente contaminadas con aceite: Mediante cunetas que se colocarán en los caminos de acceso y circulación dirigirán el agua pluvial a las áreas de descargas que se ubicará en el límite Sur del predio, la cual pasará por una alcantarilla y trampa de grasas; esta tendrá un dique de recolección con una compuerta deslizable, una línea de descarga y el dique de descarga, para realizar la descarga de agua pluvial al mar y la colecta y disposición final de los aceites mediante terceros acreditados, ver la siguiente figura del esquema general.

Aguas residuales sanitarias. El manejo de las aguas residuales sanitarias y se servicios como cocineta, lavabos, regaderas u otros, se realizará mediante la colocación de líneas y registros independientes de otros sistemas de drenaje y estos serán conducidos a un biodigestor impermeable para su posterior disposición, ya sea la red de drenaje municipal o bien a un tanque enterrado impermeable tipo Rotoplas para su posterior disposición mediante una empresa debidamente autorizada y certificada para llevar a cabo esta actividad.

Durante la etapa de construcción se instalarán sanitarios portátiles paras que los trabajadores puedan hacer uso de ellos, el número de sanitarios está en función del número de trabajadores, considerando 1 por cada 10 trabajadores.

Para el servicio sanitario de las oficinas móviles tipo remolque que se instalarán temporalmente durante la etapa de construcción, se emplearán tanques sépticos cerrados impermeables tipo Rotoplas, los cuales no permiten infiltraciones al suelo. Durante esta etapa, la limpieza y recolección de los residuos de los tanques, se llevará a cabo a través de una empresa debidamente autorizada.

Agua Potable. El agua potable requerida durante la etapa de Preparación del sitio y Construcción será proporcionada por empresas proveedoras de fuentes autorizadas en la región. El traslado de agua potable al Área del Proyecto se realizará utilizando carrotanques y el almacenamiento será mediante tanques aéreos temporales. Se dará preferencia al uso de agua tratada durante esta etapa.

El agua para la construcción incluye el agua necesaria para la nivelación del Área del Proyecto, control de polvo, preparación de concreto, pruebas hidrostáticas de tuberías y tanques, así como, mano de obra. En la siguiente Tabla V.14 se muestra el cálculo de agua requerida para las etapas de Preparación del sitio y Construcción del Proyecto.

Tabla V.14 Requerimiento de agua durante las etapas de Preparación del sitio y Construcción

Actividad	Cantidad de agua (m^3)
Nivelación del Área del Proyecto	176,138
Control de polvo	58,500
Concreto	12,816
Pruebas hidrostáticas de tubería y equipos	18,000
Personal	95,100
Total	**360,554**

Para ninguna de las etapas que contempla el desarrollo del Proyecto está considerado solicitar autorización para obtener agua de pozo o de alguna otra fuente de agua superficial o subterránea.

Energía eléctrica y combustibles. El suministro de energía eléctrica durante las etapas de Preparación del sitio y Construcción será principalmente de dos fuentes:

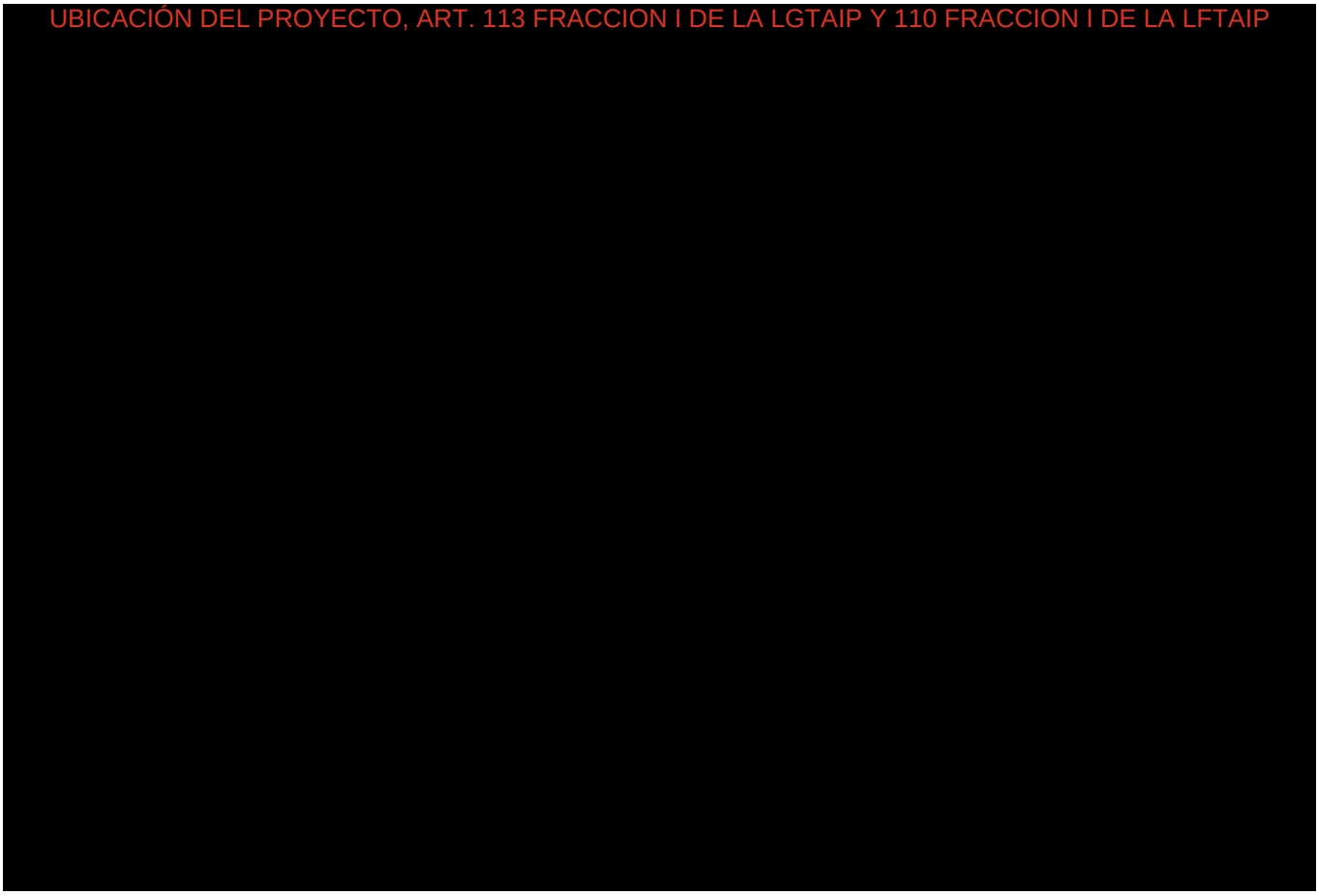
- Generadores portátiles a base de diésel.
- Interconexión a una línea de CFE de media tensión.

Durante la etapa de Construcción en las instalaciones donde se requerirá mayor consumo de energía eléctrica será en el área de operación de la máquina de soldar y la climatización de espacios temporales. El punto máximo de demanda será aproximadamente de 23 MW, esta demanda ocurrirá durante el máximo de personal y durante los meses de verano.

El punto máximo de consumo de combustible será durante la etapa de Construcción del Proyecto. En esta etapa se incluye el combustible requerido para generar toda la energía con los generadores diésel temporales, el combustible para maquinaria y equipos, así como el combustible para el transporte de personal.

En la etapa de Preparación del sitio, así como Construcción el suministro de combustible principalmente diésel será a través de prestadores de servicios, proveniente principalmente de la población de Topolobampo.

En la etapa de Operación y mantenimiento de las Instalaciones Auxiliares en Tierra, se prevé mantener y abastecerse de energía eléctrica únicamente de la interconexión de la línea de CFE de media tensión para el funcionamiento del edificio administrativo, teniendo equipos de respaldo de emergencia a base de diésel en caso de cortes de energía eléctrica por CFE.



Pruebas hidrostáticas. Para las pruebas hidrostáticas se utilizará el volumen de agua de aproximadamente 18,000 m^3 preferentemente de agua dulce tratada o bien, potable en última instancia por lo que el agua será adquirida a través de proveedores. El contratista asignado para realizar las pruebas deberá elaborar un programa de pruebas hidrostáticas detallado, dicho programa deberá definir los límites de las secciones de prueba, la ubicación de puntos altos y bajos de las secciones, las presiones de prueba, así como, las ubicaciones propuestas para el aprovechamiento y descarga del agua utilizada.

Para la prueba hidrostática se necesitará llenar uno de los equipos o líneas sometidos a prueba y, considerando costo y disponibilidad de agua en el Área del Proyecto se realizará la prueba hidrostática siguiendo una secuencia de equipos, líneas o tanques para poder reutilizar el agua y con ello reducir el consumo.

Solo en caso de que el agua no provenga de los sistemas de abastecimiento de las poblaciones, será necesario realizar pruebas de laboratorio y de calidad inicial del agua a fin de determinar si existe la posibilidad de contaminación en los equipos o líneas previo a las pruebas y dañar su integridad. Se obtendrán los permisos necesarios de captación y descargas de agua, por parte de la autoridad competente cuando sea necesario.

Una vez concluido el llenado de la última sección de la prueba hidrostática, se realizará un muestreo del agua que sale de la tubería de cada sección, con ésta se determinará si se autoriza la descarga.

Las aguas residuales se dispondrán a través de un tercero autorizado que cuente con autorización para la disposición final.

V.1.1.8 Sistema contra incendios

El sistema contra incendios es evitar la pérdida de vidas humanas, las lesiones al personal y los daños al medio ambiente. Además del sistema de paro de emergencia, el sistema de detección de incendios y gases y los sistemas pasivos de protección contra incendios, se utilizarán sistemas activos de protección contra incendios para reducir el riesgo para el personal derivado de incidentes de incendio al nivel "Tan bajo como sea razonable" en la práctica (ALARP). Un objetivo secundario es proporcionar protección al activo.

Estos objetivos se alcanzarán mediante una o varias de las siguientes medidas:

- Prevención de la escalada del incendio inicial.
- Prevención de daños en equipos y sistemas críticos para la seguridad.
- Extinción de incendios.
- Ayudar al personal a escapar a un lugar de refugio temporal (TR).
- Proporcionar un período de tiempo prolongado para que el personal se reúna y posteriormente evacue a un lugar seguro.
- Limitación de las sobrepresiones de explosión.

En general, deberán cumplirse los requisitos de las normas de clase pertinentes para el diseño de la protección activa contra incendios.

Los sistemas activos de extinción de incendios se diseñarán con capacidad para suministrar la presión y el caudal necesarios para la mayor zona de incendio creíble. En el diseño se tendrá cuidado de considerar cualquier riesgo potencial de escalada de un área de incendio a otras áreas, o de liberación no intencionada en áreas adyacentes, cuando sea creíble. Si una sección del sistema AFP se ve afectada debido a un incidente en cualquiera de las cubiertas o zonas de incendio, las partes restantes se diseñarán para ser plenamente funcionales tras el aislamiento de la sección afectada.

Las zonas protegidas por sistemas de agua contra incendios dispondrán de desagües dimensionados para alojar las fugas del proceso añadidas a los caudales de agua contra incendios previstos y eliminarlas de forma segura y aceptable para el medio ambiente.

Deberán tomarse consideraciones especiales en relación con las partes del sistema de proceso que manipulan gases licuados. No debe utilizarse agua para extinguir incendios de GNL, ya que aumenta la velocidad de vaporización y, por tanto, la velocidad de combustión. Sin embargo, se debe utilizar agua pulverizada o nebulizada para proteger al personal y enfriar las zonas adyacentes al incendio. Las cualidades que hacen que el agua sea inadecuada para la extinción de incendios de GNL la convierten en un medio ideal para rociar los vertidos de GNL con el fin de aumentar la velocidad de evaporación y evitar su reignición, siempre que el GNL no esté ardiendo realmente. El análisis de incendios pondrá de manifiesto la necesidad de un medio de extinción especial (por ejemplo, espuma, polvo químico seco) en las partes del proceso en las que haya gases licuados. Los siguientes Sistemas Activos de Protección contra Incendios deben ser provistos, diseñados y construidos de acuerdo con las Reglas de clase:

- Sistema de detección de incendios y gases.
- Filosofía del esquema de detección incendios y gases).
- Sistema de soplado y despresurización de las partes superiores.
- Detección de frío (fuga criogénica).
- Sistema de espuma de alta expansión para el tanque de recolección de vertidos de GNL.
- Sistema principal contra incendios (bomba de agua contra incendios / bomba de emergencia contra incendios).
- Sistema de extinción por polvo seco (parte superior).
- Sistema de CO_2 (sala de máquinas, sala de depuradoras, salas eléctricas, recinto de turbinas de gas).
- Sistema de agua nebulizada (Sala de máquinas).
- Sistema de rociado de agua (partes superiores).

La Unidad FLNG se dividirá en zonas de incendio de manera que se minimice la demanda máxima de agua contra incendios en todos los escenarios en los que, tras un incendio confirmado en una zona de incendio, se active el sistema de extinción de incendios para esa zona en particular y las zonas de incendio adyacentes para evitar cualquier escalada del fuego.

Los sistemas de extinción de incendios se proporcionarán de acuerdo con los requisitos de la Clase y los reglamentos.

Tabla V.15 Sistemas de extinción de incendios

Tipo de extinción de incendios	Área y equipamiento
Diluvio de agua de fuego	- Recipiente a presión de proceso - Estación de descarga
PFP (protección pasiva contra incendios)	- Domos de tanques de carga - Miembros de la estructura principal de la parte superior
Cortina de espuma	- Tanque de caza criogénico
Bloques de espuma o equivalentes	- Tanque de caza criogénico
Sistema de CO_2 o equivalente	- Sala de máquinas - Carcasa GT superior - Tienda de pintura
Hidrante de agua contra incendios	- Edificio de oficinas - Generador de emergencia - Sala de máquinas - Plataforma de gas de alimentación
Extintores portátiles	- Edificio de oficinas - Sala de instrumentos y electricidad - Sala de máquinas - Cubierta superior - Estación de descarga
Cortina de agua	- Estación de descarga y desagüe criogénico por la borda para protección estructural

V.1.1.8.1 Sistemas contra incendios

El sistema contraincendios cubrirá tanto la demanda de agua de la cubierta como la del casco de acuerdo con los requisitos de la clase (Anexo Técnico ANX-TEC-03 Plan preliminar de seguridad y control de incendios).

V.1.1.8.1.1 Bombas contraincendios

El agua contra incendios se suministrará preferentemente mediante un mínimo de 4 bombas accionadas por diésel al 50% situadas dentro del casco del buque. El contratista del casco decidirá la configuración final de las bombas en función de la demanda de agua contra incendios. El sistema seleccionado para las bombas deberá garantizar una alta disponibilidad y fiabilidad adecuadas. Las bombas estarán situadas en recintos específicos de forma que tengan la mayor probabilidad posible de suministrar agua contraincendios tras un accidente, sin someter a los operarios a riesgos indebidos durante el mantenimiento y las pruebas.

V.1.1.8.1.2 Tubería anular.

Las bombas de agua contra incendios descargarán en una tubería principal anular que abastecerá a todos los hidrantes, monitores, carretes porta mangueras y sistemas de rociado de agua. En la medida de lo posible, el anillo principal se tenderá de forma que quede protegido de los accidentes, por ejemplo, tendiéndolo a lo largo de elementos estructurales importantes. Las válvulas de bloqueo se situarán de forma que aíslen secciones de la tubería principal para permitir el mantenimiento sin afectar al resto de usuarios individuales de la instalación.

El colector principal del agua contraincendios también se diseñará de forma que mantenga su integridad tras la pérdida de un ramal o bucle por deterioro mediante válvulas de aislamiento adecuadas.

El mantenimiento de la presión en el anillo principal se realizará mediante bombas jockey de agua contraincendios situadas dentro del casco, cuya capacidad permitirá utilizar una manguera contra incendios (TBA) conectada a una boca de incendios para la limpieza, sin necesidad de poner en marcha las bombas principales de agua contraincendios.

V.1.1.8.1.3 Válvulas de diluvio

Los conjuntos de patines de diluvio se situarán en zonas seguras y protegidas externas a la zona de incendio que se esté protegiendo. También se situarán junto a las vías de evacuación o de acceso principales.

Las válvulas de diluvio de los módulos de la parte superior se montarán normalmente en la cubierta del buque. La liberación normal de los patines de diluvio se realizará a través del sistema contra incendios y gases, tanto local como remotamente.

Cada patín de válvula de diluvio debe incluir dos entradas de agua contra incendios, cada una procedente de una sección separada del colector principal, de forma que se pueda mantener el suministro de agua contraincendios en caso de que se aísle alguna sección del colector principal. Cada suministro se dimensionará para condiciones de demanda plena.

Las válvulas de aislamiento de accionamiento manual estarán situadas aguas arriba y aguas abajo de la válvula de diluvio e inmediatamente adyacentes a ella. Las válvulas deberán estar selladas en posición abierta.

V.1.1.8.1.4 Flujo de agua

Las necesidades de agua contra incendios de diseño se determinarán a partir de los índices de cobertura de los equipos, como se indica que serán como mínimo los siguientes:

- Recipientes: 10 l/min/m^2.
- Incendios de charco de líquidos inflamables: 10 l/min/m^2.
- Bombas: 10 l/min/m^2.
- Compresores: 10 l/min/m^2.
- Monitores: 1,800 l/min.
- Hidrantes: 435 l/min.
- Carrete de manguera de gran capacidad:180 l/min.
- Carrete de mangueras interno: 95 l/min.

V.1.1.8.1.5 Sistema de espuma

En las zonas en las que puedan preverse incendios de charco de líquidos, se dispondrá de instalaciones manuales o fijas para la aplicación de espuma del tipo adecuado. En las zonas de tratamiento y almacenamiento de gases licuados, la eficacia y necesidad de un sistema de espuma se determinará en el análisis de incendios que se realizará en una fase posterior.

El sistema de espuma debe tener capacidad para aplicar espuma sobre la zona protegida durante no menos de 15 minutos.

Los sistemas de espuma se considerarán para la extinción de:

- Incendios de charco de hidrocarburos ligeros.
- Fugas de almacenamiento y manipulación de metanol retenidas en zonas cubiertas.
- Almacenamiento y manipulación de productos químicos, si la composición lo exige.

En general, se utilizará AFFF. No obstante, la espuma resistente al alcohol deberá especificarse para su uso en incendios provocados por disolventes polares (metanol, etanol, acetona). Dada la separación entre las zonas de demanda de espuma, los tanques de espuma estarán localizados en los hidrantes y en el patín de la válvula de diluvio.

V.1.1.8.1.6 Diluvio

Cada módulo/zona de proceso estará equipado con tuberías de diluvio seco alimentadas desde un patín de válvula de diluvio conectado a la tubería principal del anillo contra incendios. Las boquillas serán predominantemente boquillas de atomizadora (AT), aunque pueden utilizarse boquillas tipo MT para la protección de objetos cuando la presión del agua de incendio sea baja.

El cálculo de la demanda de agua contra incendios para una zona de incendio se basará en las normas de clase pertinentes. Cobertura de área especificada de 10 l/min/m² en áreas de procesamiento. Además, la protección de tuberías y recipientes a presión expuestos será de 10 l/min/m².

La práctica adoptada en este proyecto será proporcionar una cobertura general de la cubierta de 10 l/min/m² en todos los niveles de los módulos de procesamiento que contengan hidrocarburos, así como la protección de los objetos de los equipos de procesamiento que contengan hidrocarburos.

Se proporcionará diluvio a las siguientes zonas y equipos, como mínimo:

- Recipientes a presión para procesos.
- Estación de descarga.

V.1.1.8.1.7 Sistema de agua nebulizada

Los sistemas de agua nebulizada se definen como sistemas basados en agua en los que al menos el 90 % en volumen del agua se distribuye en gotas de menos de 1000 micras, y el sistema se diseñará de acuerdo con el código NFPA 750 "Sistemas de extinción de incendios por agua nebulizada".

El sistema de agua nebulizada utilizará agua potable como agente primario con nitrógeno almacenado en cilindros como propulsor.

Los sistemas de extinción de incendios por agua nebulizada se considerarán para los espacios de máquinas en los que el diluvio de agua no sea apropiado, por ejemplo, debido a posibles daños o inundaciones por agua, o como alternativa a los sistemas de inundación por gas inerte cuando sea aceptable un sistema "húmedo".

Los sistemas de agua nebulizada deberán cumplir los siguientes requisitos:

- En cada entrada a las zonas protegidas se instalarán dispositivos de desbloqueo manual de fácil acceso.
- Se pararán los ventiladores y se cerrarán las compuertas cortafuegos de las zonas protegidas antes de activar el sistema de agua nebulizada.
- El armario de agua nebulizada estará situado fuera de la sala protegida.
- Se utilizarán materiales compatibles en todo el sistema.

V.1.1.8.1.8 Monitores de agua contra incendios (fijos), carretes porta mangueras e hidrantes

Los monitores de agua contraincendios, las bocas de incendios y los carretes porta mangueras se situarán en lugares donde los operarios puedan realizar la extinción manual de los incendios de las Clases A y B de forma segura y donde no haya posibilidad de que el agua dañe los equipos/sistemas.

V.1.1.8.1.9 Monitores de agua contra incendios

Los monitores oscilantes pueden considerarse para la extinción de incendios en zonas en las que exista una línea de visión clara hacia el posible lugar del incendio. Se aplicarán los siguientes requisitos a los monitores de agua contra incendios:

Estos monitores tienen una capacidad mínima de 100 m^3/h a una presión de descarga de 3.5 barg. Tendrán una disposición fija que permita, mediante un simple agarre con la mano, dispersar el chorro de agua. La ubicación de los monitores de agua será en lugares de fácil acceso y no en el mismo lado de la zona que cubrirán. Los monitores se fabricarán para un manejo fácil y rápido. Las zonas protegidas únicamente por monitores de agua deberán tener monitores bloqueados en posición fija que cubran adecuadamente la zona protegida.

V.1.1.8.1.10 Carretes de manguera y bocas de riego

Para la extinción general de incendios menores, se utilizarán mangueras conectadas a hidrantes. En las zonas donde se requiere la aplicación de espuma, la solución preferible son los enrolladores de manguera de doble agente. Los monitores, hidrantes y carretes de manguera pueden reforzarse con inducción de espuma procedente de contenedores de espuma fijos o portátiles.

Las zonas consideradas para protección son las siguientes:

- Zonas de alojamiento (enrolladores de manguera).
- Cubierta meteorológica (monitores e hidrantes).
- Áreas de proceso (hidrantes).
- Zonas de servicios (hidrantes).

Estos medios de extinción manual de incendios se dispondrán en las entradas de cada módulo en los niveles de proceso y entresuelo, y a lo largo de las vías de evacuación. La norma NFPA 14 debe utilizarse como guía.

Deberá ser posible alcanzar cualquier zona en la que pueda producirse un incendio en la instalación con al menos dos chorros de agua, que no emanen de la misma boca de incendios, uno de los cuales deberá proceder de una manguera contraincendios de una sola longitud. Debe haber una manguera para cada boca de riego.

En los espacios de alojamiento se tendrán en cuenta los carretes de manguera (convencionales montados en superficie o empotrados).

Las bocas de incendios estarán situadas en lugares estratégicos para permitir la lucha/extinción de incendios en zonas sin sistemas fijos de agua contra incendios, así como el control de incendios en la fase final en las zonas de producción.

V.1.1.8.1.11 Helipuerto

El helipuerto estará provisto de al menos tres monitores de espuma y rociadores de agua. Este último se utilizará para eliminar los restos de espuma tras la prueba del sistema.

V.1.1.8.1.12 Extintores portátiles

El objetivo de este sistema es proporcionar medidas adecuadas para el combate contra incendios local tanto con unidades autónomas fijas como portátiles. Los extintores deberán ser autónomos y operativos en todas las situaciones definidas. Se considerarán los siguientes tipos estándares de extintores portátiles (Anexo Técnico ANX-TEC-03 Plan preliminar de seguridad y control de incendios):

- Extintores de polvo seco (capacidad mínima 12 kg).
- Extintores de CO_2 (capacidad mínima de 5 kg).
- Extintores de espuma y agua nebulizada.

Requisitos especiales para las áreas de GNL.

De acuerdo con DNV-OS-D301 (estándar costa fuera) se instalará un sistema de rociado de agua para refrigeración, prevención de incendios y protección del personal que cubra las siguientes partes de una unidad que produzca y tanques de guarda temporal:

- Cúpulas de los tanques de guarda temporal de GNL. y partes expuestas de dichos equipos.
- Los tanques de guarda temporal de almacenamiento en cubierta expuestos para productos inflamables o tóxicos.
- Los colectores de carga y descarga de líquidos y vapores de GNL y la superficie de sus válvulas de control, así como cualquier otra superficie en la que estén situadas válvulas de control esenciales, y que deberá ser al menos igual a la superficie de las bandejas de goteo previstas.
- Límites de las superestructuras, casetas normalmente tripuladas, salas de compresores de GNL, salas de bombas de GNL, almacenes que contengan artículos de alto riesgo de incendio y salas de control orientadas hacia la zona de los tanques de guarda temporal de GNL.
- Planta de pretratamiento y licuefacción de gas.
- Conexiones para elevadores y zonas de torretas (según proceda).

El sistema deberá ser capaz de cubrir todas las zonas mencionadas anteriormente con una pulverización de agua uniformemente distribuida de al menos 10 l/minuto/m^2 para superficies horizontales proyectadas y 4 l/minuto/m^2 para superficies verticales.

El análisis de incendios y explosiones proporcionará los posibles requisitos para disponer de un sistema de extinción de incendios mediante polvo químico seco con el fin de luchar contra el fuego en la zona de los tanques de guarda temporal de GNL, la zona de proceso de GNL y la zona de transferencia de GNL.

Cortina de agua para la estación de descarga y cualquier drenaje criogénico por la borda (para protección estructural).

V.1.1.9 Diseño de tuberías

Cada brida es una fuente potencial de fugas y el diseño debe esforzarse por reducir al mínimo las roturas de bridas.

El uso de tuberías totalmente soldadas es, con mucho, la mejor manera de reducir las fuentes de fugas y debe optimizarse en el diseño de todos los servicios de líquidos a baja temperatura. Las válvulas soldadas a tope deben utilizarse siempre que sea posible en todas las líneas principales y derivaciones sometidas a esfuerzos. Los carretes de ruptura y los carretes desmontables solo se deben utilizar cuando sea absolutamente necesario. Siempre que sea posible, se utilizarán soldaduras de campo en lugar de bridas en las conexiones para enganchar los carretes.

Las bridas deben limitarse colocando palas, separadores y persianas de gafas en las roturas de brida ya existentes. Las válvulas configuradas en serie deben atornillarse brida con brida siempre que sea posible.

Los vástagos de las válvulas no se colocarán en ángulo descendente debido a posibles fugas. La orientación debe ser de vertical a horizontal.

El montaje vertical de las conexiones bridadas (cuando la conexión bridada sea necesaria) se evitará en la medida de lo posible cuando se requiera aislamiento. Esto para facilitar el uso de la protección contra salpicaduras de brida con recolección de fugas. Los protectores contra salpicaduras de las bridas no recogen ni drenan el líquido correctamente cuando se instalan verticalmente.

En los casos en que la soldadura no sea posible en la práctica, podrían utilizarse opcionalmente otras soluciones con una integridad documentada similar, por ejemplo, soluciones de brida compacta.

V.1.1.9.1 Selección de materiales

El material para tuberías, válvulas, accesorios y sujetadores debe estar de acuerdo con la filosofía de selección de materiales, las especificaciones de tuberías y válvulas y los P&ID.

En general, las tuberías de proceso para la parte superior se ubicarán dentro de los módulos o en el bastidor de tuberías central sobre la plataforma de proceso. Las tuberías también se pueden enrutar directamente entre dos módulos si se considera práctico y si las tuberías se enrutan de tal manera que las contracciones y extensiones resultantes de la flexión de la viga del casco se puedan acomodar dentro de la flexibilidad de la tubería. No hay tuberías de proceso que se enruten debajo de la estructura principal de los módulos. Las tuberías de servicios públicos, como las tuberías de agua de mar, y los sistemas de tuberías secundarias, como el drenaje y el diluvio, se pueden enrutar debajo de los módulos. La tubería de agua de mar que se enrutará en la cubierta principal en la medida de lo posible y luego directamente hacia los módulos. Las tuberías de medio refrigerante que se enrutarán en el estante de tuberías debajo de la pasarela o en la cubierta principal.

Asegúrese de que no haya tuberías enrutadas en la parte superior de las bandejas de cables.

Todos los sistemas de tuberías se diseñarán de acuerdo con las buenas prácticas de ingeniería de tuberías. En la medida de lo posible, se evitarán los puntos bajos y las bolsas en las tuberías y se proporcionarán puntos de drenaje. Los puntos altos deben estar provistos de respiraderos según corresponda, con válvulas accesibles y cegamiento con tapón de purga roscado.

No hay tapones de purga roscados para ser utilizados en sistemas de hidrocarburos y de alta presión.

En caso de que se deban enrutar tuberías más grandes debajo de la cubierta de proceso, esto se aclarará y coordinará con el contratista del casco. Se deben seguir los requisitos de enrutamiento de tuberías marcados en el diseño de tubería e instrumentación.

Enrutamiento de la tubería de proceso principal. Siempre que sea posible, las tuberías de proceso principales se enrutarán para brindar suficiente flexibilidad sin la necesidad de bucles de expansión especiales.

En el caso de los sistemas criogénicos, se tendrá en cuenta que el espesor del aislamiento en frío y el tamaño de los soportes criogénicos pueden ser significativos. El aislamiento criogénico de las tuberías debe preverse con orificios de inspección para mediciones ultrasónicas del espesor.

La expansión/contracción de las tuberías de baja temperatura y en las tuberías de vapor puede ser significativa. Esto requerirá espacio adicional entre las tuberías en el estante de tuberías, para que las tuberías puedan moverse libremente. Esta distancia puede ser significativa para tuberías grandes y debe identificarse con anticipación para que se incluya un ancho de bastidor de tuberías suficiente. Para evitar colisiones con los elementos circundantes, la expansión/contracción conocida en la tubería debe incluirse en el modelo 3D como volumen reservado.

Todas las tuberías debajo de las cubiertas y en los bastidores de tuberías deben organizarse preferiblemente de tal manera que las tuberías en la dirección de longitud de la Unidad FLNG tengan una elevación y las tuberías transversales estén en una elevación diferente.

V.1.1.9.2 Tuberías de equipos

La tubería que conduce a la entrada del equipo se enrutará de manera que proporcione recorridos rectos consistentes y una identificación estable para garantizar el régimen de flujo requerido según los requisitos del proceso del equipo.

Las tuberías deben estar soportadas independientemente de las bridas de las boquillas del equipo y deben diseñarse de manera que las fuerzas o momentos debidos a la expansión térmica, las cargas muertas, el apriete de los pernos de las bridas, entre otros, no excedan las cargas permitidas en el equipo según la Especificación para Cargas de Boquillas de Equipos y según lo acordado con el proveedor del equipo.

Las estructuras y plataformas de soporte de tuberías deben diseñarse para acomodar el acceso para las actividades de operación y mantenimiento.

Todas las conexiones de brida deben estar en el estándar ANSI. Si las bridas del equipo se desvían de los tamaños estándar representados en las clases de tuberías, las bridas de tubería correspondientes, incluidos los pernos y las juntas (y los repuestos), se pedirán con el equipo.

V.1.1.9.3 Tubería de conexión de la bomba

No se permite el resorte en frío de las tuberías para conectarlas a equipos rotativos. Las líneas de succión deben diseñarse de manera que no haya bolsas donde puedan acumularse fluidos.

Las tuberías conectadas a las bombas deben estar diseñadas y soportadas de manera que el equipo pueda desmontarse o retirarse (por ejemplo, quitar el impulsor de la bomba) sin agregar soportes temporales ni desmantelar válvulas y tuberías que no sean piezas de carrete o reductores adyacentes a las conexiones del equipo. A elección y con fines de mantenimiento, se proporcionarán carretes extraíbles en la brida de succión y descarga.

Las válvulas en las líneas de succión deben estar ubicadas en tuberías horizontales, siempre que sea posible.

Las tuberías de succión deben ser lo más cortas y directas posible para evitar puntos altos donde puedan acumularse bolsas de gas o aire. Se utilizarán reductores excéntricos (planos superiores) para la tubería horizontal, la longitud de la tubería recta desde el último codo hasta la boquilla de succión debe ser suficiente para garantizar una turbulencia mínima en la boquilla de succión de la bomba.

Las tuberías de la bomba recíproca mal diseñadas pueden provocar vibraciones severas debido a las pulsaciones de flujo.

El diseño de las tuberías debe ser lo más simple posible, con líneas de succión y descarga lo más rectas posible entre las bombas y los cabezales. Las tuberías deben colocarse lo más cerca posible de la cubierta. Cuando se ha establecido el enrutamiento básico de la tubería, es posible que se requiera un análisis de pulsaciones digital durante el diseño detallado para identificar cualquier área problemática potencial y definir las modificaciones necesarias.

- Los ramales de tuberías de pequeño diámetro y las conexiones de los instrumentos pueden requerir arriostramiento debido a las vibraciones inducidas por la máquina.
- Siempre que sea posible, ubique las conexiones de sucursal cerca del soporte. Mantenga los desagües y talones cortos similares a una longitud mínima.
- Se deben instalar filtros temporales entre la válvula de bloqueo y la boquilla de entrada en las líneas de succión.

La tubería de la bomba recíproca no debe apoyarse en la estructura de acero del recinto, las plataformas de operación o directamente en la placa base de la bomba. Los soportes de las tuberías deben estar provistos de estructuras de soporte independientes para evitar la transmisión de vibraciones.

V.1.1.9.4 Tubería conectada al intercambiador de calor

Los intercambiadores de carcasa y tubos pueden orientarse en horizontal o vertical según su función, siendo la ubicación más común la horizontal. Pueden estar apilados en una formación de pareja cercana,

generalmente denominada banco. Cualquiera que sea la disposición, la característica más importante de la tubería de conexión es que debe diseñarse de tal manera que no se perjudique la extracción del extremo del canal. Para lograr esto, se proporcionan carretes extraíbles en las boquillas del canal con bridas de rotura ubicadas lejos del canal a la brida de la carcasa, lo que proporciona un acceso claro a los pernos de la brida durante el mantenimiento.

Las tuberías de ida y vuelta a los intercambiadores deberán tener necesariamente en cuenta las variaciones de temperatura y diseñarse de forma flexible, teniendo debidamente en cuenta los extremos fijos y deslizantes del equipo. La flexibilidad de las tuberías ayuda a retirar e insertar las persianas deslizantes de aislamiento en las boquillas de la carcasa cuando se va a realizar el mantenimiento del paquete.

V.1.1.10 Buques de GNL y torres

La orientación de la boquilla debe establecerse con respecto a los requisitos del proceso, el mantenimiento y los requisitos operativos adyacentes, y las restricciones de fabricación de los recipientes, incluyendo:

- Las líneas se apoyarán en el nivel más cercano a la tobera del recipiente y se guiarán en consecuencia. En caso de que la carga de la tubería sea demasiado grande para un solo soporte sólido adyacente a la boquilla, se colocarán unidades de resorte de carga constante en el tramo vertical para distribuir la carga.
- Los recipientes que contengan productos inflamables apoyados en un faldón deberán tener extendidas todas las conexiones de la cabeza inferior, de modo que no haya juntas bridadas ni válvulas contenidas en el faldón. Cuando esto no sea posible, deberá considerarse un medio alternativo de apoyo del recipiente, es decir, patas de acero, soportes o un faldón cónico corto situado en la carcasa del buque para facilitar el apoyo de una estructura.
- Se tendrán debidamente en cuenta las limitaciones de carga de las toberas de los recipientes al realizar cálculos de tensión para las tuberías asociadas.
- El acceso a los buques de GNL independientes por medio de andamios independientes deberá ser adecuado para la instalación y extracción de los componentes internos de los buques de GNL.

El casco de una unidad FLNG es una estructura sofisticada y robusta diseñada para soportar las complejas operaciones de producción, tanques de guarda temporal y descarga de GNL desde una posición en el mar. Su diseño integra soluciones de ingeniería avanzadas para garantizar la seguridad, la estabilidad y la eficiencia en entornos marinos hostiles. El casco de la Unidad FLNG contendrá los sistemas siguientes:

V.1.1.11 Compresión y acondicionamiento de gas de ebullición

Durante el tránsito y/o el llenado inicial de los tanques de guarda temporal de GNL, el exceso de vapor será recomprimido por un compresor de gas de ebullición y utilizado como gas combustible para la generación de energía, eventualmente también se dirigirá al oxidador térmico o al sistema de quemadores.

V.1.1.12 Sistema de carga/descarga

Las bombas de carga de GNL se utilizarán para bombear desde los tanques de guarda temporal de GNL hasta el cabezal de descarga o para transferir la carga de GNL de un tanque a otro.

Cada tanque de carga estará equipado con dos bombas de GNL retráctiles sumergidas (2*50%) con tuberías de descarga, válvulas y líneas de flujo asociadas. Las bombas de carga deberán estar dimensionadas para descargar un paquete de 170.00 m^3 en un plazo mínimo de 17 horas. Teniendo en cuenta que cuatro de los cinco tanques están operativos, se requieren ocho bombas para el flujo de descarga completo, cada bomba de carga tendrá una capacidad mínima de 1,250 m^3/h.

La descarga de GNL se realizará en paralelo utilizando mangueras aéreas de un proveedor de tecnología de renombre con una tasa de descarga mínima de un máximo de 10,000 m^3/h. Las bombas de GNL se dimensionarán de manera que permitan la descarga al buque de GNL para los 10,000 m^3/h en las condiciones de temperatura, densidad y viscosidad más onerosas o, alternativamente, CH_4 puro.

V.1.1.13 Sistema de agua de lastre

La Unidad FLNG estará equipada con un sistema abierto de agua de lastre para compensar las variaciones de peso muerto y mantener el calado, el trimado y la escora adecuados en todas las condiciones de funcionamiento y mantenimiento. Este se suministrará de conformidad con los requisitos de la Sociedad de Clasificación.

El agua de lastre se tomará en un punto del fondo de la Unidad FLNG y se descargará directamente por la borda durante las operaciones de lastre y deslastrado. Las velocidades de entrada del punto del fondo de la Unidad FLNG se reducirán al mínimo para evitar la succión de elementos marinos en el sistema de la Unidad FLNG. Las provisiones se contabilizarán para la inspección subacuática mientras el sistema esté en funcionamiento.

Debido a que la Unidad FLNG estará atracada permanentemente y el agua para lastrar será la misma del punto que se suministra, no será necesario instalar ningún sistema de tratamiento.

V.1.1.14 Sistema de agua de abastecimiento

El agua está destinada a ser abastecida desde una embarcación de suministro. El agua de abastecimiento se almacenará a bordo de la Unidad FLNG en tanques. Para producir agua potable se instalarán instalaciones de mineralización, endurecimiento y desinfección aguas abajo de los evaporadores. Una corriente lateral de agua dulce pasará a través de un filtro de carbón activo y esterilizadores UV para producir agua potable. El suministro de agua potable embotellada desde la costa se utilizará para el consumo humano.

V.1.1.15 Sistema de sentina

El sistema de manipulación de sentinas se suministrará de conformidad con los requisitos de la Sociedad de Clasificación. Los drenajes limpios, como el agua pluvial, el diluvio de agua de incendio, entre otros, se descargarán por la borda. El sistema de drenaje de agua con algún contaminante de las brazolas de la cubierta principal (por ejemplo, la zona del compresor, la estación del búnker, los conductos de tuberías, los pasillos laterales, los espacios de máquinas delanteros y posteriores) y con trazas de aceite en la cubierta principal se conducirán al tanque de aguas residuales (aceitosas) de babor para su disposición mediante terceros acreditados.

V.1.1.16 Sistema de aceite combustible

El sistema de aceite combustible es para la operación de los motores del generador principal durante el arranque, las bombas de agua contra incendios, el bote de rescate rápido y el motor del generador de emergencia será de acuerdo con las normas del fabricante pertinentes, se dispondrá en la Unidad FLNG mediante sistemas de llenado, transferencia, purificación, servicio y su drenaje. Se utilizará para lo siguiente:

- Motores del generador principal durante el arranque.
- Bombas de agua contra incendios.
- Motor generador de emergencia.
- Grúa de pedestal.

V.1.1.17 Aire comprimido

El sistema de aire comprimido suministrará el aire de instrumentos y aire de servicio para diferentes equipos. Dispondrá de un compresor de aire, un secador y un receptor para los motores del generador principal, para el motor del generador de emergencia y para el suministro de aire de instrumentos.

V.1.1.18 Gas inerte

Se instalará un sistema de generación de gas inerte (nitrógeno) (IGG) para las siguientes operaciones:

- Inertización y purga de tanques de guarda temporal de GNL, antes de la aireación antes de la inspección/entrada del tanque, y antes de la gasificación después de la inspección/entrada del tanque.
- Aireación de los tanques de guarda temporal de GNL, antes de la inspección/entrada de dicho tanque: en este modo de operación, los ventiladores de gas inerte deben evitar el IGG para desplazar el gas inerte con el aire ambiente.
- Secado de los tanques de guarda temporal de GNL antes de la inertización de los tanques con aire seco.
- Inertización y purga de condensados, tanques de lodos, entre otros.
- Liberación de gas de condensados, tanques de lodos, entre otros.
- Inertización de respaldo de los tanques de condensado, si la hubiera.

V.1.1.19 Nitrógeno de alta y media pureza

El nitrógeno de alta pureza (99.9%) será generado por una unidad de tipo con tecnología PSA (tamiz molecular de carbón), incluido el compresor de refuerzo y el secador, para suministrar nitrógeno como componente en la composición de refrigerante.

El generador de nitrógeno de pureza media tipo membrana proporcionará nitrógeno de menor pureza y mayor caudal a los usuarios restantes a bordo de la Unidad FLNG donde sea requerido.

V.1.1.20 Sistema de alcantarillado

Se dispondrá un sistema de manejo de aguas residuales por gravedad con capacidad suficiente para un caudal máximo de aguas se servicio y sanitarias para obtener el máximo desempeño a bordo de la Unidad FLNG; se instalará una unidad de tratamiento tipo biológico en el espacio de máquinas debajo de la cubierta principal; un depósito de retención de aguas residuales sanitarias y de servicio en el espacio de máquinas y equipos de bombeo para su manejo y disposición mediante terceros acreditados.

V.1.1.21 Sistema de generación de energía

La generación principal de energía eléctrica consistirá en 2 conjuntos de generadores de turbina de vapor (STG) o generadores de turbina de gas (GTG) junto con 3 paquetes de generadores esenciales de motores de combustible dual (DFDE) de reserva para cumplir con los requisitos de carga definidos. La capacidad instalada de generación de electricidad deberá ser suficiente para cubrir todos los escenarios de funcionamiento de carga normal y máxima definidos durante las duraciones definidas.

V.1.1.22 Sistema de almacenamiento de energía en baterías HVAC

Se considera que el sistema de almacenamiento de energía en batería (BESS) proporciona la energía necesaria después de un disparo del generador y evita que la frecuencia caiga más allá de los límites. La capacidad de la batería estará diseñada para:

- Proporcionar la energía faltante después de un disparo del generador para mantener la red eléctrica estable y dentro de los límites requeridos por las regulaciones/especificaciones.
- Mantenga al menos 5 minutos, de modo que los motores de combustible dual de reserva que se mantienen en modo de espera en caliente puedan iniciarse de manera controlada (es decir, en modo normal y no en modo de respaldo) y se hagan cargo de la alimentación de energía de la batería.

V.1.1.23 Sistema de energía de emergencia

Se instalará un motor de combustible diésel y se utilizará como generador de emergencia. Deberá tener potencia suficiente para hacer funcionar simultáneamente desde el cuadro de maniobra de emergencia los siguientes equipos:

- Bombas contra incendios de emergencia.
- Automatización a través de UPS.
- Alumbrado de emergencia.
- Detección de fuego y gas.
- Equipos de comunicación a través de UPS.
- Sistema de megafonía a través de UPS.
- Equipo principal para la recuperación de buques muertos.
- Una bomba de transferencia de GNL (Bodega 5).
- Transformador de aislamiento de cocina/despensa.
- Rastreo crítico.

El sistema estará funcionalmente separado y autónomo del sistema de energía principal. El generador de emergencia deberá poder ponerse en marcha en cuestión de segundos y funcionar durante un mínimo de 18 horas a su máxima capacidad.

V.1.1.24 Protección contra la corrosión

En el caso del sistema de contención de carga de membrana, los espacios de la ataguía se calentarán con un sistema de glicol (normalmente medio de calentamiento en operaciones normales con calefacción eléctrica como respaldo). El sistema de calentamiento de agua glicolada se instalará y ubicará en la sala de máquinas. El sistema calienta el agua glicolada que se bombea alrededor del sistema de ataguía de carga de GNL para mantener la temperatura dentro de esos espacios en aproximadamente +5 ºC.

V.1.1.25 Sistema de agua del mar

La entrada de agua de mar se logra a través de dos puntos del fondo de la Unidad FLNG instalado en el lado de babor y en el lado de estribor del casco.

El agua de mar se utilizará como refrigerante para el enfriamiento de agua dulce por medio de un circuito cerrado para los consumidores de la parte superior y de la Unidad FLNG.

V.1.1.26 Sistema de agua de refrigeración

El sistema de medio de enfriamiento estará hecho de un circuito cerrado de agua dulce que libera continuamente calor a una corriente de agua de mar.

Se instalará un tanque de expansión presurizado en cada sistema cerrado de agua de refrigeración. Este tanque de expansión se ubicará, en su caso, por encima del punto más alto del circuito. El tanque de expansión del medio refrigerante en la parte superior debe estar ubicado fuera del espacio de máquinas (se espera que cualquier ingreso de inventario de hidrocarburos desde la parte superior se acumule en el tanque de expansión). Este último estará equipado con un detector de hidrocarburos para identificar cualquier fuga. Este tanque se adaptará a las variaciones de volumen debidas a las variaciones de temperatura, y proporcionará una altura positiva para la bomba de agua de refrigeración y proporcionará agua destilada de reposición. Se suministrará una conexión de nitrógeno presurizado. El fluido será dirigido por las bombas a los intercambiadores de calor del medio de enfriamiento/agua de mar, donde será enfriado por agua de mar y luego dirigido a los consumidores.

V.1.1.27 Almacenamiento de aminas

El sistema de tanques de almacenamiento de aminas consistirá en instalaciones de almacenamiento específicas para las aguas residuales contaminadas con aminas puras y aminas. Ambas instalaciones de tanques se salvarán para permitir el mantenimiento del tanque durante la operación. La amina gastada se descargará en un buque búnker para su eliminación en una instalación terrestre adecuada.

V.1.1.28 Almacenamiento de refrigerantes

Los tanques de reposición de refrigerante (mezcla de nitrógeno, metano, etano, iso-pentano y butano) están ubicados dentro de un espacio vacío en la región de proa dentro de un área protegida considerando una penetración de daño de B/5. Los tanques son IMO tipo C.
También se proporcionará un tanque de drenaje de refrigerante. El refrigerante drenado se reutilizará principalmente como refrigerante.

Si no es posible reutilizarlo, se debe brindar una opción para usarlo como combustible. La última ruta sería la eliminación en el quemador.

V.1.1.29 Unidad de quemadores

El sistema de quemadores permite la eliminación segura de los gases residuales cuando se venteen o se quemen sin exceder los límites permisibles de exposición a radiaciones térmicas y sustancias peligrosas para la salud o el medio ambiente, según lo establecido por los requisitos de clase y estándares internacionales reconocidos.

Durante las operaciones normales, la quema no estará permitida ("principio de no quemar") excepto para mantener una llama piloto y para cantidades muy pequeñas de hidrocarburo, como las procedentes del sistema DGS. El CO_2 y el H_2S procedentes de la eliminación del gas ácido se ventearán a la atmósfera, incluidos los restos de otros sulfuros (si los hubiera) y los hidrocarburos en trazas procedentes del extractor de gas ácido.

El sistema está segregado en subsistemas húmedos y fríos. Estos deben segregarse para evitar la formación de sólidos durante la descarga al sistema de quemadores. Las principales fuentes de cada sistema de quemadores son las siguientes:

- Quemador de gas húmedo HP.
- Quemador de gas en frío HP.
- Quemador de gas en frío LP.

Todos los cabezales del subsistema de quemadores tienen dos conexiones de gas de purga libres de oxígeno designadas e independientes que barren el oxígeno de los sistemas para mantener condiciones no explosivas en todos los subsistemas.

V.1.1.30 Remolcadores y servicios especializados de transporte marítimo portuario

Las operaciones para el servicio de los remolcadores para el arribo de la Unidad FLNG, para el arribo y salida de los buques de GNL, así como para los servicios de suministro de bienes y servicios, traslado del personal del y hacia la Unidad FLNG, traslado de residuos, refacciones y otros insumos a la Unidad FLNG se realizarán mediante los servicios portuarios de la ASIPONA Topolobampo y a través de empresas de servicios de transporte marinos portuarios autorizadas bajo los más estrictos estándares navales nacionales e internacionales, de las Reglas de Operación del Puerto y considerando que deben ser recibidos, inspeccionados, verificados y trasladados de manera óptima y segura.

Todos los consumibles enviados hacia la Unidad FLNG se manifestarán mediante registros específicos. El manifiesto o procedimiento que se utilice servirá para identificar el lugar dentro de la instalación al que se

transferirán las mercancías, esto puede ser en o cerca del punto de uso, o en un área designada para su posterior transferencia o almacenamiento de mercancías.

Los procedimientos y herramientas aplicaciones asociadas para la recepción de mercancías, almacenamiento, conservación, expedición, la salida y la devolución se pondrán en marcha durante la ejecución del sistema.

La cadena de suministro de la Unidad FLNG al servicio de transporte y viceversa garantiza la entrega segura y eficiente de los bienes y servicios esenciales para el funcionamiento de las instalaciones de licuefacción, desde el abastecimiento hasta el punto de utilización y en su caso, devolución (refacciones, equipos adicionales entre otros). Lo anterior incluye la logística de los flujos del personal a bordo permanente o temporal, materiales, equipos y residuos, así como el almacenamiento de existencias (inventario de refacciones, materiales entre otros).

La operación de los trasportes especializados relacionado con el manejo de residuos desde la Unidad FLNG hasta las Instalaciones Auxiliares en Tierra se desarrollará a través de medios seguros de recolección en las instalaciones, transferencia a tierra y resguardo temporal de acuerdo con los lineamientos ambientales y normatividad mexicana que en la materia sean aplicables. El Proyecto tiene contemplado el almacenamiento temporal y la recepción adecuada para dichos residuos en lugares acondicionados en la Unidad FLNG para su manejo y disposición mediante empresas debidamente autorizadas para recolectar, transportar y disposición final de los distintos residuos.

Las tuberías de succión y descarga del compresor deben estar soportadas y restringidas para garantizar que no se excedan las cargas permitidas de la boquilla. Los desplazamientos debidos a que los compresores están montados en el acero de la cubierta del módulo agregarán más complejidad. Para evitar la falla por fatiga de las tuberías del compresor, se deben considerar los efectos de la vibración y el aumento de presión.

Los soportes deben estar diseñados para facilitar un medio preciso de ajuste y permitir el cumplimiento de las tolerancias de alineación en las boquillas del compresor, incluida la desviación máxima de la paralela en los diámetros de brida y la alineación simétrica de la brida / orificio del perno. Se requerirá la alineación de bridas/tuberías con las boquillas durante la construcción y después de cualquier mantenimiento importante que perturbe las conexiones de las tuberías.

Los espesores extraordinarios de las paredes de las tuberías y, en ciertos casos, el uso de bridas API, darán como resultado que una cantidad significativa de tuberías y el acero de soporte asociado se ubiquen inmediatamente adyacentes a los compresores. La complejidad de estas tuberías y soportes se agravará si las carcasas y boquillas del compresor de varias etapas están muy cerca unas de otras. A pesar de esta complejidad, el diseño debe garantizar el cumplimiento de todos los criterios de acceso y diseño del Proyecto.

V.1.1.31 Diseño de la parte superior de FLNG

La parte superior de la Unidad FLNG está modulada para paquetes de elevación individuales.

V.1.1.31.1 Instalación de entrada

La presión máxima de funcionamiento permitida (MAOP) de la instalación de entrada será la misma que la del gasoducto de alimentación, es decir, 10,018.08 kPa man (1,453 psig). El colector de gas FLNG de alta presión debe conectarse a las mangueras de carga de alta presión a la instalación de entrada. Este último comprenderá un Sistema de Protección de Presión de Alta Integridad (en caso de que la presión de diseño de la tubería esté por encima de la Unidad FLNG MAOP), un separador de gas de alimentación de entrada y una unidad de medición fiscal (2*100%) protegida por un filtro fino (2*100%). Cada unidad de medición constará de un caudalímetro ultrasónico con transmisor de presión y temperatura y un ordenador de caudal dedicado. Se proporcionarán válvulas de control que permitan la alineación de los ciclos de medición fiscal

en configuración Z para la prueba. El patín de medición de transferencia de custodia se construirá de acuerdo con AGA9 (norma Medidores Ultrasónicos Multitrayectoria).

La Unidad FLNG estará amarrada permanentemente al Jetty. Para suministrar el gas natural desde la costa hasta la Unidad FLNG, se utilizarán tres mangueras flexibles de 12 pulgadas delimitadas para conectar la brida del colector de importación de la Unidad FLNG de alta presión de gas natural con la brida de tierra. La manguera adherida compensará los movimientos de la Unidad FLNG y las mareas. Las mangueras adheridas deben ser diseñadas y fabricadas por una empresa experimentada en la industria del petróleo y el gas y con una lista de referencias reconocible.

Cada conexión de manguera de alta presión de gas natural debe poder aislarse positivamente para actividades de mantenimiento e inspecciones. La Unidad FLNG estará amarrada permanentemente, por lo que la manguera de alta presión de gas natural tendrá una conexión de brida atornillada con la orilla y al colector de la Unidad FLNG de alta presión.

Las mangueras están construidas de acuerdo con el estándar API 17K. Las mangueras flexibles son una construcción adherida que comprende acero y materiales elastoméricos. La característica principal de la construcción adherida es la acumulación de capas individuales en la pared flexible de la manguera que luego se combinan en una unidad a través de la vulcanización. Los conjuntos de mangueras se fabrican como una sola unidad, unida a longitudes especificadas donde los acoplamientos son una parte integral unida químicamente de la manguera.

En caso de que las mangueras de alta presión requieran tener una longitud superior a 30 metros, se instalarán diferentes segmentos de mangueras que se bridarán entre sí. Durante en una fase de ingeniería posterior, se realizarán los siguientes estudios para seleccionar el tipo correcto de manguera:

- Análisis estático, cuasi estático de la longitud de la manguera.
- Análisis hidrodinámico.
- Análisis de supervivencia.
- Análisis de fatiga.

El modelado dinámico de la manguera proporcionará la información para el diseño del colector de alta presión de gas natural en el lado de la Unida FLNG y en tierra y el tamaño de las bridas de los extremos.

V.1.1.31.2 Pretratamiento del gas de alimentación

El pretratamiento constará de una unidad de eliminación de mercurio, una unidad de endulzamiento de gas, una unidad de hidrocarburos pesados y una unidad de deshidratación. El pretratamiento de gases se basará en un solo tren (1*100% de capacidad instalada) común a todos los trenes de licuefacción.

V.1.1.31.3 Unidad de eliminación de mercurio

El recipiente de eliminación de mercurio se instalará y diseñará para reemplazar el adsorbente de manera segura cada 50,000 horas de funcionamiento. Se dará preferencia a que la extracción de mercurio esté lo más cerca posible de las instalaciones de entrada. Las especificaciones del producto a la salida de la unidad de eliminación de mercurio deben ser inferiores a 0.01 $\mu g/Sm^3$. Se tomarán todas las medidas necesarias para que el cambio de los lechos de Hg in situ sea lo más eficiente posible.

V.1.1.31.4 Unidad de endulzamiento de gas

La unidad de endulzamiento de gas debe estar diseñada para reducir la concentración de un máximo de 2.0 mol % de CO_2 en el gas de alimentación a una concentración máxima objetivo de 50 ppm (v) para evitar la congelación en el proceso criogénico. Sobre la base de la cantidad relativamente pequeña de H_2S, se supone que la ventilación a la atmósfera del gas ácido podría ser aceptable. No obstante, el respiradero de extracción de aminas se dirigirá a un oxidante térmico para que las trazas de aromáticos se procesen en lugar de liberarse a la atmósfera.

El sistema se diseñará sobre la base de un proceso de aminas regenerativas Se considerarán y promoverán disolventes probados. Se espera que MDEA sea la amina más apropiada para este servicio. Teniendo en cuenta los movimientos relativos de los buques pequeños que se esperan en las operaciones, no se considera necesario ningún estudio de marinización en el futuro.

Se supone que los contaminantes de azufre se eliminarán del gas en la columna de absorción de aminas, se proporcionarán provisiones para el agente antiespumante. Otros contaminantes de azufre se estudiarán más a fondo en una fase de ingeniería posterior a detalle con licenciantes de aminas/catalizadores.

V.1.1.31.5 Unidad de deshidratación y eliminación de hidrocarburos pesados

Teniendo en cuenta las composiciones de gas proporcionadas, se espera que las trazas de hidrocarburos pesados (C6+, benceno, entre otros) del gas de alimentación junto con el contenido de agua se eliminen según las especificaciones requeridas en la unidad de deshidratación y eliminación de hidrocarburos pesados antes del procesamiento criogénico, teniendo en cuenta la presión bajada en la columna de destello final y los tanques de almacenamiento. La Unidad de Remoción de Pesados se basará en la adsorción simultánea de hidrocarburos pesados, componentes BTEX y agua (a una concentración igual o inferior a 0.1 ppm(v)) utilizando un lecho adsorbente patentado dentro de una caída de presión razonable.

La vida útil del adsorbente objetivo debe coincidir con los planes de mantenimiento de revisión de la planta, es decir, 50,000 horas de funcionamiento. La instalación también considerará, como casos de desaceleración, los planes de mantenimiento de reacondicionamiento de la planta para contabilizar el número de recipientes en modo de adsorción.

El gas de regeneración utilizado se tratará y reciclará aguas arriba del lecho adsorbente. El agua condensada y los hidrocarburos pesados del gas de regeneración se dirigirán a un separador trifásico. La fase acuosa se dirigirá a los tanques de lodo del casco de la Unidad FLNG, mientras que la fase de vapor y la fase aceitosa se utilizarán como gas combustible. Los filtros de polvo deben considerarse en la salida del sistema. Se tomarán todas las medidas necesarias para que el cambio de los lechos adsorbentes in situ sea lo más eficiente posible.

V.1.1.31.6 Licuefacción

El objetivo de producción de GNL es de más de 5.05 MTPA conforme a la capacidad de diseño y se maximizará en función de tres trenes de licuefacción impulsados por turbinas de gas LM6000PF+, composición y presión del gas de alimentación.

La licencia de licuefacción seleccionada es Chart Industries IPSMR. La selección de los conductores se basa en el estudio de las diferentes configuraciones de los conductores para licuar la mayor cantidad posible del gas de alimentación disponible, optimizando la tasa de retorno global del Proyecto (capex, eficiencia de combustible, entre otros).

La capacidad de agotamiento del sistema de licuefacción se definirá como el caudal másico bruto instantáneo procedente del tambor de destello del extremo de GNL.

La capacidad de producción debe asumir las temperaturas del aire ambiente de diseño (y las temperaturas del agua de mar de enfriamiento) y, por lo tanto, no tener en cuenta la variación de las condiciones ambientales a lo largo del día. La capacidad de la placa de identificación se basará en una disponibilidad global de la planta de un mínimo del 95%. La disponibilidad de la planta se estudiará más adelante en detalle durante un análisis RAM actualizado y se basa, por ahora, en estudios previos realizados internamente para plantas similares.

A los efectos de la obtención temprana de la autorización de Impacto Ambiental y Riesgo, se estudiarán cuatro casos de simulación teniendo en cuenta lo siguiente:

- Operaciones en modo de espera o en modo de descarga (este último considerando únicamente las temperaturas medias).
- Temperaturas de diseño del aire ambiente descritas anteriormente.
- Temperaturas de diseño del agua de mar de enfriamiento como se describió anteriormente.
- Las condiciones de llegada del gas de alimentación descritas anteriormente.
- Márgenes corregidos por la potencia del controlador (4% de envejecimiento y ensuciamiento, 2% API 617, margen del licenciante).

V.1.1.31.7 Servicios auxiliares

Los equipos auxiliares se instalarán según un principio de redundancia Nivel N+1. Los sistemas auxiliares (no peligrosos) estarán ubicados en la medida de lo posible en el interior del casco (energía eléctrica, aire comprimido, agua de refrigeración, generación de nitrógeno, LER, entre otros) y se ajustarán al diseño estándar de los buques de GNL.

El sistema del medio de refrigeración se basará en la refrigeración indirecta del agua de mar extraída de un punto del fondo de la Unidad FLNG en un circuito abierto que enfríe el sistema de refrigeración de agua dulce (circuito cerrado). Se verificará en todo momento el criterio de regulación que no impone un aumento superior a 3 ºC en el borde de la zona de mezcla o a menos de 100 metros del punto de descarga con una descarga máxima de 40 ºC. Además, se tendrá cuidado de evitar la recirculación de las aguas de descarga en las tomas.

La energía eléctrica necesaria a bordo de la Unidad FLNG para el proceso y para otros consumidores se generará a bordo de la unidad. La energía se generará a partir de una combinación de generadores de turbinas de gas ubicados en el módulo de generación de energía en la parte superior y motores diésel de combustible dual ubicados en la sala de máquinas alimentados por el sistema de gas combustible LP. Los generadores deben dimensionarse teniendo en cuenta la potencia adicional requerida durante la carga máxima, generalmente durante la descarga, y el deslastre de carga mínimo en caso de que uno de los generadores en uso se dispare.

El medio de calentamiento se basará en un sistema de circuito cerrado de aceite caliente que utilice como fuente de calor las turbinas de gas, las unidades de recuperación de calor residual y, para fines de arranque, un calentador eléctrico.

V.1.1.31.8 Gestión de gases de ebullición

El gas de ebullición generado durante el proceso de licuefacción, el almacenamiento o el vapor de retorno del buque de GNL durante la transferencia de GNL a 10,000 m^3/h se utilizará en la medida de lo posible como gas combustible y el resto se volverá a licuar, es decir, se reciclará en el proceso de licuefacción. El sistema de contención de la carga se basará en una fuga de calor equivalente a una pérdida máxima de volumen de líquido del 0.15 % por día natural con un llenado del 95%. La presión de funcionamiento de los tanques de carga durante el funcionamiento normal es de un máximo de 60 mbarg con un MAOP de 70 mbarg.

Los detalles de la gestión de gases en ebullición se estudiarán en una fase posterior, distinguiendo entre la BOG en modo de retención (destello de marcha y entrada de calor, entrada de calor de la carga FLNG y vapor desplazado) y modo de descarga (retorno de vapor de GNL adicionalmente). Ambos modos, el llenado del tanque y el caudal de producción, afectarán en gran medida la temperatura y la composición del Boil-Off. El efecto de la variación de la temperatura se reducirá mezclándolo con el gas de destello final y el uso de enfriamiento por enfriamiento de enfriamiento de GNL.

Aquí se destaca que no se prevén disposiciones para que la Unidad FLNG reciba GNL caliente en su atracadero para enfriarse.

V.1.1.31.9 Filosofía de Escape – Evacuación y Rescate

El diseño de las instalaciones de escape, evacuación y salvamento (EER) de la Unidad de FLNG deberá seguir los siguientes lineamientos:

- Cumplir con los requisitos de la OMI y de la clase.
- Cumplir con las regulaciones de las autoridades locales y / o los requisitos de la Unidad FLNG.
- Tener en cuenta las recomendaciones de los estudios de evaluación de riesgos y seguridad específicos del Proyecto, en particular: HAZID/HAZOP/LOPA/SIL-SRS/FERA/EERA.

El diseño de las instalaciones EER tendrá en cuenta el personal a bordo (POB), la distribución prevista de la dotación en la instalación, las posibles fuentes de peligros y los posibles escenarios de escalada.

La intención del diseño de un sistema Escape, Evacuación y Rescate es permitir, en caso de situación de emergencia, la fuga del personal de cualquier lugar de la instalación a una de las zonas de reunión predeterminadas, y la evacuación segura de todo el personal a bordo de la Unidad FLNG, incluido el rescate de personas heridas. Por lo general, comprende:

- Vías de escape.
- Áreas de reunión.
- Medios de evacuación.
- Medios de rescate.

El personal a bordo máximo para la Unidad FLNG se definirá para la operación y mantenimiento normales, para las actividades de puesta en marcha y de puesta en marcha. Será necesario verificar los números conforme se determinen los requerimientos de la Unidad FLNG, en función de responsabilidades y necesidades para cada fase del proyecto. El Cuarto de Control Central (CCR) y las oficinas se consideran como área segura desde el punto de vista de Escape, Evacuación y Rescate y comprenderán un refugio temporal como estación de reunión principal. Se proporcionan rutas de escape para facilitar la huida del personal del lugar del accidente. El diseño de las vías de evacuación es tal que se disponga en todo momento de al menos una vía de evacuación hacia las zonas de reunión.

Cada nivel de la cubierta de proceso estará provisto de al menos dos vías de evacuación, de las cuales al menos una por escalera.

V.1.1.31.9.1 Refugio(s) temporal(es)

Se proporcionará un refugio temporal a bordo de la Unidad FLNG y se ubicará en el bloque de oficinas.

El refugio temporal estará diseñado para proporcionar un refugio seguro al máximo de personas a bordo. El Cuarto de Control Central formará parte del refugio temporal. Se incorporará un Refugio Seguro Temporal, con los mismos estándares de construcción del edificio de oficinas, para alarmas de cobertura y eventos de seguridad capaces de soportar una sobrepresión de 1.0 bar. El Refugio Temporal de Seguridad cubrirá como mínimo las salas de seguridad y la sala de control de seguridad con la intención de construir el nivel B completo como Refugio de Seguridad Temporal.

El refugio temporal se diseñará para diseño de cargas accidentales de acuerdo con los escenarios de la evaluación del riesgo de incendio y explosión con una frecuencia acumulada de 10-4. Por defecto, la duración de la resistencia debe asumirse como un tiempo mínimo de resistencia de 60 minutos, a menos que la Evaluación del riesgo de incendio y explosión demuestre que podrían producirse escenarios pertinentes de mayor duración y/o la probabilidad de que se produzcan condiciones meteorológicas adversas que impidan el abandono seguro de la Unidad FLNG en un plazo de 60 minutos.

La vía de acceso/evacuación desde el refugio temporal hasta los medios de evacuación y los propios medios de evacuación (por ejemplo, pasarelas de Jetty, embarcación de supervivencia totalmente cerrada propulsada por motor o puentes volantes1) deberán estar protegidos contra el impacto del fuego y la

explosión, de modo que su integridad esté salvaguardada hasta que sea necesario para el eventual abandono de la Unidad FLNG.

El Refugio Temporal protegerá al personal de las consecuencias del fuego, el gas y el humo durante un tiempo mínimo de resistencia de 60 minutos, tiempo suficiente para que todo el personal a bordo reúna, evalúe la situación y, si procede, intente controlarla; o para tomar una decisión sobre la evacuación de la instalación o esperar a que el incidente disminuya y actuar en consecuencia. Al detectar la entrada de humo o gas en el Refugio Temporal, la ventilación se apagará y las compuertas (a prueba de fallas) se cerrarán.

La ventilación del bloque de oficinas se dispondrá de manera que se evite la entrada de gases o humos inflamables, tóxicos o nocivos procedentes de las zonas circundantes. La evaluación del riesgo de incendio y explosión de la Unidad FLNG indicará si se puede alcanzar el tiempo de resistencia mínimo requerido de 120 minutos desde la entrada de humo y gas. El Refugio Temporal estará provisto de instalaciones para el seguimiento y control de un incidente y para la organización de la evacuación. Estas instalaciones se consideran las siguientes:

- Monitoreo y manipulación de sistemas de control de carga, producción y lastre.
- Funcionamiento de la tubería contraincendios y sus sistemas asociados.
- Monitoreo de riesgos de incendio y gas.
- Operaciones de ventilación y paradas de maquinaria.
- Comunicaciones externas.
- Monitoreo portátil de gases.
- Protección activa y pasiva contra incendios.
- Protección contra sobrepresión.
- Entrada externa de humos y gases.

Un puente volante se definirá como el despegue del personal de la Unidad FLNG por medio de un cabrestante de helicóptero o una canasta de transferencia de personal.

V.1.1.31.9.2 Refugio temporal primario

Todos los niveles del bloque de oficinas han sido evaluados como lugares designados como refugio temporal primario según el plano del Arreglo General P21-003-EXM-10-01-DWG-01. El principal refugio temporal se ubicará en la cubierta A, cerca de la "Sala de Radio".

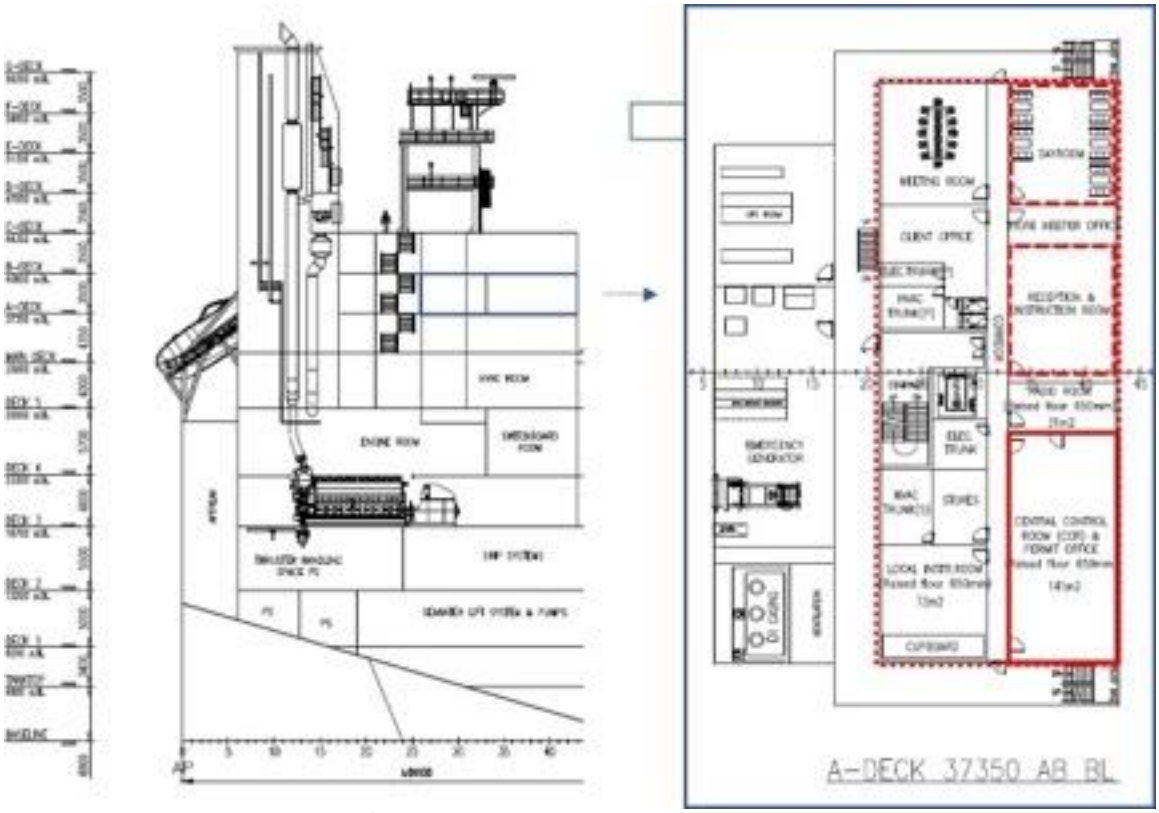


Figura V.20 Ubicación del principal refugio temporal primario en el bloque de oficinas

Características técnicas.

Las disposiciones para las necesidades sanitarias se incorporan en el nivel A. Se incorporarán disposiciones para el tratamiento médico.

Servirá como refugio para la tripulación, es decir, espacio para que toda la tripulación permanezca en un refugio seguro hasta por 24 horas. El refugio se ubicará adyacente a la sala de radio. El refugio de la tripulación se utilizará como sala de control central. El refugio de la tripulación será el mismo espacio que la ciudadela en lo que respecta a las regulaciones de Reglamento de Inspección de Seguridad Marítima. El Refugio de la Tripulación será también el mismo espacio que el Refugio Seguro Temporal, requerido en vista de las Evaluaciones de Riesgos de Seguridad y las medidas de mitigación para la Respuesta a Eventos de Accidentes Mayores.

La ubicación principal del refugio temporal o refugio de la tripulación será de aproximadamente 141 m^2. Las dimensiones exactas se definirán durante el estudio de evaluación del riesgo de incendio y explosión

Las provisiones hasta 24 horas estarán disponibles en el refugio temporal.

Sobre la base del número máximo de personas a bordo, actualmente estimado en 47 personas con un máximo de 92 personas (99 se considerarán para el estudio FEED), el Cuarto de Control Central tendrá un tamaño insuficiente para el refugio temporal primario principal para acomodar a toda la dotación, por lo que el área se puede ampliar a 291 m^2 utilizando la sala de recepción e instrucción y la sala de día.

Se investigará la interconexión del Cuarto de Control Central, la sala de radio, la sala de recepción e instrucción y la sala de día para garantizar el espacio y las instalaciones suficientes. Todos los lugares tendrán preferiblemente acceso por dos puertas para garantizar la rápida entrada de la tripulación en la sala. El Cuarto de Control Central contará con medios de comunicación internos y externos.

En caso de que el bloque de oficinas y el refugio temporal principal se vean afectados por un incidente dentro del bloque de oficinas y debajo de las cubiertas, la dotación completa se reunirá en el área de desembarque de la Unidad FLNG para el recuento de efectivos antes del abandono.

V.1.1.31.9.3 Refugio temporal secundario

El refugio temporal secundario se ubicará en la parte delantera de la Unidad FLNG por debajo del nivel cinco en el lado de estribor. El refugio será accesible a través de esclusas de aire a través del túnel de escape en el lado de estribor o a través de la parte delantera en el nivel cinco.

Características técnicas.

Se dispondrá de provisiones para las necesidades sanitarias a través de baños químicos portátiles, equipos de tratamiento médico a través de botiquines de primeros auxilios y agua potable. El refugio temporal secundario servirá como refugio para la tripulación, es decir, espacio para que un número limitado de tripulantes permanezca en un refugio seguro hasta por 24 horas. El refugio se ubicará adyacente a la estación de reunión secundaria. El refugio de la tripulación dispondrá de medios de comunicación limitados que consistan en comunicación interna con Cuarto de Control, Cuarto de Control Central y walkie talkies portátiles. La ubicación del refugio temporal secundario o refugio de la tripulación será de aproximadamente 76 m^2 y se puede ampliar a 400 m^2 utilizando el área de refugio temporal secundario, así como la estación de reunión secundaria. Las dimensiones exactas se definirán conforme evolucione la ingeniería, la Clase y según las recomendaciones del estudio de Evaluación del riesgo de incendio y explosión.

V.2 Descripción del proceso

V.2.1 Instalaciones de entrada y sistema de eliminación de mercurio

El objetivo principal de las instalaciones de entrada y del sistema de eliminación de mercurio es separar cualquier líquido suelto en el gas de alimentación de la tubería y reducir la concentración de mercurio en el gas de alimentación a un nivel <0.01 µg/Sm^3.

Un Sistema de Protección de Presión de Alta Integridad (HOLD1) protege los sistemas aguas abajo de la sobrepresión, ya que el gasoducto tiene una presión de diseño superior a la de la planta de tratamiento de gas del área superior. El gas fluye primero a través de un paquete de medición fiscal instalado aguas arriba de la línea de flujo de deslizamiento de arranque y la planta de procesamiento de pretratamiento.

Para mantener una presión estable en todos los sistemas de pretratamiento, hay una válvula de control de presión situada aguas abajo de la válvula de cierre de emergencia (EV) de entrada y del paquete de medición. La válvula de control de presión es controlada por la presión aguas abajo del depurador de gases de alimentación.

Tras controlar su temperatura en el calentador de entrada, el gas entra en el depurador de gases de alimentación, donde se elimina cualquier líquido accidental. El gas que sale del depurador de gas de alimentación se dirige al filtro fino de gas de alimentación para eliminar las partículas arrastradas debido a la corrosión que puede acumularse con el tiempo en la tubería aguas arriba.

El gas sin mercurio sale del lecho de protección de mercurio y el polvo/partículas arrastradas del adsorbente se eliminarán en el filtro después de pasar por el lecho de protección de mercurio. A continuación, el gas se dirige a la Unidad de Eliminación de Gases Ácidos (AGRU, por sus siglas en inglés) para la eliminación de CO_2. También existe la posibilidad de utilizar parte de la salida del lecho de protección de mercurio después del filtro como gas de recarga/arranque para los sistemas de gas combustible de alta presión y baja presión.

En las secciones siguientes se presenta la descripción de cada uno de los componentes principales de las instalaciones de entrada y del sistema de eliminación de mercurio.

V.2.1.1 Depurador de gas de alimentación

El depurador de gases de alimentación estará diseñado para tratar el gas de alimentación que se espera que llegue desde la tubería y para separar cualquier líquido suelto proveniente del gas de alimentación. Según las bases del diseño, el gas de la tubería es seco, por lo que no se espera que haya líquido suelto en el gas de alimentación. El depurador de gases de alimentación se instalará para facilitar cualquier contingencia en la composición, tal y como se indica en las bases de diseño y proteger así los sistemas aguas abajo de suciedad, lodos, líquidos inesperados, entre otros.

La presión de entrada del gas de alimentación al depurador de gas de alimentación se regula mediante una válvula de descarga de presión. Como normalmente no se esperan líquidos, no se incluye el control automático de niveles. Cualquier líquido que se separe en el depurador de gas de alimentación se drenará manualmente al tambor separador de quemadores húmedos de HP.

El gas que sale del depurador de gas de alimentación se dirige al calentador de entrada y, a continuación, al filtro fino de gas de alimentación y antes de entrar en el lecho de protección de mercurio para la eliminación de mercurio.

V.2.1.2 Calentador de entrada y calentador del medio refrigerante

En el diseño se incluye un calentador de entrada para garantizar una temperatura de suministro de 21 ºC para el contactor de aminas y evitar temperaturas de funcionamiento por debajo de la temperatura de precipitación del activador de aminas (piperazina) y de formación de hidratos cuando el gas seco entra en

el contactor de aminas. Si fuese necesario, la demanda de calor del calentador de entrada se cubre con un medio refrigerante calentado. Si el caudal de gas de alimentación es demasiado elevado, se desconecta la calefacción suministrada al calentador del medio refrigerante. La configuración de los calefactores es 1x100% de tipo carcasa y tubo.

V.2.1.3 Filtro fino del gas de alimentación

Habrá 2x100% filtros finos de gas de alimentación, instalados aguas abajo del depurador de gas de alimentación. El filtro protegerá el lecho de protección de mercurio de cualquier partícula de corrosión que se acumule con el tiempo en la tubería.

El gas filtrado se dirige al paquete de medición fiscal y, posteriormente, al lecho de protección de mercurio.

V.2.1.4 Paquete de medición

La línea de salida de gas de la válvula de la Unidad FLNG, aguas arriba de las instalaciones de procesamiento, estará equipada con una estación de medición fiscal del gas de alimentación procedente del gasoducto. La unidad de medición fiscal tendrá dos recorridos de medición paralelos con un 100% de redundancia en una configuración Z. Cada tramo de medición constará de un caudalímetro ultrasónico con transmisores de presión y temperatura y computadora de caudal dedicada.

V.2.1.5 Lecho de protección de mercurio

Aunque no se espera la presencia de mercurio en el gas de alimentación, se incluye un sistema de eliminación de mercurio para garantizar la captura de cualquier mercurio potencial o inesperado en el gas de alimentación y evitar así cualquier problema de corrosión de la amalgama o de fragilización del metal líquido en la cámara de enfriamiento. Esto concuerda con las buenas prácticas habituales del GNL.

De acuerdo con la base de diseño de contaminantes máximos del gas de alimentación, el lecho de protección de mercurio se diseñará para una concentración de mercurio de 100 µg/Nm^3 con una especificación de producto inferior a 0.01 µg/Sm^3.

La eliminación de mercurio se basa en una solución adsorbente estándar no regenerativa en la que el material activo debe sustituirse tras la vida útil especificada de 50,000 horas. La cama de protección de mercurio estará provista de dispositivos para realizar mediciones rutinarias del nivel de mercurio. Tome en cuenta que un contenido inexistente o muy bajo de mercurio en el gas de alimentación prolongará considerablemente la vida útil del lecho.

El gas que sale del lecho de protección de mercurio se dirige al filtro posterior del lecho de protección de mercurio.

V.2.1.6 Lecho de protección de mercurio después del filtro

Habrá 1 lecho 1x100% de protección de mercurio después del filtro, instalado aguas abajo del lecho de protección de mercurio. El filtro tendrá un conducto de derivación manual que permita extraerlo para su mantenimiento. El filtro protegerá los sistemas aguas abajo de cualquier polvo/elemento fino residual arrastrado por los adsorbentes de mercurio. El adsorbente de mercurio es estable y solo se espera la presencia de polvo/elementos finos durante el cambio del adsorbente. Por lo tanto, el funcionamiento a través de la línea de derivación es aceptable durante el mantenimiento del filtro.

El gas filtrado se encamina a la unidad de eliminación de gas ácido y también habrá una toma de gas combustible aguas abajo del lecho de protección de mercurio después del filtro, que se utilizará para la puesta en marcha y para la recarga/balance de gas combustible con la producción de gas ebullición/ gas de expansión final durante el funcionamiento normal.

V.2.2 Sistema de eliminación de gases ácidos

Se espera que el gas de alimentación del Proyecto contenga menos de 2.0 mol% de CO_2. El objetivo principal de la Unidad de eliminación de gases ácidos es reducir la concentración de CO_2 en el gas de alimentación a un nivel inferior a 50 ppmv.

Después de endulzar el gas, el gas tratado se envía al sistema de eliminación de hidrocarburos pesados y posteriormente al sistema de deshidratación antes de que se produzca la licuefacción del gas.

Para lograr la baja concentración de CO_2 necesaria para la producción de GNL, se selecciona un disolvente (aMDEA) que contiene un activador (piperazina). El activador acelera la velocidad de reacción, y el disolvente activado se denomina aMDEA. La selección de un disolvente aMDEA se debe principalmente a la reducción del tamaño del equipo debido a los menores índices de circulación, la reducción de la corrosión y el ahorro de energía con respecto a la mayoría de las demás aminas. El CO_2 y trazas de H_2S (si están presentes) serán eliminados del gas de alimentación por el disolvente de aminas en el contactor de aminas, que es una columna de absorción donde el gas ácido y las aminas fluyen en contracorriente. El gas que sale de la parte superior del contactor contendrá menos de 50 ppmv de CO_2 y se enviará al contactor de aminas después del depurador y al filtro coalescente antes de introducirse en el sistema de eliminación de hidrocarburos pesados.

El CO_2 eliminado durante la regeneración de aminas se enviará al oxidante térmico para garantizar la combustión de las trazas de aromáticos.

En las secciones siguientes se describe cada uno de los componentes principales de la Unidad de Eliminación de Gases Ácidos.

V.2.2.1 Contactor de aminas

El gas de alimentación sin tratar entra por la parte inferior del contactor (por encima del nivel del líquido) y se distribuye uniformemente por la sección transversal del contactor. A continuación, el gas fluye hacia arriba a través del contactor, donde entra en contacto con la solución de aminas que fluye por la sección de empaquetadura desde la parte superior de la columna. A medida que el disolvente desciende por la sección de empaquetamiento de la columna reacciona con el CO_2, las reacciones exotérmicas aumentan la temperatura del disolvente y forman una sal no regenerable térmicamente que es una forma protonada de la amina. A medida que el gas sigue subiendo por el contactor, más gases ácidos reaccionan químicamente con la amina.

El gas endulzado sale por la parte superior del contactor, se enfría en el refrigerador después del contactor de aminas y pasa a través de un separador de salida, el contactor de aminas después del depurador, para recoger cualquier solución que pueda arrastrarse. En la parte superior de la torre se utilizará un antivaho de malla metálica convencional para reducir el arrastre de líquido amínico.

El gas tratado que sale del sistema de aminas está saturado de agua y se envía al sistema de eliminación de hidrocarburos pesados, donde se eliminan el benceno, tolueno y xileno (BTX), el hidrocarburo pesado y el agua para cumplir los requisitos de contenido de agua e hidrocarburos pesados del GNL.

La amina rica (cargada con gas ácido) se recoge en la parte inferior del contactor de aminas y se dirige a la columna de evaporación rápida de aminas mediante el control de niveles.

Cualquier condensado arrastrado a la amina líquida será desnatado en un vertedero en la parte inferior del contactor de aminas. El gas de alimentación es un gas muy magro y no se esperan condensados. Por lo tanto, el drenaje del condensado a la columna de evaporación rápida de aminas será una operación manual.

El antiespumante del contactor de aminas puede introducirse en el sistema aguas arriba de la bomba de circulación de aminas y aguas arriba de la columna de extracción de aminas. Se trata de una operación

manual y es necesaria si aparece algún signo de formación de espuma en el sistema (por ejemplo, aumento de DP a través de la empaquetadura, arrastre de aminas, entre otros).

V.2.2.2 Filtro de retorno de drenaje de aminas

El filtro de retorno de drenaje de aminas está situado en la línea de retorno de aminas/línea de reposición de aminas para eliminar cualquier partícula de corrosión derivada de los tanques de almacenamiento de aminas.

El filtro de retorno de drenaje de aminas (1x100%) es de tipo cartucho, y está diseñado para eliminar partículas sólidas arrastradas hasta un tamaño típico de 5 µm.

V.2.2.3 Contactor de aminas después del depurador

El gas dulce del contactor de aminas se envía al contactor de aminas después del depurador para recuperar el arrastre de aminas del contactor de aminas. Los líquidos que se forman, compuestos de agua y aminas, se drenan desde el fondo del depurador hasta la columna de evaporación rápida de aminas. El nivel de líquido en el contactor de aminas después del depurador se controla mediante una válvula de control de niveles y se dirige al tambor de evaporación rápida de aminas.

El gas dulce procedente del contactor de aminas después del depurador se dirige al filtro coalescente situado aguas arriba de los lechos de adsorción de hidrocarburo pesado.

V.2.2.4 Filtro coalescente

El filtro coalescente es necesario para garantizar que el gas de alimentación a los lechos de adsorción aguas abajo esté libre de líquidos (agua/amina y condensado), ya que el material adsorbente utilizado para la recuperación de hidrocarburos pesados es muy sensible al arrastre de líquidos.

El filtro coalescente es una unidad de depuración/filtro coalescente de 1x100% mixta en un recipiente a presión. La sección de entrada en la parte inferior contiene la sección del depurador donde cualquier líquido condensado en las tuberías aguas arriba se separa de la fase gaseosa. Los gases de la sección inferior se conducen internamente a la sección superior, donde hay varios filtros coalescentes. Estos filtros separan cualquier gota fina de líquido de la corriente de gas. De este modo, el gas que sale de la sección superior de la unidad queda sin líquidos arrastrados y se dirige hacia los lechos de adsorción de hidrocarburos pesados. Los líquidos acumulados de ambas secciones se conducen a la columna de evaporación rápida a través de una válvula de control de niveles.

V.2.2.5 Columna de evaporación rápida de aminas

La solución rica en aminas que sale del contactor se dirige a la columna de evaporación rápida de aminas, donde la presión se reduce mediante una válvula de control de nivel. Habrá un flujo bifásico en la columna de evaporación rápida aguas abajo de la válvula de control de niveles en la línea de entrada. Por lo tanto, la válvula de control de niveles se situará cerca de la columna de evaporación rápida. Antes de entrar en la columna de evaporación rápida de aminas, las aminas ricas se mezclan con cualquier líquido procedente del filtro coalescente y del depurador después del contactor de aminas.

En la columna de evaporación rápida de aminas, la mayor parte del hidrocarburo gaseoso de las aminas se evapora. La columna de evaporación rápida de aminas se facilita con una sección de empaquetadura. El flujo principal de aminas ricas se distribuye a través de la empaquetadura. Esta empaquetadura facilita la evaporación de los hidrocarburos ligeros absorbidos y de parte del CO_2 absorbido.

El gas que se evaporó rápidamente sale de la parte superior de la columna y se envía al sistema de gas combustible de LP o se recicla a la entrada del contactor de amina a través del paquete recompresor de gas de evaporación rápida de aminas. La presión de la columna de evaporación rápida se controla mediante un control de rango dividido que garantiza que el gas de evaporación rápida sobrante se ventile

al sistema de gas combustible de LP, y se abre para la purga de gas combustible si la presión cae por debajo del punto configurado.

La solución de aminas ricas del fondo de la columna de evaporación rápida se envía a la columna de extracción de aminas a través del intercambiador de calor de aminas magras/ricas.

El nivel de líquido en el tambor de evaporación rápida se controla mediante una válvula de control en el flujo de aminas ricas hacia la columna de extracción de amina. Esta es una válvula de control de flujo que garantiza un flujo estable de aminas hacia la columna de extracción.

V.2.2.6 Intercambiador de calor de aminas magras/ricas

Las aminas ricas procedentes de la columna de evaporación rápida pasan a través del intercambiador de calor magro/rico, donde las aminas magras calientes procedentes de la columna de extracción lo calientan. A continuación, las aminas ricas calentadas se conducen a la parte superior de la columna de extracción, donde se regeneran las aminas. El intercambiador de calor de aminas magras/ricas economiza el trabajo de calentamiento y reduce la demanda del recalentador de aminas.

Las aminas magras de la parte inferior de la columna de depuración se enfrían con las aminas ricas frías de la columna de evaporación rápida de aminas y se envía para su posterior enfriamiento y presurización hasta antes de entrar en el contactor de aminas para un nuevo ciclo.

Los intercambiadores de calor de aminas magras/ricas constan de 2 intercambiadores 2x100% de placas.

V.2.2.7 Columna de extracción de aminas

La columna de extracción de aminas es una torre vertical que consta de una sección de empaque y una sección inferior para las aminas tratadas. La solución calentada rica en aminas procedente del intercambiador de calor de aminas magras/ricas pasa por una válvula de control antes de entrar en la parte superior de la columna de extracción. La válvula de control se ajusta para mantener un flujo estable de aminas hacia la columna de extracción, pero facilitando al mismo tiempo el control de niveles en la columna de evaporación rápida de aminas.

Aguas abajo de la válvula de control, el líquido procedente del tambor de reflujo se mezcla con las aminas ricas antes de entrar en la columna de extracción.

Las aminas ricas fluyen hacia abajo a través del extractor, el vapor que fluye hacia arriba y el aumento gradual de la temperatura eliminan gradualmente el CO_2 restante. El líquido que sale de la sección de envasado se recoge en una bandeja de chimenea situada sobre el sumidero de líquido de la parte inferior y se envía al recalentador. La recolección de líquido en la bandeja de la chimenea garantiza que toda la amina rica pase una vez por el recalentador de aminas.

El vapor generado en el recalentador entra en la columna de extracción por debajo de la bandeja de la chimenea. El vapor se enfría mientras asciende por la columna, condensando el vapor de aminas, mientras se calientan las aminas líquidas que descienden por los empaques, extrayendo agua, CO_2 y algo de amina.

Los vapores superiores de la columna de extracción que contienen agua (vapor), CO_2 y algunas trazas de aminas se dirigen al sistema de condensación de reflujo. El agua ácida vuelve del sistema de condensación de reflujo y entra en la columna de extracción con la amina rica.

El líquido de retorno del recalentador entra en la columna por recuperar los líquidos. La solución magra en aminas que sale de la parte inferior de la columna de extracción se dirige al intercambiador de calor de aminas magras/ricas y al enfriador de aminas magras para reducir la temperatura de la solución magra antes de entrar en el contactor de aminas para repetir el ciclo.

Se puede introducir antiespumante en la columna de extracción de aminas con la corriente de entrada de aminas ricas si surge algún signo de formación de espuma en el sistema.

V.2.2.8 Condensador de reflujo de aminas

La mezcla de vapor y gas ácido que sale de la columna de extracción se enfría en el condensador de reflujo de aminas, para recuperar el agua en el tambor de reflujo aguas abajo. La mayor parte del vapor de agua y del vapor de aminas se condensará debido a este enfriamiento, dejando principalmente gas ácido saturado de agua que se expulsará a la atmósfera.

Se utiliza agua dulce como medio de refrigeración. La temperatura de la corriente bifásica que sale del condensador se controla mediante una válvula de control en el retorno del medio refrigerante, con entrada de la temperatura a la salida del gas del tambor de reflujo de aminas.

El condensador de reflujo de aminas será un intercambiador 1x100% de calor de placas y bastidor semisoldado de placas.

V.2.2.9 Tambor de reflujo de aminas

El tambor de reflujo de aminas (recipiente vertical) es un depósito combinado de separador y amortiguador de agua de reflujo. La sección de separación de gas/líquido tiene un distribuidor de paletas de entrada y un desnebulizador de malla metálica. La sección de sumidero recolecta el agua y las aminas que se condensan en el condensador de reflujo, y el agua y las aminas separadas se reciclan de nuevo hacia la columna de extracción como reflujo a través de las bombas de reflujo de aminas. El sumidero del recipiente está equipado con una cámara que facilita el desespumado de la capa de condensado. El agua aceitosa que se desespuma se dirige a los vertederos o se desecha mediante un procedimiento de drenaje manual.

Con el fin de proporcionar unas condiciones de funcionamiento estables para la columna de extracción de regeneración, el agua de reflujo se recicla con un caudal estable. Esto se garantiza mediante el uso de niveles de flujo en cascada y un tiempo de amortiguación suficiente en el tambor de reflujo.

La presión en el tambor de reflujo se controla mediante una válvula de control en la descarga de gas con la entrada de un transmisor de presión en la corriente de gas hacia el condensador de reflujo.

El gas que sale del tambor de reflujo, principalmente CO_2 saturado de agua, se ventea a la atmósfera.

V.2.2.10 Bomba de reflujo de aminas

La bomba de reflujo de amina se utiliza para conducir el agua condensada y la amina desde el tambor de reflujo hasta la columna de extracción.

El caudal de reflujo hacia la columna de separación de aminas se controla mediante una válvula de control de flujo hacia la salida de la bomba, con la entrada de un controlador de nivel a flujo hacia la salida de la bomba. El control de flujo está configurado para mantener un caudal de reflujo estable hacia la columna de extracción, mientras se garantiza un control de nivel seguro del tambor de reflujo. Las bombas son 2 centrífugas completas.

V.2.2.11 Recalentador de aminas

Las aminas recolectadas en la bandeja inferior de la chimenea de la columna de extracción se envían al recalentador. En el recalentador se evapora el agua de la solución semilimpia de aminas/agua, proporcionando vapor para el proceso de extracción en la columna de extracción de aminas. La bandeja de la chimenea garantiza que toda la amina rica pase una vez por el recalentador de aminas.

El vapor generado en el recalentador entra en la columna de extracción por debajo de la bandeja de la chimenea, y el líquido regenerado y devuelto del recalentador entra en la columna por el sumidero de líquidos.

El servicio térmico del recalentador de aminas se controla mediante un control combinado de caudal y temperatura. Una válvula de control de flujo en la línea de suministro del medio calefactor controla el flujo del medio calefactor con la entrada de un sensor de temperatura en la sección media de la columna de extracción. Como medio calefactor se utiliza uno con una temperatura de 170 ºC.

El recalentador de aminas es un recalentador tipo caldera con una configuración 2x50%.

V.2.2.12 Bomba de refuerzo de aminas

La bomba de refuerzo de aminas se encuentra aguas abajo del intercambiador de calor de aminas magras/ricas y garantiza el flujo a las bombas de circulación de aminas aguas abajo del enfriador de aminas magras. Las bombas son 2 centrífugas completas.

V.2.2.13 Enfriador de aminas magras

El enfriador de aminas magras se encuentra aguas abajo del intercambiador de calor de aminas magras/ricas y se utiliza para mantener la temperatura correcta antes de que las aminas magras regeneradas se bombeen de nuevo al contactor de aminas.

Se utiliza agua dulce como medio de refrigeración. La temperatura de las aminas magras que entran en el contactor de aminas debe ser superior a la temperatura del gas de alimentación de entrada. Esto se garantiza mediante un controlador de temperatura diferencial que toma la temperatura del gas de alimentación del contactor y actúa sobre el flujo de CM a través del enfriador de aminas magras.

El enfriador de aminas magras es un intercambiador de calor de placas 1x100%.

V.2.2.14 Filtro fino de aminas magras

La filtración de la solución de aminas para eliminar los sólidos arrastrados es esencial para el buen funcionamiento de una planta de tratamiento de gas. Después de enfriarse en el enfriador de aminas magras, el 25% de las aminas magras se filtra en el filtro fino de aminas magras. La filtración se realiza para evitar la acumulación de sólidos en el sistema durante un periodo de tiempo. El filtro de aminas magras es de tipo cartucho, diseñado para eliminar partículas sólidas arrastradas de hasta 10 µm de tamaño.

El sistema puede soportar breves periodos sin filtración, por ejemplo, en relación con el cambio de cartuchos, por lo que no se ahorra nada.

V.2.2.15 Filtro de carbón de aminas magras

La segunda etapa de filtración es el filtro de carbón de aminas magras. La función del filtro de carbón activado es evitar la acumulación de hidrocarburos disueltos y otros contaminantes en el sistema de aminas de circuito cerrado, y elimina las partículas sólidas arrastradas hasta un tamaño típico de 5 µm. Está situado aguas abajo del filtro fino de aminas magras para evitar la deposición de sólidos que taponarían el filtro de carbón.

El filtro de carbón de aminas magras está diseñado para manejar el 25% del flujo de aminas magras. El sistema puede soportar breves periodos sin filtración, por ejemplo, en relación con el cambio de cartuchos, por lo que no se ahorra nada.

V.2.2.16 Carbón de aminas magras después del filtro

Para reducir el deslizamiento de elementos finos de carbón desde el filtro de carbón de aminas magras al resto del sistema de aminas, se suministra un filtro después del carbón de aminas magras.

El filtro después del carbón de aminas magras es de tipo cartucho, diseñado para eliminar partículas sólidas arrastradas hasta un tamaño típico de 5 µm.

El sistema puede soportar breves periodos sin filtración, por ejemplo, en relación con el cambio de cartuchos, por lo que no se ahorra nada.

V.2.2.17 Bomba de circulación de aminas

La bomba de circulación de amina se encuentra aguas abajo del enfriador de aminas magras y bombea aminas magras al contactor de aminas. El control del caudal se realiza a la salida de la bomba mediante una válvula de control específica. Las bombas son 2 centrífugas completas.

V.2.3 Sistema de eliminación y deshidratación de hidrocarburos pesados

El sistema de licuefacción requiere la eliminación previa de hidrocarburos pesados, por ejemplo, C6+, benceno, octano, entre otros, y de la humedad que podría congelarse durante el proceso de licuefacción.

El diseño del Proyecto presenta un único proceso de adsorción por cambio de temperatura, que combina la eliminación de hidrocarburos pesados y deshidratación, común para todos los trenes de licuefacción.

La unidad de eliminación de hidrocarburos pesados para la eliminación simultánea de hidrocarburos y agua del gas natural se basa en las propiedades únicas del material adsorbente, que es un adsorbente especial de gel de sílice y aluminio con una estructura de poros adaptada a la adsorción de hidrocarburos tales como C6+, BTX y mercaptanos. El agua también se adsorbe simultáneamente, el agua en la corriente de gas de alimentación se eliminará hasta 0.1 ppmv, por lo que no será necesario un sistema de deshidratación adicional.

La salida de gas del sistema combinado de eliminación de hidrocarburos pesados que cumple las especificaciones en cuanto a componentes pesados y componentes de benceno, tolueno y xileno (C4+ < 2 mol%, C5+ < 0.1 mol%, BTX < 1 ppmv) y también dentro del contenido de agua especificado de aprox. <0,1 ppmv se alimentará a las unidades de licuefacción.

La tecnología de adsorción incluye una configuración de 5 torres, con 3 torres paralelas en adsorción, y 1 torre en calefacción y 1 en refrigeración para la regeneración. Cuando la velocidad del gas de alimentación es baja (durante el arranque o la reducción) durante un período prolongado, una o dos torres de adsorción pueden colocarse en modo inactivo/de espera para preservar la vida útil del lecho. El dimensionamiento de estos lechos es tal que su vida útil coincide con los variadores generales de los compresores de refrigerante mixto seleccionados.

La tecnología (ciclo corto, adsorción dinámica) se ajusta para una masa de adsorbente y un tiempo de ciclo específicos, de forma que se elimine preferentemente el contaminante deseado.

El gas de alimentación entra en los adsorbedores de eliminación y deshidratación de hidrocarburos pesados después del filtro coalescente de eliminación de hidrocarburos, donde debe eliminarse todo el líquido arrastrado. En el modo de adsorción, las torres de adsorción tendrán tiempos de ciclo escalonados (una al principio del ciclo de adsorción y otra ya avanzado el ciclo), con el fin de suavizar las variaciones de composición del gas tratado a lo largo de todo el ciclo.

La regeneración se realizará principalmente con gas seco de producto como esquema de regeneración reciclado. El gas de regeneración pasa primero a la torre de enfriamiento en sentido ascendente (contracorriente). Tras salir de la torre de refrigeración, pasa al calentador de gas de regeneración y, a

continuación, pasa en sentido contrario (flujo ascendente) a través del lecho en calentamiento. Después de salir del lecho en calentamiento, el gas de regeneración se enfría en el enfriador después del gas de regeneración y, tras separar los hidrocarburos condensados y el agua en el depurador posterior de gas de regeneración, el gas se comprime y se recicla hacia la entrada aguas abajo del contactor de aminas después del depurador. Aquí se destaca que una fracción del gas de regeneración reciclado se conducirá aguas arriba del contactor de aminas para evitar la acumulación de CO_2 en los lechos de la unidad de remoción de pesados.

A continuación, se ilustra un esquema del proceso de eliminación y deshidratación de hidrocarburos pesados.

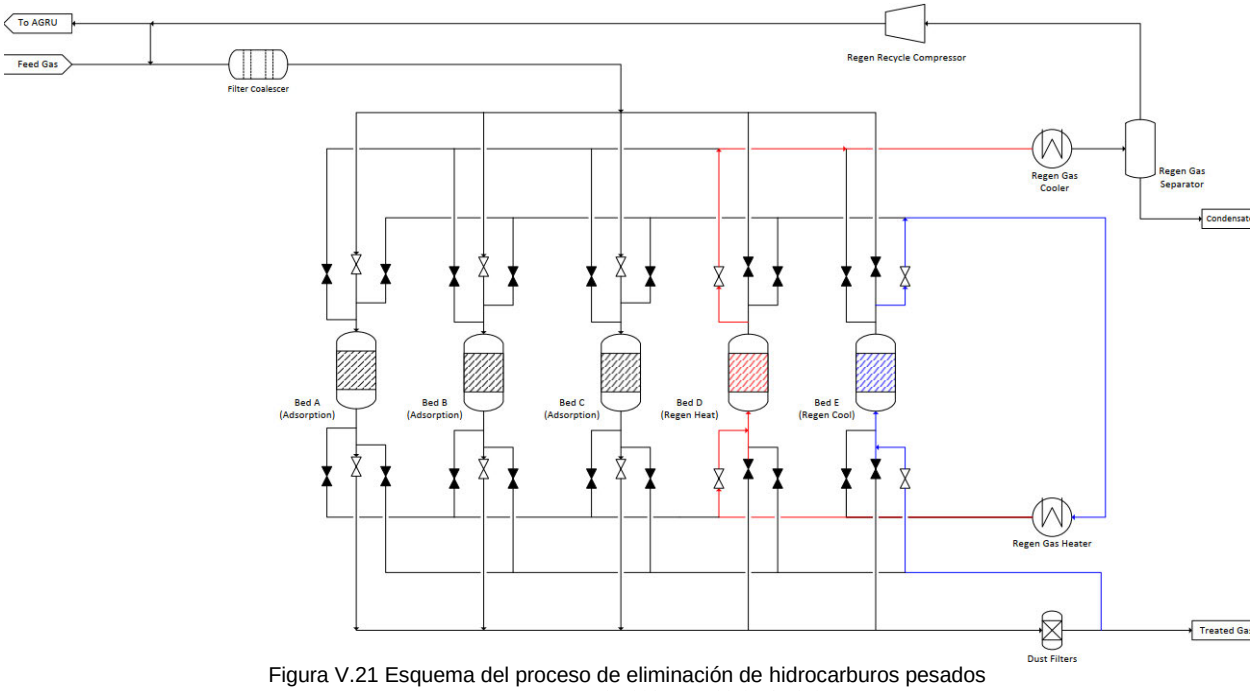


Figura V.21 Esquema del proceso de eliminación de hidrocarburos pesados
Fuente: Documento P21-003-EXM-83-01-SPC-01

V.2.3.1 Adsorbedores de eliminación y deshidratación de hidrocarburos pesados

Para el Proyecto será una configuración optimizada de 5 torres con 3 torres paralelas en adsorción, 1 torre en calefacción y 1 en refrigeración para regeneración. Cuando la velocidad del gas de alimentación es baja (durante el arranque o la reducción) durante un período prolongado, una o dos torres de adsorción pueden colocarse en modo inactivo/de espera para preservar la vida útil del lecho.

Cada lecho contiene una combinación de 4 tipos de adsorbentes. Un adsorbente principal con mayor capacidad de eliminación de benceno, tolueno y xileno, una capa (en la parte superior) de tipo estable al agua que proporciona una protección contra cualquier niebla de agua/hidrocarburos/gotas de arrastre y otra capa (en la parte inferior) de tamices resistentes al reflujo.

Cada torre de adsorción estará aislada internamente con un revestimiento refractario de 75 mm. Cada adsorbedor estará equipado con un acceso superior para la carga de adsorbente y un acceso lateral para el vaciado de adsorbente. Los detalles se desarrollarán durante la próxima fase de ingeniería.

Las entradas y salidas de los adsorbedores están equipadas con válvulas especiales de conmutación accionadas, que son muy fiables y pueden someterse a ciclos térmicos y a polvo adsorbente sin pérdida de funcionalidad. Todas las válvulas de conmutación accionadas disponen de interruptores de límites de apertura/cierre, que son utilizados por el secuenciador PCS para garantizar el correcto funcionamiento de las válvulas.

El gas de alimentación puede tener trazas del inhibidor de corrosión y aminas (solución acuosa de MDEA y piperazina). Estos contaminantes son venenosos para cualquier adsorbente y, en cantidad suficiente y con una exposición prolongada, dañarán los desecantes y los volverán inactivos o incluso los convertirán en polvo. El funcionamiento y la supervisión adecuados del filtro coalescente de eliminación de hidrocarburos pesados son fundamentales para el funcionamiento fiable de cualquier lecho adsorbente.

Los lechos adsorbentes de eliminación y deshidratación de hidrocarburos pesados están diseñados en función de un tiempo mínimo entre cambios del desecante adsorbente, tamices moleculares, de 6 años.

V.2.3.2 Calentador de gas de regeneración para la eliminación de hidrocarburos pesados

La regeneración se realizará principalmente con gas de producto seco en un esquema de regeneración reciclada. El gas de regeneración pasa primero a la torre de enfriamiento en sentido ascendente (contracorriente). Tras salir de la torre de refrigeración, pasa al calentador de gas de regeneración y, a continuación, pasa en sentido contrario (flujo ascendente) a través del lecho en calentamiento. El calentador de gas de regeneración es un intercambiador de calor multitubular de 1x100% situado después de los adsorbedores en el circuito de gas de regeneración. El calentador se utilizará para calentar el gas regenerativo hasta 290 ºC mediante intercambio de calor con el medio calefactor. La temperatura del gas de regeneración se controlará localmente mediante el sistema de control de regeneración que actúa sobre el suministro de HM.

V.2.3.3 Gas de regeneración para la eliminación de hidrocarburos pesados después del enfriador

Después de que el gas de regeneración calentado haya pasado en dirección de contracorriente (flujo ascendente) a través del lecho, el gas de regeneración se enfría y, tras separar los hidrocarburos condensados y el agua, el gas se recicla a la entrada aguas abajo del contactor de aminas después del depurador. Aquí se destaca que una fracción del gas de regeneración reciclado se conducirá aguas arriba del contactor de aminas para evitar la acumulación de CO_2 en los lechos de la Unidad de Eliminación de Gases Ácidos.

El post-enfriador de gas de regeneración es un intercambiador de calor multitubular de horquilla de 1x100% que utiliza agua dulce como agente refrigerante. El flujo del medio refrigerante se mantendrá constante todo el tiempo (es decir, no se requiere control de temperatura), ya que se desea obtener la temperatura más baja posible para minimizar la cantidad de hidrocarburo y agua que se devuelve a la entrada del sistema de eliminación de hidrocarburos pesados después de la regeneración.

V.2.3.4 Gas de regeneración para la eliminación de hidrocarburos pesados después del depurador

Después de que el gas de regeneración se haya enfriado, es necesaria la separación para depurar los hidrocarburos condensados y el agua del gas de regeneración no condensable.

El gas de regeneración después del depurador es un separador vertical de 1x100% equipado con un desnebulizador de malla metálica para minimizar el arrastre de líquidos condensados en el gas de sobrecarga que se devuelve a la entrada de los lechos del adsorbedor con ayuda del compresor de reciclaje de gas de regeneración Los líquidos condensados se dirigen al tambor receptor de GNL. El nivel se mantiene en el recipiente mediante un lazo de control de nivel dedicado que actúa sobre la válvula de control en la salida de líquido del depurador.

V.2.3.5 Gas de regeneración después del filtro

El gas procedente del depurador de gases de regeneración continúa hacia los filtros de gases de regeneración, un filtro mecánico de 2x100%.

El gas de regeneración procedente del depurador se encamina a través del filtro de gas después del filtro para una filtración mecánica de cualquier elemento fino o polvo que pueda generarse en los adsorbedores, y evitar que este polvo/elementos finos entren en el compresor de gas de regeneración.

V.2.3.6 Paquete de compresores de gas de regeneración para la eliminación de hidrocarburos pesados

El compresor de gas de regeneración está configurado en un servicio de 2x100%. Cada uno de los compresores de gas de regeneración tendrá una línea interna "caliente" de derivación/anti-surge para el apagado de la unidad/protección de la máquina. Además, se instalará una línea de recirculación común con una válvula de control para reducir el caudal.

Los compresores se utilizan para comprimir el gas de regeneración a la presión del gas de alimentación de entrada del contactor de aminas. Teniendo en cuenta que la caída de presión en los adsorbedores es inferior a 1 barg, el cabezal del compresor de gas regenerado no es grande. El compresor de gas de regeneración funcionará de forma continua. El compresor funcionará en recirculación (haciendo circular gas para subir el gas de regeneración después del refrigerador) cuando el adsorbedor regenerado esté en espera.

En caso de fallas del compresor de gas de regeneración, el gas de regeneración se redirigirá al sistema de quemadores húmedos de alta presión a través de una válvula de control de presión. Esta válvula de control regulará la presión en el circuito de regeneración hasta que se ponga en marcha el paquete compresor de repuesto.

V.2.3.7 Tambor receptor de GNL

Los líquidos procedentes de la eliminación de hidrocarburos pesados fluyen a través de una válvula de control de niveles hacia el receptor de GNL, un separador trifásico horizontal. La fase de vapor se controla mediante el control de presión y se dirige al sistema de gas combustible. Los líquidos se recolectan en la primera sección del recipiente, donde el condensado más ligero y la emulsión forman una capa sobre el agua suelta. El vertedero mantendrá el nivel de la capa oleosa mientras que el controlador de nivel de líquido de la interfaz mantiene el nivel de agua suelta. El condensado se derrama por la parte superior del vertedero y el nivel se mantiene mediante un control de nivel.

El agua libre se conducirá a los tanques de decantación del casco, mientras que la fase de vapor y el condensado no estabilizado se mezclarán con el gas combustible en el tambor de mezcla de gas combustible.

V.2.3.8 Lecho de eliminación de hidrocarburos pesados después del filtro

Durante la manipulación y carga normales del adsorbente, se espera que se genere una pequeña cantidad de polvo, que puede arrastrarse hacia el proceso aguas abajo. En condiciones normales de funcionamiento, el adsorbente no generará polvo ni elementos finos; sin embargo, en condiciones adversas, por ejemplo, presurización/despresurización repentina y velocidades excesivas a través del lecho, existe la posibilidad de que se produzcan alteraciones en el lecho y la atrición/generación de elementos finos.

Debido a la sensibilidad de los equipos aguas abajo, se instalará un filtro (filtro de polvo) después del lecho 2x100% aguas abajo de los lechos adsorbentes. El ahorro propuesto permitirá sustituir los cartuchos filtrantes en un recipiente filtrante sin perturbar el funcionamiento.

V.2.4 Sistema de licuefacción y refrigeración

Tras el acondicionamiento en la Unidad de eliminación de hidrocarburos pesados, el gas de alimentación se deshidrata en el sistema de deshidratación y, a continuación, fluye hacia el sistema de licuefacción de GNL. La configuración del tren de licuefacción y la selección del variador se detallan en las bases del diseño de procesos y servicios básicos.

El sistema de licuefacción y refrigeración de GNL utiliza la tecnología de licuefacción de GNL IPSMR de Chart para enfriar, condensar y sub-enfriar la alimentación de gas natural hasta la temperatura de almacenamiento del GNL. El paso de licuefacción es un ciclo de refrigerante mixto mejorado que crea múltiples niveles de refrigeración para mejorar la eficiencia del proceso de licuefacción, en comparación con los sistemas tradicionales de refrigerante mixto único.

El gas de alimentación entra cerca de la parte superior del intercambiador de licuefacción y desciende por el intercambiador, donde se enfría, se condensa y se subenfría con el refrigerante mezclado. El gas licuado o producto GNL sale por la parte inferior del intercambiador de licuefacción a temperaturas criogénicas. El flujo combinado de producción de GNL de los trenes paralelos fluye hacia el sistema de manipulación de degradad de GNL.

V.2.4.1 Equipo refrigerante mixto (MR)

La cadena de compresores de refrigerante mixto en cada tren de licuefacción consta de un compresor de refrigerante mixto accionado por una turbina de gas, tambores de aspiración del compresor (1ª etapa y secciones entre etapas), desobrecalentadores del compresor (entre etapas y de descarga), condensadores de refrigerante mixto (entre etapas y de descarga) y un tambor acumulador único de refrigerante mixto. Además, en el interior de la cámara de enfriamiento se encuentran los intercambiadores principales de licuefacción y un separador de vapor frío.

El refrigerante para el proceso de la unidad de licuefacción es suministrado por el calentamiento y vaporización de cuatro corrientes de refrigerantes alimentadas a puntos progresivamente más fríos en el intercambiador de licuefacción.

V.2.4.2 Intercambiador de licuefacción

El intercambiador de licuefacción es un conjunto de intercambiador de calor de aluminio soldado (BAHX) de varios pasos -diseñado para realizar toda la transferencia de calor del sistema de licuefacción de GNL. El diseño utiliza varios núcleos, conectados en paralelo para proporcionar el área de transferencia de calor y la caída de presión requeridas en esta aplicación. Todos los intercambiadores BAHX están diseñados para cumplir o superar las directrices de empresa constructora (ALPEMA).

V.2.4.3 Tubos verticales

Los tubos verticales son recipientes verticales diseñados para separar las dos salidas de fase-de las válvulas de refrigerante mixto J-T antes de la entrada al intercambiador de GNL. El líquido de cada tubo vertical se dirige al dispositivo de entrada patentado para su inyección en el BAHX. El vapor de cada tubo vertical fluye hacia el intercambiador de GNL y se recombina con el líquido uniformemente a través del ensamblaje del intercambiador.

V.2.4.4 Separador de vapor frío de refrigerante mixto

El separador de vapor frío de refrigerante mixto es un recipiente vertical instalado dentro de la cámara de enfriamiento de licuefacción que separa los líquidos de la corriente de vapor de refrigerante mixto parcialmente condensado procedente del acumulador de refrigerante mixto. Este recipiente proporciona los dos servicios de refrigerante más fríos.

V.2.4.5 Compresor de refrigerante mixto

El compresor de refrigerante mixto (de otros fabricantes) es un compresor centrífugo de dos etapas-con división vertical-API 617, accionado por una turbina de gas, que incluye los controles de sobretensión necesarios.

V.2.4.6 Tambor de succión de la 1a sección de refrigerante mixto

El tambor de aspiración de la 1ª sección de refrigerante mixto (de otros fabricantes) es un tambor seco vertical diseñado para eliminar cualquier líquido transitorio que pueda arrastrarse desde el BAHX durante perturbaciones. En función de la capacidad del sistema y de la presión de funcionamiento, un separador de gotas de paletas es la opción más eficiente/económica y se utiliza como base para el dimensionamiento con el fin de minimizar el diámetro del tambor. Este recipiente puede estar en la misma carcasa que el tambor entre etapas de refrigerante mixto. Los dos recipientes pueden apilarse uno encima del otro para ahorrar espacio y reducir el costo de las tuberías.

V.2.4.7 Tambor entre etapas de refrigerante mixto

El tambor entre etapas de refrigerante mixto (de otros fabricantes) es un recipiente vertical diseñado para expulsar los líquidos condensados en el condensador entre etapas de refrigerante mixto. Estos líquidos proporcionan el refrigerante de temperatura caliente al licuefactor. El vapor de este recipiente se dirige a la aspiración de la 2ª sección del compresor de refrigerante mixto. En función de la capacidad del sistema y de la presión de funcionamiento, un separador de gotas de paletas es la opción más eficiente/económica y se utiliza como base para el dimensionamiento con el fin de minimizar el diámetro del tambor. Este recipiente puede estar en la misma carcasa que el tambor de succión de 1ª sección de refrigerante mixto. Los dos recipientes pueden apilarse uno encima del otro para ahorrar espacio y reducir el costo de las tuberías.

V.2.4.8 Acumulador de refrigerante mixto

El acumulador de refrigerante mixto (de otras partes) es un recipiente vertical diseñado para separar la corriente de dos fases-del condensador de descarga del compresor de refrigerante mixto y para proporcionar la retención asociada. El acumulador de refrigerante mixto tiene un respiradero hacia el quemador para descargar cualquier luz del sistema de refrigerante mixto durante un evento de despresurización.

V.2.4.9 Desrecalentadores entre etapas de refrigerante mixto

Los desrecalentadores entre etapas de refrigerante mixto son un par de intercambiadores de calor de carcasa y tubos diseñados para acercar la descarga de la primera sección del compresor de refrigerante mixto a su punto de rocío antes de pasar al condensador entre etapas de refrigerante mixto. Esto garantiza que las temperaturas y las temperaturas diferenciales que el condensador del intercambiador de calor de aluminio soldado esté dentro de los límites especificados por la metalurgia y ALPEMA (Asociación de fabricantes de intercambiadores de alerones de placas de aluminio). La refrigeración de estos intercambiadores código TEMA (Asociación de Fabricantes de Intercambiadores Tubulares) BEM de un solo paso-se realiza mediante agua de refrigeración. El caudal de agua de refrigeración se controla mediante la temperatura de salida de refrigerante mixto. Estos intercambiadores pueden instalarse verticalmente para minimizar el uso de espacio en cubierta.

V.2.4.10 Condensador entre etapas de refrigerante mixto

El condensador entre etapas de refrigerante mixto es un ensamblaje de intercambiadores de calor de aluminio soldado (BAHX) de dos pasos-diseñado para condensar parcialmente la descarga de la primera sección del compresor de refrigerante mixto. La refrigeración de los intercambiadores BAHX corre a cargo del sistema de agua de refrigeración de circuito cerrado. El condensador consta de dos núcleos BAHX en paralelo instalados en una pequeña caja para proteger los intercambiadores del entorno exterior. Esto proporciona una solución de condensación ligera y compacta. Para proteger el intercambiador, hay que mantener la calidad del agua, controlar el pH del agua de refrigeración y añadir inhibidores de corrosión.

V.2.4.11 Desobrecalentador de descarga de refrigerante mixto

El desobrecalentador de descarga de refrigerante mixto es un intercambiador de calor de carcasa y tubos diseñado para acercar la descarga de la 2ª sección del compresor de refrigerante mixto a su punto de rocío antes del condensador de descarga de refrigerante mixto. Esto garantiza que las temperaturas y las temperaturas diferenciales del condensador del intercambiador de calor de aluminio soldado estén dentro de los límites especificados por la metalurgia y ALPEMA. Este intercambiador también proporciona refrigeración de descarga durante el funcionamiento de reciclado del compresor, cuando el acumulador de refrigerante mixto y el condensador de descarga de refrigerante mixto estén aislados del resto del sistema para minimizar la presión de asentamiento del sistema-presión de salida. La refrigeración de este intercambiador TEMA BEM de un solo paso-se realiza mediante agua de refrigeración. El caudal de agua de refrigeración se controla mediante la temperatura de salida de refrigerante mixto.

V.2.4.12 Condensador de descarga de refrigerante mixto

El condensador de descarga de refrigerante mixto es un ensamblaje de intercambiadores de calor de aluminio soldado (BAHX) de dos pasos-diseñado para condensar parcialmente la descarga de la 2da sección del compresor de refrigerante mixto. La refrigeración del intercambiador BAHX corre a cargo del sistema de agua de refrigeración de circuito cerrado. El condensador consta de un núcleo BAHX envuelto en una pequeña caja para proteger los intercambiadores del ambiente exterior. Esto proporciona una solución de condensación ligera y compacta. Para proteger el intercambiador, hay que mantener la calidad del agua, controlar el pH del agua de refrigeración y añadir inhibidores de corrosión.

V.2.5 Sistema de vapor de gas de ebullición/ gas de expansión final (BOG/EFG)

El objetivo del sistema de compresión es comprimir el gas de ebullición/ gas de expansión final en el sistema de gas combustible y reciclar el exceso de gas de ebullición de vuelta al sistema de licuefacción durante la descarga de GNL. Se propone combinar el tambor de evaporación inmediata de GNL y el tambor de succión de gas de ebullición y gas de expansión final en una sola unidad. La parte inferior sirve como tambor de evaporación rápida de GNL, mientras que la parte superior sirve como depurador para los compresores gas de ebullición / gas de expansión final.

Teniendo en cuenta que el proceso de licuefacción se realiza en fase densa, la presión del GNL procedente de la cámara de enfriamiento tiene que descender significativamente antes de llegar a los tanques de almacenamiento a una presión aproximadamente atmosférica. Esto se consigue principalmente en el expansor de GNL, donde la energía de la presión se recupera en la generación de energía adicional, y después en el tambor de evaporación inmediata de GNL.

El gas de ebullición procedente del cabezal de vapores de carga (que recoge la ebullición de los tanques de carga, así como el exceso de gas de ebullición generado durante la descarga del Instalaciones flotantes de GNL) se dirige a la sección superior del depurador del tambor evaporación rápida. Una línea de enfriamiento de GNL que toma el producto subenfriado de la licuefacción HEX proporciona enfriamiento del gas de ebullición para asegurar una temperatura de succión suficientemente baja hacia el compresor gas de ebullición y gas de expansión final en escenarios de perturbaciones (por ejemplo, durante el arranque o el reciclaje del gas de ebullición desde el compresor).

La configuración propuesta se basa en 2 compresores de gas de ebullición y gas de expansión final con solo uno en funcionamiento durante el modo de mantenimiento para proporcionar redundancia. Durante la descarga, ambos compresores funcionarán para gestionar el mayor retorno de vapor y evitar la quema en el quemador (de ahí la configuración de 2 x 67% TBC). El gas sobrante (no utilizado como gas combustible de alta presión) se reciclará a los tres trenes de licuefacción.

V.2.6 Sistema de gas combustible

El sistema de gas combustible está diseñado para suministrar gas combustible para todos los requerimientos de instalaciones flotantes de GNL. El sistema de gas combustible se divide en el sistema de tratamiento de gas combustible de alta presión y de gas de baja presión.

El objetivo del sistema de tratamiento del gas combustible es eliminar los posibles líquidos/sólidos, sobrecalentar el gas combustible para garantizar que no se produzca condensación y filtrar el gas combustible suministrado a las turbinas de gas. El sistema suministrará gas combustible con punto de rocío controlado para los siguientes requerimientos:

1. Gas combustible de alta presión a turbinas de gas en el tren de licuefacción 1-3.
2. Gas combustible de alta presión para el generador de turbinas a gas 1-2.
3. Sistema de gas combustible de baja presión.
4. Gas combustible de baja presión para purga.
5. Gas combustible de baja presión hacia la sección de regeneración de aminas.
6. Gas de gas presión para los generadores situados en el casco.
7. Gas combustible de baja presión hacia el quemador piloto.

El sistema de gas combustible recibe gas del compresor gas de ebullición y gas de expansión final y del receptor de GNL. Además, se incluye una línea de suministro de gas combustible aguas abajo de las instalaciones de entrada y del sistema de eliminación de mercurio para la puesta en marcha.

El sistema de gas combustible consta de un tambor de mezcla de gas combustible, un recalentador de gas combustible de alta presión, un filtro de gas combustible de alta presión y un calentador de arranque de gas combustible de alta presión.

V.2.6.1 Equipo de tratamiento de gases combustibles de alta presión

El condensado líquido producido por el sistema de eliminación de hidrocarburos pesados se utilizará como gas combustible como base. En un desarrollo de ingeniería posterior, se podría considerar la estabilización del condensado para exportarlo cerca de la Unidad FLNG de productos refinados como producto de venta. Como el condensado entrante no es estable (contiene HC ligeros), el condensado líquido presurizado del receptor de GNL se inyecta en el tambor de mezcla de gas combustible y se mezcla con gas de ebullición y gas de expansión final y con condensado en fase de vapor del receptor de GNL.

El tambor de mezcla de gas combustible estará diseñado para tratar el gas combustible que se espera que llegue del receptor de GNL (tanto líquido como vapor) y del compresor de gas de ebullición y gas de expansión final y de la línea de arranque, y para separar cualquier líquido sin el gas. En principio, no se espera ninguna acumulación de líquido en operaciones normales en el tambor de mezcla de gas combustible y, por lo tanto, el nivel de líquido controlado en el tambor de mezcla de gas combustible se dirige al sistema de quemadores húmedos de alta presión.

Una válvula de control en las líneas de suministro del sistema de tratamiento de gas combustible controlará la presión del gas combustible. El tambor mezclador de gas combustible tiene una configuración 1x100%. El gas combustible que sale del tambor de mezcla de gas combustible se dirige al recalentamiento y la filtración y, a continuación, a los distintos requerimientos.

V.2.6.2 Sobrecalentador de gas combustible de alta presión

Durante el funcionamiento normal, el gas combustible procedente del tambor de mezcla de gas combustible entra en el recalentador de gas combustible de alta presión y se calienta con el medio calefactor. El gas combustible sobrecalentado (30 ºC por encima de la temperatura de entrada) se dirigirá además al filtro de gas combustible de alta presión.

La configuración del recalentador de gas combustible alta presión es de carcasa y tubo HEX 1x100%.

V.2.6.3 Filtro de gas combustible de alta presión

Los filtros de gas combustible de alta presión son unidades 2x100%. El gas combustible procedente del recalentador de gas combustible de alta presión pasa a través de los filtros de gas combustible de alta presión para eliminar cualquier partícula antes de ser enviado a las turbinas de gas.

V.2.6.4 Calentador de arranque de gas combustible de alta presión

Se incluye un calentador de tipo eléctrico para el arranque, calentador de arranque de gas combustible de alta presión. El calentador eléctrico de gas combustible proporcionará suficiente recalentamiento del gas combustible a las turbinas de gas (se supone un recalentamiento de 30 ºC).

V.2.6.5 Equipo de tratamiento de gases combustibles de baja presión

El gas combustible de baja presión no requiere ser sobrecalentado, ya que se utiliza para los siguientes fines:

- Gas de purga para la columna de evaporación rápida de aminas.
- Piloto de quemador.
- Gas combustible para los motores de gas de combustible dual para medios adicionales de generación de energía.

El gas combustible de baja presión se toma aguas arriba del tambor de mezcla de gas combustible en su línea de alimentación de gas de vapor del compresor gas de ebullición /BOG y de la fase de vapor del receptor de GNL. La presión del gas combustible de baja presión se controlará mediante una válvula de control de presión.

V.2.7 Servicios básicos

V.2.7.1 Generación de energía

La energía eléctrica será suministrada por dos generadores de turbina a gas, utilizando gas combustible de alta presión del sistema de tratamiento de gas combustible y un motor diésel combustible dual situado en la sala de máquinas, utilizando gas combustible de baja presión del sistema de tratamiento de gas combustible

En caso de que una turbina no esté disponible por mantenimiento y la otra se active, toda la energía eléctrica puede suministrarse también desde cuatro motores a combustible duales situados en el casco. También se hace referencia al informe sobre el equilibrio de la carga eléctrica. Con una turbina a gas disponible y dos motores a combustible duales es posible cubrir la demanda de potencia máxima prevista de 43.8 MWe durante la descarga. En condiciones normales de funcionamiento, la energía será suministrada por una sola turbina de gas y un solo motor a combustible dual.

V.2.7.2 Medio calefactor

La calefacción del proceso la proporcionará el circuito cerrado de aceite caliente. El medio calefactor (aceite caliente) se calentará con los gases de escape de las turbinas a gas en unidades específicas de recuperación de calor residual. Para efectos del arranque, se instalará un calentador eléctrico adicional. El medio calefactor de alta temperatura se distribuye en un circuito cerrado mediante las bombas de circulación 3*50% alta temperatura HM para:

- El calefactor de gas de regeneración hidrocarburos pesados.
- Circuito cerrado de medios calefactores a temperaturas bajas.

El circuito cerrado de baja temperatura suministrará calefacción a los demás requerimientos de calor del proceso:

- Recalentador de aminas.
- Sobrecalentador de gas combustible de alta presión.
- Calentador de entrada.

V.2.7.3 Medio refrigerante y sistema de agua de mar

El sistema principal de agua de mar suministrará agua de mar como medio de enfriamiento al medio de refrigeración de circuito cerrado de la parte superior (solución de glicol) en intercambiadores de calor de agua de mar/medio de refrigeración. Estos últimos son intercambiadores de calor de placas de titanio. Cómo mínimo se elevará el agua de mar desde las tomas de mar del casco para los requerimientos de la parte superior.

El agua de mar se verterá al mar con un aumento máximo de temperatura del 10 ºC en el punto de descarga al mar y que se disipa inmediatamente para cumplir los criterios de la normativa internacional que impone un aumento no superior a 3 °C la temperatura ambiente en el perímetro de la zona de mezcla, o a 100 metros de distancia del punto de descarga.

V.2.7.4 Unidad de quemadores

Los sistemas de quemadores proporcionarán una eliminación eficaz y segura de los fluidos peligrosos de los sistemas de proceso en caso de cualquier perturbación operativa, de proceso o de emergencia. El sistema se divide en subsistemas húmedo y frío. Éstos deben separarse para evitar la formación de sólidos durante la descarga al sistema de quemadores. Las principales fuentes de cada sistema de quemadores son las siguientes:

- Quemador húmedo de alta presión:
  - Purga del sistema de pretratamiento, incluida la unidad de eliminación de hidrocarburos pesados.
  - Línea de puesta en marcha aguas abajo de la unidad de eliminación de gases ácidos y unidad de eliminación de hidrocarburos pesados.
- Quemador frío de alta presión:
  - Purga de los trenes frigoríficos.
  - Desinstalación del sistema de gases de ebullición.
- Quemador frío de gas natural de baja presión:
  - Vertido fuera de la línea aguas arriba del compresor de gases de ebullición.
  - El vapor de gases de ebullición también podría dirigirse al quemador frío de baja presión si el compresor de gases de ebullición no está disponible.

Se facilitarán más detalles en el informe del estudio de los quemadores. Todos los cabezales de los subsistemas de quemador tendrán dos conexiones de gas de purga sin oxígeno designadas e independientes que barrerán cualquier oxígeno de los sistemas para mantener condiciones no explosivas en todos los subsistemas.

V.2.7.5 Sistema de quemadores húmedos de alta presión

El cabezal del quemador húmedo de alta presión se dirige al tambor separador del quemador húmedo de HP antes de que el gas se envíe al quemador húmedo de alta presión (pila de quemadores comunes con el quemador frío de gas de baja y de alta presión). El tambor separador de quemadores húmedos de alta presión también se utilizará para recoger todos los desagües de mantenimiento peligrosos cerrados. Los líquidos que se separen del gas en el tambor separador se bombearán, a demanda, al tambor receptor de GNL.

V.2.7.6 Sistema de quemadores fríos de alta presión

El sistema de quemadores fríos de alta presión recolecta las descargas de todos los sistemas secos y de alta presión que funcionan a bajas temperaturas (normalmente con presiones de diseño de más de 9 barg). El cabezal se dirige al tambor separador del quemador frío de alta presión antes de que el gas se envíe al quemador frío de alta presión (pila común del quemador frío de gas de baja presión y el quemador húmedo de alta presión). El tambor separador en frío también se utilizará para recolectar los desagües de mantenimiento de los equipos / sistemas que funcionan a temperaturas criogénicas.

El tambor separador de quemadores fríos de alta presión está conectado con el sistema de descongelamiento a través de un "inyector de gas" instalado en la parte inferior del tambor separador de quemadores fríos de alta presión. Si fuese necesario, esta conexión puede utilizarse para acelerar la evaporación de los líquidos fríos. La transferencia de cualquier líquido puede realizarse al tambor separador de quemadores húmedos de alta presión a través de una línea de drenaje manual específica. El tambor separador de quemadores fríos de alta presión estará equipado con un radar de onda guiada y un indicador de nivel. Su recipiente de líquidos estará equipado además con un transmisor de temperatura.

V.2.7.7 Sistema de quemadores fríos de gas de baja presión

El sistema de quemadores fríos de gas de baja presión recolecta los líquidos secos descargados de las fuentes de gas de baja presión de la planta de GNL, que funcionan a baja presión/baja temperatura (sistemas con una presión de diseño típica menores de 10 Barg, que funcionan a temperaturas bajo cero). El sistema no contiene un tambor separador designado, ya que las fuentes que descargan en el sistema de quemadores fríos de gas de baja presión no contienen líquidos y no habrá riesgo de condensación.

V.2.7.8 Unidad de Generación Eléctrica

La energía eléctrica será suministrada por dos generadores de turbina de gas los cuales utilizan gas combustible de alta presión, así como también serán utilizados cuatro generadores de combustible dual, anexando un motor de combustible a base de diésel el cual actuará como un generador de emergencia el cual se sitúa en la sala de máquinas.

En caso de que una turbina no esté disponible por cualquier mantenimiento y la otra falle, toda la energía eléctrica será suministrada por los cuatro generadores de combustible dual situados en el casco.

Con una turbina de gas disponible y dos motores de combustible dual es posible cubrir la demanda de potencia máxima prevista de 43.8 MWe. En operaciones normales, la energía será suministrada por una sola turbina de gas y un solo motor de combustible dual.

V.2.7.9 Unidad del Medio Refrigerante y Sistema de Agua de Mar

El sistema principal de agua de mar suministra agua marina como medio de refrigeración al medio de enfriamiento de circuito cerrado superior (solución de glicol) en el medio de intercambiadores de calor de agua de mar/refrigerante. Estos últimos son intercambiadores de calor de placas de titanio. La finalidad del sistema de Agua de Mar es elevar el agua marina desde la toma del cofre marino ubicado en el casco de la Unidad FLNG para los consumidores de la parte superior.

V.2.7.10 Remolcadores y servicios especializados de transporte marítimo portuario

Las operaciones para el servicio de los remolcadores para el arribo de la Unidad FLNG, para el arribo y salida de los buques de GNL, así como para los servicios de suministro de bienes y servicios, traslado del personal del y hacia la Unidad FLNG, traslado de residuos, refacciones y otros insumos a la Unidad FLNG se realizarán mediante los servicios portuarios de la ASIPONA Topolobampo y a través de empresas de servicios de transporte marinos portuarios autorizadas bajo los más estrictos estándares navales nacionales e internacionales, de las Reglas de Operación del Puerto y considerando que deben ser recibidos, inspeccionados, verificados y trasladados de manera óptima y segura.

Todos los consumibles enviados hacia la Unidad FLNG se manifestarán mediante registros específicos. El manifiesto o procedimiento que se utilice servirá para identificar el lugar dentro de la instalación al que se transferirán las mercancías, esto puede ser en o cerca del punto de uso, o en un área designada para su posterior transferencia o almacenamiento de mercancías.

Los procedimientos y herramientas aplicaciones asociadas para la recepción de mercancías, almacenamiento, conservación, expedición, la salida y la devolución se pondrán en marcha durante la ejecución del sistema.

La cadena de suministro de la Unidad FLNG al servicio de transporte y viceversa garantiza la entrega segura y eficiente de los bienes y servicios esenciales para el funcionamiento de las instalaciones de licuefacción, desde el abastecimiento hasta el punto de utilización y en su caso, devolución (refacciones, equipos adicionales entre otros). Lo anterior incluye la logística de los flujos del personal a bordo permanente o temporal, materiales, equipos y residuos, así como el almacenamiento de existencias (inventario de refacciones, materiales entre otros).

La operación de los trasportes especializados relacionado con el manejo de residuos desde la Unidad FLNG hasta las Instalaciones Auxiliares en Tierra se desarrollará a través de medios seguros de recolección en las instalaciones, transferencia a tierra y resguardo temporal de acuerdo con los lineamientos ambientales y normativa mexicana que en la materia sean aplicables. El Proyecto tiene contemplado el almacenamiento temporal y la recepción adecuada para dichos residuos en lugares acondicionados en la Unidad FLNG para su manejo y disposición mediante empresas debidamente autorizadas para recolectar, transportar y disposición final de los distintos residuos.

V.2.8 Sustancias peligrosas involucradas

Un punto importante del Estudio de Riesgo es identificar y cuantificar los materiales peligrosos que intervienen en el Proyecto. A continuación, en la Tabla V.16 se presenta las características del gas natural.

Tabla V.16 Resumen de sustancias peligrosas manejadas en el Proyecto

Nombre químico de sustancia IUPAC	CAS	Riesgo químico					Flujo de operación	Concentración (%)	Capacidad			Tipo de almacenamiento	Cantidad de reporte (kg)
		C	R	E	T	I			Diseño Planta (MTPA)	Tanques (m^3)	Máximo de almacenamiento (m^3)		
Gas natural	8006-14-2					X	572 MMSCFD	97	5.05	44,000	220,000	Tanques de guarda temporal	500
Refrigerante (mezcla)	Etano 74-84-0					X	430.5 kg/h	.	N. A.	15 ton	500	Isocontenedores intermodales	500
	Iso-Pentano 109-66-0									20 ton			500
	Butano 106-97-8									70 ton			500

El refrigerante será una mezcla de nitrógeno, metano, etano, iso-pentano y butano. Por el momento no se cuenta con la mezcla exacta, ya que la composición será determinada por el liquefaction licensor.
Las condiciones de operación fueron tomadas del documento P-21-003-ARG-83-01-HMB-01_C4 Balances de calor y masa.
Así como de la Descripción del proyecto VP_Rev4.1 13 de junio de 2024

Fuente: Elaboración propia.

Para determinar las actividades consideradas como riesgosas se realizó con base en la LGEEPA, Capítulo V, del Título IV, Artículo 147. Asimismo, se consideró lo establecido en los listados 1°. y 2° de la Secretaría de Gobernación, en los que se determinan las cantidades de reporte para clasificar a las empresas que realizan actividades altamente riesgosas. De acuerdo con los datos de la Tabla V.16, el centro de trabajo rebasará la cantidad de reporte de gas natural de 500 kg. En el Anexo Técnico ANX-TEC-04 se presenta la hoja de datos de seguridad del gas natural. El formato de las hojas de seguridad se presenta de acuerdo con lo establecido en la Norma Oficial Mexicana NOM-018-STPS-2015, Sistema armonizado para la identificación y comunicación de Peligros y Riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo.

V.2.9 Características de equipos de proceso principal y auxiliares

En la Tabla V.17 se muestran las características de los equipos principales y en la Tabla V.18 se muestran los equipos auxiliares que se instalarán y operarán en el Proyecto. La información Pendiente, se tendrá por determinar o confirmar en las fases de desarrollo posteriores del Proyecto.

Tabla V.17 Características de equipos principales del Proyecto

Descripción	TAG	Año de fabricación	Capacidad	Dimensiones Ancho * Longitud * Total (mm)	Materiales de construcción / Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión prueba hidrostática (kg/cm^2)	Flujo OP / DI (MMPCD) Máx/Nor/Mín	Presión OP / DI (psi) Máx/Nor/Mín	Temperatura OP / DI (°C) Máx/Nor/Mín	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
Sistema 20 - EXTRACCIÓN DE GNL Y ESTABILIZACIÓN DE CONDENSADOS													
Tambor receptor NGL	20-VD-001	Pendiente	Pendiente	1,500 * 2,500 * -	CS / ASME Sección VIII Div 1	25	Condensado no estabilizado / Vapor + Líquido	132.8	0.8	55.0	34.0	PCS / FGS	M20P
Sistema 22 - INSTALACIÓN DE ENTRADA Y ELIMINACIÓN DE MERCURIO													
Filtro fino de gas de alimentación	22-CB-001A	Pendiente	678 MMSCFD	775 * 2,877 * -	/ ASME Sección VIII Div 1	25	Gas de alimentación / Vapor	132.8	7,410.0	84.3	29.6	PCS / FGS	M30P
Filtro fino de gas de alimentación	22-CB-001B	Pendiente	678 MMSCFD	775 * 2,877 * -	/ ASME Sección VIII Div 1	25	Gas de alimentación / Vapor	132.8	7,410.0	84.3	29.6	PCS / FGS	M30P
Lecho protector de mercurio después del filtro	22-CB-002	Pendiente	678 MMSCFD	775 * 2,877 * -	/ ASME Sección VIII Div 1	25	Gas de alimentación / Vapor	132.8	7,500.0	83.3	29.3	PCS / FGS	M30P
Intercambiador de calor de ajuste de entrada	22-HA-001	Pendiente	3249 kW	1,117 * 8,580 * 1,820	CS / API 660	25	Gas de alimentación / Vapor	132.8	7,350.0	85.0	29.6	PCS / FGS	M30P
Depurador de gas de alimentación	22-VG-001	Pendiente	8,033 m3/h	2,250 * 4,588 * -	CS / ASME Sección VIII Div 1	25	Gas de alimentación / Vapor	132.8	7,402.0	84.5	29.7	PCS / FGS	M30P
Cama protectora de mercurio	22-VX-002A	Pendiente	306,874 kg/h	3,200 * 7,300 * -	/ ASME Sección VIII Div 1	25	Gas de alimentación / Vapor	132.8	7,467.9	83.8	29.4	PCS / FGS	M30P
Cama protectora de mercurio	22-VX-002B	Pendiente	306,874 kg/h	3,200 * 7,300 * -	/ ASME Sección VIII Div 1	25	Gas de alimentación / Vapor	132.8	7,467.9	83.8	29.4	PCS / FGS	M30P
Sistema 23 - Gas de destello final													
Compresor EFG A Etapa 2 después del enfriador	23-HX-001A	Pendiente	Pendiente	718 * 466 * 893	SS / ASME Sección VIII Div 1 y 2	25	EFG-BOG / Vapor	59.7	Pendiente	Pendiente	Pendiente	PCS / FGS	M10P
Compresor EFG B Etapa 2 después del enfriador	23-HX-001B	Pendiente	Pendiente	718 * 466 * 893	SS / ASME Sección VIII Div 1 y 2	25	EFG-BOG / Vapor	59.7	Pendiente	Pendiente	Pendiente	PCS / FGS	M10P
Compresor EFG A Etapa 3 después del enfriador	23-HX-002A	Pendiente	Pendiente	826 * 501 * 1,004	SS / ASME Sección VIII Div 1 y 2	25	EFG-BOG / Vapor	99.4	951.8	82.0	Pendiente	PCS / FGS	M10P
Compresor EFG B Etapa	23-HX-002B	Pendiente	Pendiente	826 * 501 * 1,004	SS / ASME Sección VIII Div 1 y 2	25	EFG-BOG / Vapor	99.4	951.8	82.0	Pendiente	PCS / FGS	M10P

Descripción	TAG	Año de fabricación	Capacidad	Dimensiones Ancho * Longitud * Total (mm)	Materiales de construcción / Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión prueba hidrostática (kg/cm^2)	Flujo OP / DI (MMPCD) Máx/Nor/Mín	Presión OP / DI (psi) Máx/Nor/Mín	Temperatura OP / DI (°C) Máx/Nor/Mín	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
3 después del enfriador													
Paquete de compresor EFG A	23-KZ-001A	Pendiente	7,572 kW	3,200 * 13,500 * 5,800	/ API 617	25	EFG-BOG / Vapor	132.8	28,000.0	82.0	-162.6	PCS / FGS	M10P
Paquete de compresor EFG B	23-KZ-001B	Pendiente	7,572 kW	3,200 * 13,500 * 5,800	/ API 617	25	EFG-BOG / Vapor	132.8	28,000.0	82.0	-162.6	PCS / FGS	M10P
Unidad de aceite de compresor EFG	23-XX-001A	Pendiente	Pendiente	3,300 * 8,400 * 2,500	Pendiente	25	Aceite lubricante / Líquido	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	PCS / FGS	M10P
Unidad de aceite de compresor EFG	23-XX-001B	Pendiente	Pendiente	3,300 * 8,400 * 2,500	Pendiente	25	Aceite lubricante / Líquido	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	PCS / FGS	M10P
EFG Compresor A Depurador de succión	23-VG-001A	Pendiente	Pendiente	2,231 * 5,390 * -	/ ASME Sección VIII Div 1	25	EFG-BOG / Vapor + Líquido	41.1	28,000.0	1.0	-162.6	PCS / FGS	M10P
Fregador de succión EFG Compressor B	23-VG-001B	Pendiente	Pendiente	2,231 * 5,390 * -	/ ASME Sección VIII Div 1	25	EFG-BOG / Vapor + Líquido	41.1	28,000.0	1.0	-162.6	PCS / FGS	M10P
System 25 - Sistema de eliminación de HHC													
Lecho de extracción de HHC después del filtro	25-CB-001A	Pendiente	803.1 MMSCFD (60F)	1127 * 1,809 * -	/ ASME Sección VIII Div 1	25	Gas dulce / Vapor	132.8	9,400.0	80.8	37.6	PCS / FGS	M20P
Lecho de extracción de HHC después del filtro	25-CB-001B	Pendiente	803.1 MMSCFD (60F)	1127 * 1,809 * -	/ ASME Sección VIII Div 1	25	Gas dulce / Vapor	132.8	9,400.0	80.8	37.6	PCS / FGS	M20P
Eliminación de HHC Gas de regeneración después del filtro	25-CB-002A	Pendiente	140.7 MMSCFD (60F)	353 * 2,458 * -	/ ASME Sección VIII Div 1	25	Gas dulce / Vapor	132.8	1,300.0	78.0	37.6	PCS / FGS	M20P
Eliminación de HHC Gas de regeneración después del filtro	25-CB-002B	Pendiente	140.7 MMSCFD (60F)	353 * 2,458 * -	/ ASME Sección VIII Div 1	25	Gas dulce / Vapor	132.8	1,300.0	78.0	37.6	PCS / FGS	M20P
Calentador de gas de regeneración de eliminación de HHC	25-HA-001	Pendiente	24,084.7 kW	1,250 * 9,530 * 2,130	/ API 660	25	Gas dulce / Vapor	39.8	2,730.5	79.7	290.0	PCS / FGS	M20P
Gas de regeneración de eliminación de HHC después del enfriador	25-HA-002	Pendiente	25105.6 kW	1,250 * 9,530 * 2,130	/ API 660	25	Gas dulce / Vapor + Líquido	39.8	2,782.4	79.0	290.0	PCS / FGS	M20P
Paquete de compresor de gas de regeneración de eliminación de HHC	25-KZ-001A	Pendiente	122,911.1 kg/h	3,098 * 5,577 * 2,819	/ API 617	25	Gas dulce / Vapor	132.8	1,298.0	83.3	42.2	PCS / FGS	M20P

Descripción	TAG	Año de fabricación	Capacidad	Dimensiones Ancho * Longitud * Total (mm)	Materiales de construcción / Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión prueba hidrostática (kg/cm^2)	Flujo OP / DI (MMPCD) Máx/Nor/Mín	Presión OP / DI (psi) Máx/Nor/Mín	Temperatura OP / DI (°C) Máx/Nor/Mín	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
Paquete de compresor de gas de regeneración de eliminación de HHC	25-KZ-001B	Pendiente	122,911.1 kg/h	3,098 * 5,577 * 2,819	/ API 617	25	Gas dulce / Vapor	132.8	1,298.0	83.3	42.2	PCS / FGS	M20P
Gas de regeneración de eliminación de HHC después del depurador	25-VG-002	Pendiente		1,600 * 2,600 * -	CS / ASME Sección VIII Div 1	25	Gas dulce / Vapor + Líquido	132.8	1,295.3	78.0	34.0	PCS / FGS	M20P
Adsorbedor de eliminación de HHC	25-VK-001A	Pendiente	226 MMSCFD (60F)	3,500 * 10,000 * -	SA533 / ASME Sección VIII Div 1	25	Gas dulce / Vapor	132.8	3123.6	81.6	37.6	PCS / FGS	M20P
Adsorbedor de eliminación de HHC	25-VK-001B	Pendiente	226 MMSCFD (60F)	3,500 * 10,000 * -	SA533 / ASME Sección VIII Div 1	25	Gas dulce / Vapor	132.8	3123.6	81.6	37.6	PCS / FGS	M20P
Adsorbedor de eliminación de HHC	25-VK-001C	Pendiente	226 MMSCFD (60F)	3,500 * 10,000 * -	SA533 / ASME Sección VIII Div 1	25	Gas dulce / Vapor	132.8	3123.6	81.6	37.6	PCS / FGS	M20P
Adsorbedor de eliminación de HHC	25-VK-001D	Pendiente	226 MMSCFD (60F)	3,500 * 10,000 * -	SA533 / ASME Sección VIII Div 1	25	Gas dulce / Vapor	132.8	1276.8	80.4	37.4	PCS / FGS	M20P
Adsorbedor de eliminación de HHC	25-VK-001E	Pendiente	226 MMSCFD (60F)	3,500 * 10,000 * -	SA533 / ASME Sección VIII Div 1	25	Gas dulce / Vapor	132.8	2730.5	79.7	290	PCS / FGS	M20P
Sistema 26 - Tren de licuefacción 1 (1 x33%)													
Recalentador entre etapas MR	26-HA-101	Pendiente	19,015 kW	1,600 * 7,100 * -	CS-SS / API 660	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	41.1	Pendiente	Pendiente	Pendiente	PCS / FGS	M10S
Recalentador de descarga MR	26-HA-103	Pendiente	14,798 kW	940 * 6,580 * -	CS-SS / API 660	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	86.8	Pendiente	Pendiente	Pendiente	PCS / FGS	M10S
Compresor y controlador MR	26-KZ-101	Pendiente	VTA	21,650 * 4,660 * 16,976	/ API617-API 616	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	86.8	Pendiente	Pendiente	Pendiente	PCS / FGS	M10S
Tambor de succión MR 1ª etapa	26-VD-101	Pendiente	522 MMSCFD	5,350 * 7,500 * -	CS / ASME Sección VIII Div 1	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	41.1	Pendiente	Pendiente	Pendiente	PCS / FGS	M10S
Tambor entre etapas MR	26-VD-102	Pendiente	438(G)/408(L) MMSCFD/Am 3/h	3,800 * 10,500 * -	LTCS / ASME Sección VIII Div 1	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	41.1	Pendiente	Pendiente	Pendiente	PCS / FGS	M10S
Tambor acumulador MR	26-VD-103	Pendiente	348(G)/392(L) MMSCFD/Am 3/h	4,000 * 9,000 * -	LTCS / ASME Sección VIII Div 1	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	86.8	Pendiente	Pendiente	Pendiente	PCS / FGS	M10S
Caja fría de licuefacción	26-HZ-105	Pendiente	171,233 kg/h	7,315 * 13,106 * 17,993	AL /	25	Mezcla de refrigerante y gas dulce / Vapor + Líquido (supercrítico)	132.8	2,810.1	80.4	-150.0	PCS / FGS	M10S

Descripción	TAG	Año de fabricación	Capacidad	Dimensiones Ancho * Longitud * Total (mm)	Materiales de construcción / Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión prueba hidrostática (kg/cm^2)	Flujo OP / DI (MMPCD) Máx/Nor/Mín	Presión OP / DI (psi) Máx/Nor/Mín	Temperatura OP / DI (°C) Máx/Nor/Mín	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
Separador de vapor frío	26-VG-104	Pendiente	Pendiente	Incl	/ ASME Sección VIII Div 1	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	PCS / FGS	M10S
Tubo vertical caliente	26-VL-105	Pendiente	Pendiente	Incl	/ ASME B16.11	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	PCS / FGS	M10S
Tubo vertical medio	26-VL-106	Pendiente	Pendiente	Incl	/ ASME B16.11	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	PCS / FGS	M10S
Tubo vertical frío	26-VL-107	Pendiente	Pendiente	Incl	/ ASME B16.11	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	PCS / FGS	M10S
Condensador entre etapas MR	26-HG-102A/B	Pendiente	15,713 kW	4,267 * 5,791 * 5,791	AL / API 662 Pt 2	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	41.1	Pendiente	Pendiente	Pendiente	PCS / FGS	M10S
Condensador de descarga MR	26-HG-104	Pendiente	23,108 kW	4,267 * 5,791 * 5,791	AL / API 662 Pt 2	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	86.8	Pendiente	Pendiente	Pendiente	PCS / FGS	M10S
Sistema 26 - Tren de licuefacción 2 (1 x33%)													
Recalentador entre etapas MR	26-HA-201	Pendiente	19,015 kW	1,600 * 7,100 * -	CS-SS / API 660	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	41.1	Pendiente	Pendiente	Pendiente	PCS / FGS	M20S
Recalentador de descarga MR	26-HA-203	Pendiente	14,798 kW	940 * 6,580 * -	CS-SS / API 660	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	86.8	Pendiente	Pendiente	Pendiente	PCS / FGS	M20S
Compresor y controlador MR	26-KZ-201	Pendiente	VTA	21,650 * 4,660 * 16,976	/ API617-API 616	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	86.8	Pendiente	Pendiente	Pendiente	PCS / FGS	M20S
WHRU para 26-KZ-201	41-HW-002A	Pendiente	45,000 kW	7,400 * 7,900 * 32,000		25	Gas de escape / Vapor		Pendiente	Pendiente	Pendiente	PCS / FGS	M20S
Tambor de succión MR 1ª etapa	26-VD-201	Pendiente	522 MMSCFD	5,350 * 7,500 * -	CS / ASME Sección VIII Div 1	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	41.1	Pendiente	Pendiente	Pendiente	PCS / FGS	M20S
Tambor entre etapas MR	26-VD-202	Pendiente	438(G)/408(L) MMSCFD/Am 3/h	3,800 * 10,500 * -	LTCS / ASME Sección VIII Div 1	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	41.1	Pendiente	Pendiente	Pendiente	PCS / FGS	M20S
Tambor acumulador MR	26-VD-203	Pendiente	348(G)/392(L) MMSCFD/Am 3/h	4,000 * 9,000 * -	LTCS (HS) / ASME Sección VIII Div 1	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	86.8	Pendiente	Pendiente	Pendiente	PCS / FGS	M20S
Caja fría de licuefacción	26-HZ-205	Pendiente	171,233 kg/h	7,315 * 13,106 * 17,993	AL /	25	Mezcla de refrigerante y gas dulce / Vapor + Líquido (supercrítico)	132.8	2,810.1	80.4	-150.0	PCS / FGS	M10S
Separador de vapor frío	26-VG-204	Pendiente	Pendiente	Incl	/ ASME Sección VIII Div 1	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	PCS / FGS	M20S
Tubo vertical caliente	26-VL-205	Pendiente	Pendiente	Incl	/ ASME B16.11	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	PCS / FGS	M20S
Tubo vertical medio	26-VL-206	Pendiente	Pendiente	Incl	/ ASME B16.11	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	PCS / FGS	M20S
Tubo vertical frío	26-VL-207	Pendiente	Pendiente	Incl	/ ASME B16.11	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	PCS / FGS	M20S

Descripción	TAG	Año de fabricación	Capacidad	Dimensiones Ancho * Longitud * Total (mm)	Materiales de construcción / Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión prueba hidrostática (kg/cm^2)	Flujo OP / DI (MMPCD) Máx/Nor/Mín	Presión OP / DI (psi) Máx/Nor/Mín	Temperatura OP / DI (°C) Máx/Nor/Mín	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
Condensador entre etapas MR	26-HG-202A/B	Pendiente	15,713 kW	4,267 * 5,791 * 5,791	AL / API 662 Pt 2	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	41.1	Pendiente	Pendiente	Pendiente	PCS / FGS	M20S
Condensador de descarga MR	26-HG-204	Pendiente	23,108 kW	4,877 * 4,267 * 8,230	AL / API 662 Pt 2	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	86.8	Pendiente	Pendiente	Pendiente	PCS / FGS	M20S
Sistema 26 - Tren de licuefacción 3 (1 x33%)													
Recalentador entre etapas MR	26-HA-301	Pendiente	19,015 kW	1,600 * 7,100 * -	CS-SS / API 660	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	41.1	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30S
Recalentador de descarga MR	26-HA-303	Pendiente	14,798 kW	940 * 6,580 * -	CS-SS / API 660	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	86.8	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30S
Compresor y controlador MR	26-KZ-301	Pendiente	VTA	21,650 * 4,660 * 16,976	/ API617-API 616	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	86.8	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30S
WHRU para 26-KZ-301	41-HW-002B	Pendiente	45,000 kW	7,400 * 7,900 * 32,000	Pendiente	25	Gas de escape / Vapor	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30S
Tambor de succión MR 1ª etapa	26-VD-301	Pendiente	522 MMSCFD	5,350 * 7,500 * -	CS / ASME Sección VIII Div 1	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	41.1	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30S
Tambor entre etapas MR	26-VD-302	Pendiente	438(G)/408(L) MMSCFD/Am 3/h	3,800 * 10,500 * -	LTCS / ASME Sección VIII Div 1	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	41.1	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30S
Tambor acumulador MR	26-VD-303	Pendiente	348(G)/392(L) MMSCFD/Am 3/h	4,000 * 9,000 * -	LTCS / ASME Sección VIII Div 1	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	86.8	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30S
Caja fría de licuefacción	26-HZ-305	Pendiente	171,233 kg/h	7,315 * 13,106 * 17,993	AL /	25	Mezcla de refrigerante y gas dulce	132.8	2,810.1	80.4	-150.0	Pendiente	M10S
Separador de vapor frío	26-VG-305	Pendiente	Pendiente	Incl	/ ASME Sección VIII Div 1	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30S
Tubo vertical caliente	26-VL-305	Pendiente	Pendiente	Incl	/ ASME B16.11	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30S
Tubo vertical medio	26-VL-306	Pendiente	Pendiente	Incl	/ ASME B16.11	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30S
Tubo vertical frío	26-VL-307	Pendiente	Pendiente	Incl	/ ASME B16.11	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30S
Condensador entre etapas MR	26-HG-302A/B	Pendiente	15,713 kW	4,267 * 5,791 * 5,791	AL / API 662 Pt 2	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	41.1	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30S
Condensador de descarga MR	26-HG-304	Pendiente	23,069 kW	4,877 * 4,267 * 8,230	AL / API 662 Pt 2	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	86.8	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30S
Systema 26/Hull - Almacenamiento y maquillaje MR													
Patín de maquillaje MR	26-HX-900	Pendiente	Pendiente	5,000 * 8,000 * 4,000	Pendiente	25	Refrigerante mixto / Vapor + Líquido	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M10P
Sistema 26 - Flash final de GNL													
Expansor de GNL	26-KX-001	Pendiente	1,728 kWe	2,180 * 2,180 * 6,660	SS / API 617	25	GNL / Líquido	127.7	1,200.0	77.3	-151.2	PCS/FGS	M10P

Descripción	TAG	Año de fabricación	Capacidad	Dimensiones Ancho * Longitud * Total (mm)	Materiales de construcción / Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión prueba hidrostática (kg/cm^2)	Flujo OP / DI (MMPCD) Máx/Nor/Mín	Presión OP / DI (psi) Máx/Nor/Mín	Temperatura OP / DI (°C) Máx/Nor/Mín	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
Tambor de destello final de GNL	26-VD-001	Pendiente	524,596.8 m3/h	4,212 * 13,027 * -	CS HS / ASME Sección VIII Div 1	25	GNL-EFG / Vapor + Líquido	91.5	23,882.4	1.1	-162.5	PCS/FGS	M10P
Sistema 28 - Eliminación de gases ácidos													
Filtro fino de amina magra	28-CB-001	Pendiente	115 m3/h	1,072 * 1,747 * -	CS /	25	Pendiente	20.9	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30P
Filtro de carbón Lean Amine	28-CB-002	Pendiente	115 m3/h	3,900 * 4,500 * -	CS /	25	Pendiente	20.9	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30P
Carbón de amina magra después del filtro	28-CB-003	Pendiente	115 m3/h	1,501 * 1,398 * -	CS /	25	Pendiente	20.9	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30P
Filtro de retorno de drenaje de amina	28-CB-004	Pendiente	2 Am3/h	200 * 1,000 * -	CS /	25	Pendiente	20.9	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30P
Contactor de amina después del enfriador	28-HA-001	Pendiente	7,169.4 kW	1,676 * 9,450 * 2,780	CS / API 660	25	Gas dulce / Vapor	19.9	8,768.0	82.8	53.5	PCS/FGS	M30P
Condensador de reflujo de amina	28-HA-005	Pendiente	9,600 kW	1,314 * 6,571 * -	CS / API 660	25	Pendiente	14.2	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30P
Intercambiador de calor de aminas pobres / ricas	28-HB-002A	Pendiente	34,120 kW	1,260 * 4,135 * 3,400	CS / API 662 parte 1	25	Pendiente	19.9	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30P
Intercambiador de calor de aminas pobres / ricas	28-HB-002B	Pendiente	34,120 kW	1,260 * 4,135 * 3,400	CS / API 662 parte 1	25	Pendiente	19.9	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30P
Enfriador de aminas magras	28-HB-003	Pendiente	23,460 kW	940 * 3,995 * 3,096	CS / API 662 parte 1	25	Pendiente	19.9	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30P
Hervidor de aminas	28-HI-004A	Pendiente	14 kW	1,371-1,894 * 9,640 * 2,600	CS / API 660	25	Pendiente	13.3	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30P
Hervidor de aminas	28-HI-004B	Pendiente	14 kW	1,371-1,894 * 9,640 * 2,600	CS / API 660	25	Pendiente	13.3	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30P
Bomba de refuerzo de amina	28-PA-001A	Pendiente	460 m3/h	1,028 * 3,178 * 890	/ API 610	25	Pendiente	20.9	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30P
Bomba de refuerzo de amina	28-PA-001B	Pendiente	460 m3/h	1,028 * 3,178 * 890	/ API 610	25	Pendiente	20.9	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30P
Bomba de circulación de aminas	28-PA-002A	Pendiente	460 m3/h	1,513 * 6,089 * 1,250	/ API 610	25	Pendiente	145.8	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30P
Bomba de circulación de aminas	28-PA-002B	Pendiente	460 m3/h	1,513 * 6,089 * 1,250	/ API 610	25	Pendiente	145.8	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30P
Bomba de reflujo de aminas	28-PA-003A	Pendiente	22.8 m3/h	1,288 * 859 * -	SS / API 610	25	Pendiente	14.2	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30P
Bomba de reflujo de aminas	28-PA-003B	Pendiente	22.8 m3/h	1,288 * 859 * -	SS / API 610	25	Pendiente	14.2	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30P

Descripción	TAG	Año de fabricación	Capacidad	Dimensiones Ancho * Longitud * Total (mm)	Materiales de construcción / Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión prueba hidrostática (kg/cm^2)	Flujo OP / DI (MMPCD) Máx/Nor/Mín	Presión OP / DI (psi) Máx/Nor/Mín	Temperatura OP / DI (°C) Máx/Nor/Mín	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
Columna de destello de amina	28-VD-003	Pendiente	460 m3/h	1,700 * 3,600 * -	CS con WO / ASME Sección VIII Div 1	25	Pendiente	91.5	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30P
Contactor de aminas	28-VE-001	Pendiente	691.9 MMSCFD	4,150 * 23,000 * -	CS HS W-WO / ASME Sección VIII Div 1	25	Gas de alimentación / Vapor	133	7,737.3	83.0	29.4	PCS/FGS	M30P
Columna de extracción de aminas	28-VE-004	Pendiente	460 m3/h	3,750-4500 * 26,000 * -	CS con WO / ASME Sección VIII Div 1	25	Pendiente	91.5	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30P
Contactor de aminas después del depurador	28-VG-002	Pendiente	Pendiente	2,600 * 5,140 * -	CS HS W-WO / ASME Sección VIII Div 1	25	Gas de alimentación / Vapor + Líquido	133	8,051.2	82.3	35.5	PCS/FGS	M30P
Filtro coalescente	28-VJ-006	Pendiente	800 MMSCFD	1,400 * 4,200 * -	/ ASME Sección VIII Div 1	25	Pendiente	133	9,171.4	82.1	36.2	Pendiente	M20P
Tambor de reflujo de aminas	28-VL-005	Pendiente	450 m3/h	2,205 * 3,589 * -	316 / ASME Sección VIII Div 1	25	Pendiente	14.2	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30P
Paquete de inyección de productos químicos	28-XX-001	Pendiente	Pendiente	1,200 * 2,000 * 2,200	Pendiente	25	Pendiente	91.5	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30P
Paquete de maquillaje de amina	28-XX-002	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	CASCO
Sistema 40 - Sistema de refrigeración													
Filtro CM Slip Stream	40-CB-001	Pendiente	720 m3/h	1,100 * 2,000 * -	/ ASME Sección VIII Div 1	25	Pendiente	20.9	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	CASCO
Calentador de medio de enfriamiento	40-HA-002	Pendiente	5,080 kW	488 * 5,230 * 1,160	/ API 660	25	Pendiente	19.9	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	CASCO
Medio de enfriamiento / HEX de agua de mar	40-HB-001A-J	Pendiente	40,260 kW	1,550 * 6,460 * 3,723	CS-TI / API 662 parte 1	25	Pendiente	20.9	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	CASCO
Bombas de circulación CM	40-PA-001A-E	Pendiente	4,583 m3/h	1,300 * 9,119 * -	SS / API 610	25	Pendiente	20.9	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	CASCO
Bomba de maquillaje CM	40-PF-002	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Módulo superior HOLD
Tanque de expansión CM	40-VL-001	Pendiente	Pendiente	2,000 * 5,000 * -	CS / ASME Sección VIII Div 1	25	Pendiente	17.2	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Módulo superior HOLD
CM Recipiente de maquillaje	40-VL-002	Pendiente	Pendiente	Pendiente	/ ASME Sección VIII Div 1	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Módulo superior HOLD
Sistema 41 - Medio calefactor													
Filtro de flujo deslizante HM	41-CB-001	Pendiente	15.5 Am3/h	1,100 * 2,000 * -	Pendiente	25	Pendiente	29.2	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M40
Medio calefactor Calentador de arranque	41-FE-001	Pendiente	Pendiente	1,000 * 5,000 * -	Pendiente	25	Pendiente	29.2	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M40

Descripción	TAG	Año de fabricación	Capacidad	Dimensiones Ancho * Longitud * Total (mm)	Materiales de construcción / Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión prueba hidrostática (kg/cm^2)	Flujo OP / DI (MMPCD) Máx/Nor/Mín	Presión OP / DI (psi) Máx/Nor/Mín	Temperatura OP / DI (°C) Máx/Nor/Mín	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
Enfriador de recortes	41-HC-001	Pendiente	6250 kW	1,600 (por confirmar) * 6,200 (por confirmar) * 2,700 (por confirmar)		25	Pendiente	29.2	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M40
Bomba de circulación media de calefacción HT	41-PA-001A	Pendiente	226,261 kg/h	1,000 *3,000 * 1,000	CS / API 610	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M40
Bomba de circulación media de calefacción HT	41-PA-001B	Pendiente	226,261 kg/h	1,000 *3,000 * 1,000	CS / API 610	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M40
Bomba de circulación media de calefacción HT	41-PA-001C	Pendiente	226,261 kg/h	1,000 *3,000 * 1,000	CS / API 610	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M40
Bomba de circulación media de calefacción LT	41-PA-002A	Pendiente	738,367 kg/h	1,000 *3,000 * 1,000	CS / API 610	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M40
Bomba de circulación media de calefacción LT	41-PA-002B	Pendiente	738,367 kg/h	1,000 *3,000 * 1,000	CS / API 610	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M40
Bomba de drenaje cerrado medio de calefacción	41-PA-003	Pendiente	Pendiente	1,000 * 2,000 * 800	CS / API 610	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M40
Tanque de drenaje cerrado medio de calentamiento	41-VD-002	Pendiente	Pendiente	2,000 * 2,300 * -	CS / ASME Sección VIII Div 1	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M40
Recipiente de expansión del medio de calentamiento	41-VL-001	Pendiente	Pendiente	2,600 (por confirmar) * 7,800 (por confirmar)	CS / ASME Sección VIII Div 1	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M40
Sistema 43 - Torre de vuelo - F01													
Paquete de oxidador térmico	43-CP-001	Pendiente	30,000 kg/h CO_2	4,000 * 4,000 * 20,000	CS /	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	F01
Piloto de antorcha y sistema de encendido	43-XX-001	Pendiente	Pendiente	2,100 (por confirmar) * 1,400 (por confirmar) * 2,200 (por confirmar)	SS /	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	F01
Punta de bengala húmeda HP	43-FC-001	Pendiente	Pendiente	2,135 (por confirmar) * 3,000 (por confirmar) * -	Pendiente	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	F01
Punta de bengala en frío HP	43-FC-002	Pendiente	Pendiente	2,135 (por confirmar) * 3,000 (por confirmar) * -	Pendiente	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	F01

Descripción	TAG	Año de fabricación	Capacidad	Dimensiones Ancho * Longitud * Total (mm)	Materiales de construcción / Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión prueba hidrostática (kg/cm²)	Flujo OP / DI (MMPCD) Máx/Nor/Mín	Presión OP / DI (psi) Máx/Nor/Mín	Temperatura OP / DI (°C) Máx/Nor/Mín	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
Punta de bengala en frío LP	43-FC-003	Pendiente	Pendiente	1,260 (por confirmar) * 3,000 (por confirmar) * -	Pendiente	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	F01
Sistema 43 - Sistema de vuelo - F02													
Bomba de retorno de líquido HP Wet Flare	43-PA-001A	Pendiente	Pendiente	1,000 * 1,900 * 600	LTCS / API 610	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	F02
Bomba de retorno de líquido HP Wet Flare	43-PA-001B	Pendiente	Pendiente	1,000 * 1,900 * 600	LTCS / API 610	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	F02
Tambor HP Cold Flare KO	43-VD-001	Pendiente	Pendiente	4,100 * 12,000 * -	SS / ASME Sección VIII Div 1	25	Pendiente	15.9	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	F02
Tambor HP Wet Flare KO	43-VD-002	Pendiente	Pendiente	3,000 * 8,000 * -	LTCS / ASME Sección VIII Div 1	25	Pendiente	15.9	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	F02

Notas: Se considera un tiempo de vida útil para todos los equipos, considerando desde la instalación del proyecto de las bases de datos de diseño.
Material: AL: Aluminio – CS: Acero al carbono - CS HS: Acero al carbono de alta resistencia - CS W/WO: Acero al carbono con recubrimiento de soldadura: los recipientes están revestidos internamente soldados con Inconel o similar - CS HS W/WO: Superposición de soldadura de alta resistencia de acero al carbono: los recipientes están revestidos internamente soldados con Inconel o similar - TI: titanio - LTCS: Acero al carbono de baja temperatura - SA: Acero aleado - SA533: Acero de baja aleación - SDSS: Acero inoxidable súper dúplex - SS: Acero inoxidable.
Ubicación. M10S: Sistema 26 - Tren de licuefacción 1 (1 x33%) - M20S: Sistema 26 - Tren de licuefacción 2 (1 x33%) - M30S: Sistema 26 - Tren de licuefacción 3 (1 x33%) - M10P: Sistema 23 - Gas de destello final - M10P: Sistema 26/Hull - Almacenamiento y maquillaje MR - M10P: Sistema 26 - Flash final de GNL - M10P: Sistema 45 - Sistema de gas combustible - M10P: Sistema 63/64 - Aire y nitrógeno para instrumentos - M20P: Sistema 20 - Extracción de GNL y estabilización de condensados - M20P: Sistema 25 - Sistema de eliminación de HHC - M20P: Sistema 28 - Coalescente de filtro - M20P: Sistema 63/64 - Aire y nitrógeno para instrumentos - M30P: Sistema 22 - Instalación de entrada y eliminación de mercurio - M30P: Sistema 28 - Eliminación de gases ácidos (menos coalescente de filtro) - M30P: Sistema 63/64 - Aire y nitrógeno para instrumentos - M40: Sistema 41 - Medio calefactor - M40: Sistema 80 - Generación de energía - M40 Sistema 63/64 - Aire y nitrógeno para instrumentos - M45: Sistema 80 - LER (centralita) - F01: Sistema 43 - Torre de vuelo - F01F02: Sistema 43 - Sistema de vuelo - F02H01: Sistema 64 - Compresor de reposición de nitrógeno - CASCO: Sistema 40 - Sistema de refrigeración - CASCO: Sistema 51 - Agua de mar - CASCO:Sistema 80 - Generación de energía.
N.D. No disponible.

Tabla V.18 Características de equipos auxiliares del Proyecto

Descripción	TAG	Año de fabricación	Capacidad	Dimensiones Ancho * Longitud * Total (mm)	Materiales de construcción / Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión prueba hidrostática (kg/cm²)	Flujo OP / DI (MMPCD) Máx/Nor/Mín	Presión OP / DI (psi) Máx/Nor/Mín	Temperatura OP / DI (°C) Máx/Nor/Mín	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
Sistema 45 - Sistema de gas combustible													
Filtro de gas combustible HP	45-CB-001A	Pendiente	Pendiente	368 * 2,000 * -	SS / ASME Sección VIII Div 1	25	Gas combustible / Vapor	78.2	1,198.1	50.8	65.3	PCS/FGS	M10P
Filtro de gas combustible HP	45-CB-001B	Pendiente	Pendiente	368 * 2,000 * -	SS / ASME Sección VIII Div 1	25	Gas combustible / Vapor	78.2	1,198.1	50.8	65.3	PCS/FGS	M10P
Súper calentador de gas combustible HP	45-HA-001	Pendiente	956 kW	490 * 2,800 * -	CS / API 660	25	Gas combustible / Vapor	78.2	1,193.3	51.5	65.3	PCS/FGS	M10P
Calentador de arranque de gas	45-HE-002	Pendiente	0(NNF) kW	490 * 2,800 * -	Pendiente	25	Gas combustible / Vapor	78.2	Por confirmar	51.5	65.3	PCS/FGS	M10P

Descripción	TAG	Año de fabricación	Capacidad	Dimensiones Ancho * Longitud * Total (mm)	Materiales de construcción / Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión prueba hidrostática (kg/cm^2)	Flujo OP / DI (MMPCD) Máx/Nor/Mín	Presión OP / DI (psi) Máx/Nor/Mín	Temperatura OP / DI (°C) Máx/Nor/Mín	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
combustible HP													
Tambor mezclador de gas combustible	45-VE-001	Pendiente	Pendiente	2,800 * 10,850 * -	CS / ASME Sección VIII Div 1	25	Gas combustible / Vapor	78.2	1,052.1	51.5	35.9	PCS/FGS	M10P
Sistema 51 - Agua de mar													
Filtro de retrolavado de agua de mar	51-CB-001A-E	Pendiente	7,558 m3/h	1,400 * 3,000 * 5,000	SDSS / ASME Sección VIII Div 1	25	Pendiente	13.3	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	CASCO
Bomba de agua de mar	51-PA-001A-E	Pendiente	900-7500 kW/Am3/h	2,660 * 2,661 * 1,561	/ API 610	25	Pendiente	13.3	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	CASCO
Paquete de cloración de agua de mar	51-XX-001	Pendiente	Pendiente	5,000 * 11,000 * 6,200	Pendiente	25	Pendiente	5.3	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	CASCO
Sistema 63/64 - Aire y nitrógeno para instrumentos													
Depósito de aire para instrumentos en la parte superior	63-VL-001	Pendiente	Pendiente	1,800 * 7,000 * -	/ ASME Sección VIII Div 1	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M10P
Depósito de aire para instrumentos en la parte superior	63-VL-002	Pendiente	Pendiente	1,800 * 7,000 * -	/ ASME Sección VIII Div 1	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M20P
Depósito de aire para instrumentos en la parte superior	63-VL-003	Pendiente	Pendiente	1,800 * 7,000 * -	/ ASME Sección VIII Div 1	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30P
Depósito de aire para instrumentos en la parte superior	63-VL-004	Pendiente	Pendiente	1,800 * 7,000 * -	/ ASME Sección VIII Div 1	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M40
Receptor de nitrógeno en la parte superior	64-VL-001	Pendiente	Pendiente	1,800 * 7,000 * -	/ ASME Sección VIII Div 1	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M10P
Receptor de nitrógeno en la parte superior	64-VL-002	Pendiente	Pendiente	1,800 * 7,000 * -	/ ASME Sección VIII Div 1	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M20P
Receptor de nitrógeno en la parte superior	64-VL-003	Pendiente	Pendiente	1,800 * 7,000 * -	/ ASME Sección VIII Div 1	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M30P
Receptor de nitrógeno en la parte superior	64-VL-004	Pendiente	Pendiente	1,800 * 7,000 * -	/ ASME Sección VIII Div 1	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M40
Botellero de nitrógeno	64-XX-002	Pendiente	Pendiente	1,370 * 1,450 * 2,190	Pendiente	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M40
Compresor de reposición de nitrógeno	64-XX-003A	Pendiente	Pendiente	1,492 * 3,126 * 2,584	/ API 618	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	H01

Descripción	TAG	Año de fabricación	Capacidad	Dimensiones Ancho * Longitud * Total (mm)	Materiales de construcción / Código de construcción	Tiempo de vida útil (años)	Sustancia manejada / Estado físico	Presión prueba hidrostática (kg/cm^2)	Flujo OP / DI (MMPCD) Máx/Nor/Mín	Presión OP / DI (psi) Máx/Nor/Mín	Temperatura OP / DI (°C) Máx/Nor/Mín	Sistemas de control, sistemas de seguridad y medios de contención	Ubicación
Compresor de reposición de nitrógeno	64-XX-003B	Pendiente	Pendiente	1,492 * 3,126 * 2,584	/ API 618	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	H01
Sistema 80 - Generación de energía - M40													
Paquete de generación de energía	80-DA-001A	Pendiente	Pendiente	4,400 * 21,370 * 17,754	/ API 616	25	Gas combustible / Vapor	Pendiente	186.2	50.8	65.3	PCS/FGS	M40
Paquete de generación de energía	80-DA-001B	Pendiente	Pendiente	4,400 * 21,370 * 17,754	/ API 616	25	Gas combustible / Vapor	Pendiente	186.2	50.8	65.3	PCS/FGS	M40
WHRU para 80-DA-001A	41-HW-001A	Pendiente	32,000 kW	6,900 * 7,400 * 31,000	Pendiente	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M40
WHRU para 80-DA-001B	41-HW-001B	Pendiente	32,000 kW	6,900 * 7,400 * 31,000	Pendiente	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M40
Sistema 80 - LER (Centralita)													
LER	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	25	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	Pendiente	M45
Sistema 80 - Generación de energía - Casco													
Paquete de generador de motor DFDE	80-EG-001A	Pendiente	8,794 kWe	3,185 * 14,900 * 4,875	Pendiente	25	Gas combustible / Vapor	Pendiente	206.5	10.0	53.5	PCS/FGS	CASCO
Paquete de generador de motor DFDE	80-EG-001B	Pendiente	8,794 kWe	3,185 * 14,900 * 4,875	Pendiente	25	Gas combustible / Vapor	Pendiente	206.5	10.0	53.5	PCS/FGS	CASCO
Paquete de generador de motor DFDE	80-EG-001C	Pendiente	8,794 kWe	3,185 * 14,900 * 4,875	Pendiente	25	Gas combustible / Vapor	Pendiente	206.5	10.0	53.5	PCS/FGS	CASCO
Paquete de generador de motor DFDE	80-EG-001D	Pendiente	8,794 kWe	3,185 * 14,900 * 4,875	Pendiente	25	Gas combustible / Vapor	Pendiente	206.5	10.0	53.5	PCS/FGS	CASCO

Notas: Se considera un tiempo de vida útil para todos los equipos, considerando desde la instalación del proyecto de las bases de datos de diseño.
Material: AL: Aluminio – CS: Acero al carbono - CS HS: Acero al carbono de alta resistencia - CS W/WO: Acero al carbono con recubrimiento de soldadura: los recipientes están revestidos internamente soldados con Inconel o similar - CS HS W/WO: Superposición de soldadura de alta resistencia de acero al carbono: los recipientes están revestidos internamente soldados con Inconel o similar - TI: titanio - LTCS: Acero al carbono de baja temperatura - SA: Acero aleado - SA533: Acero de baja aleación - SDSS: Acero inoxidable súper dúplex - SS: Acero inoxidable.
Ubicación. M10S: Sistema 26 - Tren de licuefacción 1 (1 x33%) - M20S: Sistema 26 - Tren de licuefacción 2 (1 x33%) - M30S: Sistema 26 - Tren de licuefacción 3 (1 x33%) - M10P: Sistema 23 - Gas de destello final - M10P: Sistema 26/Hull - Almacenamiento y maquillaje MR - M10P: Sistema 26 - Flash final de GNL - M10P: Sistema 45 - Sistema de gas combustible - M10P: Sistema 63/64 - Aire y nitrógeno para instrumentos - M20P: Sistema 20 - Extracción de GNL y estabilización de condensados - M20P: Sistema 25 - Sistema de eliminación de HHC - M20P: Sistema 28 - Coalescente de filtro - M20P: Sistema 63/64 - Aire y nitrógeno para instrumentos - M30P: Sistema 22 - Instalación de entrada y eliminación de mercurio - M30P: Sistema 28 - Eliminación de gases ácidos (menos coalescente de filtro) - M30P: Sistema 63/64 - Aire y nitrógeno para instrumentos - M40: Sistema 41 - Medio calefactor - M40: Sistema 80 - Generación de energía - M40 Sistema 63/64 - Aire y nitrógeno para instrumentos - M45: Sistema 80 - LER (centralita) - F01: Sistema 43 - Torre de vuelo - F01F02: Sistema 43 - Sistema de vuelo - F02H01: Sistema 64 - Compresor de reposición de nitrógeno - CASCO: Sistema 40 - Sistema de refrigeración - CASCO: Sistema 51 - Agua de mar - CASCO:Sistema 80 - Generación de energía.
N.D. No disponible.

V.3 Descripción del entorno

Para la elaboración del presente apartado se retomó parte de la información presentada en el Capítulo IV de la MIA-R.

Con la finalidad de llevar a cabo la delimitación del Sistema Ambiental Regional (SAR), se seleccionaron y analizaron los siguientes elementos para determinar dicha área geográfica y proceder con su caracterización:

a) **Proyecto**: Se define y delimita en el Capítulo II de la MIA-R y en el apartado V.1 del presente ER.

b) **Poligonales del Proyecto**: Se definen y describen en el Capítulo II de la MIA-R y en el apartado V.1 del presente ER.

c) **Área del Proyecto (AP)**. Se tomaron en cuenta los siguientes elementos para su delimitación: i) Ubicación, ii) Instalaciones Auxiliares en Tierra, iii) Instalaciones Marinas Auxiliares y iv) Unidad FLNG. El Área del Proyecto se ubica en área terrestre y marina (Área del Proyecto terrestre y Área del Proyecto marina).

d) **Área de Influencia (AI)**. Se llevó a cabo su delimitación en función de: i) Ubicación, ii) Instalaciones Auxiliares en Tierra, iii) Instalaciones Marinas Auxiliares, iv) Unidad FLNG, v) Magnitud de los impacto ambientales, vi) Plumas máximas de dispersión térmica obtenidas por las simulaciones realizadas para la descarga de agua proveniente de los sistemas de enfriamiento y refrigeración de la Unidad FLNG a la bahía de Topolobampo en la temporada de verano e invierno y, vii) radio máximo de afectación por explosividad (Caso 3) obtenido en el Estudio de Riesgo que acompaña la MIA-R. El Área de Influencia se ubica en área terrestre y marina (Área de Influencia terrestre y Área de Influencia marina).

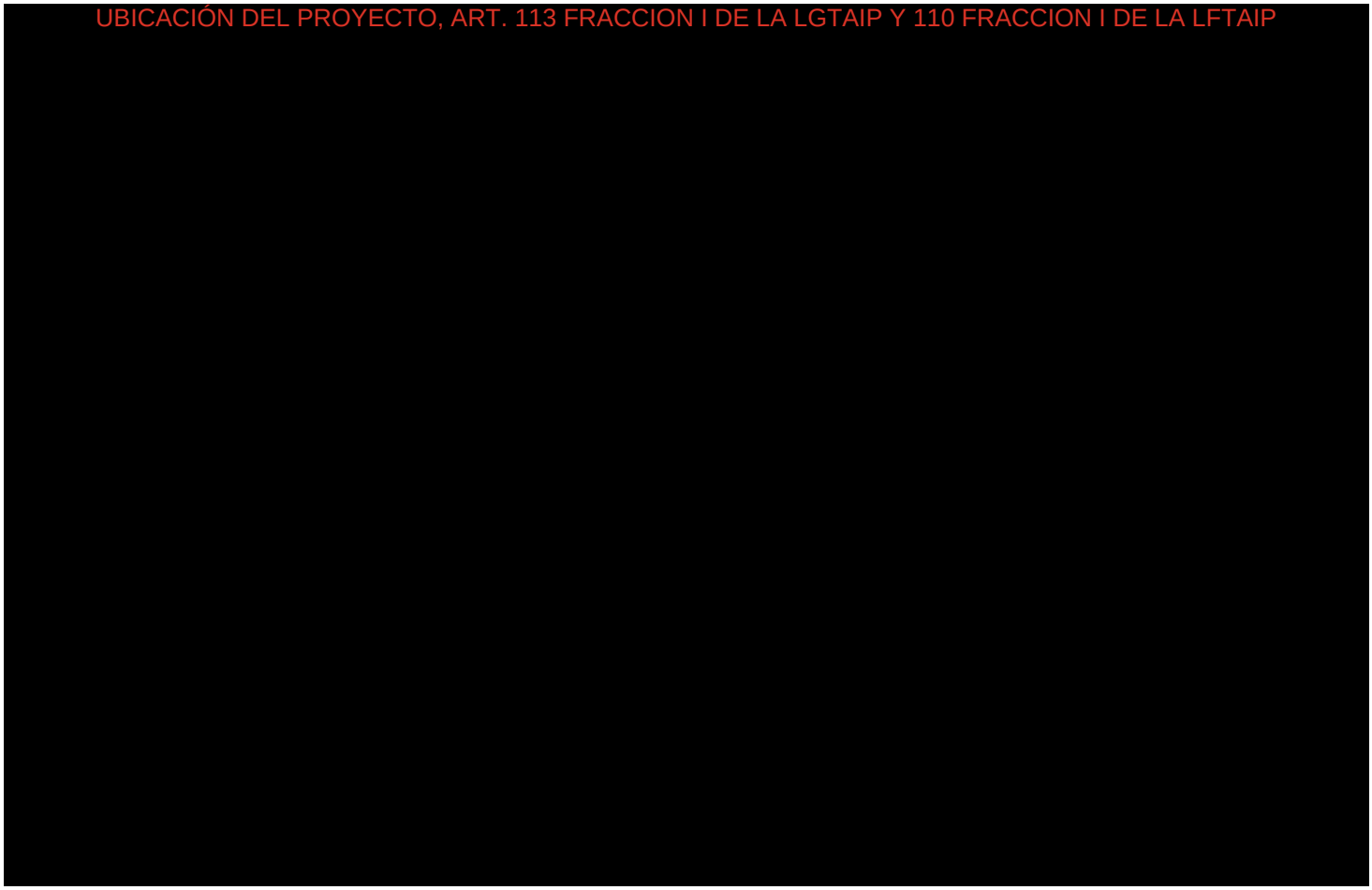
e) **Ecosistema Costero**. Empleado para la delimitación del Ecosistema Terrestre del SAR y el Ecosistema Marino del SAR para conformar el SAR, se basa en la definición de Ecosistema Costero establecido en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, Artículo 3, fracción XIII Bis. "*Las playas, las dunas costeras, los acantilados, franjas intermareales; los humedales costeros tales como las lagunas interdunarias, las lagunas costeras, los esteros, las marismas, los pantanos, las ciénegas, los manglares, los petenes, los oasis, los cenotes, los pastizales, los palmares y las selvas inundables; los arrecifes de coral; los ecosistemas formados por comunidades de macroalgas y de pastos marinos, fondos marinos o bentos y las costas rocosas. Estos se caracterizan porque se localizan en la zona costera pudiendo comprender porciones marinas, acuáticas y/o terrestres; que abarcan en el mar a partir de una profundidad de menos de 200 metros, hasta 100 km tierra adentro o 50 m de elevación."*

f) **Ecosistema Terrestre del SAR (ET-SAR)**. Delimitado considerando la definición del Ecosistema Costero, así como, los factores y subfactores ambientales seleccionados para evaluación.

g) **Ecosistema Marino del SAR (EM-SAR)**. Delimitado considerando la definición del Ecosistema Costero, así como, los factores y subfactores ambientales seleccionados para evaluación.

h) **Sistema Ambiental Regional (SAR)**. Se conforma por la unión del Ecosistema Terrestre del SAR y el Ecosistema Marino del SAR.

Con la finalidad de llevar a cabo la descripción del entorno para el presente ER, se seleccionó el Área de Influencia (AI) con una superficie de 96,884,520.36 m^2 (9,688.45 ha), delimitado en la MIA-R. Ver Mapa V.1.



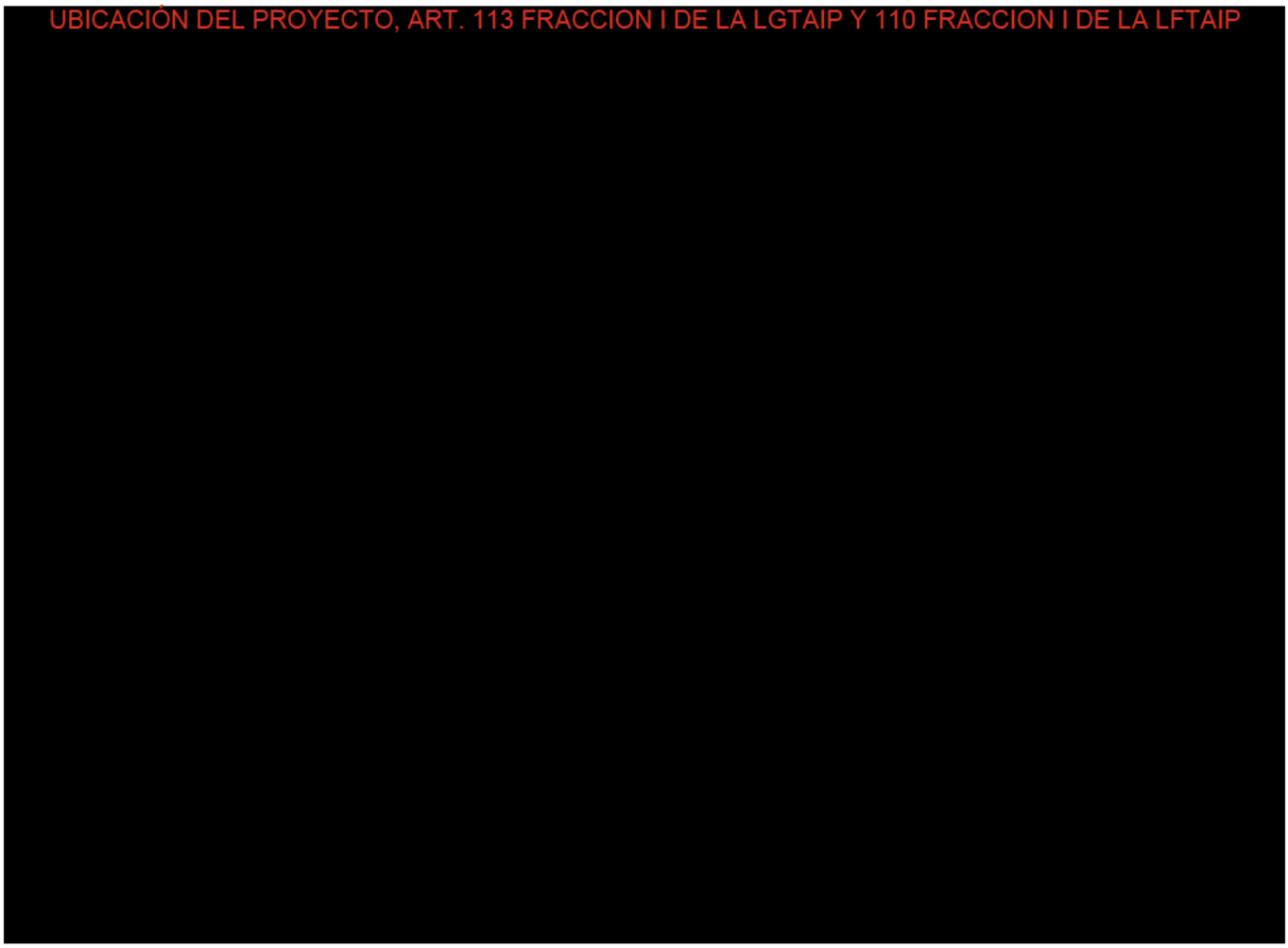
V.3.1 Componentes abióticos

V.3.1.1 Clima

La determinación del tipo climático existente en el Área de Influencia se realizó mediante el software ArcGis Desktop 10.4.1 y las capas temáticas publicadas por el INEGI.

En el Área de Influencia (9,688.45 ha) existe únicamente el tipo de clima "BW(h')w Muy árido, cálido" conforme a la clasificación de Köeppen, modificada por E. García, y cuyas características principales son: Temperatura media anual mayor de 22 ºC, temperatura del mes más frío mayor de 18 ºC con lluvias de verano y porcentaje de lluvia invernal del 5% al 10.2% del total anual. La distribución del tipo climático anteriormente descrito se muestra en el Mapa V.2.

UBICACIÒN DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



V.3.1.1.1 Temperatura ambiente (máximas, promedios, mínimas)

El Área de Influencia se ubica, para la temperatura media anual en el rango de 24.90 ºC a 25.93 ºC; la temperatura máxima anual en el rango de 38.57 ºC a 30.75 ºC y la temperatura mínima anual en el rango de 6.28 ºC a 21.72 ºC, como se puede observar en la Tabla V.19.

Tabla V.19 Temperatura anual (°C) del Área de Influencia, para el tipo climático BW(h´)w

Temperatura media (ºC)													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
2013	17.98	18.99	22.18	23.69	26.82	29.71	30.00	30.15	28.69	26.47	23.77	20.18	24.91
2014	20.95	21.54	22.96	25.07	28.15	31.41	29.51	29.55	28.65	27.63	24.18	21.30	25.93
2015	20.62	21.64	23.10	24.87	26.26	30.91	30.15	30.30	29.62	27.86	24.20	20.54	25.86
2016	19.51	22.23	22.87	24.42	26.90	30.01	30.38	29.31	29.33	28.90	25.34	21.17	25.87
2017	19.12	19.90	22.98	24.73	25.98	29.35	30.15	30.36	28.98	29.18	25.65	21.97	25.73
2018	20.57	21.04	21.47	24.43	27.52	29.87	30.82	30.08	28.81	26.74	23.01	19.74	25.37
2019	19.26	19.42	21.70	23.94	25.73	29.70	30.69	30.13	28.86	27.42	24.67	20.19	25.17
2020	19.11	19.44	21.75	24.04	27.99	30.51	30.65	30.98	30.33	29.30	25.08	19.49	25.73
2021	18.15	19.73	20.50	24.57	27.63	30.63	29.99	29.99	29.09	27.83	25.23	21.94	25.47
2022	19.83	19.48	20.76	24.16	26.94	29.45	30.26	29.50	28.94	27.05	21.87	20.27	24.90

Temperatura media (ºC)													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
2023	18.98	18.30	21.10	23.59	26.61	30.05	31.60	31.52	31.96	28.81	24.43	21.14	25.67
Temperatura máxima (ºC)													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
2013	29.13	29.45	32.27	32.70	34.92	36.73	36.52	36.11	35.43	32.59	33.38	28.19	36.73
2014	30.27	31.37	33.28	36.20	37.03	37.03	34.60	34.05	33.09	33.80	32.33	31.10	37.03
2015	30.48	31.26	32.89	32.93	36.35	36.86	37.16	36.19	34.58	34.74	33.26	30.98	37.16
2016	29.84	32.60	31.85	32.99	34.63	38.33	37.00	35.39	35.03	35.73	33.41	30.73	38.33
2017	29.40	30.57	32.83	33.41	34.22	35.72	35.83	36.08	34.62	37.80	35.58	29.67	37.80
2018	30.94	29.52	32.45	34.08	37.13	37.01	38.21	35.41	33.43	32.57	31.25	27.51	38.21
2019	28.90	28.51	31.54	32.73	32.94	38.08	37.33	35.60	33.39	34.54	34.60	29.86	38.08
2020	27.67	29.28	31.50	34.43	35.26	37.54	36.69	37.12	36.76	36.82	35.88	30.77	37.54
2021	27.42	30.51	34.06	33.63	35.82	38.57	36.09	35.30	34.08	37.25	35.01	32.49	38.57
2022	29.81	29.67	29.98	34.05	37.29	36.51	35.58	33.83	33.37	34.31	29.48	31.09	37.29
2023	25.21	24.48	27.59	30.04	32.01	34.79	35.17	35.11	36.09	32.77	28.92	26.86	30.75
Temperatura mínima (ºC)													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
2013	6.28	11.11	12.53	16.02	19.19	22.98	25.19	25.90	22.09	19.83	14.62	12.62	6.28
2014	14.38	13.65	15.37	15.89	19.33	26.86	25.12	25.60	25.58	21.92	14.48	13.05	13.05
2015	10.92	15.16	14.73	18.42	18.90	24.77	25.48	25.75	24.46	20.43	16.13	10.56	10.56
2016	12.32	12.27	12.75	15.84	18.41	23.63	25.17	25.08	24.55	23.69	16.39	13.73	12.27
2017	12.19	13.26	15.55	16.09	17.79	22.06	25.80	26.08	22.35	22.62	18.73	13.76	12.19
2018	12.59	12.11	12.48	16.73	19.53	23.51	26.06	26.19	24.12	21.32	13.76	10.68	10.68
2019	11.17	11.83	14.34	16.70	19.25	22.50	26.00	26.25	24.28	20.01	17.90	12.15	11.17
2020	9.42	9.43	11.96	15.23	21.98	23.94	26.06	26.80	25.42	17.54	16.56	12.25	9.42
2021	11.38	12.55	12.33	17.65	19.36	23.55	24.95	26.13	25.26	21.24	19.80	14.30	11.38
2022	13.48	12.58	11.93	16.77	19.34	23.56	26.51	26.51	25.55	19.19	13.67	12.23	11.93
2023	14.49	13.65	16.07	18.00	21.76	25.93	28.76	28.62	28.90	25.83	21.16	17.46	21.72

Fuente: Administración Nacional de Aeronáutica y el Espacio (NASA, por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos de América.

V.3.1.1.2 Velocidad y dirección de viento

La dirección del viento del Área de Influencia, se encuentra en el rango de 248.21 a 283.75 grados; y la velocidad del viento en el rango de 2.52 a 2.78 m/s, como se muestra en la Tabla V.20.

Tabla V.20 Dirección (grados) y Velocidad (m/s) del Viento del Área de Influencia, en el tipo climático BW(h´)w

Dirección del viento (º)													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
2013	322.75	312.38	296.00	258.31	248.94	200.06	197.88	198.75	288.88	315.81	318.88	323.56	283.75
2014	318.12	305.25	288.00	278.50	254.62	198.38	192.38	216.75	182.06	306.75	319.44	315.94	279.12
2015	319.06	293.12	253.31	288.75	273.00	213.75	223.44	228.81	252.12	294.12	324.69	322.81	285.56
2016	317.19	309.06	263.38	277.19	265.88	212.50	201.88	205.12	276.31	303.19	316.75	316.75	279.25
2017	308.69	286.25	293.44	253.06	240.69	213.25	185.25	208.44	271.81	257.00	303.62	321.75	265.69
2018	312.69	308.69	305.62	247.38	256.81	193.50	197.00	201.94	170.88	273.06	320.69	327.06	268.81
2019	320.94	311.12	297.00	245.88	263.50	208.81	184.44	197.44	195.25	287.00	316.69	325.38	271.12

Dirección del viento (º)													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
2020	321.00	312.50	308.25	283.38	214.62	214.06	190.81	199.25	219.62	266.38	304.38	313.25	270.25
2021	316.75	301.25	307.75	225.12	221.81	206.62	189.94	211.75	211.56	302.06	310.94	316.38	272.75
2022	318.75	310.75	294.88	233.38	215.38	189.81	183.56	199.06	216.00	299.12	310.62	317.62	269.31
2023	291.14	282.30	292.04	255.37	254.10	222.52	193.46	213.61	235.55	213.67	265.52	259.22	248.21
Velocidad del viento (m/s)													
Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
2013	3.31	3.34	2.67	2.76	2.86	3.20	2.56	2.44	2.30	2.46	2.84	2.71	2.78
2014	2.56	2.57	2.77	2.70	2.70	3.07	2.12	1.85	2.48	2.59	2.19	2.81	2.53
2015	2.81	2.42	2.26	2.54	2.82	2.97	2.41	1.63	2.19	2.24	3.16	2.86	2.52
2016	2.66	2.66	2.50	2.82	2.67	2.89	2.54	2.16	2.13	2.16	2.76	3.11	2.59
2017	2.84	2.52	2.55	2.43	2.84	3.04	2.61	1.95	2.37	2.29	2.47	3.08	2.59
2018	2.41	2.84	3.03	2.59	2.98	3.30	2.54	2.12	2.06	2.02	2.26	2.54	2.55
2019	2.70	3.19	2.59	2.65	2.90	2.89	2.98	2.46	2.20	2.11	2.98	2.71	2.70
2020	2.87	2.95	3.33	2.59	2.52	3.10	2.93	2.61	1.95	2.41	2.76	2.43	2.70
2021	2.59	2.70	3.21	2.66	2.73	3.14	2.54	2.14	1.70	2.43	2.46	2.88	2.60
2022	2.92	2.88	2.66	2.69	3.02	3.09	2.42	1.88	2.26	2.28	2.45	2.95	2.62
2023	2.86	3.01	2.98	2.78	2.95	2.96	2.60	2.44	2.16	2.78	2.68	2.34	2.71

Fuente: Administración Nacional de Aeronáutica y el Espacio (NASA, por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos de América.

V.3.1.1.3 Humedad relativa

La humead relativa del Área de Influencia se encuentra en el rango de 61.44% y 64.06%, como se muestra en Tabla V.21.

Tabla V.21 Humedad relativa (%) del Área de Influencia en el tipo climático BW(h´)w.

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
2013	60.94	54.25	49.62	53.38	51.50	58.75	66.56	71.50	75.56	65.56	69.81	67.12	62.06
2014	57.06	56.88	55.06	50.81	50.00	59.31	73.88	75.69	79.31	72.06	60.44	60.81	62.62
2015	59.31	66.88	60.56	52.88	50.94	58.06	68.88	72.75	77.06	69.06	61.50	60.50	63.19
2016	57.75	51.25	56.00	50.75	50.50	57.06	64.69	73.25	71.31	65.19	58.00	60.69	59.75
2017	63.25	65.19	54.69	53.56	54.12	56.12	65.88	71.19	72.31	64.50	58.50	58.06	61.44
2018	55.56	59.50	55.31	53.06	51.56	58.38	64.38	71.81	79.12	73.12	64.44	66.06	62.69
2019	66.44	59.50	54.69	56.88	51.94	55.81	63.38	73.12	77.62	70.62	68.94	69.25	64.06
2020	67.44	62.62	57.00	54.00	49.62	55.50	64.12	69.19	70.00	58.69	58.44	56.75	60.25
2021	61.56	57.38	49.12	53.50	53.75	56.62	67.00	73.00	75.50	68.25	60.69	60.31	61.44
2022	64.31	55.12	52.44	59.94	57.44	61.31	69.38	75.25	79.69	67.25	63.50	59.88	63.88
2023	59.59	60.60	56.72	52.31	52.49	56.59	65.56	68.64	64.85	68.27	71.87	65.08	61.88

Fuente: Administración Nacional de Aeronáutica y el Espacio (NASA, por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos de América.

V.3.1.1.4 Presión atmosférica

La presión atmosférica del Área de Influencia se encuentra en el rango de 757.62 a 757.94 mmHg, como se indica en la Tabla V.22.

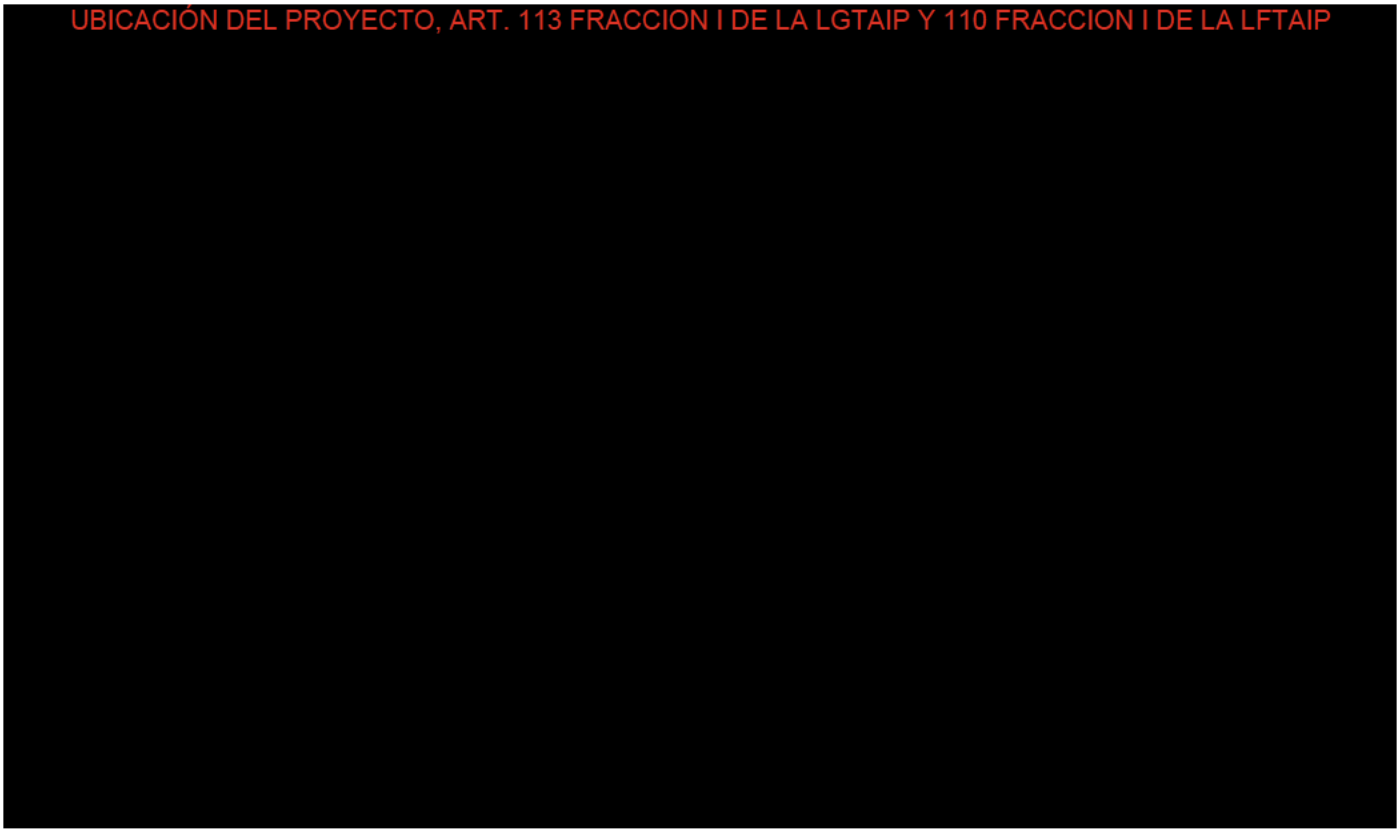
Tabla V.22 Presión atmosférica del Área de Influencia en el tipo climático BW(h´)w

Año	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Promedio
2013	760.64	759.44	758.76	757.56	757.19	755.84	756.74	756.36	754.34	756.96	758.39	759.66	757.64
2014	759.66	758.61	758.46	757.19	756.74	755.16	757.71	757.04	755.39	756.51	758.69	759.59	757.56
2015	760.41	759.21	759.21	757.49	757.71	755.76	757.04	756.51	755.46	756.44	757.41	758.84	757.64
2016	760.34	758.84	758.61	757.94	757.19	756.81	757.56	756.59	756.81	756.81	758.31	759.59	757.94
2017	760.34	759.44	759.14	757.04	756.66	755.54	757.71	756.06	755.69	755.91	757.94	759.89	757.64
2018	760.04	760.41	758.46	757.94	756.66	755.99	757.56	757.19	755.91	756.59	758.76	759.96	757.94
2019	760.11	759.66	758.91	757.86	756.59	756.44	757.19	756.59	756.36	756.06	758.16	759.51	757.79
2020	760.26	759.81	759.59	758.31	756.96	756.29	756.59	755.84	756.14	756.51	758.31	759.81	757.86
2021	760.04	758.99	759.29	756.96	757.19	755.69	757.49	756.21	756.59	756.89	759.14	759.36	757.79
2022	760.04	760.04	758.99	757.19	756.36	756.06	757.26	756.89	755.61	757.41	759.06	759.66	757.86
2023	760.48	760.27	758.99	757.38	757.21	755.62	756.74	756.20	755.93	755.32	757.88	759.39	757.62

Fuente: Administración Nacional de Aeronáutica y el Espacio (NASA, por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos de América.

V.3.1.2 Geología

El Área de Influencia se encuentran en la Provincia Geológica Deltaica de Sonora-Sinaloa[3], la cual se localiza en la costa de los estados de Sonora, Sinaloa y Nayarit, se extiende costa afuera hasta la plataforma continental del Golfo de California. Está formada por rocas sedimentarias marinas y continentales del Terciario, presenta algunas fallas extensionales. Los tipos geológicos existentes en el Área de Influencia se muestran en la Tabla V.23 y su distribución se muestra en el mapa V.3.



[3] Provincias Geológicas de México. 2010. PEMEX Exploración y Producción. Consultado en https://www.academia.edu/9818021/Provincias_Geol%C3%B3gicas_de_M%C3%A9xico

Tabla V.23 Tipos geológicos existentes en el Área de Influencia

Tipo de roca	Clave geológica	Era geológica	Clase	Serie	Sistema	Área de Influencia Terrestre (ha)	Área de Influencia marina (ha)
Cuerpo de agua	H_2O	N/A	N/A	N/A	N/A	56.12	9,552.42
Basalto-Brecha volcánica básica	Q(B-Bvb)	Cenozoico	Ígnea extrusiva	N/A	Cuaternario	49.44	- - -
Lacustre	Q(la)	Cenozoico	N/A	N/A	Cuaternario	14.66	15.81
					Total	**120.22**	**9,568.23**

Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se caracterizan los tipos geológicos ya indicados.

Basalto-Brecha volcánica básica, clave Q(B-Bvb). El basalto es una roca volcánica de grano fino y color verde oscuro a negro, compuesta fundamentalmente por piroxeno y plagioclasa rica en calcio con cantidades menores olivino y anfíbol. Una brecha es una roca constituida por fragmentos líticos que se mantienen ligados por una matriz y cuyo cemento en el caso de las asociadas a mineralización que involucran en su transporte y agregación materiales clásticos o piroclásticos. El término volcánica indica que el origen de la matriz es plutónico.

Cuerpo de agua, clave H_2O. No es un tipo geológico, sin embargo, el software ArqGis Desktop 10.4.1 lo cuantifica como parte del polígono del Ecosistema Terrestre del SAR y de la capa geológica empleada, por lo que la cuantifica.

Lacustre, clave Q(la). Materiales no consolidados, conformados tanto por sedimentos erosionados provenientes de las partes altas de la cuenca, como materiales volcánicos de caída, que se depositan bajo cuerpos de agua. Este tipo de suelo son del Mioceno al Plioceno.

V.3.1.2.1 Perfil Estratigráfico

La Carta Geológico-Minera Los Mochis[4], establece que el perfil estratigráfico del Área del Proyecto terrestre y el Área de Influencia terrestre, sobreyacen en una capa de aproximadamente 10 centímetros de suelo lacustre (arcillas) que proveniente de la Llanura con ciénega salina en la que se encuentra; seguido de una capa de aproximadamente 1.68 metros de Brecha basáltica-basalto y suelo lacustre salino generalmente formado por arcillas finas y sal; y finalmente una capa de aproximadamente 23.70 metros conformada por Riolita-Toba riolítica.

Esta composición estratigráfica le brinda al Área del Proyecto terrestre y el Área de Influencia terrestre, una base muy sólida para el desplante de construcciones al tiempo que es impermeable para la infiltración hacia el acuífero, por lo que los escurrimientos pluviales fluyen de manera natural hacia la bahía de Topolobampo y por lo tanto, no son áreas de recarga al acuífero.

V.3.1.3 Geomorfología o elevación

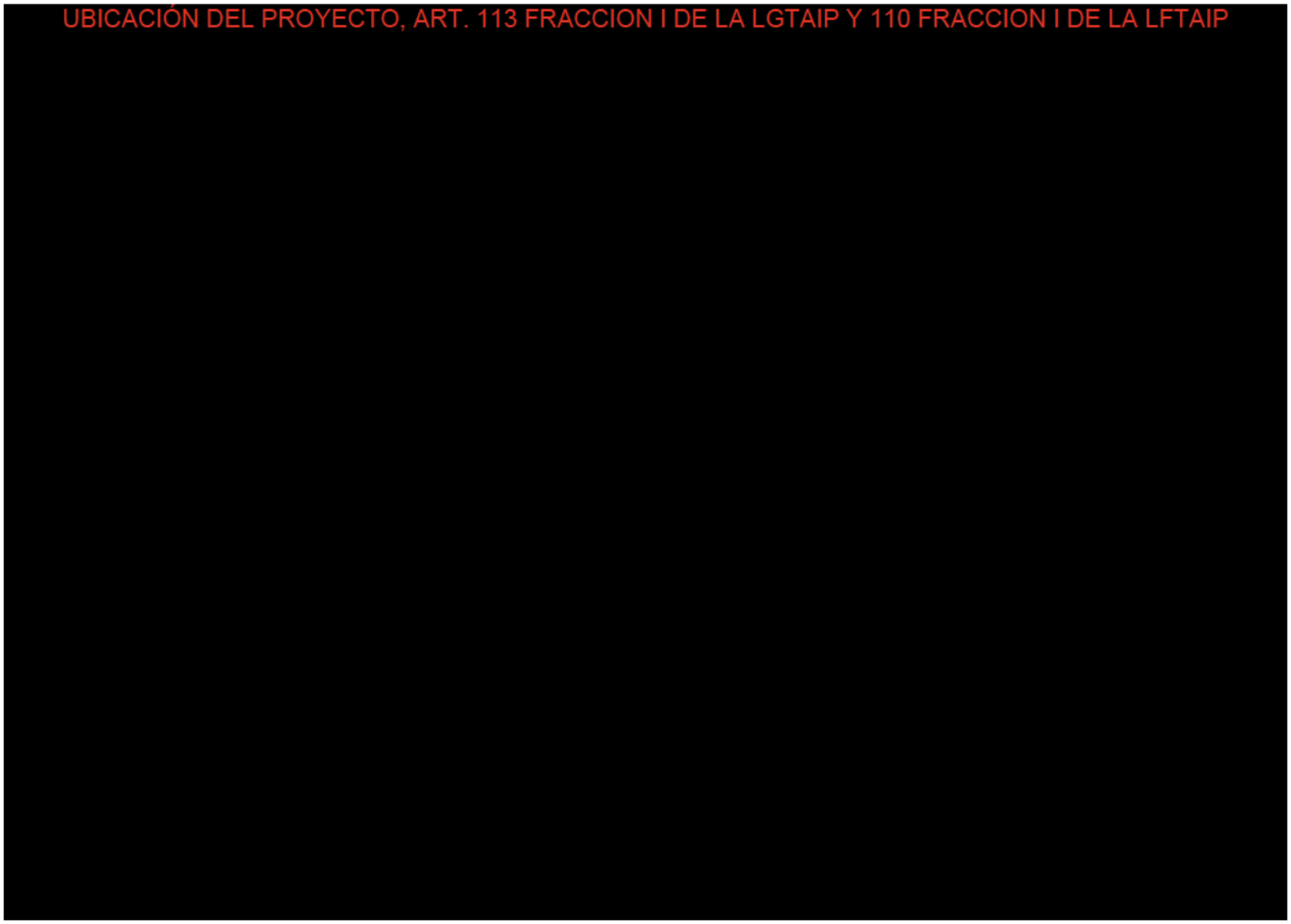
La geomorfología o elevaciones existentes en el Área de Influencia se indican en la Tabla V.24 y su distribución se muestra en el Mapa V.4.

Tabla V.24 Geomorfología o elevaciones en el Área de Influencia

Elevaciones	Clave	Área de Influencia terrestre (ha)	Área de Influencia marina (ha)
Llanura costera con ciénagas salina	521-4/01	1.00	- - -
Cuerpo de agua	H_2O	77.30	9,568.23
Área sin información temática	S/It	41.91	- - -
	Total	**120.22**	**9,568.23**

Fuente: Elaboración propia.

[4] Secretaría de Economía. Coordinación General de Minería. Carta Geológico-Minera Los Mochis, clave G12-9.



Las principales características de la Geomorfología o Elevaciones ya indicadas son:

Llanura costera con ciénagas salina. Franja que se extiende, algunas veces con gran anchura, a lo largo del litoral marino y que tuvo su formación durante el levantamiento del fondo marino o el descenso del nivel del mar, cuando afloran las superficies abrasivo-acumulativas de la plataforma y que se inunda periódicamente con agua salada lo que origina un terreno fangoso salino.

Cuerpo de agua. No es un tipo de elevación, sin embargo, el software ArcGIS Desktop 10.4.1 lo cuantifica como parte del polígono de medición y de la capa empleada.

V.3.1.4 Tipos de suelo

Las unidades edafológicas existentes en el Área de Influencia, conforme a la clasificación de la FAO[5], se indican en la Tabla V.25 y su distribución se muestra en el Mapa V.5.

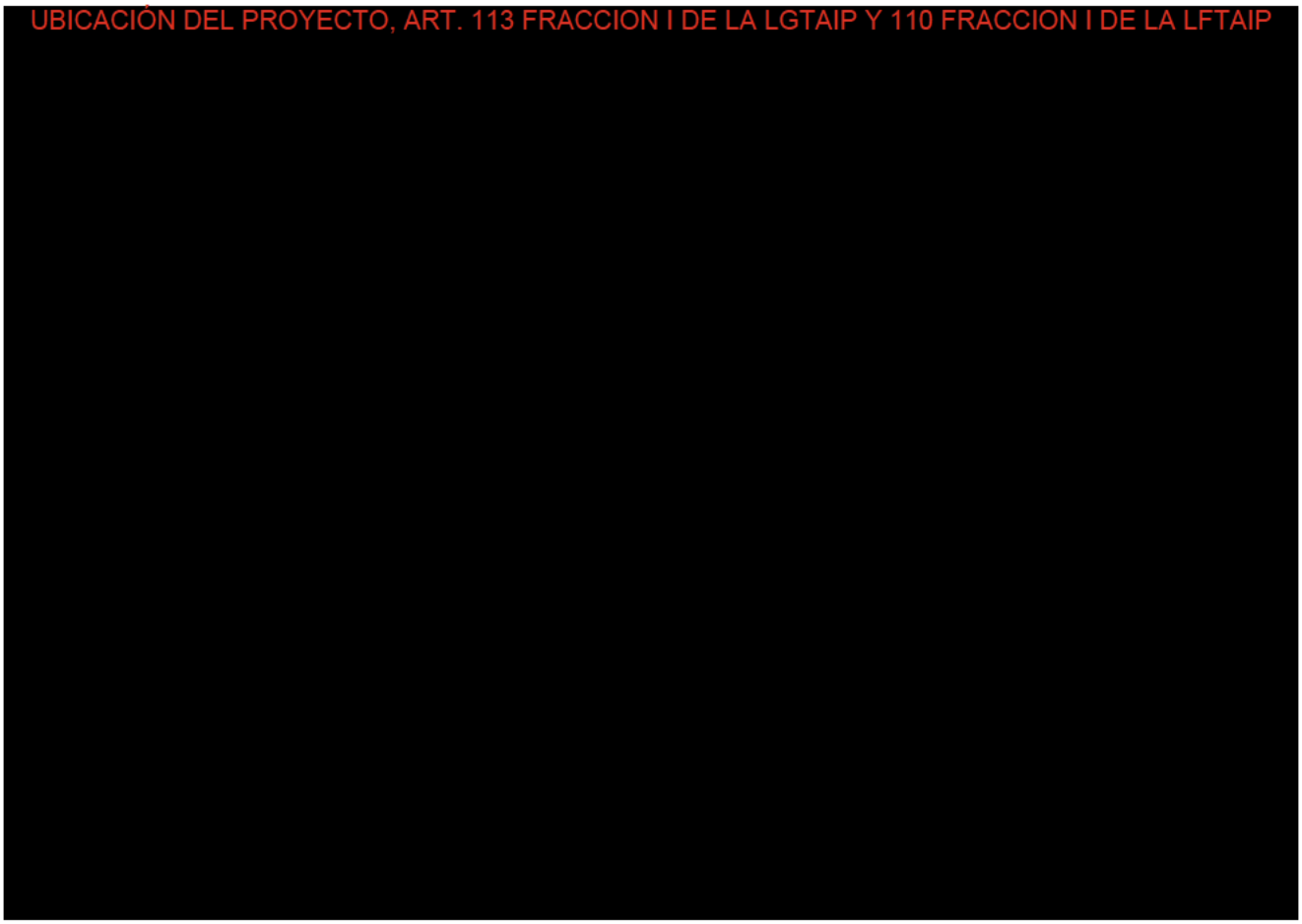
Tabla V.25 Unidades edafológicas existentes en el Área de Influencia

Unidad edafológica Primaria	Clave edafológica	Subunidad	Clase Textural: (fina, mediana, gruesa)	Área de Influencia terrestre (ha)	Área de Influencia marina (ha)
Regosol	RGeuskp+LPeusk/2r	Leptosol	Media	73.73	- - -

[5] Base referencial mundial del recurso suelo 2014. FAO. Consultada en: https://www.fao.org/3/i3794es/I3794es.pdf

Unidad edafológica Primaria	Clave edafológica	Subunidad	Clase Textural: (fina, mediana, gruesa)	Área de Influencia terrestre (ha)	Área de Influencia marina (ha)
Solonchak	SCglso/1	- - -	Gruesa	- - -	15.81
Cuerpo de agua	H_2O	SI/T	SIT	46.48	9,552.42
			Total	**120.22**	**9,568.23**

Fuente: Elaboración propia.



Las principales características de las unidades edafológicas[6], se indican a continuación.

Grupo Regosol (clave RG). Son de origen residual y coluvio-aluvial a partir de material materno constituido por rocas ígneas ácidas y básicas. Tienen poco desarrollo y colores claros amarillentos, pardo amarillento y pardo rojizo, muy semejantes a la roca de la cual se formaron; su pH es ligeramente alcalino. Por lo general son poco profundos, con menos de 50 cm, pues presentan fase lítica; se parecen bastante a las rocas que los subyacen, cuando no son profundos. Se encuentran en playas o dunas, y en laderas de las sierras, muchas veces acompañados de litosoles y de afloramientos de rocas o tepetate.

Suelos profundos, bien drenados que se forman a partir de materiales no consolidados. Las características que los diferencian de otros suelos es que aún no se desarrollan y pueden convertirse, al paso del tiempo, en otros tipos de suelo. Son muy pobres en materia orgánica, sus texturas van de arena a migajón arenoso y su capacidad de intercambio catiónico total (CICT) es baja o muy baja (de 3 a 12 meq/100 g). Son ligeramente ácidos.

[6] Universidad de Extremadura, España. Biología Vegetal, Ecología y Ciencias de la Tierra. Caracterización del suelo. Consultado en: https://www.eweb.unex.es/eweb/edafo/FAO/

El perfil es de tipo AC. No existe horizonte de diagnóstico alguno excepto un ócrico superficial. La evolución del perfil es mínima como consecuencia de su juventud, o de un lento proceso de formación por una prolongada sequedad. Algunos regosoles muestran efervescencia de carácter fuerte a muy fuerte cuando se les agrega ácido clorhídrico diluido debido a la presencia de carbonatos dentro de los 50 cm superficiales del suelo (Regosol calcárico) y otros no presentan ninguna otra característica diagnóstica excepto que tienen un buen contenido de nutrientes minerales (Regosol éutrico). Se encuentran asociados con rendzinas, litosoles y, menos frecuente, con Feozem y vertisoles. Son suelos susceptibles a la erosión.

Regosol éutrico (clave RGeu). Presenta las características del grupo y una saturación de bases intercambiables compuestas por calcio, magnesio, potasio y sodio. Son suelos susceptibles a la erosión. Sin capa orgánica aparente.

Grupo Solonchak (clave SC). Estos suelos de alta concentración de sales solubles (por lo menos en algún momento del año) se localizan principalmente en zonas costeras, áridas y semiáridas. Son suelos jóvenes de origen litoral y aluvial, que han desarrollado un horizonte A ócrico, el cual sobreyace a un horizonte B cámbico. Presentan color pardo o gris con tinte rojizo, su textura va de migajones arenosos a arcillosos. Aunque en términos de superficie pueden llegar a considerarse poco significativos, los Solonchak o suelos salinos son la manifestación de una fuerte degradación de suelos y localmente, pueden representar serios problemas ya que tienen una fuerte acumulación de sales solubles que inutilizan el recurso agua, proceso favorecido por un clima árido o semiárido, aunque no es exclusivo de los mismos. Pueden estar presentes donde hay algo de agua superficial, con vegetación de pastos y/o hierbas halófitas, y en áreas de riego con manejo inadecuado. Los Solonchak en áreas costeras ocurren en todos los climas. Gran parte del complejo de intercambio se encuentra saturado con sodio, motivo por el que son extremadamente alcalinos, con pH hasta de 10.3. Su salinidad varía de 10 a 300 mmhos/cm, es decir son de moderada a fuertemente salinos, los iones más comunes son cloruros, sulfatos, carbonatos, bicarbonatos, sodio y fósforo. También se puede presentar en zonas con drenaje deficiente y aporte externo de sales, en donde el nivel de agua del suelo queda muy cercano a la superficie y, debido a la evaporación, las sales migran paulatinamente acumulándose en la superficie. A veces este problema se agrava, cuando las sales dominantes son de sodio.

La acumulación excesiva de sales en suelos afecta el crecimiento de las plantas de dos maneras:

- Las sales agravan el stress hídrico porque los electrolitos disueltos crean un potencial osmótico que afecta la absorción de agua por las plantas. Antes de tomar algo de agua, las plantas deben compensar las fuerzas combinadas del potencial mátrico del suelo, por ejemplo, la fuerza con que la matriz del suelo retiene agua, y el potencial osmótico. Como regla básica, el potencial osmótico de una solución del suelo (en hecto Pascal) alcanza unos 650 × EC(dS/m). El potencial total que puede ser compensado por las plantas (conocido como el potencial agua crítico en la hoja) varía fuertemente entre especies vegetales. Las especies de plantas que vienen de los trópicos húmedos tienen comparativamente un bajo potencial agua crítico en la hoja.
- Las sales trastornan el balance de iones de la solución del suelo porque los nutrientes están proporcionalmente menos disponibles. Se sabe que existen efectos antagonísticos, por ejemplo, entre Sodio (Na) y Potasio (K), entre Sodio (Na) y Calcio (Ca), y entre Magnesio (Mg) y Potasio (K). En mayores concentraciones las sales pueden directamente ser tóxicas para las plantas. En este respecto, los iones Sodio (Na) y cloruro son muy dañinos (perturban el metabolismo de nitrógeno).

Se usan para pastoreo extensivo de ovejas, cabras y ganado o permanecen ociosos. Sólo después que las sales se han lavado del suelo (el cual entonces deja de ser un Solonchak) pueden esperarse buenos rendimientos. Presentan un horizonte B nátrico, más arcilloso que el horizonte A, con una estructura prismática-columnar- muy duro y compacto cuando seco y con un contenido de sodio cambiables igual o mayor de 15% de la CIC del suelo. Sin capa orgánica aparente.

Solonchak gléyico (SCgl). Presenta las características del Grupo Solonchak y además se localizan de forma dominante en las marismas y esteros; su propiedad más relevante es el elevado contenido de sales, con una conductividad eléctrica del extracto de saturación mayor de 16 mmhos/cm; debido al medio

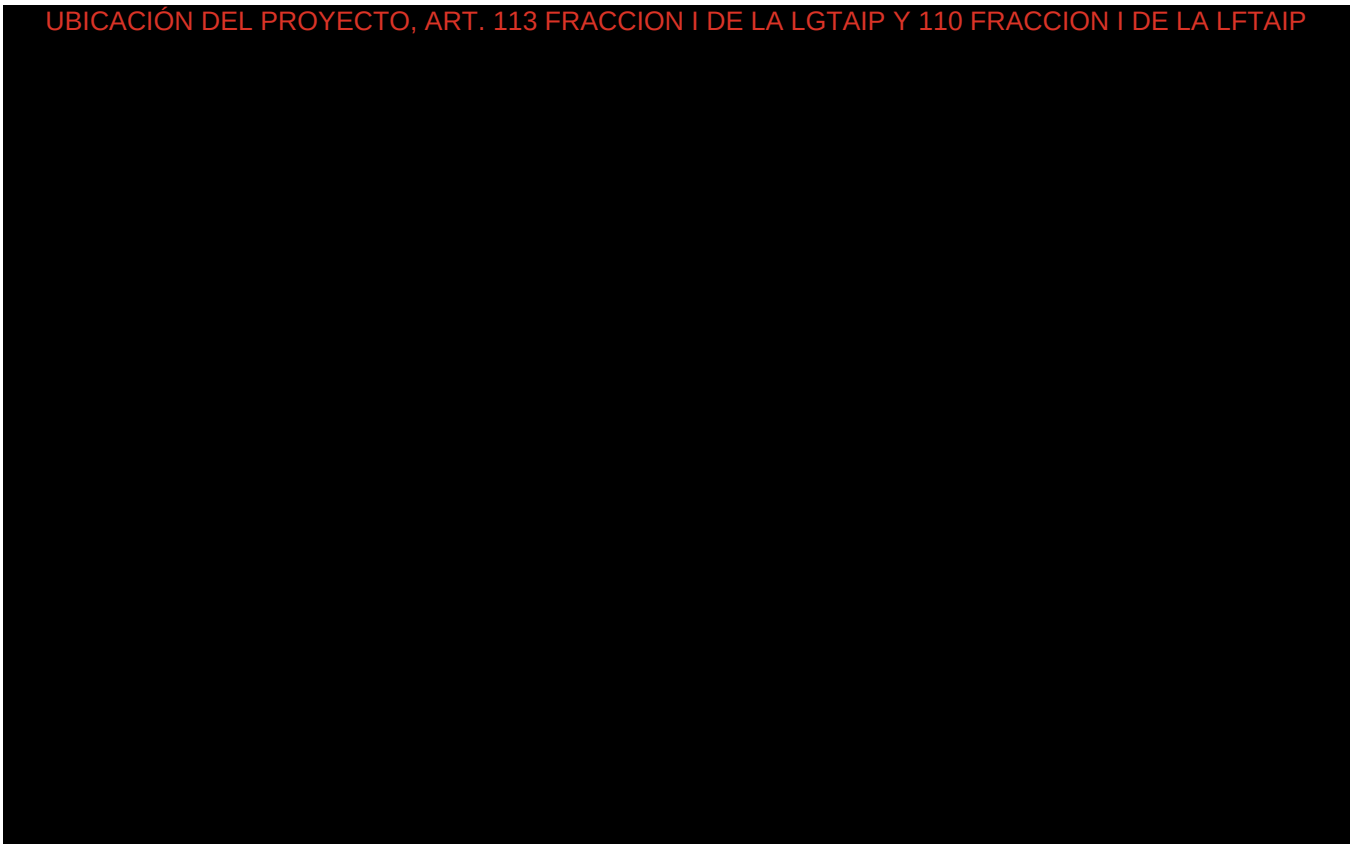
anaeróbico en que se desarrollan (continuo exceso de agua), presentan hidromorfismo, manifestado por cierta reducción del hierro y la formación de un patrón de moteaduras o manchas al quedar en contacto con el aire; poseen además un porciento de saturación de sodio mayor de 15 (fase sódica). No existe un horizonte con materia orgánica.

Solonchak hipersálico (clave SCsz). Presenta las características del grupo y su conductividad eléctrica, en el extracto de saturación, es superior a 30 dS/m a 25 ºC, en algún subhorizonte dentro del primer metro. No existe un horizonte con materia orgánica.

V.3.2 Componentes bióticos

Es importante mencionar que los componentes bióticos que tienen una posibilidad de verse afectados por un evento de riesgo están en el Área de Proyecto Marina; y se describen en el apartado del Ecosistema Marino del SAR.

El Área de Influencia (AI), se sitúa en la Provincia "Planicie Costera del Noroeste", la cual se encuentra en el Noroeste de México, abarcando partes de los estados de Sonora y Baja California. Esta región se extiende a lo largo de la costa del Golfo de California, desde la frontera con Estados Unidos hasta cerca de la Península de Baja California. El clima de esta región es predominantemente árido y semiárido, con altas temperaturas en verano y escasas precipitaciones anuales. Las lluvias suelen ser estacionales y a menudo se concentran en el verano. La planicie está formada por una mezcla de sedimentos aluviales y costeros. Los suelos son generalmente arenosos y pobres en materia orgánica, lo que limita la vegetación en muchas áreas. La vegetación de la Planicie Costera del Noroeste está adaptada a las condiciones áridas. Según la clasificación de Rzedowski, esta región podría incluir comunidades de Matorral Xerófilo y Vegetación Halófila (plantas adaptadas a suelos salinos), entre otras. Es común encontrar especies como los mezquites (*Prosopis spp*. ahora *Neltuma spp*), palo verde (*Parkinsonia spp*.), cactáceas y diversas hierbas y arbustos adaptados a la sequía. En el Mapa V.6 se muestra la ubicación del Área de Influencia (AI)en la Provincia Planicie Costera del Noroeste.



V.3.2.1.1 Usos de Suelo y Vegetación

Se consultaron los Usos de Suelo y Vegetación, de acuerdo con la información del continuo nacional de Uso de Suelo y Vegetación, escala 1:250,000 de la Serie VII del INEGI (2017). En el Ecosistema Terrestre del SAR, los Usos de Suelo y Vegetación dominantes y de mayor distribución son: Agricultura (con sus diferentes clasificaciones), Manglar, Matorral Sarcocaule y Vegetación Halófila Xerófila, abarcando cerca del 71.59% de la superficie del Ecosistema Terrestre de SAR.

En el Mapa V.7 (Anexo VIII.3.2) y Tabla V.26 se muestran los Usos de Suelo y Vegetación en el Ecosistema Terrestres del SAR, de acuerdo con la Serie VII de INEGI (2017).

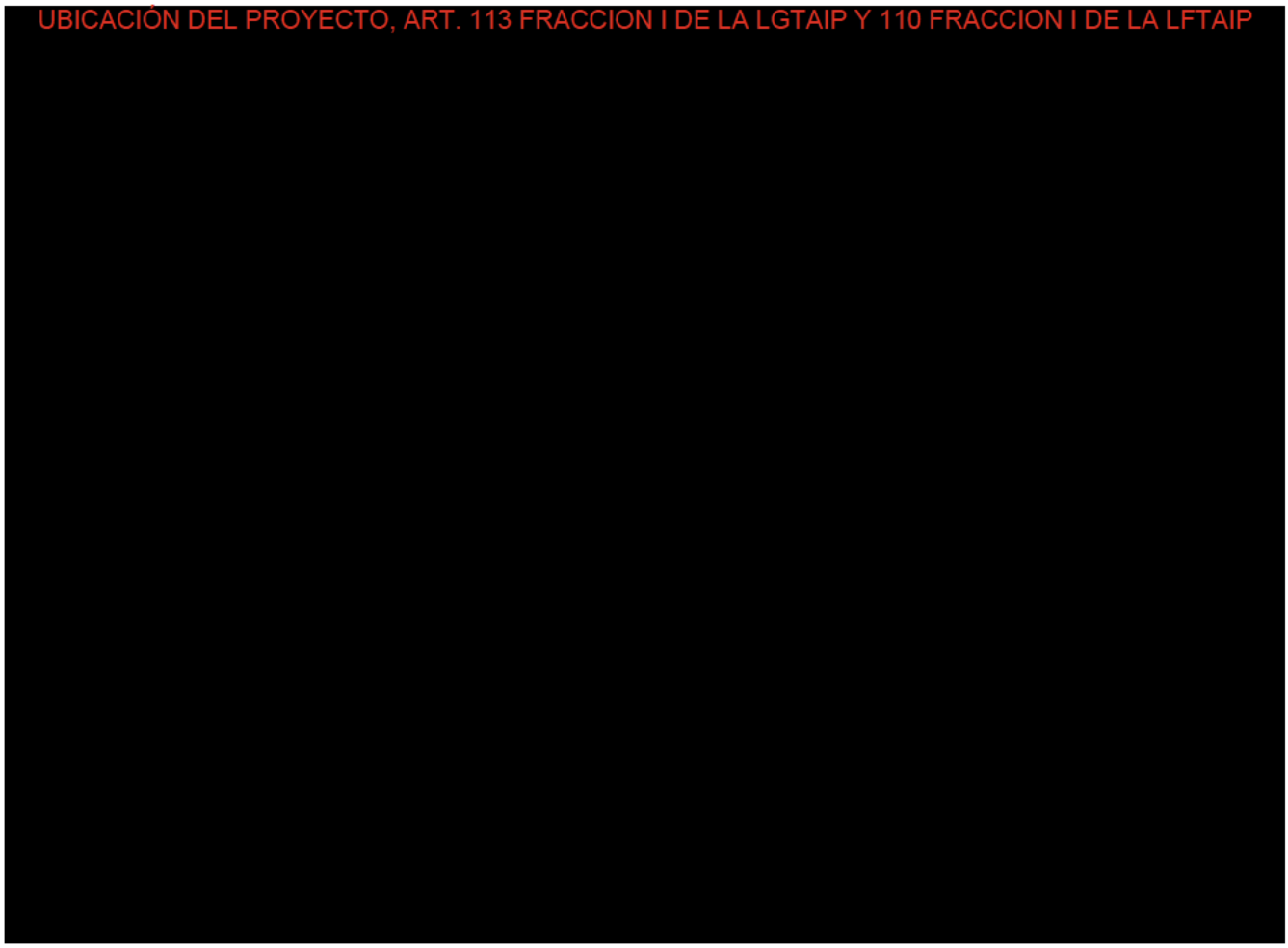


Tabla V.26 Usos de Suelo y Vegetación en el Ecosistema Terrestre del SAR

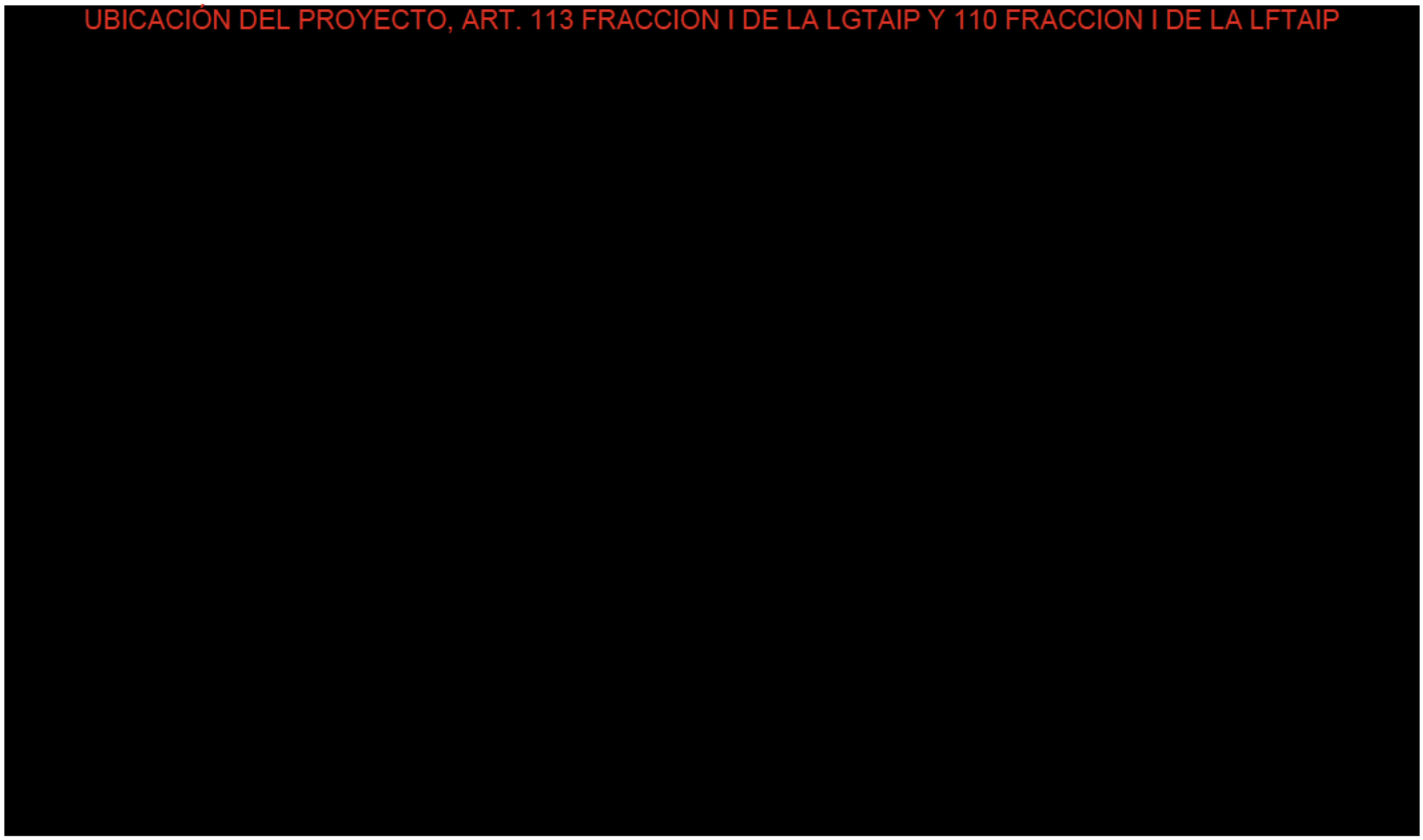
Uso de Suelo y Vegetación	Superficie (m^2)	Superficie (ha)	Porcentaje
Acuícola	33,156,205.85	3,315.62	5.38%
Agricultura de Riego	65,097,159.06	6,509.72	10.56%
Agricultura de Riego y Semipermanente	79,992,249.41	7,999.22	12.97%
Agricultura de Temporal Anual	11,871,819.47	1,187.18	1.92%
Asentamientos Humanos	7,886,504.69	788.65	1.28%
Cuerpo de Agua	15,833,111.19	1,583.31	2.57%
Desprovisto de Vegetación	1,649,739.88	164.97	0.27%
Manglar	105,037,101.41	10,503.71	17.03%

Uso de Suelo y Vegetación	Superficie (m^2)	Superficie (ha)	Porcentaje
Matorral Sarcocaule	93,458,075.47	9,345.81	15.15%
Matorral Sarco-crasicaule	33,435,853.79	3,343.59	5.42%
Mezquital Xerófilo	4,605,915.51	460.59	0.75%
Sin Vegetación Aparente	62,586,221.80	6,258.62	10.15%
Vegetación Halófila Hidrófila	7,216,507.90	721.65	1.17%
Vegetación Halófila Xerófila	86,083,380.88	8,608.34	13.96%
VSa de Matorral Sarco-crasicaule	7,109,984.15	711.00	1.15%
VSa de Mezquital Xerófilo	1,722,414.59	172.24	0.28%
Total	**616,742,245.06**	**61,674.22**	**100.00%**

Fuente: Elaboración propia.

V.3.2.1.2 Usos de Suelo y Vegetación recategorizada

Derivado del análisis de información registrada en campo de las especies de flora y tipo de vegetación de la Serie VII del INEGI (2017) y, con apoyo de las imágenes de Google Earth Pro, se realizó la reclasificación de superficies del Ecosistema Terrestre del SAR. Como resultado de dicho análisis se obtuvo la cobertura del Uso de Suelo y Vegetación recategorizada (ver Mapa V.8).



Derivado del análisis antes mencionado, en la Tabla V.27, se muestran las coberturas de cada Uso de Suelo y Vegetación que se distribuyen en el Área de Influencia (AI), la cual se encuentra inmersa casi en su totalidad en Zona Urbana, con apenas el 1.07% en Cuerpo de Agua.

Tabla V.27 Usos de Suelo y Vegetación en el Área de Influencia terrestre

Uso de Suelo y Vegetación	Clave	Superficie (m^2)	Superficie (ha)	Porcentaje
Cuerpo de Agua	H_2O	12,905.88	1.29	1.07%
Zona Urbana	ZU	1,189,247.92	118.92	98.93%
Total		**1,202,153.80**	**120.22**	**100.00%**

Fuente: Elaboración propia.

Descripción de los Usos de Suelo y Vegetación.

De acuerdo con la Guía para la Interpretación de Cartografía de Uso del Suelo y Vegetación Serie VII del INEGI del año 2017, la descripción de los Usos de Suelo y Vegetación que se distribuyen en el Ecosistema Terrestre del SAR, Área de Influencia terrestre y Área del Proyecto terrestre, se presenta a continuación.

Acuícola (ACUI).

Se refiere al manejo de especies dulceacuícolas o marinas con fines de obtención de producción de carne o de crías (piscifactorías, granjas de cultivos de camarón, granjas de cultivos de peces, entre otros). En Topolobampo esta actividad es de gran importancia y cubre una superficie importante en la zona para su desarrollo y ocupa el 8.44% de la superficie del Ecosistema Terrestre del SAR.



Fotografía V.1 Vista general de granjas acuícolas

Agricultura de Riego y Temporal (T).

Estos agrosistemas utilizan agua suplementaria para el desarrollo de los cultivos durante el ciclo agrícola, por lo que su definición se basa principalmente en la manera de cómo se realiza la aplicación del agua, por ejemplo la aspersión, goteo, o cualquier otra técnica, es el caso del agua rodada (distribución del agua a través de surcos o bien tubería a partir de un canal principal y que se distribuye directamente a la planta), por bombeo desde la fuente de suministro (un pozo, por ejemplo) o por gravedad cuando va directamente a un canal principal desde aguas arriba de una presa o un cuerpo de agua natural.

Ejemplos de estos tipos de agrosistemas se presentan en buena parte del territorio nacional, principalmente en algunas áreas de la planicie costera del estado de Sinaloa y en la región del Bajío. En el Ecosistema Terrestre del SAR, ocupa aproximadamente el 20.94% de su superficie.



Fotografía V.2 Vista general de las áreas con Agricultura de Riego y Temporal

Cuerpo de Agua (H_2O).

Son áreas que incluyen elementos que no forman parte de la cobertura vegetal ni de las áreas manejadas, pero inciden en su distribución nacional, como los cuerpos de agua. Su identificación se basa en la interpretación espacial y temporalidad de las imágenes de satélite y se incluye como parte de las labores de actualización de la información de Usos de Suelo y Vegetación. En el Ecosistema Terrestre del SAR, este Uso de Suelo asignado como cuerpo de agua, cubre aproximadamente el 3.53% de la superficie total de este y el 1.07% de la superficie del Área de Influencia terrestre.



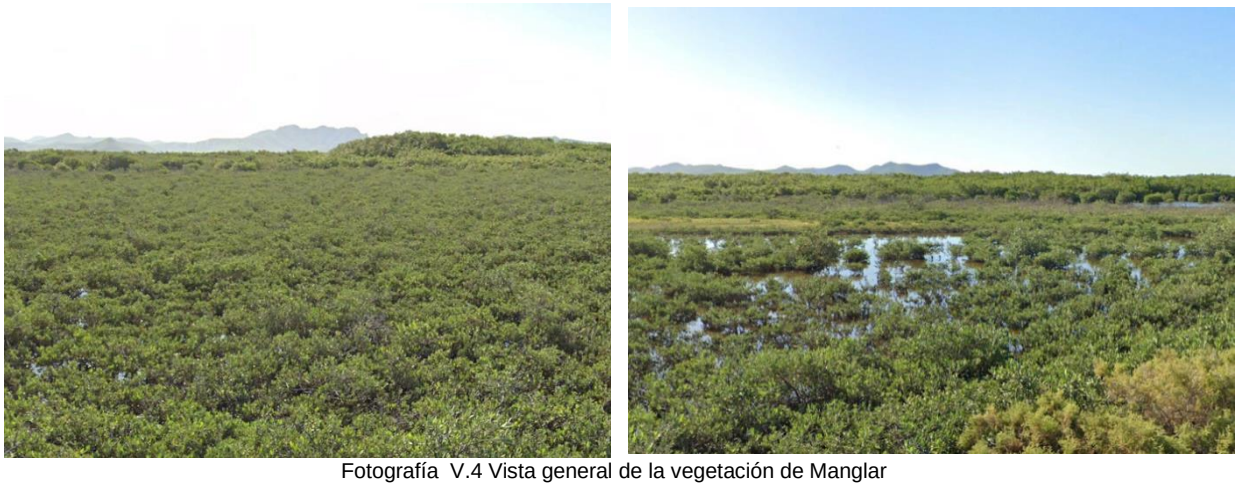
Fotografía V.3 Vista general de Cuerpos de Agua en el Ecosistema Terrestre del SAR

Manglar (VM).

Es una comunidad densa, dominada principalmente por un grupo de especies arbóreas conocidas como mangles, que se distribuye en los litorales del Océano Pacífico, Golfo de California y Océano Atlántico, en zonas con climas cálidos húmedos y subhúmedos, y de muy baja altitud. Se desarrolla en las márgenes de lagunas costeras y esteros y en desembocaduras de ríos y arroyos, pero también en las partes bajas y fangosas de las costas; siempre sobre suelos profundos, en sitios inundados sin fuerte oleaje o con agua estancada. Un rasgo peculiar que presentan los mangles es la presencia de raíces en forma de zancos, o bien de neumatóforos, características de adaptación que les permiten estar en contacto directo con el agua salobre, sin ser necesariamente plantas halófitas. Los mangles son especies perennifolias y el estrato dominante que forman es generalmente arbóreo, aunque también puede ser subarbóreo o hasta arbustivo; las alturas de los mangles pueden variar, de manera general, desde 1 hasta 30 metros.

En México predominan cuatro especies en los manglares: mangle rojo (*Rhizophora mangle*), mangle salado (*Avicennia germinans*), mangle blanco (*Laguncularia racemosa*) y mangle botoncillo (*Conocarpus erectus*);

frecuentemente estas especies se encuentran asociadas entre sí, pero con diferentes grados de dominancia cada una de ellas. En el Ecosistema Terrestre del SAR, ocupa aproximadamente el 16.21% de su superficie. En el Área de Influencia terrestre y Área del Proyecto terrestre, no se registró este tipo de vegetación, por lo que no será afectada por el Proyecto.



Fotografía V.4 Vista general de la vegetación de Manglar

Matorral Sarcocaule (MSC).

Se desarrolla en condiciones de clima árido, el tipo de clima característico de este matorral va de Seco a Muy seco, con una temperatura máxima de 48 ºC y una mínima de 18 ºC, ubicándose a una altitud que va desde los 100 hasta los 1,600 m, se encuentran en un relieve diverso ya que los podemos encontrar en las llanuras costeras, lomeríos, mesetas, sierras y valles. Los tipos de suelo en los que se desarrolla son arenosol, calcisol, cambisol, fluvisol, leptosol, phaeozem, vertisol, del tipo aluvial, basalto y conglomerado.

Su distribución es en el Noroeste del país abarcando los estados de Sinaloa, Sonora, Baja California y Baja California Sur, caracterizado por especies sarcocaules de tallos gruesos y carnosos y crasicaules de tallos suculentos y jugosos.



Fotografía V.5 Vista general de la vegetación de Matorral Sarcocaule

Tipo de vegetación que se caracteriza por la dominancia de arbustos de tallos carnosos, gruesos frecuentemente retorcidos y algunos con corteza papirácea. Este tipo de vegetación se encuentra en

lomeríos y elevaciones medias, sobre suelos someros de laderas de cerros, lo conforman especies como: *Jatropha spp., Cercidium microphyllum, Opuntia spp*., y *Carnegiea gigantea*, entre otras; esta última, particularmente impresionante por su altura, ya que con frecuencia llega a medir más de 10 m. Es un matorral abierto o medianamente denso y florísticamente rico, en el que a menudo intervienen especies de *Acacia sp., Prosopis sp. (*ahora *Neltuma sp.), Larrea sp., Celtis sp., Encelia sp., Olneya sp*., *Ferocactus sp*. y muchos otros, al igual que numerosas plantas herbáceas perennes incluyendo helechos y *Selaginella* sp. Mantiene una relación estrecha con los Matorrales Sarcocaules y los Matorrales Crasicaules. En el Ecosistema Terrestre del SAR, ocupa aproximadamente el 19.00% de su superficie. Este tipo de vegetación no será afectado por el Proyecto.

Matorral Sarcocracicaule (MSCC).

Comunidad vegetal con gran número de formas de vida o biotipos, entre los que destacan especies sarcocaules (tallos gruesos carnosos) y crasicaules es (tallo suculento-jugoso). Esta comunidad vegetal cuenta con gran número de formas de vida: arbustos, cactáceas, las especies representativas de este tipo de vegetación son: *Fouquieria columnaris* (cirio), *Pachycormus discolor, Fouquieria spp., Pachycereus spp., Opuntia spp., Pedilanthus macrocarpus,* etc. Mantiene una relación estrecha con los Matorrales Sarcocaules y los Matorrales Crasicaules. Ocupa aproximadamente el 1.99% de la superficie del Ecosistema Terrestre del SAR. Este tipo de vegetación no será afectado por el Proyecto.



Fotografía V.6 Vista general de la vegetación de Matorral Sarcocracicaule

Pastizal Cultivado (PC).

Estos ecosistemas están constituidos por comunidades herbáceas en las que predominan las gramíneas y las graminoides, en algunos casos son de origen natural, pero en otros, obedece a condiciones de perturbación (Pastizal Inducido) o de origen antrópico (Pastizal Cultivado), en el Ecosistema Terrestre del SAR se identificaron estos dos últimos tipos de Pastizal.

Pastizal Cultivado (PC).

El tipo de Uso de Suelo denominado "Pastizal Cultivado" según el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI) se refiere a las áreas donde la vegetación natural ha sido sustituida por pastos introducidos o mejorados, con el propósito de ser utilizados para el pastoreo intensivo del ganado. Este tipo de pastizal no es natural, sino que ha sido creado y mantenido por la actividad humana mediante prácticas agrícolas que incluyen la siembra de especies de pastos seleccionados por su alta productividad y valor nutritivo para el ganado.



Fotografía V.7 Vista general del Pastizal Cultivado

El Pastizal Cultivado se caracteriza por estar destinado principalmente a la producción de forraje. Las especies de pastos que predominan en estas áreas suelen ser resistentes y de rápido crecimiento, lo que permite soportar el pastoreo continuo y regenerarse rápidamente después de ser consumidas por los animales. Estas áreas están manejadas de manera intensiva y pueden incluir sistemas de irrigación, fertilización y control de plagas para maximizar la producción de biomasa vegetal.

En términos de localización, los Pastizales Cultivados pueden encontrarse en diversas regiones del país, adaptándose a una variedad de condiciones climáticas y edáficas, siempre y cuando las prácticas de manejo y los recursos tecnológicos lo permitan. Su principal objetivo es aumentar la eficiencia y la sostenibilidad de la producción ganadera, permitiendo mantener una alta densidad de ganado por unidad de superficie en comparación con los pastizales naturales. En el Ecosistema Terrestre del SAR, ocupa aproximadamente el 0.08% de su superficie.

Pastizal Inducido.

Este Uso de Suelo surge cuando es eliminada la vegetación original, puede aparecer como consecuencia de desmonte de cualquier tipo de vegetación; también puede establecerse en áreas agrícolas abandonadas o bien como producto de áreas que se incendian con frecuencia. Son de muy diversos tipos y aunque cabe observar que no hay pastizales que pudieran considerarse como totalmente libres de alguna influencia humana, el grado de injerencia del hombre es muy variable y con frecuencia difícil de estimar.

Los pastizales inducidos algunas veces corresponden a una fase de la sucesión normal de comunidades vegetales, cuyo clímax es por lo común un bosque o un matorral. A consecuencia del pastoreo intenso o de incendios frecuentes, o bien de ambos factores juntos, se detiene a menudo el proceso de la sucesión y el pastizal inducido permanece como tal mientras perdura la actividad humana que lo mantiene. Otras veces el pastizal inducido no forma parte de ninguna serie normal de sucesión de comunidades, pero se establece y perdura por efecto de un intenso y prolongado disturbio, ejercido a través de la tala, incendios, pastoreo y algún otro factor del medio natural, como, por ejemplo, la tendencia a producirse cambios en el suelo que favorecen el mantenimiento del pastizal.

Algunas otras especies de gramíneas que llegan a formar comunidades de pastizal inducido, son: *Aristida adscensionis* (Zacate tres barbas), *Erioneuron pulchellum* (Zacate borreguero), *Bouteloua simplex, Paspalum notatum* (Zacate burro), *Cenchrus* spp. (Zacate cadillo o Roseta), *Lycurus phleoides, Enneapogon desvauxii* y otros. No es rara la presencia ocasional de diversas hierbas, arbustos y árboles.

En el Ecosistema Terrestre del SAR este Uso de Suelo fue identificado preferentemente en la Zona Urbana, particularmente a la orilla de algunos predios, predios abandonados entre otros. Por esa razón es difícil establecer una superficie de este Uso de Suelo. En el Área de Influencia terrestre y Área del Proyecto terrestre, se identificó Pastizal Inducido en las inmediaciones de predios y áreas abandonadas y zonas con falta de mantenimiento. Las especies identificadas fueron *Amaranthus palmeri, Aristida ternipes, Eleusine indica*, típicas de sitios abandonados, colonizadoras y características de zonas degradadas, además de

ser consideradas especies dañinas por alto poder invasivo. En la siguiente fotografía, se muestra ejemplo del pastizal Inducido identificado en campo.



Fotografía V.8 Vista general del Pastizal Inducido en el Área de Influencia terrestre

Sin Vegetación Aparente (SVA).

Se incluyen bajo este concepto los eriales, depósitos de litoral, jales, dunas, bancos de ríos y bancos de materiales que se encuentran desprovistos de vegetación, o ésta no es suficientemente evaluable dentro de los tipos de vegetación caracterizados en este sistema de clasificación. Ocupa el 18.75% de la superficie total del Ecosistema Terrestre del SAR.



Fotografía V.9 Vista general de áreas Sin Vegetación Aparente

Vegetación Halófila Xerófila (VHH).

Estos tipos de vegetación, de baja altura, se desarrollan en suelos de cuencas cerradas con contenidos elevados de sales y yeso. Predominan los pastos que se reproducen a partir de rizomas (dominando las especies de las familias Poaceae y Chenopodiaceae), la cubierta arbustiva suele ser escasa. Este tipo de vegetación se encuentra en regiones áridas o semiáridas, donde la disponibilidad de agua es limitada y el suelo puede contener altas concentraciones de sales. Esta vegetación es usada en ciertas zonas del país como alimento para el ganado, y en algunos casos, después de ser desalados, para practicar la agricultura de riego. En el Ecosistema Terrestre del SAR, ocupa aproximadamente el 9.79% de su superficie.




Fotografía V.10 Vista general de la Vegetación Halófila Xerófila

Zona Urbana (ZU).

Áreas con construcciones e infraestructura urbana relacionada con la actividad antrópica, estas áreas corresponden al área urbana como: Topolobampo, Ejido Bachoco, Ejido Plan de Guadalupe, entre otros, la cual ha sometido a sus recursos naturales a una fuerte presión por el avance de la mancha urbana. La Zona Urbana también se caracteriza por la presencia de especies de flora, compuesta por elementos arborescentes de tipo ornamental, ajardinadas y acamellonadas, así como vegetación herbácea que en su mayoría corresponden a especies exóticas, algunas de ellas, invasoras, características de zonas perturbadas. Este Uso de Suelo ocupa el 1.26% de la superficie total del Ecosistema Terrestre del SAR, el 98.93% de la Superficie del Área de Influencia terrestre y el 100% del Área del Proyecto terrestre.





Fotografía V.11 Vista general de zonas urbanas en el Ecosistema Terrestre del SAR

V.3.2.1.3 Flora

V.3.2.1.3.1 Especies Potenciales

Para describir este componente biótico, se realizó una consulta del área del Ecosistema Terrestre del SAR en el Sistema Nacional de Información sobre Biodiversidad de México de la Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO) en el sitio web NaturaLista y Enciclovida. Derivado de esta consulta, se obtuvo un listado de registros de la distribución de especies potenciales. Se analizaron los datos sobre la distribución de especies, así como la composición florística de los diversos ecosistemas presentes en el Ecosistema Terrestre del SAR, con la finalidad de identificar y definir qué especies se consideran en algún estatus, de acuerdo con la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010, especies endémicas, especies en Convención Internacional de Tráfico de Especies Amenazadas de Flora

y Fauna Silvestres (CITES), especies en la lista roja de la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza (UICN) y especies Prioritarias para la conservación.

De acuerdo con lo anterior, se contempla un listado potencial de 251 especies de flora, pertenecientes a 66 familias. La familia mejor representada fue Fabaceae con 37 especies, seguida por las familias Cactaceae y Poaceae con 23 especies cada una, tal como se muestra en la Figura V.22.

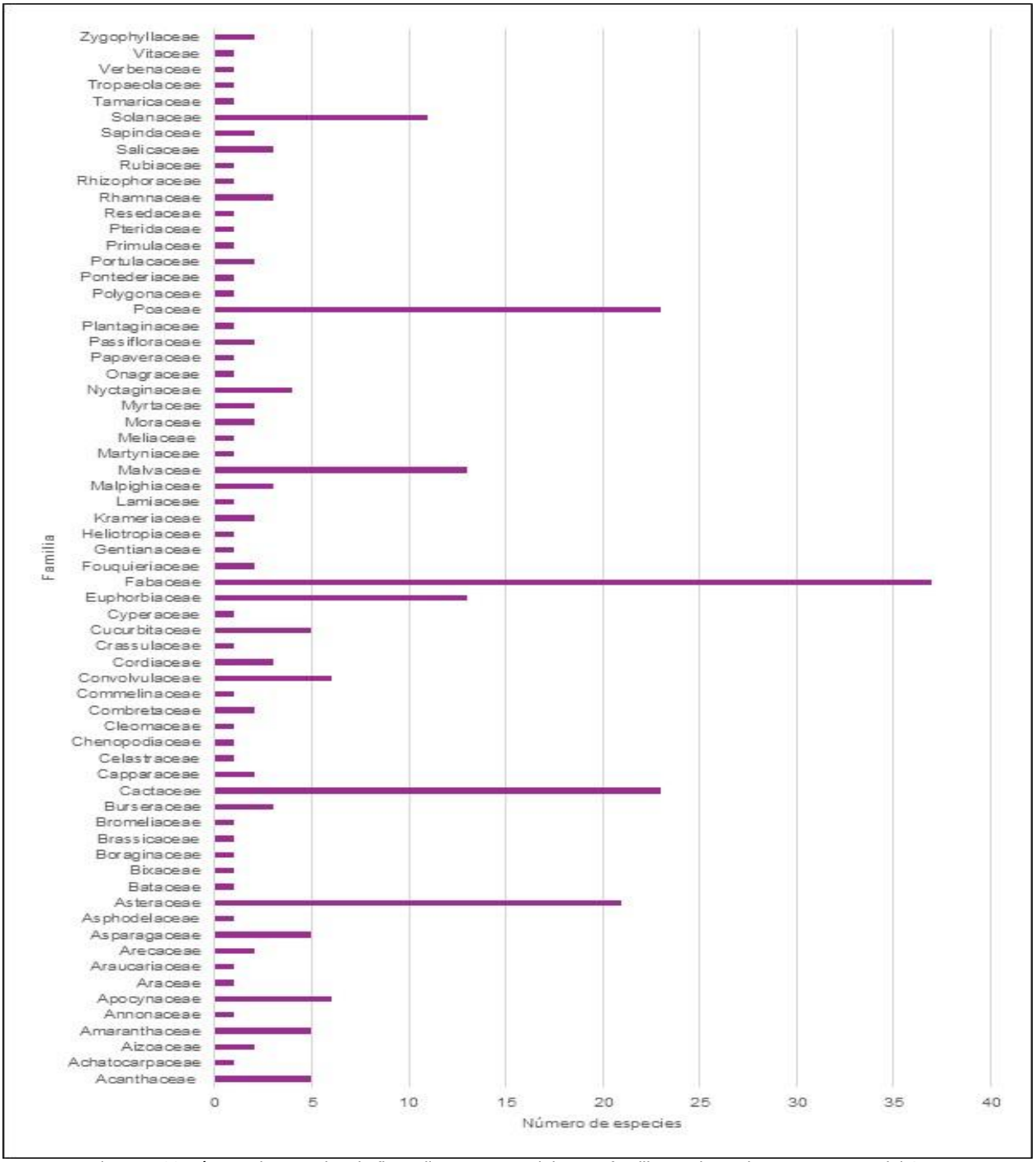


Figura V.22 Número de especies de flora silvestre potenciales por familia en el Ecosistema Terrestre del SAR
Fuente: Elaboración propia.

De las especies potenciales, 10 se encuentran bajo alguna categoría de riesgo de acuerdo con la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010 (SEMARNAT 2019), 5 se encuentran Amenazadas y 5 bajo Protección Especial. 53 especies son consideradas endémicas al país, 28 especies están listadas en alguno de los apéndices de la CITES (CITES 2023). 10 especies se encuentran en alguna categoría de riesgo de acuerdo con la lista roja de la UICN (UICN 2023) y, 5 especies se encuentran en la lista de especies prioritarias para la conservación (ver Figura V.23). Además 36 especies son exóticas, de las cuales, 12 son invasoras.

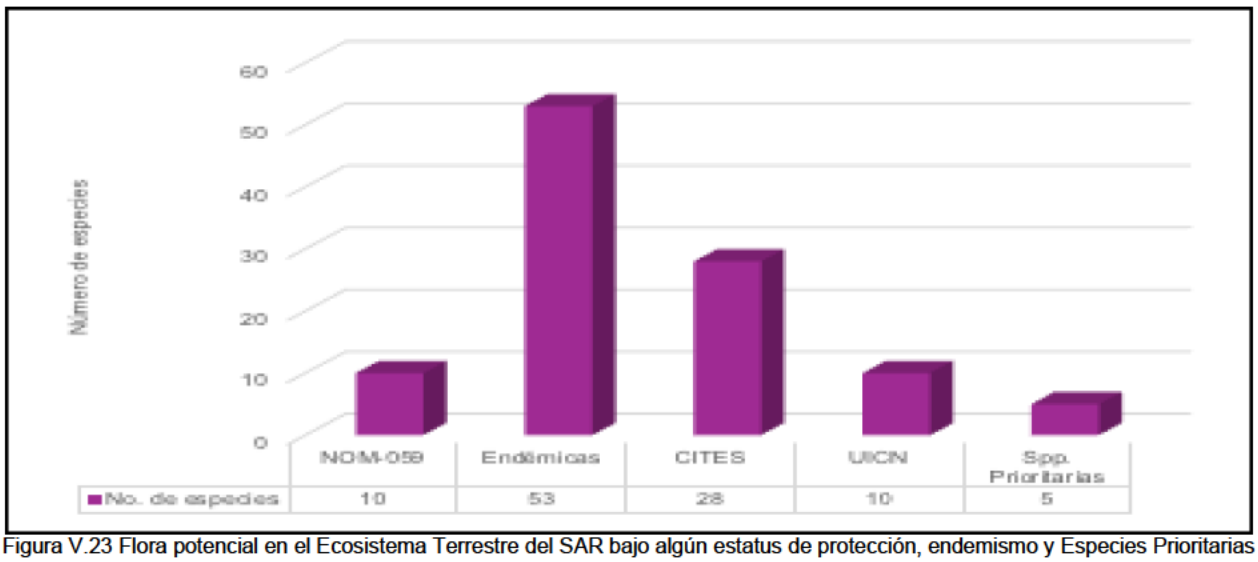


Figura V.23 Flora potencial en el Ecosistema Terrestre del SAR bajo algún estatus de protección, endemismo y Especies Prioritarias para la Conservación
Fuente: Elaboración propia.

V.3.2.1.3.2 Flora registrada en campo

De acuerdo con los muestreos de campo, se registró un total de 53 especies de flora, pertenecientes a 30 familias, siendo las familias Fabaceae y Poaceae, las más representativas con 11 y 5 especies respectivamente. De las 53 especies, 23 son arbóreas, 11 arbustivas, 14 herbáceas y 5 cactáceas o suculentas. 39 especies fueron registradas en el Ecosistema Terrestre del SAR (13 arbóreas, 11 arbustivas, 10 herbáceas y 5 cactáceas), 14 fueron registradas en el Área de Influencia terrestre (11 arbóreas y 3 herbáceas) y 6 en el Área del Proyecto terrestre (6 arbóreas y 2 herbáceas). En la Tabla V.28, se muestran los registros obtenidos por forma biológica, especie y área en donde fueron registrados.

Tabla V.28 Especies registradas en los trabajos de campo

Forma de Vida	Familia	Nombre Científico	Nombre común	Sitio de registro		
				AP terrestre	AI terrestre	ET-SAR
Arbórea	Acanthaceae	Avicennia germinans	Mangle Prieto			X
Arbórea	Annonaceae	*Annona reticulata*	Chirimoya	X	X	
Arbórea	Araucariaceae	*Araucaria heterophylla*	Araucaria		X	
Arbórea	Arecaceae	*Phoenix canariensis*	Palma canaria		X	
Arbórea	Arecaceae	*Washingtonia robusta*	Palmera		X	
Arbórea	Combretaceae	Conocarpus erectus	Mangle Botoncillo			X
Arbórea	Combretaceae	Laguncularia racemosa	Mangle Blanco			X
Arbórea	Convolvulaceae	*Ipomoea arborescens*	Cazahuate blanco			X
Arbórea	Euphorbiaceae	*Jatropha cordata*	Papelillo			X
Arbórea	Fabaceae	*Azadirachta indica*	Neem	X	X	
Arbórea	Fabaceae	*Bucida buceras*	Olivos negros		X	

Forma de Vida	Familia	Nombre Científico	Nombre común	Sitio de registro		
				AP terrestre	AI terrestre	ET-SAR
Arbórea	Fabaceae	*Coulteria platyloba*	Palo Colorado			X
Arbórea	Fabaceae	*Ficus benjamina*	Benjamin		X	
Arbórea	Fabaceae	*Haematoxylum brasiletto*	Palo Brasil			X
Arbórea	Fabaceae	*Leucaena pulverulenta*	Guaje	X		
Arbórea	Fabaceae	*Lysiloma divaricatum*	Mauto			X
Arbórea	Fabaceae	*Neltuma juliflora*	Mezquite		X	
Arbórea	Fabaceae	*Parkinsonia aculeata*	Retama	X	X	X
Arbórea	Fabaceae	*Parkinsonia praecox*	Palo Brea			X
Arbórea	Meliaceae	*Pithecellobium dulce*	Guamuchil		X	X
Arbórea	Myrtaceae	*Psidium guajava*	Guayaba		X	
Arbórea	Rhizophoraceae	Rhizophora mangle	Mangle Colorado			X
Arbórea	Zygophyllaceae	*Guaiacum coulteri*	Árbol santo			X
Arbustiva	Amaranthaceae	*Allenrolfea occidentalis*	Saladillo			X
Arbustiva	Amaranthaceae	*Atriplex barclayana*	Chamizo			X
Arbustiva	Euphorbiaceae	*Croton sonorae*	Vara Blanca			X
Arbustiva	Fouquieriaceae	*Fouquieria macdougalii*	Jaboncillo			X
Arbustiva	Euphorbiaceae	*Jatropha cinerea*	Sangre de grado			X
Arbustiva	Solanaceae	*Lycium carolinianum*	Saladilla morada			X
Arbustiva	Celastraceae	*Maytenus phyllanthoides*	Mangle Dulce			X
Arbustiva	Achatocarpaceae	*Phaulothamnus spinescens*	Bachata			X
Arbustiva	Rubiaceae	*Randia thurberi*	Vara de Cruz			X
Arbustiva	Tamaricaceae	*Tamarix ramosissima*	Pino salado eurasiático			X
Arbustiva	Fabaceae	*Vachellia farnesiana*	Huizache			X
Cactáceas y Suculentas	Asparagaceae	*Agave vivipara*	Maguey Espadín			X
Cactáceas y Suculentas	Cactaceae	*Cylindropuntia fulgida*	Choya de Cadena			X
Cactáceas y Suculentas	Cactaceae	*Mammillaria mazatlanensis*	Biznaga de Mazatlán			X
Cactáceas y Suculentas	Cactaceae	*Pachycereus pecten-aboriginum*	Cardón Hecho			X
Cactáceas y Suculentas	Cactaceae	*Pereskiopsis porteri*	Cactus arbusto alcájer			X
Herbácea	Aizoaceae	*Sesuvium portulacastrum*	Verdolaga de Playa			X
Herbácea	Amaranthaceae	*Amaranthus palmeri*	Quintonil tropical	X	X	
Herbácea	Apocynaceae	*Cryptostegia grandiflora*	Chicote de Madagascar			X
Herbácea	Asteraceae	*Lactuca serriola*	Escariola Mediterránea			X
Herbácea	Asteraceae	*Perityle microglossa*	Manzanilla de Burro			X
Herbácea	Boraginaceae	*Heliotropium curassavicum*	Hierba de fuego			X
Herbácea	Cyperaceae	*Cyperus rotundus*	Cebollín			X
Herbácea	Malvaceae	*Abutilon abutiloides*	Colotahue			X
Herbácea	Malvaceae	*Waltheria indica*	Tapacola			X
Herbácea	Poaceae	*Cenchrus ciliaris*	Pasto buffel			X
Herbácea	Poaceae	*Chloris barbata*	Pata gallo			X

Forma de Vida	Familia	Nombre Científico	Nombre común	Sitio de registro		
				AP terrestre	AI terrestre	ET-SAR
Herbácea	Poaceae	*Eleusine indica*	Escobilla		X	
Herbácea	Poaceae	*Aristida adscensionis*	Zacate tres barbas	X		
Herbácea	Poaceae	*Aristida ternipes*	Zacatón		X	

Sitio de Registro: AP – Área del Proyecto, AI – Área de Influencia ET-SAR – Ecosistema Terrestre del SAR
Fuente: Elaboración propia.

V.3.2.1.3.3 Flora registrada en campo con algún estatus de protección

Flora en la NOM-059-SEMARNAT-2010.

De las especies registradas en campo, 5 de ellas se encuentran enlistadas en la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2019 en la categoría de Amenazada (A), 4 de ellas son arbóreas y una arbustiva. De estas 5 especies todas se encuentran en el Ecosistema Terrestre del SAR, a continuación, se muestran los resultados.

Tabla V.29 Especies bajo alguna categoría de riesgo de acuerdo con la NOM-059-SEMARNAT-2010 (SEMARNAT 2019).

Forma de vida	Familia	Nombre Científico	Nombre Común	NOM-059	Sitio de registro		
					AP terrestre	AI terrestre	ET-SAR
Árbol	Acanthaceae	*Avicennia germinans*	Mangle Prieto	Amenazada (A)			X
Árbol	Combretaceae	*Conocarpus erectus*	Mangle Botoncillo	Amenazada (A)			X
Árbol	Combretaceae	*Laguncularia racemosa*	Mangle Blanco	Amenazada (A)			X
Árbol	Rhizophoraceae	*Rhizophora mangle*	Mangle Colorado	Amenazada (A)			X
Arbusto	Zygophyllaceae	*Guaiacum coulteri*	Árbol santo	Amenazada (A)			X

Sitio de Registro: AP – Área del Proyecto, AI – Área de Influencia, ET-SAR – Ecosistema Terrestre del SAR
NOM-059: Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2019
Fuente: Elaboración propia.

Flora Endémica.

En total se registraron 8 especies endémicas: 2 especies arbóreas, 3 arbustos y 3 cactácea y suculentas. Todas las especies fueron registradas en el Ecosistema Terrestre del SAR. En la Tabla V.30 se presentan los resultados completos. Asimismo, 14 especies son consideradas exóticas o introducidas, de las cuales, 5 son invasoras.

Tabla V.30 Especies endémicas registradas en campo

Forma de Vida	Familia	Nombre Científico	Nombre Común	Sitio de registro		
				AP terrestre	AI terrestre	ET-SAR
Árbol	Fabaceae	*Coulteria platyloba*	Palo Colorado			X
Árbol	Euphorbiaceae	*Jatropha cordata*	Papelillo			X
Arbusto	Amaranthaceae	*Atriplex barclayana*	Chamizo			X
Arbusto	Fouquieriaceae	*Fouquieria macdougalii*	Jaboncillo			X
Arbusto	Rubiaceae	*Randia thurberi*	Vara de Cruz			X
Cactáceas y Suculentas	Cactaceae	*Mammillaria mazatlanensis*	Biznaga de Mazatlán			X
Cactáceas y Suculentas	Cactaceae	*Pachycereus pecten-aboriginum*	Cardón Hecho			X
Cactáceas y Suculentas	Cactaceae	*Pereskiopsis porteri*	Cactus arbusto alcájer			X

Sitio de Registro: AP – Área del Proyecto, AI – Área de Influencia, ET-SAR – Ecosistema Terrestre del SAR
Fuente: Elaboración propia.

Flora en la CITES.

4 especies se encuentran listadas en el Apéndice II de la Convención Internacional de Tráfico de Especies Amenazadas de Flora y Fauna Silvestres (CITES 2023). Una de ellas es un árbol y 3 son cactáceas. Todas se registraron en el Ecosistema Terrestre del SAR, tal como se muestra en la Tabla V.31.

Tabla V.31 Especies registradas en campo listadas en apéndices de CITES

Forma de Vida	Familia	Nombre Científico	Nombre Común	Sitio de registro		
				AP terrestre	AI terrestre	ET-SAR
Árbol	Zygophyllaceae	*Guaiacum coulteri*	Árbol santo			X
Cactáceas y Suculentas	Cactaceae	*Cylindropuntia fulgida*	Choya de Cadena			X
Cactáceas y Suculentas	Cactaceae	*Mammillaria mazatlanensis*	Biznaga de Mazatlán			X
Cactáceas y Suculentas	Cactaceae	*Pachycereus pecten-aboriginum*	Cardón Hecho			X

Sitio de Registro: AP – Área del Proyecto, AI – Área de Influencia, ET-SAR – Ecosistema Terrestre del SAR
Fuente: Elaboración propia.

Flora en la UICN.

De la flora listada en la UICN en la categoría de Vulnerable (VU) se registran 2 especies (una de ellas es cactáceas y una es árbol). Todas las especies fueron registradas en el Ecosistema Terrestre del SAR. En la categoría de Preocupación menor (LC) se registraron 54 especies. A continuación, se presenta los resultados en la Tabla V.32.

Tabla V.32 Especies registradas en campo listadas en apéndices de UICN

Forma de Vida	Familia	Nombre Científico	Nombre Común	UICN	Sitio de registro		
					AP terrestre	AI terrestre	ET-SAR
Árbol	Zygophyllaceae	*Guaiacum coulteri*	Árbol santo	Vulnerable (VU)			X
Cactáceas	Asparagaceae	*Agave vivipara*	Maguey Espadín	Vulnerable (VU)			X

Sitio de Registro: AP terrestre – Área del Proyecto, AI terrestre – Área de Influencia, ET-SAR – Ecosistema Terrestre del SAR.
Fuente: Elaboración propia.

Especies Prioritarias para la Conservación.

De las especies registradas en campo, 4 especies de porte arbóreo y están listadas en el Programa de Conservación de Especies en Riesgo (PROCER, 2023). Estas especies solo fueron registradas en el Ecosistema Terrestre del SAR, tal como se muestra en la Tabla V.33.

Tabla V.33 Especies registradas en campo listadas como especies Prioritarias para la Conservación

Forma de Vida	Familia	Nombre Científico	Nombre Común	Sitio de registro		
				AP terrestre	AI terrestre	ET-SAR
Árbol	Combretaceae	*Conocarpus erectus*	Mangle Botoncillo			X
	Rhizophoraceae	*Rhizophora mangle*	Mangle Colorado			X
	Combretaceae	*Laguncularia racemosa*	Mangle Blanco			X
	Acanthaceae	*Avicennia germinans*	Mangle Prieto			X

Sitio de Registro: AP – Área del Proyecto, AI – Área de Influencia ET-SAR – Ecosistema Terrestre del SAR
De acuerdo con las características biólogicas de la vegetación de Manglar; en la cual se registraron las especies *Avicennia germinans* (Mangle Prieto), *Conocarpus erectus* (Mangle Botoncillo), *Laguncularia racemosa* (Mangle Blanco) y *Rhizophora mangle* (Mangle Colorado); ésta también se presenta en el Ecosistema Marino del SAR.

Fuente: Elaboración propia.

V.3.2.1.3.4 Curvas de acumulación de especies en el Área de Influencia terrestre

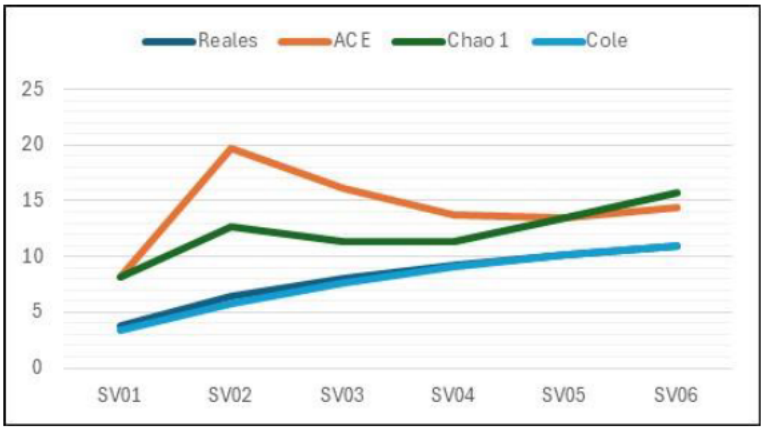
Se realizaron 6 sitios de verificación en la Zona Urbana del Área de Influencia terrestre.

Zona Urbana.

Se registraron 14 especies en total (el estrato arbóreo estuvo representado con 11 especies y el herbáceo con 3 especies). A continuación, se presentan las curvas de acumulación de especies por forma biológica e indicadores no paramétricos usados.

Conforme a los datos analizados del muestreo de flora realizado en la Zona Urbana del Área de Influencia terrestre, el esfuerzo de muestreo realizado en los estratos arbóreo y herbáceo presentó una suficiencia del 100% de acuerdo con el indicador Cole, por lo que se considera que los resultados obtenidos son representativos, tal como se muestra a continuación.

Estimador	Resultado	Arbóreo
Riqueza obtenida	11	
ACE	14.41	76%
Chao 1	15.78	70%
Cole	11.00	100%



Estimador	Resultado	Herbáceo
Riqueza obtenida	3	
ACE	6.00	50%
Chao 1	3.38	89%
Cole	3.00	100%



Figura V.24 Curva de acumulación de especies por forma de vida para el Matorral Sarcocaule del Área de Influencia terrestre
Fuente: Elaboración propia.

V.3.2.1.3.5 Resultados de Biodiversidad en el Área de Influencia terrestre

Índice de Margalef.

Los resultados del índice de Margalef quedarían de la siguiente manera:

Tabla V.34 Índice de Margalef en el Área de Influencia terrestre

Estrato	Zona Urbana
Arbóreo	2.45
Herbáceo	0.44

Fuente: Elaboración propia.

Considerando los valores obtenidos de este indicador, en el Área de Influencia terrestre presento diversidad media o moderada para el estrato arbóreo y diversidad muy baja para el estrato herbáceo.

Índice de Simpson.

A continuación, en la Tabla V.35 se presentan en las siguientes tablas los resultados del índice de Simpson por forma biológica.

Tabla V.35 Índice de Simpson del Área de Influencia terrestre

Estrato	Abundancia o No. Individuos	Riqueza	Índice de Simpson	Simpson MAX	Diversidad
Arbóreo	59	11	0.85	0.91	Muy Alta
Herbáceo	90	3	0.47	0.67	Media o Moderada

Fuente: Elaboración propia.

Con base en la tabla anterior, de acuerdo con el índice de Simpson, el estrato arbóreo se encuentra en el rango de diversidad muy alta, mientras que el estrato herbáceo, se considera media o moderada. Asimismo, el estrato arbóreo presenta la mayor riqueza de especies.

Índice de Shannon.

A continuación, se presentan en la Tabla V.36 los resultados del índice de Shannon por forma biológica.

Tabla V.36 Índice de Shannon dl Área de Influencia terrestre.

Estrato	Abundancia o No. Individuos	Riqueza	H'	H´ MAX	J'
Arbóreo	59	11	2.00	2.40	0.83
Herbáceo	90	3	0.57	1.10	0.52

Fuente: Elaboración propia.

Con base en la tabla anterior de acuerdo con el índice de Shannon, el estrato arbóreo presenta diversidad Media o Moderada, mientras que, para el estrato herbáceo, la diversidad es muy baja. Por otro lado, en el valor del Índice de Pielou, se tiene que el estrato arbóreo con el 83%, mientras que el estrato herbáceo presenta un porcentaje del 52%.

Índice de Valor de Importancia (IVI).

A continuación, en la Tabla V.37 se muestran los resultados del Índice de Valor de Importancia (IVI) por forma biológica.

Tabla V.37 Índice de Valor de Importancia del estrato Arbóreo del Área de Influencia terrestre

No.	Nombre Científico	Nombre Común	Dominancia Relativa	Abundancia Relativa	Frecuencia Relativa	IVI	%
1	*Annona reticulata*	Chirimoya	6.73	5.08	8.70	20.51	6.84
2	*Araucaria heterophylla*	Araucaria	16.59	1.69	4.35	22.63	7.54
3	*Phoenix canariensis*	Palma canaria	15.47	8.47	13.04	36.99	12.33
4	*Washingtonia robusta*	Palmera	9.87	20.34	13.04	43.25	**14.42**
5	*Bucida buceras*	Olivos negros	9.87	1.69	4.35	15.91	5.30
6	*Neltuma juliflora*	Mezquite	9.87	1.69	4.35	15.91	5.30

No.	Nombre Científico	Nombre Común	Dominancia Relativa	Abundancia Relativa	Frecuencia Relativa	IVI	%
7	*Parkinsonia aculeata*	Palo verde	6.95	6.78	4.35	18.08	6.03
8	*Pithecellobium dulce*	Guamuchil	3.36	6.78	13.04	23.19	7.73
9	*Azadirachta indica*	Neem	8.30	22.03	17.39	47.72	**15.91**
10	*Ficus benjamina*	Benjamin	7.17	23.73	13.04	43.95	**14.65**
11	*Psidium guajava*	Guayaba	5.83	1.69	4.35	11.87	3.96
Total			**100.0000**	**100.0000**	**100.0000**	**300.000**	**100.00**

Fuente: Elaboración propia.

El Índice de Valor de Importancia, muestra que las especies registradas en el estrato arbóreo que concentran el mayor porcentaje de IVI son: *Washingtonia robusta* (Palmera) *Azadirachta indica* (Neem) y *Ficus benjamina* (Benjamin). Estas especies concentran el 44.97% del total de las 11 especies del estrato arbóreo.

Tabla V.38 Índice de Valor de Importancia del estrato Herbáceo del Área de Influencia terrestre

No.	Nombre Científico	Nombre Común	Dominancia Relativa	Abundancia Relativa	Frecuencia Relativa	IVI	%
1	*Amaranthus palmeri*	Quintonil tropical	3.74	68.89	50.00	122.63	**40.88**
2	*Eleusine indica*	Escobilla	2.80	7.78	25.00	35.58	11.86
3	*Aristida ternipes*	Zacaton	93.46	23.33	25.00	141.79	**47.26**
Total			**100.00**	**100.00**	**100.00**	**300.00**	**100.00**

Fuente: Elaboración propia.

El Índice de Valor de Importancia, muestra que las especies registradas en el estrato herbáceo, que concentran el mayor porcentaje de IVI son: *Amaranthus palmeri* (Quintonil tropical) y *Aristida ternipes* (Zacaton). Solo estas 2 especies concentran el 88.14% del total de las 3 especies del estrato herbáceo.

V.3.2.1.3.6 Análisis de la estructura de la vegetación en Área de Influencia terrestre

En el Área de Influencia terrestre, fueron registradas 14 especies en total. En cuanto a la estructura de la vegetación, se encontró que 11 especies pertenecen al estrato arbóreo con una altura promedio de 3.80 metros y un diámetro basal promedio de 0.420 metros y, 3 especies al estrato herbáceo con una altura promedio de 1.225 metros y un diámetro basal de 0.92 metros.

Por otro lado, se tiene que *Araucaria heterophylla* es la especie que tiene la mayor altura con 6.70 metros, seguido de *Phoenix canariensis* con 5.40 metros. La especie con mayor diámetro basal promedio fue *Araucaria heterophylla* con 0.740 metros. Los resultados se muestran a continuación en la Tabla V.39.

Tabla V.39 Estructura vertical del Área de Influencia terrestre.

Familia	Nombre Científico	Nombre Común	Frecuencia	Altura (m)	Diámetro basal (m)	Forma biológica
Annonaceae	*Annona reticulata*	Chirimoya	3	2.7	0.300	Arbórea
Araucariaceae	*Araucaria heterophylla*	Araucaria	1	6.7	0.740	Arbórea
Arecaceae	*Phoenix canariensis*	Palma canaria	5	5.4	0.690	Arbórea
Arecaceae	*Washingtonia robusta*	Palmera	12	3.4	0.440	Arbórea
Fabaceae	*Bucida buceras*	Olivos negros	1	3.8	0.440	Arbórea
Fabaceae	*Neltuma juliflora*	Mezquite	1	4.9	0.440	Arbórea
Fabaceae	*Parkinsonia aculeata*	Palo verde	4	2.7	0.310	Arbórea
Fabaceae	*Pithecellobium dulce*	Guamuchil	4	1.8	0.150	Arbórea
Meliaceae	*Azadirachta indica*	Neem	13	4.4	0.370	Arbórea

Familia	Nombre Científico	Nombre Común	Frecuencia	Altura (m)	Diámetro basal (m)	Forma biológica
Moraceae	*Ficus benjamina*	Benjamin	14	2.2	0.320	Arbórea
Myrtaceae	*Psidium guajava*	Guayaba	1	3.1	0.260	Arbórea
Amaranthaceae	*Amaranthus palmeri*	Quintonil tropical	62	0.5	0.004	Herbácea
Poaceae	*Eleusine indica*	Escobilla	7	0.2	0.003	Herbácea
Poaceae	*Aristida ternipes*	Zacaton	21	1.1	0.100	Herbácea
Poaceae	*Aristida ternipes*	Zacaton	21	1.1	0.300	Herbácea

Fuente: Elaboración propia.

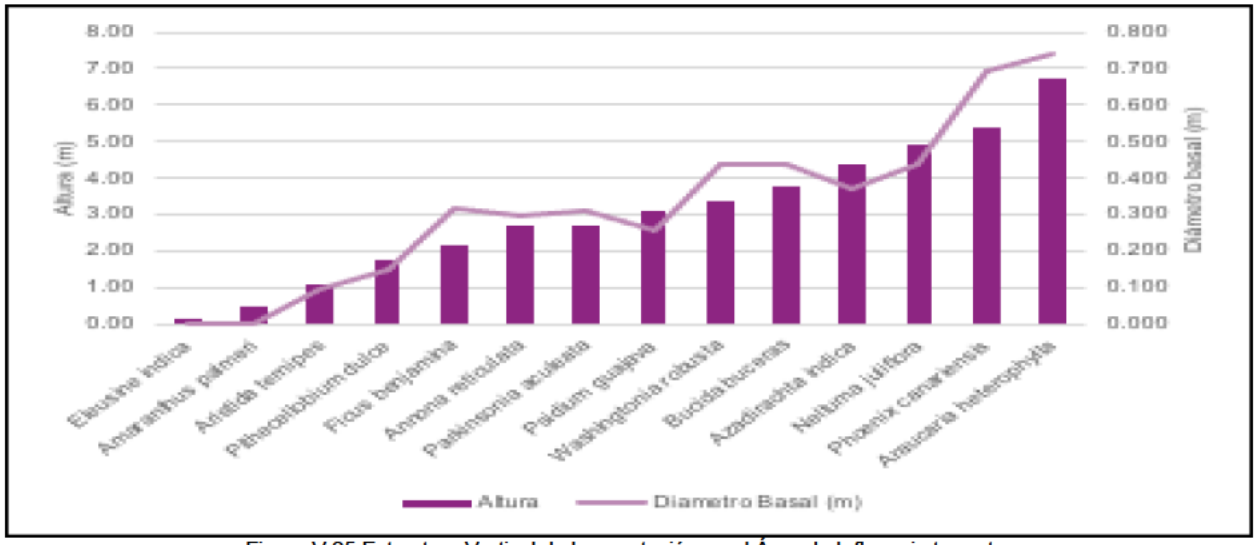


Figura V.25 Estructura Vertical de la vegetación en el Área de Influencia terrestre
Fuente: Elaboración propia.

V.3.2.1.3.7 Condiciones ambientales Florísticas en el Área de influencia terrestre y Área del Proyecto terrestre

Es importante señalar que las condiciones ambientales del Área de influencia terrestre y del Área del Proyecto terrestre son de un limitado grado de conservación. En lo que respecta a sitios cercanos al Área del Proyecto terrestre se localizaron condiciones de perturbación, debido a las actividades antrópicas. Con la evidencia fotográfica que se muestra a continuación, es factible considerar el desarrollo del Proyecto, ya que, la remoción de vegetación que se tiene contemplada corresponde a especies como lo son Amaranthus palmeri, Aristida ternipes, Eleusine indica, típicas de sitios abandonados, colonizadoras y características de zonas degradadas, además de ser consideradas especies dañinas por alto poder invasivo.

Especies sujetas a afectación en el Área del Proyecto.

Como ya se ha señalado, la remoción de vegetación que se tiene contemplada corresponde a especies colonizadoras y características de zonas degradadas, son consideradas malezas dañinas por su alto poder invasivo. De igual manera, se identificaron algunos elementos arbóreos de especies

Estado base de la vegetación en el Área del Proyecto terrestre.

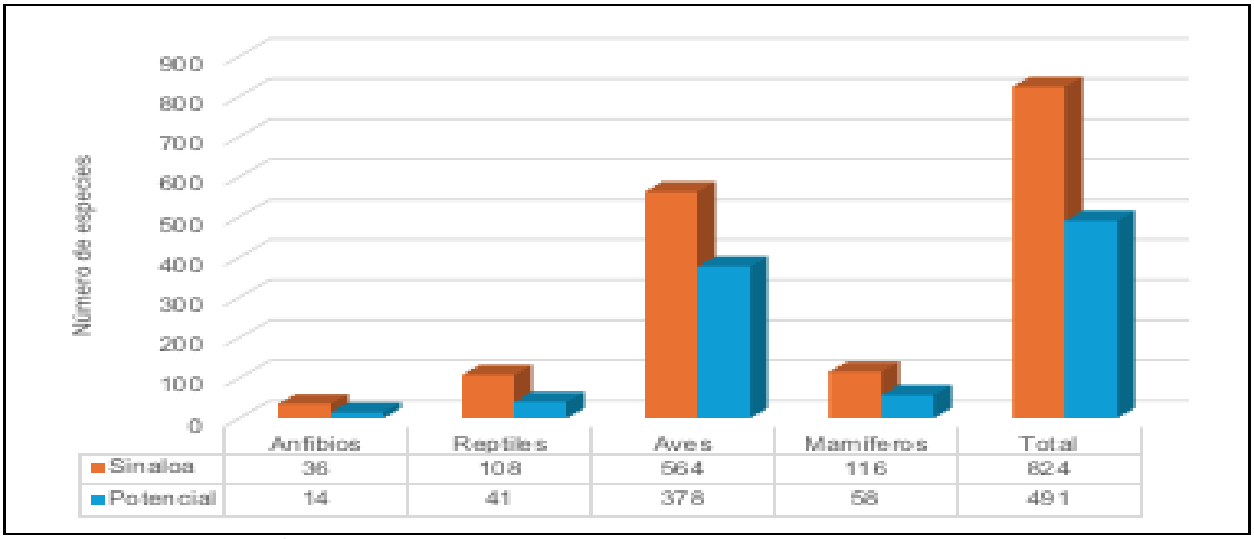
Como ya se mencionó, en el Área del Proyecto terrestre se encuentran especies típicas de sitios abandonados, colonizadoras, ampliamente distribuidas en el país y son características de zonas perturbadas. Estas especies son consideradas malezas dañinas por su alto poder invasivo. Es por ello por lo que se considera que no existirá afectación por el Proyecto ya que no serán afectados servicios

ambientales. Además, es importante recordar que el Proyecto está Inmerso en una zona urbanizada, y la pérdida de cobertura de vegetación natural, ya se dio hace varios años.

V.3.2.1.4 Fauna

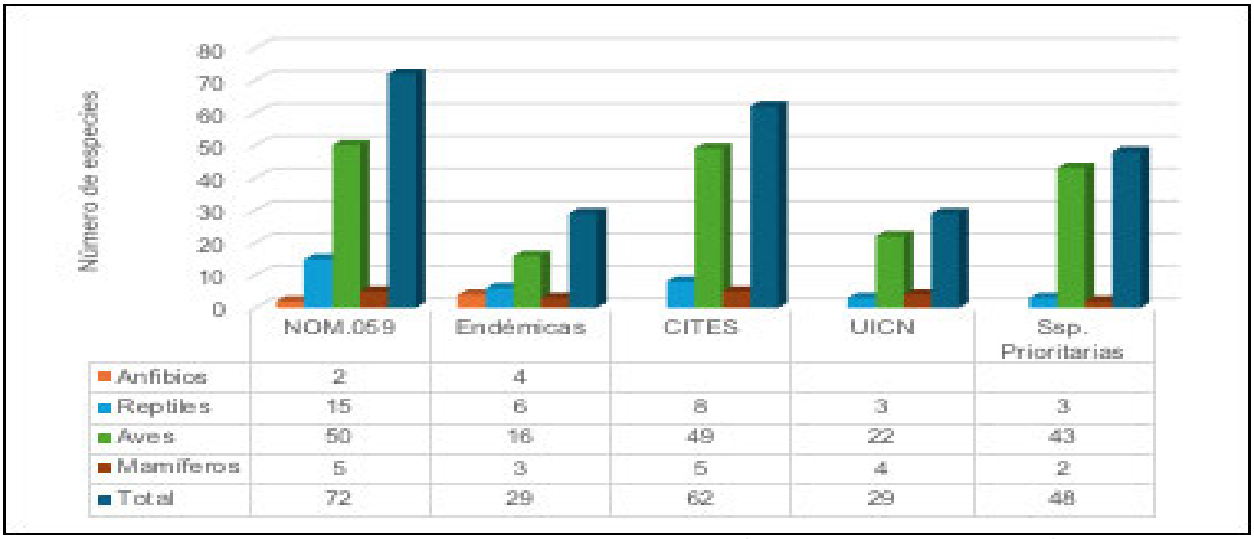
V.3.2.1.4.1 Fauna potencial en el Ecosistema Terrestre del SAR

De acuerdo con las características en cuanto a ecosistemas y condiciones ambientales mencionadas con anterioridad y con la revisión bibliográfica, se contempla un listado potencial de 491 especies de vertebrados terrestres para el Ecosistema Terrestre del SAR, es decir, aproximadamente el 60% de las especies registradas en el estado de Sinaloa. De las especies potenciales, 14 son anfibios, 41 son reptiles, 378 son aves y 58 son mamíferos, tal como se muestra en la Figura V.26.



	Anfibios	Reptiles	Aves	Mamíferos	Total
Sinaloa	36	108	564	116	824
Potencial	14	41	378	58	491

Figura V.26 Número de especies de fauna silvestre potenciales para el Ecosistema Terrestre del SAR
Fuente: Elaboración propia.



	NOM.059	Endémicas	CITES	UICN	Ssp. Prioritarias
Anfibios	2	4			
Reptiles	15	6	8	3	3
Aves	50	16	49	22	43
Mamíferos	5	3	5	4	2
Total	72	29	62	29	48

Figura V.27 Fauna potencial en el Ecosistema Terrestre del SAR bajo algún estatus de riesgo, conservación, endemismo y Especies Prioritarias para la Conservación
Fuente: Elaboración propia.

De las especies potenciales, 72 se encuentran bajo alguna categoría de riesgo de acuerdo con la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010 (SEMARNAT, 2019), 13 especies se encuentran en Peligro de Extinción (1 reptil, 9 aves y 2 mamíferos), 21 Amenazadas (4 reptiles, 16 aves y 1 mamífero) y 39 bajo

Protección Especial (2 anfibios, 10 reptiles, 25 aves y 2 mamíferos). 29 especies son consideradas endémicas al país (4 anfibios, 6 reptiles, 16 aves y 3 mamíferos) (Howell y Webb 1995, Ceballos y Oliva. 2005, Liner 2007, Berlanga-García et al. 2015, SEMARNAT 2019, Lapage 2024), 62 especies están listadas en alguno de los apéndices de la Convención Internacional de Tráfico de Especies Amenazadas de Flora y Fauna Silvestres (8 reptiles, 49 aves y 5 mamíferos) (CITES 2023). 29 especies se encuentran en alguna categoría de riesgo de acuerdo con la lista roja de la UICN (3 reptiles, 22 aves y 4 mamíferos) (UICN 2023). 48 especies se encuentran en la lista de especies prioritarias para la conservación (3 reptiles, 43 aves y 2 mamíferos). Además, 8 especies son consideradas exóticas o introducidas (Exo, un anfibio, un reptil, 5 aves y un mamífero). Ver Tabla V.27.

V.3.2.1.4.2 Fauna registrada en campo

De acuerdo con los resultados obtenidos en campo, se registró un total de 151 especies de fauna, pertenecientes a los siguientes grupos: reptiles con 7 especies, aves con 127 especies y mamíferos con 17 especies. Es decir, se registró el 30.75% de las especies potenciales. Aun cuando se aplicaron las técnicas para el muestreo de anfibios, durante los trabajos de campo no fueron registradas especies de este grupo. Los resultados se muestran en la Figura V.28.

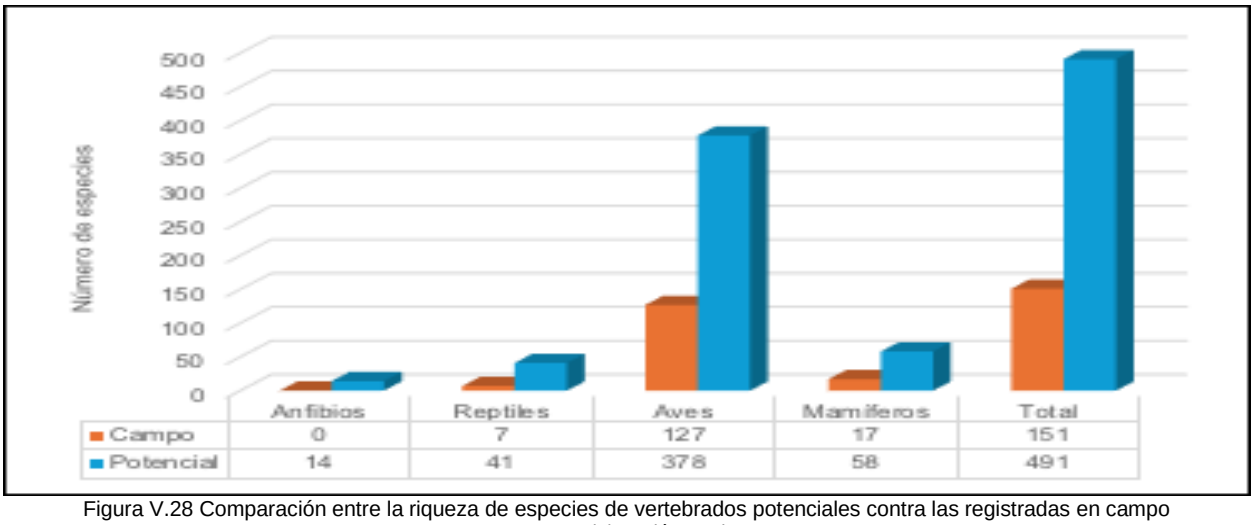


Figura V.28 Comparación entre la riqueza de especies de vertebrados potenciales contra las registradas en campo
Fuente: Elaboración propia.

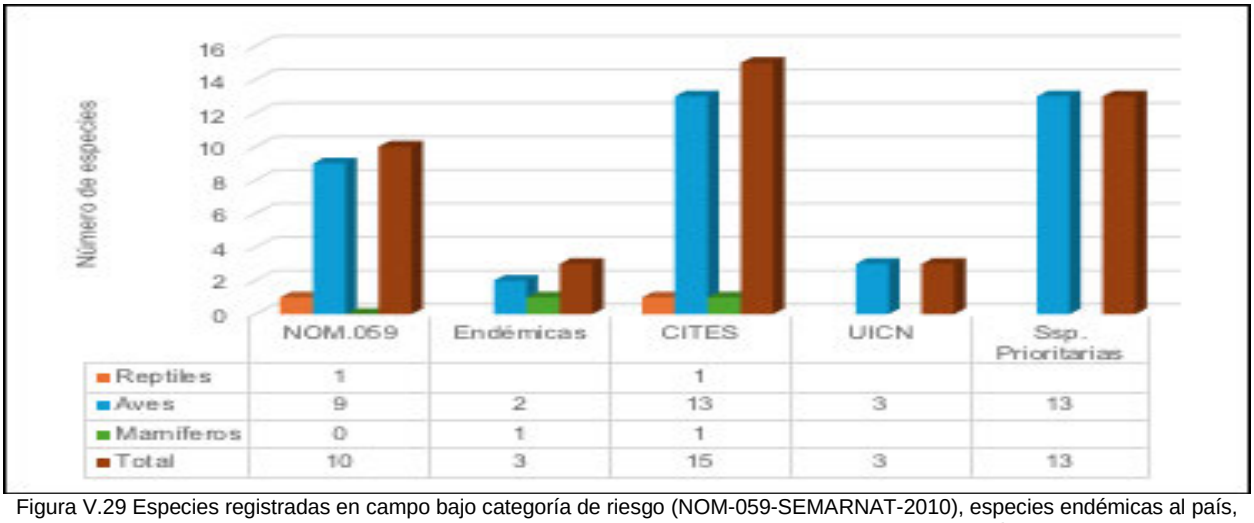


Figura V.29 Especies registradas en campo bajo categoría de riesgo (NOM-059-SEMARNAT-2010), especies endémicas al país, especies amenazadas (CITES y UICN) y especies prioritarias para la conservación
Fuente: Elaboración propia.

10 especies de las registradas en campo se encuentran bajo alguna categoría de riesgo de acuerdo con la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010 (SEMARNAT, 2019), 1 especie de ave se encuentra en Peligro de Extinción, 4 especies Amenazadas (1 reptil y 3 aves) y 5 especies de aves bajo Protección Especial. 3 especies son consideradas endémicas al país (2 aves y 1 mamífero) (Howell y Webb 1995, Ceballos y Oliva. 2005, Liner 2007, Berlanga-García et al. 2015, SEMARNAT 2019, Lapage 2024), 15 especies están listadas en alguno de los apéndices de la Convención Internacional de Tráfico de Especies Amenazadas de Flora y Fauna Silvestres (1 reptil, 13 aves y 1 mamíferos) (CITES 2023). 3 especies de aves se encuentran en alguna categoría de riesgo de acuerdo con la lista roja de la UICN (UICN 2023). 13 especies de aves se encuentran en la lista de especies prioritarias para la conservación. Además, 6 especies son consideradas exóticas o introducidas (Exo, 5 aves y un mamífero). Ver Tabla V.29.

V.3.2.1.4.3 Fauna registrada por grupo faunístico

Herpetofauna.

La herpetofauna estuvo representada por 7 especies de reptiles, pertenecientes a 4 familias y 6 géneros. La familia mejor representada fue Phrynosomatidae con 4 especies. Todas las especies fueron registradas en el Ecosistema Terrestre del SAR, mientras que en el Área de Influencia terrestre y Área del Proyecto terrestre no fueron registradas especies de este grupo.

Tabla V.40 Herpetofauna registrada en campo

No.	Grupo	Familia	Nombre científico	Nombre común	Sitio de registro		
					AP terrestre	AI terrestre	ET-SAR
1	Reptiles	Emydidae	*Trachemys scripta*	Tortuga gravada			X
2		Iguanidae	*Ctenosaura macrolopha*	Iguana de cola espinosa sonorense			X
3		Phrynosomatidae	*Holbrookia elegans*	Lagartija sorda elegante			X
4			*Sceloporus clarkii*	Lagartija espinosa del noroeste			X
5			*Sceloporus magister*	Lagartija espinosa del desierto			X
6			*Urosaurus ornatus*	Lagartija de Árbolnorteña			X
7		Colubridae	*Masticophis flagellum*	Culebra chirrionera roja			X

Sitio de registro: AP – Área del Proyecto, AI – Área de Influencia, ET-SAR – Ecosistema Terrestre del SAR
Fuente: Elaboración propia.

Aves.

El grupo de las aves estuvo representado por 127 especies, ubicadas en 42 familias y 100 géneros. Las familias mejor representadas fueron Scolopacidae con 11 especies, seguida por Anatidae y Ardeidae con 10 especies cada una. 38 especies son residentes, 26 son migratorias de invierno, 56 son residentes con poblaciones migratorias de invierno, 1 es migratoria de verano con poblaciones migratorias de invierno, 1 es residentes con poblaciones migratorias de verano, 1 es residentes con poblaciones migratorias de invierno y verano, 2 son migratorias de invierno con poblaciones transitorias, 1 es migratoria de verano con poblaciones transitorias, 1 es residente con poblaciones migratorias de invierno, verano y transitorias (Howell y Webb 1995). Todas las especies fueron registradas en el Ecosistema Terrestre del SAR, 23 especies en el Área de Influencia terrestre, mientras que 8 fueron registradas en el Área del Proyecto terrestre. Los resultados completos se muestran en la Tabla V.41.

Tabla V.41 Aves registradas en campo

No.	Familia	*Nombre científico*	Nombre común	Residencia	Sitio de registro		
					AP terrestre	AI terrestre	ET-SAR
1	Anatidae	*Spatula discors*	Cerceta Alas Azules	MI			X
2		*Spatula cyanoptera*	Cerceta Canela	MI,R			X
3		*Spatula clypeata*	Pato Cucharón Norteño	MI			X

No.	Familia	*Nombre científico*	Nombre común	Residencia	Sitio de registro		
					AP terrestre	AI terrestre	ET-SAR
4		*Anas platyrhynchos*	Pato de Collar	MI,R			X
5		*Anas diazi*	Pato mexicano	MI,R			X
6		*Anas acuta*	Pato Golondrino	MI			X
7		*Anas crecca*	Cerceta Alas Verdes	MI			X
8		*Aythya affinis*	Pato Boludo Menor	MI			X
9		*Bucephala albeola*	Pato Monja	MI			X
10		*Oxyura jamaicensis*	Pato Tepalcate	MI,R			X
11	Podicipedidae	*Tachybaptus dominicus*	Zambullidor Menor	R			X
12	Columbidae	*Columba livia*	Paloma Doméstica	R	X	X	X
13		*Patagioenas flavirostris*	Paloma Morada	R			X
14		*Streptopelia decaocto*	Paloma de Collar Turca	R	X	X	X
15		*Columbina inca*	Tortolita Cola Larga	R	X	X	X
16		*Columbina passerina*	Tortolita Pico Rojo	R			X
17		*Zenaida asiática*	Paloma Alas Blancas	R,MI		X	X
18		*Zenaida macroura*	Huilota Común	R,MI			X
19	Cuculidae	*Crotophaga sulcirostris*	Garrapatero Pijuy	R			X
20	Caprimulgidae	*Chordeiles acutipennis*	Chotacabras Menor	MV,MI,R			X
21	Trochilidae	*Cynanthus latirostris*	Colibrí Pico Ancho	R		X	X
22	Rallidae	*Gallinula galeata*	Gallineta Frente Roja	R,MI			X
23		*Fulica americana*	Gallareta Americana	R,MI			X
24	Recurvirostridae	*Himantopus mexicanus*	Monjita Americana	R,MI			X
25		*Recurvirostra americana*	Avoceta Americana	MI,R			X
26	Haematopodidae	*Haematopus palliatus*	Ostrero Americano	R,MI			X
27	Charadriidae	*Pluvialis squatarola*	Chorlo Gris	MI			X
28		*Charadrius vociferus*	Chorlo Tildío	R,MI			X
29		*Charadrius semipalmatus*	Chorlo Semipalmeado	MI			X
30	Scolopacidae	*Numenius phaeopus*	Zarapito Trinador	MI			X
31		*Numenius americanus*	Zarapito Pico Largo	MI			X
32		*Limosa fedoa*	Picopando Canelo	MI			X
33		*Limnodromus scolopaceus*	Costurero Pico Largo	MI			X
34		*Actitis macularius*	Playero Alzacolita	MI			X
35		*Tringa semipalmata*	Playero Pihuiuí	MI			X
36		*Tringa melanoleuca*	Patamarilla Mayor	MI			X
37		*Arenaria interpres*	Vuelvepiedras Rojizo	MI			X
38		*Calidris himantopus*	Playero Zancón	MI,T			X
39		*Calidris minutilla*	Playero Diminuto	MI			X
40		*Calidris mauri*	Playero Occidental	MI,T			X
41	Laridae	*Leucophaeus atricilla*	Gaviota Reidora	MI,R	X	X	X
42		*Larus heermanni*	Gaviota Plomiza	R			X
43		*Larus delawarensis*	Gaviota Pico Anillado	MI			X
44		*Larus occidentalis*	Gaviota occidental	R		X	X

No.	Familia	*Nombre científico*	Nombre común	Residencia	Sitio de registro		
					AP terrestre	AI terrestre	ET-SAR
45		*Rynchops niger*	Rayador Americano	MI,R			X
46		*Gelochelidon nilótica*	Charrán Pico Grueso	R,MI			X
47		*Hydroprogne caspia*	Charrán del Caspio	MI,R			X
48		*Sterna forsteri*	Charrán de Forster	MI,R			X
49		*Thalasseus maximus*	Charrán Real	MI,R			X
50	Fregatidae	*Fregata magnificens*	Fragata Tijereta	R		X	X
51	Phalacrocoracidae	*Nannopterum auritum*	Cormorán Orejón	MI,R			X
52		*Nannopterum brasilianum*	Cormorán Pelágico	MI		X	X
53	Pelecanidae	*Pelecanus erythrorhynchos*	Pelícano Blanco Americano	MI			X
54		*Pelecanus occidentalis*	Pelícano Café	R,MI		X	X
55	Ardeidae	*Nyctanassa violacea*	Garza Nocturna Corona Clara	R,MI			X
56		*Nycticorax nycticorax*	Garza Nocturna Corona Negra	R,MI			X
57		*Egretta caerulea*	Garza Azul	MI,R			X
58		*Egretta tricolor*	Garza Tricolor	MI,R			X
59		*Egretta rufescens*	Garza Rojiza	MI,R			X
60		*Egretta thula*	Garza Dedos Dorados	MI,R			X
61		*Butorides virescens*	Garcita Verde	R,MI			X
62		*Bubulcus ibis*	Garza Ganadera	R,MI			X
63		*Ardea alba*	Garza Blanca	MI,R			X
64		*Ardea herodias*	Garza Morena	MI,R			X
65	Threskiornithidae	*Eudocimus albus*	Ibis Blanco	R,MI			X
66		*Plegadis chihi*	Ibis Ojos Rojos	MI,R			X
67		*Platalea ajaja*	Espátula Rosada	MI,R			X
68	Cathartidae	*Coragyps atratus*	Zopilote Común	R			X
69		*Cathartes aura*	Zopilote Aura	R		X	X
70	Pandionidae	*Pandion haliaetus*	Águila Pescadora	MI,R		X	X
71	Accipitridae	*Elanus leucurus*	Milano Cola Blanca	R			X
72		*Accipiter cooperii*	Gavilán de Cooper	MI,R			X
73		*Parabuteo unicinctus*	Aguililla Rojinegra	R			X
74		*Buteo plagiatus*	Aguililla Gris	R			X
75		*Buteo jamaicensis*	Aguililla Cola Roja	R,MI			X
76	Strigidae	*Athene cunicularia*	Tecolote Llanero	R,MI			X
77	Alcedinidae	*Megaceryle alcyon*	Martín Pescador Norteño	MI			X
78	Picidae	*Melanerpes uropygialis*	Carpintero del Desierto	R		X	X
79		*Dryobates scalaris*	Carpintero Mexicano	R			X
80	Falconidae	*Caracara plancus*	Caracara Quebrantahuesos	R			X
81		*Falco sparverius*	Cernícalo Americano	R,MI			X
82		*Falco columbarius*	Halcón Esmerejón	MI			X
83		*Falco peregrinus*	Halcón Peregrino	R,MI			X
84	Psittacidae	*Myiopsitta monachus*	Perico Monje Argentino	R			X

No.	Familia	*Nombre científico*	Nombre común	Residencia	Sitio de registro		
					AP terrestre	AI terrestre	ET-SAR
85	Tyrannidae	*Empidonax difficilis*	Papamoscas Amarillo del Pacífico	MI,R			X
86		*Sayornis nigricans*	Papamoscas Negro	R,MI			X
87		*Pyrocephalus rubinus*	Papamoscas Cardenalito	R,MI			X
88		*Pitangus sulphuratus*	Luis Bienteveo	R		X	X
89		*Tyrannus vociferans*	Tirano Chibiú	R,MI			X
90	Laniidae	*Lanius ludovicianus*	Verdugo Americano	R,MI			X
91	Corvidae	*Corvus sinaloae*	Cuervo Sinaloense	R			X
92		*Corvus corax*	Cuervo Común	R		X	X
93	Remizidae	*Auriparus flaviceps*	Baloncillo	R			X
94	Hirundinidae	*Tachycineta albilinea*	Golondrina Manglera	R			X
95		*Tachycineta thalassina*	Golondrina Verdemar	R,MI			X
96		*Stelgidopteryx serripennis*	Golondrina Alas Aserradas	R,MI			X
97		*Petrochelidon pyrrhonota*	Golondrina Risquera	MV,T		X	X
98	Polioptilidae	*Polioptila caerulea*	Perlita Azulgris	MI,R		X	X
99	Troglodytidae	*Salpinctes obsoletus*	Saltapared de Rocas	R			X
100		*Campylorhynchus brunneicapillus*	Matraca del Desierto	R		X	X
101	Sturnidae	*Sturnus vulgaris*	Estornino Pinto	R			X
102	Mimidae	*Toxostoma curvirostre*	Cuicacoche Pico Curvo	R		X	X
103		*Mimus polyglottos*	Centzontle Norteño	R,MI	X	X	X
104	Passeridae	*Passer domesticus*	Gorrión Doméstico	R	X	X	X
105	Fringillidae	*Haemorhous mexicanus*	Pinzón Mexicano	R	X	X	X
106		*Spinus psaltria*	Jilguerito Dominico	R			X
107	Passerellidae	*Peucaea carpalis*	Zacatonero Hombros Canela	R			X
108		*Spizella pallida*	Gorrión Pálido	MI			X
109		*Chondestes grammacus*	Gorrión Arlequín	MI,R			X
110		*Zonotrichia leucophrys*	Gorrión Corona Blanca	MI			X
111		*Melospiza melodía*	Gorrión Cantor	R,MI			X
112		*Melospiza lincolnii*	Gorrión de Lincoln	MI			X
113		*Melozone fusca*	Rascador Viejita	R			X
114		*Pipilo chlorurus*	Rascador Cola Verde	MI,R			X
115	Icteriidae	*Icteria virens*	Chipe Grande	MI,MV			X
116	Icteridae	*Xanthocephalus xanthocephalus*	Tordo Cabeza Amarilla	MI			X
117		*Sturnella neglecta*	Pradero del Oeste	R,MI			X
118		*Sturnella lilianae*	Pradero Altiplaner	R			X
119		*Agelaius phoeniceus*	Tordo Sargento	R,MI			X
120		*Molothrus aeneus*	Tordo Ojos Rojos	R,MV			X
121		*Quiscalus mexicanus*	Zanate Mayor	R	X	X	X
122	Parulidae	*Leiothlypis celata*	Chipe Oliváceo	MI,R			X
123		*Geothlypis trichas*	Mascarita Común	MI,R			X
124		*Setophaga petechia*	Chipe Amarillo	MI,MV,T,R			X

No.	Familia	*Nombre científico*	Nombre común	Residencia	Sitio de registro		
					AP terrestre	AI terrestre	ET-SAR
125		*Setophaga coronata*	Chipe Rabadilla Amarilla	MI,R			X
126	Cardinalidae	*Cardinalis cardinalis*	Cardenal Rojo	R			X
127	Thraupidae	*Sporophila torqueola*	Semillero Rabadilla Canela	R			X

Estacionalidad: R – Residente, MI – Migratorio de Inverno, MV – Migratorio de verano, T – Transitoria; Sitio de Registro: AP – Área del Proyecto, AI – Área de Influencia, ET-SAR – Ecosistema Terrestre del SAR.

Fuente: Elaboración propia.

Mamíferos.

Los mamíferos estuvieron representados por 17 especies pertenecientes a 10 familias y 17 géneros. La familia Cricetidae fue la mejor representada con 3 especies, seguida por las familias Heteromyidae, Vespertilionidae, Procyonidae y Canidae con 2 especies cada una. Todas las especies fueron registradas en el Ecosistema Terrestre del SAR; sin embargo, en el Área de Influencia terrestre y en el Área del Proyecto terrestre no se registraron especies.

Tabla V.42 Mamíferos registrados en campo

No.	Familia	Nombre científico	Nombre común	Sitio de registro		
				AP terrestre	AI terrestre	ET-SAR
1	Didelphidae	*Didelphis virginiana*	Tlacuache Norteño			X
2	Leporidae	*Sylvilagus audubonii*	Conejo del Desierto			X
3		*Lepus alleni*	Liebre Antílope			X
4	Sciuridae	*Otospermophilus variegatus*	Ardillón de Roca			X
5	Heteromyidae	*Chaetodipus pernix*	Ratón de Abazones Sinaloense			X
6		*Dipodomys merriami*	Rata Canguro de Merriam			X
7	Cricetidae	*Mus musculus*	Ratón casero eurasiático			X
8		*Neotoma mexicana*	Rata Cambalachera Mexicana			X
9		*Sigmodon hispidus*	Rata Algodonera Crespa			X
10	Vespertilionidae	*Lasiurus intermedius*	Murciélago Cola Peluda Norteño			X
11		*Parastrellus hesperus*	Pipistrelo del Oeste Americano			X
12	Molossidae	*Tadarida brasiliensis*	Murciélago Cola Suelta Brasileño			X
13	Procyonidae	*Procyon lotor*	Mapache			X
14		*Nasua narica*	Coatí			X
15	Felidae	*Lynx Rufus*	Lince Americano			X
16	Canidae	*Canis latrans*	Coyote			X
17		*Urocyon cinereoargenteus*	Zorra Gris			X

Sitio de Registro: AP – Área del Proyecto, AI – Área de Influencia, ET-SAR – Ecosistema Terrestre del SAR

Fuente: Elaboración propia.

V.3.2.1.4.4 Fauna registrada en campo con algún estatus de protección

Fauna en la NOM-059-SEMARNAT-2010.

De las especies registradas en campo, 10 se encuentran bajo alguna categoría de riesgo de acuerdo con la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010, 1 especie se encuentra en Peligro de Extinción (1 ave), 4 especies se encuentran Amenazadas (1 reptil y 3 aves) y 5 especies de aves bajo Protección Especial. Todas las especies enlistadas en la Norma Oficial Mexicana NOM-O59-SEMARNAT-2019 fueron registradas en el Ecosistema Terrestre del SAR. Sin embargo, en el Área de Influencia terrestre y en el

Área del Proyecto terrestre no se registraron especies. Los resultados completos se muestran en la Tabla V.43.

Tabla V.43 Especies bajo alguna categoría de riesgo de acuerdo con la NOM-059-SEMARNAT-2010 (SEMARNAT 2019).

No.	Grupo	Familia	Nombre científico	Nombre común	NOM-059	Sitio de registro		
						AP terrestre	AI terrestre	ET-SAR
1	Reptiles	Colubridae	*Masticophis flagellum*	Culebra chirrionera roja	Amenazada (A)			X
2	Aves	Anatidae	*Anas diazi*	Pato mexicano	Amenazada (A)			X
3		Podicipedidae	*Tachybaptus dominicus*	Zambullidor Menor	Protección Especial (Pr)			X
4		Scolopacidae	*Limosa fedoa*	Picopando Canelo	Amenazada (A)			X
5			*Calidris mauri*	Playero Occidental	Amenazada (A)			X
6		Laridae	*Larus heermanni*	Gaviota Plomiza	Protección Especial (Pr)			X
7		Ardeidae	*Egretta rufescens*	Garza Rojiza	En Peligro de Extinción (P)			X
8		Accipitridae	*Accipiter cooperii*	Gavilán de Cooper	Protección Especial (Pr)			X
9			*Parabuteo unicinctus*	Aguililla Rojinegra	Protección Especial (Pr)			X
10		Falconidae	*Falco peregrinus*	Halcón Peregrino	Protección Especial (Pr)			X

Sitio de Registro: AP – Área del Proyecto, AI – Área de Influencia, ET-SAR – Ecosistema Terrestre del SAR.
Fuente: Elaboración propia.

Fauna endémica.

Las especies endémicas a México registradas en campo corresponden a 2 aves y 1 mamífero. Todas las especies fueron registradas en el Ecosistema Terrestre del SAR, mientras que, en el Área de Influencia terrestre y en el Área del Proyecto terrestre, no se registraron especies endémicas. 1 especie de ave es considerada cuasiendémicas (CE: especies con distribución fuera de México no mayor a los 35,000 km^2; Howell y Webb 1995, Berlanga-García et al. 2015) y solo fue registrada en el Ecosistema Terrestre del SAR; mientras que 5 especies de aves son consideradas semiendémicas (SE; especies cuya población completa se distribuye únicamente en México durante cierta época del año), que fueron registradas en el Ecosistema Terrestre del SAR y solo una en el Área de Influencia terrestre. Los resultados se muestran en la Tabla V.44.

Tabla V.44 Especies endémicas registradas en campo.

No.	Grupo	Familia	Nombre científico	Nombre común	Endémica	Sitio de registro		
						AP terrestre	AI terrestre	ET-SAR
1	Aves	Trochilidae	*Cynanthus latirostris*	Colibrí Pico Ancho	Semiendémicas		X	X
2		Laridae	*Larus heermanni*	Gaviota Plomiza	Semiendémicas			X
3		Tyrannidae	*Empidonax difficilis*	Papamoscas Amarillo del Pacífico	Semiendémicas			X
4			*Tyrannus vociferans*	Tirano Chibiú	Semiendémicas			X
5		Corvidae	*Corvus sinaloae*	Cuervo Sinaloense	Endémica			X
6		Passerellidae	*Peucaea carpalis*	Zacatonero Hombros Canela	Cuasiendémicas			X
7			*Spizella pallida*	Gorrión Pálido	Semiendémicas			X
8		Thraupidae	*Sporophila torqueola*	Semillero Rabadilla Canela	Endémica			X
9	Mamíferos	Heteromyidae	*Chaetodipus pernix*	Ratón de Abazones Sinaloense	Endémica			X

Endémica: semiendémicas (SE; especies cuya población completa se distribuye únicamente en México durante cierta época del año), cuasiendémicas (CE; distribución fuera de México no mayor a los 35,000 km^2); Sitio de Registro: AP - Área del Proyecto, AI – Área de Influencia, ET-SAR – Ecosistema Terrestre del SAR.

Fuente: Elaboración propia.

Fauna en CITES.

De las especies registradas en campo, 14 especies (1 reptil, 12 aves y 1 mamífero) se encuentran listadas en el Apéndice II de la Convención Internacional de Tráfico de Especies Amenazadas de Flora y Fauna Silvestre (CITES 2023) que fueron registradas en el Ecosistema Terrestre del SAR y solo 2 en el Área de Influencia terrestre. Asimismo, 1 especie de aves se ubica en el Apéndice I de la CITES, misma que solo fue registrada en el Ecosistema Terrestre del SAR. Los resultados se muestran en la Tabla V.45.

Tabla V.45 Especies registradas en campo listadas en alguno de los apéndices de CITES (CITES 2023

No.	Grupo	Familia	*Nombre científico*	Nombre común	CITES	Sitio de registro		
						AP terrestre	AI terrestre	ET-SAR
1	Reptiles	Iguanidae	*Ctenosaura macrolopha*	Iguana de cola espinosa sonorense	Apéndice II		X	X
2	Aves	Trochilidae	*Cynanthus latirostris*	Colibrí Pico Ancho	Apéndice II		X	X
3		Pandionidae	*Pandion haliaetus*	Águila Pescadora	Apéndice II			X
4		Accipitridae	*Elanus leucurus*	Milano Cola Blanca	Apéndice II			X
5			*Accipiter cooperii*	Gavilán de Cooper	Apéndice II			X
6			*Parabuteo unicinctus*	Aguililla Rojinegra	Apéndice II			X
7			*Buteo plagiatus*	Aguililla Gris	Apéndice II			X
8			*Buteo jamaicensis*	Aguililla Cola Roja	Apéndice II			X
9		Strigidae	*Athene cunicularia*	Tecolote Llanero	Apéndice II			X
10		Falconidae	*Caracara plancus*	Caracara Quebrantahuesos	Apéndice II			X
11			*Falco sparverius*	Cernícalo Americano	Apéndice II			X
12			*Falco columbarius*	Halcón Esmerejón	Apéndice II			X
13			*Falco peregrinus*	Halcón Peregrino	Apéndice I			X
14		Psittacidae	*Myiopsitta monachus*	Perico Monje Argentino	Apéndice II			X
15	Mamíferos	Felidae	*Lynx Rufus*	Lince Americano	Apéndice II			X

Convención sobre el Comercio Internacional de Especies Amenazadas de Fauna y Flora Silvestres; CITES 2023. Sitio de Registro: AP – Área del Proyecto, AI – Área de Influencia, ET-SAR – Ecosistema Terrestre del SAR.
Fuente: Elaboración propia.

Fauna en la UICN.

3 especie de aves registradas en el Ecosistema Terrestre del SAR, se encuentran en la categoría de Casi Amenazadas (NT), de acuerdo con la lista roja de la UICN. Mientras que 141 especies de las registradas en campo se encuentran bajo preocupación menor y 7 no están listadas. Los resultados se pueden consultar en la Tabla V.46.

Tabla V.46 Especies registradas en campo bajo algún estatus de conservación de acuerdo con la lista roja de la UICN.

No.	Grupo	Familia	Nombre científico	Nombre común	UICN	Sitio de registro		
						AP terrestre	AI terrestre	ET-SAR
1	Aves	Laridae	*Larus heermanni*	Gaviota Plomiza	Casi Amenazado (NT)			X
2		Ardeidae	*Egretta rufescens*	Garza Rojiza	Casi Amenazado (NT)			X
3		Laniidae	*Lanius ludovicianus*	Verdugo Americano	Casi Amenazado (NT)			X

Sitio de Registro: AP – Área del Proyecto, AI – Área de Influencia, ET-SAR – Ecosistema Terrestre del SAR.
Fuente: Elaboración propia.

Especies Prioritarias para la Conservación.

De las especies registradas en campo, 13 especies de aves se encuentran listadas en el Programa de Conservación de Especies en Riesgo (PROCER, 2023). Todas las especies fueron registradas en el

Ecosistema Terrestre del SAR, una de ellas en el Área de Influencia terrestre y ninguna en el Área del Proyecto terrestre. Los resultados se muestran en la Tabla V.47.

Tabla V.47 Especies registradas en campo que se encuentran, en la lista de especies Prioritarias para la Conservación del Programa de Conservación de Especies en Riesgo (PROCER, 2023).

No.	Grupo	Familia	Nombre científico	Nombre común	Sitio de registro		
					AP terrestre	AI terrestre	ET-SAR
1	Aves	Anatidae	*Spatula discors*	Cerceta Alas Azules			X
2			*Spatula cyanoptera*	Cerceta Canela			X
3			*Spatula clypeata*	Pato Cucharón Norteño			X
4			*Anas diazi*	Pato mexicano			X
5			*Anas acuta*	Pato Golondrino			X
6			*Anas crecca*	Cerceta Alas Verdes			X
7			*Aythya affinis*	Pato Boludo Menor			X
8			*Bucephala albeola*	Pato Monja			X
9			*Oxyura jamaicensis*	Pato Tepalcate			X
10		Columbidae	*Zenaida asiática*	Paloma Alas Blancas		X	X
11			*Zenaida macroura*	Huilota Común			X
12		Threskiornithidae	*Platalea ajaja*	Espátula Rosada			X
13		Pandionidae	*Pandion haliaetus*	Águila Pescadora			X

Sitio de Registro: AP – Área del Proyecto, AI – Área de Influencia, ET-SAR – Ecosistema Terrestre del SAR.
Fuente: Elaboración propia.

V.3.2.1.4.5 Curva de acumulación de especies por grupo faunístico y por Uso de Suelo y Vegetación para el Área de Influencia terrestre

Zona Urbana (ZU).

La Zona Urbana del Área del Proyecto terrestre, tuvo un comportamiento similar al del Área de Influencia terrestre, siendo Chao 1 con una representatividad del 95% y Bootstrap con una representatividad del 91%, los que mejor se ajustaron, por lo que se considera que la riqueza de especies obtenida con el esfuerzo de muestreo realizado es representativa y los muestreos son suficientes y adecuados (Jiménez-Valverde y Hortal 2003), tal como se muestra en la Figura V.30.

Estimadores	Aves
Riqueza obtenida	8
ACE	10.4 (77%)
Chao 1	8.46 (95%)
Bootstrap	8.75 (91%)

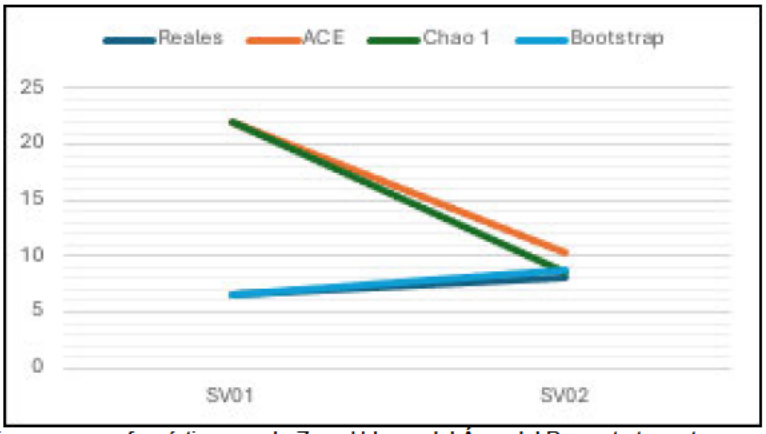


Figura V.30 Curva de acumulación de especies por grupo faunístico para la Zona Urbana del Área del Proyecto terrestre
Fuente: Elaboración propia.

Abundancia relativa.

Durante los sitios de muestreo y verificación realizados en campo, se registró un total de 3,923 individuos, de 151 especies. De acuerdo con los resultados de abundancia relativa obtenidos, se observaron 51 especies en categoría de raras que representan el 34% del total; 35 especies fueron frecuentes y representaron el 23% del total, 17 especies fueron comunes con el 11% y 48 especies fueron abundantes, representando el 32%, como se muestra en la Figura V.31.

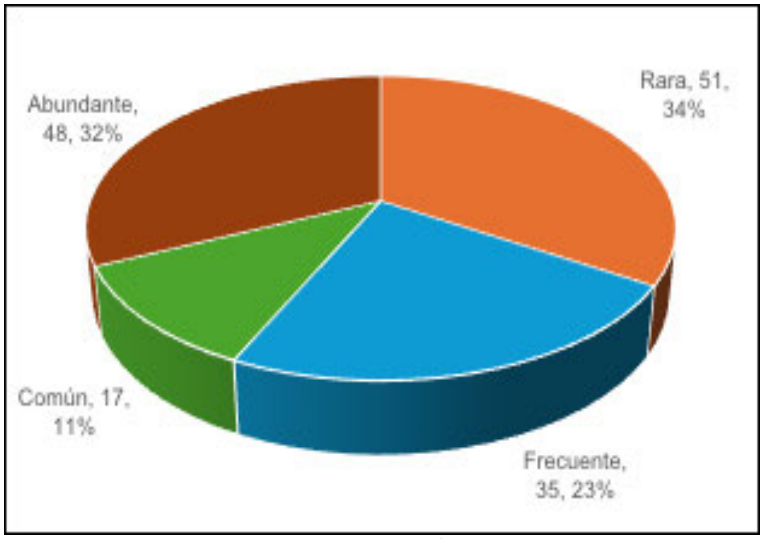
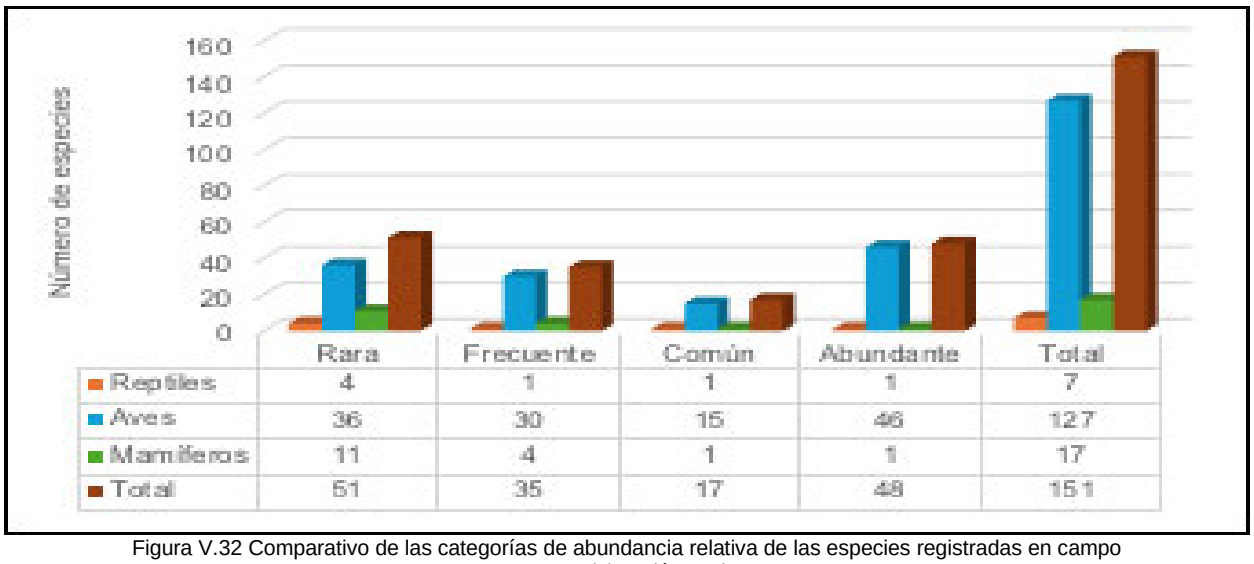


Figura V.31 Porcentaje de las categorías de abundancia relativa
Fuente: Elaboración propia.

De las 51 especies catalogadas como raras, 4 son reptiles, 36 son aves y 11 son mamíferos. Las 35 especies frecuentes estuvieron representadas por un reptil, 30 de aves y 4 de mamíferos. Las especies comunes fueron representadas por un reptil, 15 aves y un mamífero. Finalmente, las 48 especies abundantes estuvieron representadas por una especie de reptil, 46 de aves y un mamífero, tal como se puede apreciar en la Figura V.32.



	Rara	Frecuente	Común	Abundante	Total
Reptiles	4	1	1	1	7
Aves	36	30	15	46	127
Mamíferos	11	4	1	1	17
Total	51	35	17	48	151

Figura V.32 Comparativo de las categorías de abundancia relativa de las especies registradas en campo
Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se presenta la abundancia relativa de las especies registradas en el Ecosistema Terrestre del SAR, Área de Influencia terrestre y Área del Proyecto terrestre.

V.3.2.1.4.6 Abundancia relativa por área (Ecosistema Terrestre del SAR, Área de Influencia terrestre y Área del Proyecto terrestre)

En el Ecosistema Terrestre del SAR se registraron 151 especies, 56 especies fueron catalogadas como raras (4 reptiles, 41 aves y 11 mamíferos), 29 especies frecuentes (un reptil, 24 aves y 4 mamíferos), 20 especies comunes (un reptil, 12 aves y un mamífero) y 46 especies abundantes (1 reptiles, 44 aves y 1 mamífero), tal como se muestra en la Figura V.33.

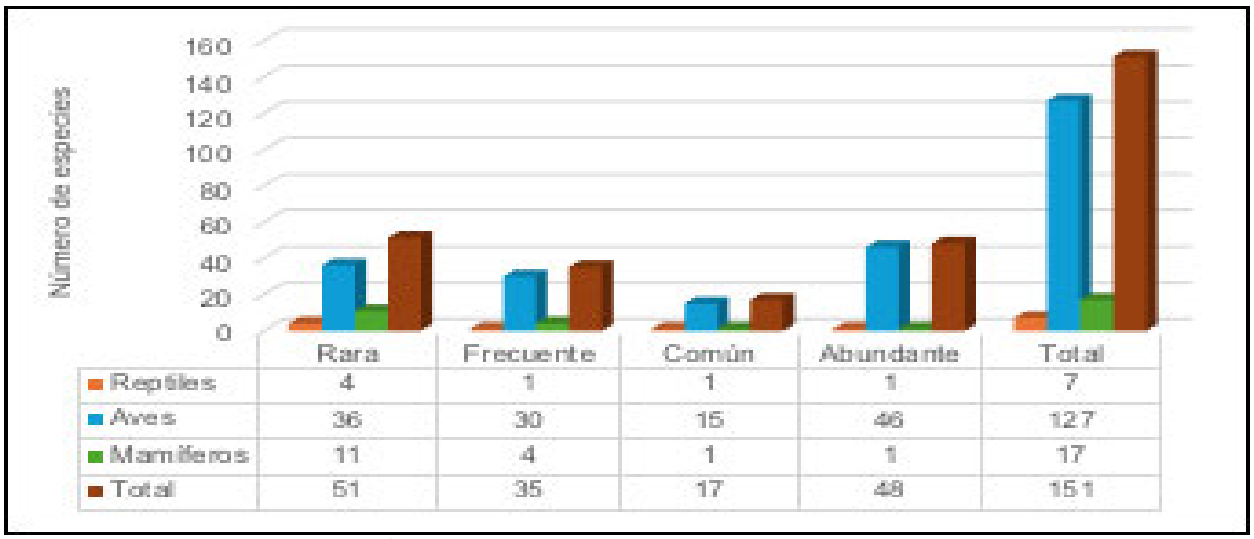


Figura V.33 Comparativo de las categorías de abundancia relativa de las especies registradas en el Ecosistema Terrestre del SAR
Fuente: Elaboración propia.

En el Área de Influencia terrestre solamente fueron registradas 23 especies de aves, de las cuales 15 fueron catalogadas como abundantes, 7 frecuentes y una común, tal como se muestra en la Figura V.34.

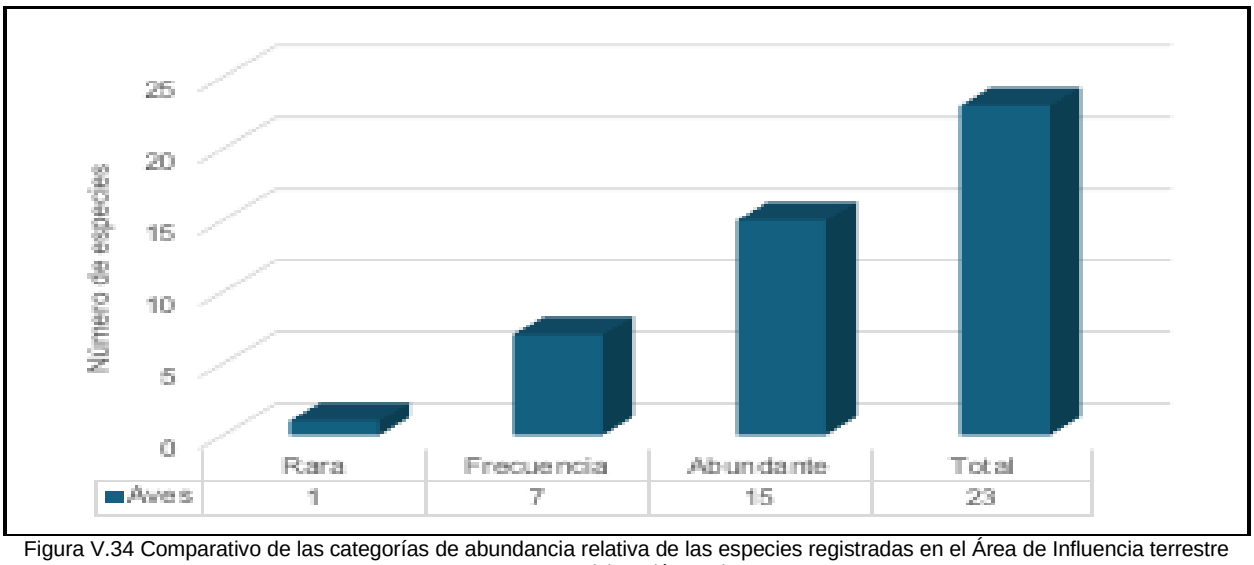


Figura V.34 Comparativo de las categorías de abundancia relativa de las especies registradas en el Área de Influencia terrestre
Fuente: Elaboración propia.

Para el Área del Proyecto terrestre solo fueron registradas 8 especies de aves, mismas que fueron catalogadas como abundantes.

Frecuencia de ocurrencia.

La frecuencia de ocurrencia está relacionada con la periodicidad en que una especie puede ser observada, es decir, aun cuando una especie pueda ser abundante, ello no implica que esta especie pueda ser observada en todos los sitios de muestreo, ya que su distribución en la zona puede estar determinada por la distribución y disponibilidad de recursos, haciendo que esta especie solo pueda ser observada en un área en específico. Caso contrario, para una especie que pueda ser menos abundante, pero que tenga una mejor adaptación a las diferentes condiciones y tipos de hábitats de una región, por lo que su distribución puede ser más homogénea. Por ello, a continuación, se presenta la frecuencia de ocurrencia de las especies registradas en campo.

Especies Raras.

Las especies raras fueron registradas de uno y hasta 4 sitios de muestreo en las diferentes áreas (Ecosistema Terrestre del SAR y Área del Proyecto terrestre). Especies como: *Ctenosaura macrolopha, Sceloporus magister, Masticophis flagellum, Anas platyrhynchos, Anas acuta, Patagioenas flavirostris, Gallinula galeata, Pluvialis squatarola, Arenaria interpres, Rynchops niger, Nyctanassa violacea, Egretta tricolor, Egretta rufescens, Butorides virescens, Parabuteo unicinctus, Megaceryle alcyon, Falco columbarius, Myiopsitta monachus, Toxostoma curvirostre, Peucaea carpalis, Chondestes grammacus, Pipilo chlorurus, Sturnella neglecta, Sporophila torqueola, Mus musculus, Neotoma mexicana, Sigmodon hispidus, Lasiurus intermedius y Parastrellus hesperus* solo fueron registradas en un sitio de muestreo en el Ecosistema Terrestre del SAR. Mientras que la especie mejor distribuida, de las especies raras, fueron *Tringa melanoleuca* y *Urocyon cinereoargenteus,* registradas en 4 sitios de muestreo en el Ecosistema Terrestre del SAR. Los resultados completos se muestran en la Figura V.35.

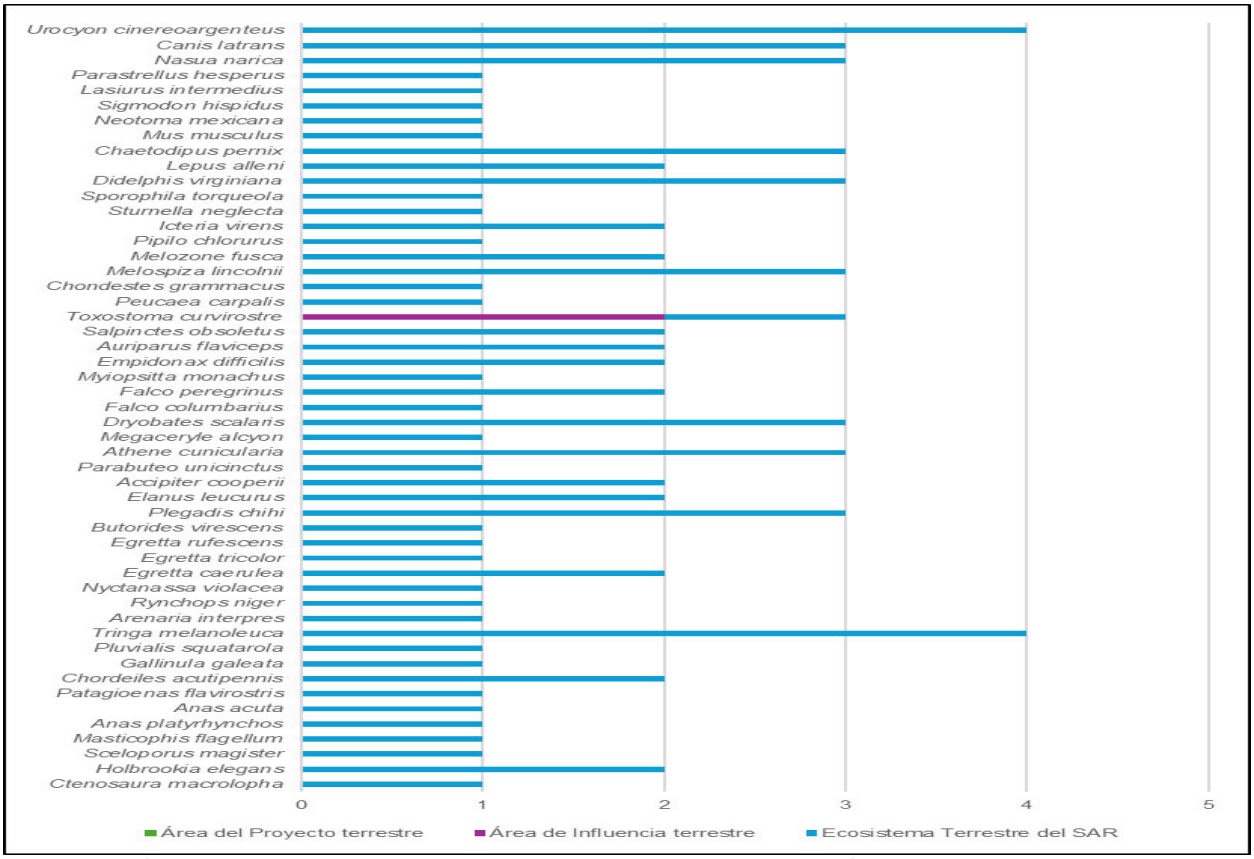


Figura V.35 Número de sitios de muestreo en los que fue registrada la fauna con categoría de raras en el Ecosistema Terrestre del SAR, Área de Influencia terrestre y Área del Proyecto terrestre
Fuente: Elaboración propia.

Especies frecuentes.

Las especies frecuentes fueron registradas desde uno y hasta 9 sitios de muestreo, ejemplo de ello, es que *Charadrius semipalmatus, Numenius americanus, Bubulcus ibis y Platalea ajaja,* fueron registradas en un sitio de muestreo en el Ecosistema Terrestre del SAR. Por su parte, *Sylvilagus audubonii*, fue la especie mejor distribuida, al registrarse en 9 sitios de muestreo en el Ecosistema Terrestre del SAR. Los resultados completos se muestran en la Figura V.36.

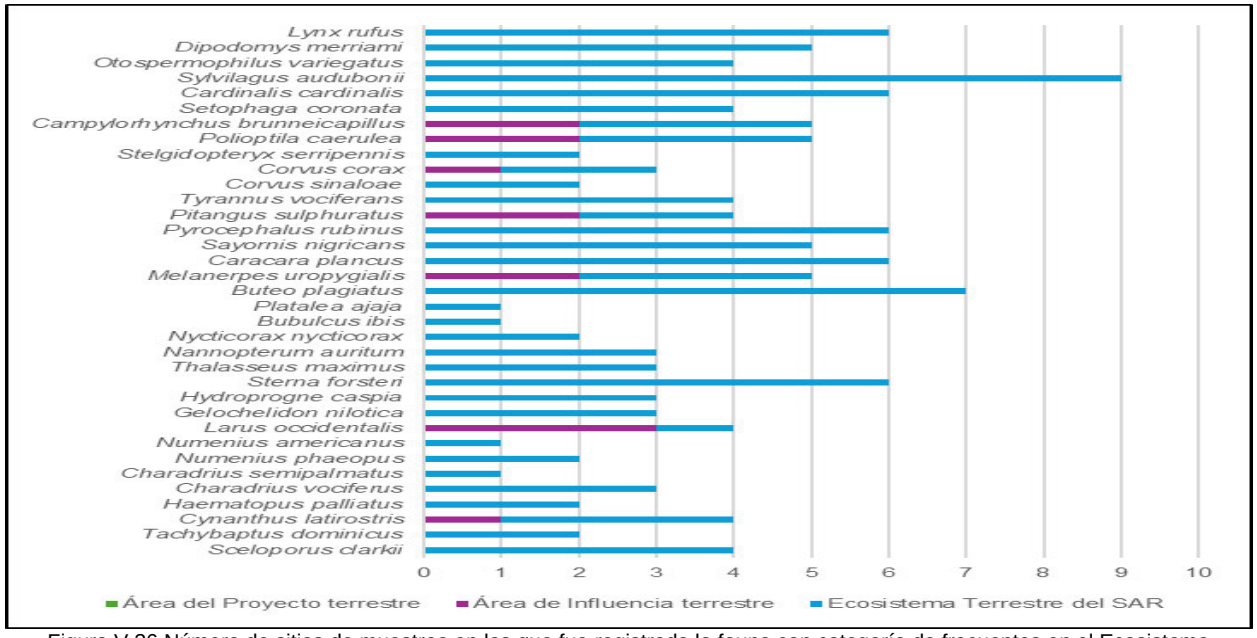


Figura V.36 Número de sitios de muestreo en los que fue registrada la fauna con categoría de frecuentes en el Ecosistema Terrestre del SAR, Área de Influencia terrestre y Área del Proyecto terrestre

Especies comunes.

Las especies comunes fueron registradas de uno y hasta 10 sitios de muestreo. *Tachycineta thalassina*, fue la especie con menor distribución, al registrarse en un sitio de muestreo en el Ecosistema Terrestre del SAR. Por su parte, *Buteo jamaicensis,* fue registrada en 10 sitios de muestreo en el Ecosistema Terrestre del SAR. Los resultados completos se muestran en la Figura V.37.

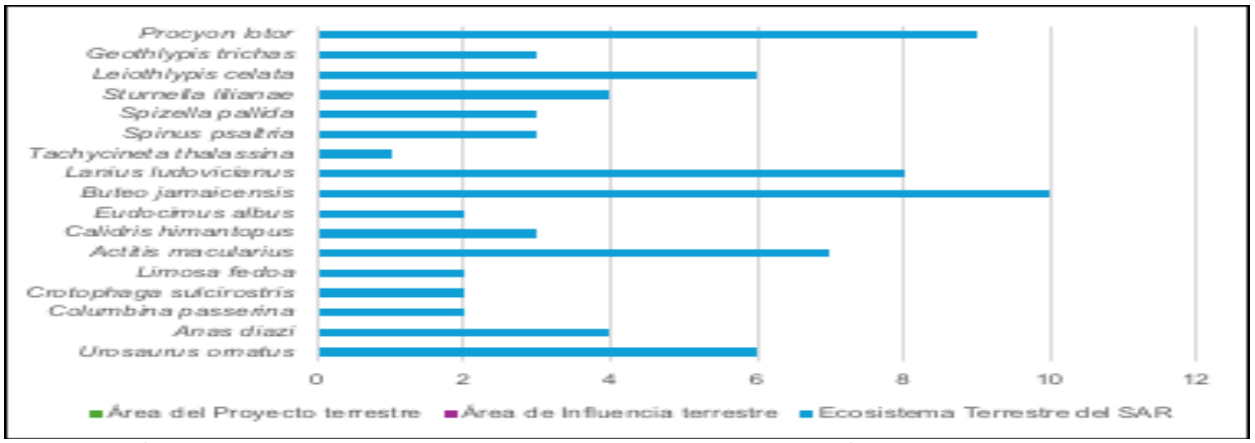


Figura V.37 Número de sitios de muestreo en los que fue registrada la fauna con categoría de comunes en el Ecosistema Terrestre del SAR, Área de Influencia terrestre y Área del Proyecto terrestre
Fuente: Elaboración propia.

Especies abundantes.

No todas las especies abundantes fueron las mejor distribuidas. Ejemplo de ello, son *Larus heermanni, Pelecanus erythrorhynchos, Setophaga petechia y Tadarida brasiliensis*, que aun cuando fueron abundante, solo se observaron en un sitio de muestreo en el Ecosistema Terrestre del SAR, mientras que *Quiscalus mexicanus,* fue la especie mejor distribuida, al registrarse en 1 sitios de muestreo (2 en el Área del Proyecto terrestre, 3 en el Área de Influencia terrestre y 13 en el Ecosistema Terrestre del SAR). Los resultados completos se muestran en las Figura V.38.

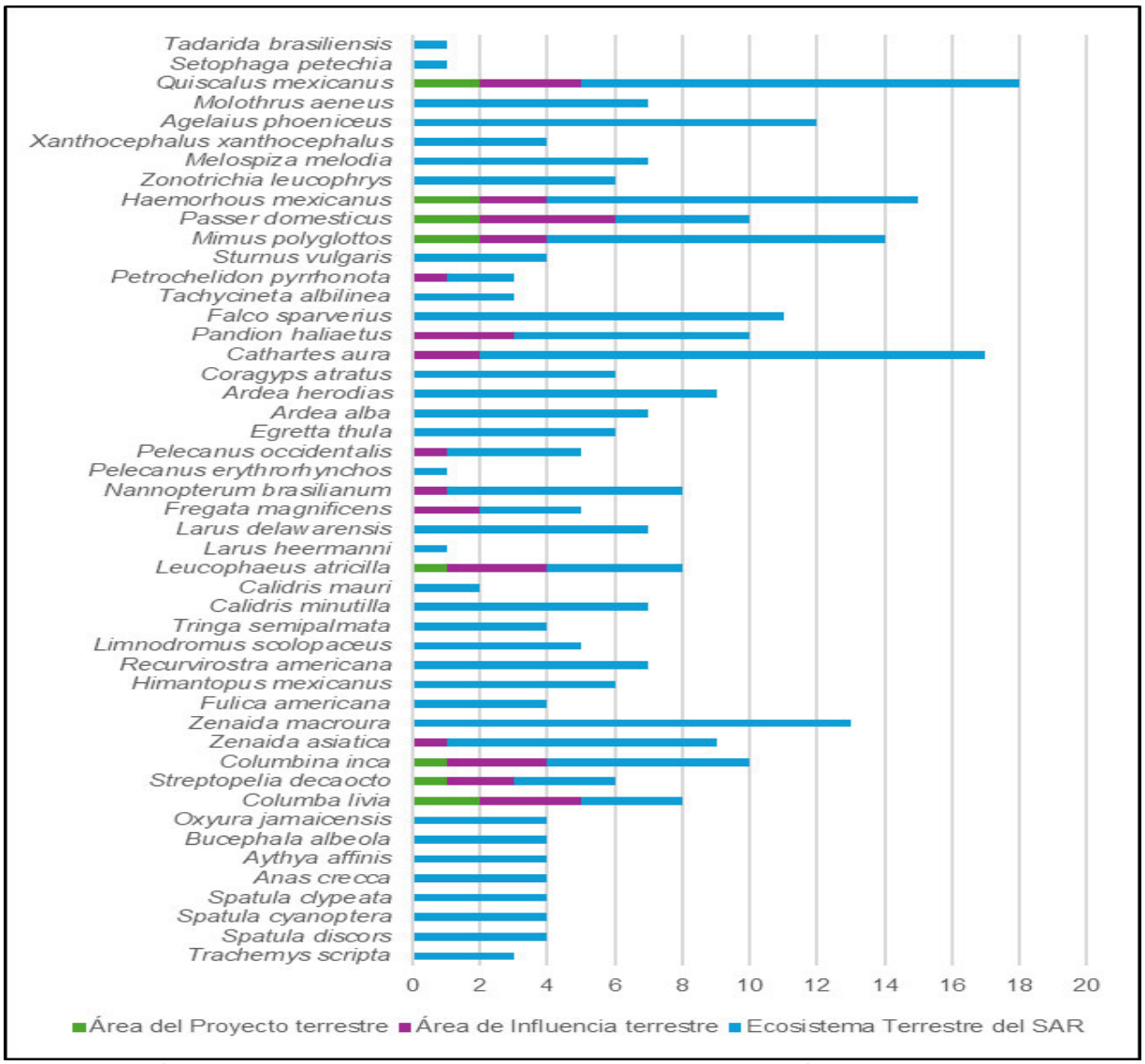


Figura V.38 Número de sitios de muestreo en los que fue registrada la fauna con categoría de abundantes en el Ecosistema Terrestre del SAR, Área de Influencia terrestre y Área del Proyecto terrestre
Fuente: Elaboración propia.

V.3.2.1.4.7 Índices de diversidad

Se aplicó el índice de Shannon-Wiener (*H'*), así como el índice de diversidad de Margalef (DM_g), y el índice de diversidad de Simpson (λ), para evaluar el estatus de diversidad faunística. También se calculó el índice de equitatividad de Pielou (*J'*) para definir el estado de abundancia de las especies de fauna reportadas en

el trabajo de campo para el Ecosistema Terrestre del SAR, Área de Influencia terrestre y el Área del Proyecto terrestre, por tipo de hábitat.

Índices de diversidad para el Área de Influencia terrestre.

El Área de Influencia terrestre está ubicada en Zona Urbana y presentó diversidad media, con valores para el índice de diversidad de Shannon-Wiener de *H'*=2.8288, el índice de diversidad de Margalef de DM_g=4.5126 y el índice de diversidad de Simpson de λ=0.0788. Asimismo, la dominancia de alguna o algunas especies es baja, según el índice de Pielou, con un valor de *J'*=0.90. En el Área de Influencia terrestre solo se registraron aves, por lo que los índices de diversidad para las aves y el Área de Influencia terrestre, son las mismas.

Tabla V.48 Índice de diversidad por grupo faunístico para el Área de Influencia terrestre.

	Grupo faunístico	Abundancia	Riqueza de especies	Shannon (H')	Shannon (H'max)	Pielou (J')	Margalef (DMg)	Simpson (λ)
Zona Urbana	Reptiles	0	0	0.0000				0.0000
	Aves	131	23	2.8288	3.1355	0.90	4.5126	0.0788
	Mamíferos	0	0	0.0000				0.0000
	Total	**131**	**23**	**2.8288**	**3.1355**	**0.90**	**4.5126**	**0.0788**

Fuente: Elaboración propia.

V.3.2.1.4.8 Índice de similitud de Jaccard

Se aplicó el índice de similitud de *Jaccard* (S_j), para conocer la semejanza que existe entre los diferentes Usos de Suelo y Vegetación en el Ecosistema Terrestre del SAR, Área de Influencia terrestre y el Área del Proyecto terrestre.

De acuerdo con el índice de *Jaccard*, la pareja Manglar, Acuífero y Cuerpo de Agua y la Vegetación Halófila, Xerófila y Sin Vegetación Aparente, presento la mayor similitud (S_j= 0.4200), compartiendo 63 especies, lo que representa el 77% de las especies registradas en la Vegetación Halófila Xerófila y Sin Vegetación Aparente (VHH-SVA) y 48% de las especies registradas en el Manglar, Acuícola y Cuerpo de Agua (VM-ACUI-CA), ambos del Ecosistema Terrestre del SAR. En la siguiente tabla se muestran en color verde, los Usos de Suelo y Vegetación que presentaron mayor similitud.

Por otro lado, la similitud más baja la presentó la Zona Urbana del Área del Proyecto terrestre con el Manglar, Acuífero y Cuerpo de Agua del Ecosistema Terrestre del SAR (S_j= 0.0611), con 8 especies compartidas, es decir, el 100% de las especies registradas en la Zona Urbana del Área del Proyecto terrestre (ZU AP terrestre) y el 6% de las especies registradas en el Manglar, Acuícola y Cuerpo de Agua del Ecosistema Terrestre del SAR (VM-ACUI-CA). En la Tabla V.49 se muestran en color naranja, los Usos de Suelo y Vegetación que presentaron menor similitud.

Tabla V.49 Índice de similitud Jaccard para los diferentes tipos de suelo y vegetación.

Usos de Suelo y Vegetación por Área	ZU AP terrestre	ZU AI terrsetre	VHH-SVA ET-SAR	VM-ACUI-CA ET-SAR	T ET-SAR	ZU ET-SAR
ZU AP terrestre	1.0000					
ZU AI terrestre	0.3478	1.0000				
VHH-SVA ET-SAR	0.0714	0.1413	1.0000			
VM-ACUI-CA ET-SAR	0.0611	0.1579	0.4200	1.0000		
T ET-SAR	0.0741	0.1587	0.3069	0.3609	1.0000	
ZU ET-SAR	0.0816	0.2143	0.3229	0.2662	0.2338	1.0000

Uso de suelo y vegetación: VHH-SVA (Vegetación Halófita y Xerófila y Sin Vegetación Aparente), VM-ACUI-CA (Manglar, Acuífero y Cuerpo de Agua) y T (Agricultura de Riego y Temporal), ZU (Zona Urbana). Ubicación: AP (Área del Proyecto) y AI (Área de Influencia), ET-SAR (Ecosistema Terrestre del SAR).

Fuente: Elaboración propia.

V.3.2.1.4.9 Presencia de especies exóticas

Se les llama especies exóticas a aquellas que no son nativas de un país o una región (en este caso México) a la que llegaron de manera intencional o accidental, generalmente como resultado de actividades humanas. Cuando las especies introducidas llegan a establecerse, se alimentan, compiten por alimento, hibridan con especies nativas, transforman y destruyen los hábitats, además pueden ser portadoras de enfermedades y parásitos transmisibles capaces de enfermar y exterminar poblaciones nativas enteras. El resultado puede ser catastrófico y pone en peligro de extinción no solo a algunas de las especies nativas, sino también alteran muchos de los procesos ecológicos determinantes para el buen funcionamiento de los ecosistemas, situación que puede no ser reconocible sino hasta varios años después de la introducción (Álvarez et al. 2008).

Las especies exóticas pueden clasificarse de acuerdo con el tipo de relación que mantienen con el hombre: Son comensales cuando actualmente se encuentran íntimamente asociadas a las poblaciones humanas y dependen de ellas al menos parcialmente, pero no están bajo control directo del ser humano; se consideran controladas cuando se encuentran bajo control intencional del ser humano, ya sea porque dependen del abasto de recursos vitales, y/o porque se encuentran dentro de encierros; y son ferales cuando se originaron a partir de especies domésticas pero posteriormente se han establecido en el medio silvestre. En la Tabla V.50 se presentan las especies exóticas que fueron observadas en el Ecosistema Terrestre del SAR.

Tabla V.50 Especies de vertebrados terrestres exóticos registrados en campo

Especie	Nombre común	Doméstico	No doméstico
Columba livia	Paloma Doméstica		X
Streptopelia decaocto	Paloma de Collar Turca		X
Bubulcus ibis	Garza Ganadera		X
Myiopsitta monachus	Perico Monje Argentino		X
Passer domesticus	Gorrión Doméstico		X
Gallus gallus	Gallina doméstica	X	
Equus caballus	Caballo	X	
Equus asinus	Burro	X	
Bos Taurus	Vaca	X	
Ovis aries	Borrego doméstico	X	
Capra hircus	Cabra	X	
Canis lupus familiaris	Perro	X	
Felis catus	Gato	X	
Mus musculus	Ratón doméstico	X	
Rattus norvegicus	Rata noruega, rata gris	X	
Rattus rattus	Rata negra, rata casera	X	

Fuente: Elaboración propia.

Es importante señalar que, de las especies registradas en el Área del Proyecto terrestre, 3 son exóticas o introducidas.

V.3.2.1.4.10 Fauna silvestre de valor cinegético y comercial

Especies de importancia cinegética.

Para el estado de Sinaloa, la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), ha autorizado el aprovechamiento extractivo sustentable de 32 especies de fauna para la temporada 2023-2024, de las cuales 9 son mamíferos y 23 son aves. En campo fueron registradas 18 especies de estas (13 especies de aves y 5 de mamíferos). En la Tabla V.51 se muestra la lista de especies con autorización de

aprovechamiento para el estado de Sinaloa, en donde se indica cuales fueron registradas en los trabajos de campo. **Cabe resaltar que este estudio no tiene como objetivo la extracción de especies.**

Tabla V.51 Especies con autorización de aprovechamiento para el estado de Sinaloa (SEMARNAT 2023).

Grupo	Nombre científico	Nombre común	Registro en campo
Aves	*Colinus virginianus*	Codornis Cotuí	
	Callipepla douglasii	Codorniz de Douglas	
	Patagioenas flavirostris	Paloma morada	X
	Patagioenas fasciata	Paloma de collar	
	Zenaida asiática	Paloma ala blanca	X
	Zenaida macroura	Paloma huilota	X
	Ortalis poliocephala	Chachalaca pálida	
	Fulica americana	Gallareta	X
	Anser caerulescens	Ganso nevado	
	Anser albifrons	Ganso frente blanca	
	Branta bernicla nigricans	Ganso de collar	
	Branta canadensis	Ganso canadiense mayor	
	Spatula discors	Cerceta ala azul	X
	Spatula cyanoptera	Cerceta canela	X
	Spatula clypeata	Pato cucharón norteño	X
	Mareca strepera	Pato friso	
	Mareca americana	Pato chalcuán	
	Anas platyrhynchos	Pato de collar	X
	Anas diazi	Pato mexicano	X
	Anas acuta	Pato golondrino	X
	Anas crecca	Cerceta ala verde	X
	Bucephala albeola	Pato monje	X
	Oxyura jamaicensis	Pato tepalcate	X
Mamíferos	*Lepus alleni*	Liebre antílope	X
	Sylvilagus audubonii	Conejo del desierto	X
	Sylvilagus cunicularius	Conejo mexicano de monte	
	Puma concolor	Puma	
	Canis latrans	Coyote	X
	Nasua narica	Tejón o coatí	X
	Procyon lotor	Mapache	X
	Pecari tajacu (*Dicotyles tajacu*)	Pecari de collar	
	Odocoileus virginianus	Venado cola blanca	

Fuente: Elaboración propia.

Unidades de Manejo para la Conservación de la Vida Silvestre (UMA).

La Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), tiene registradas 85 UMA´s extensivas y 28 intensivas para el estado de Sinaloa, de las cuales, 6 UMA extensiva se tienen registradas en el municipio de Ahome. Una parte de las UMA´s Bachomobampo, Pt Hunting, Sinaloato y Choacahui, se encuentran dentro del Ecosistema Terrestre del SAR, no obstante, ninguna de estas será afectada por el proyecto.

Aprovechamiento de aves canoras y de ornato para fines de subsistencia.

Para la temporada 2023–2024, la SEMARNAT, tiene contemplado el aprovechamiento de 20 especies de aves canoras y de ornato con fines de subsistencia para la entidad federativa de Sinaloa, de estas, 11 especies fueron registradas durante los trabajos de campo. **Nuevamente es importante señalar que este Proyecto no tiene como objetivo el uso o aprovechamiento de especies de aves canoras o de ornato.** Los resultados se muestran a continuación.

Tabla V.52 Especies con autorización de aprovechamiento para el estado de Sinaloa (SEMARNAT 2023).

Nombre científico	Nombre común	Campo
Bombycilla cedrorum	Chinito	
Calocitta colliei	Urraca copetona cara negra, urraca hermosa cara negra	
Cardinalis cardinalis	Cardenal rojo	X
Spinus psaltria	Dominico, jilguero dominico	X
Haemorhous mexicanus	Gorrión mexicano, pinzón mexicano	X
Corvus corax	Cuervo grande	X
Icterus parisorum	Calandria tunera, bolsero tunero	
Mimus polyglottos	Cenzontle norteño	X
Molothrus ater	Tordo, tordo negro, tordo cabeza café	
Passerina amoena	Gorrión jaspeado, colorín lázuli	X
Passerina caerulea	Gorrión maicero, picogordo azul	
Pheucticus melanocephalus	Tigrillo, picogordo tigrillo	
Ptiliogonys cinereus	Floricano, capulinero, capulinero gris	
Sporophila torqueola	Chatito, semillero de collar	X
Toxostoma curvirostre	Huitlacoche común	X
Turdus rufopalliatus	Primavera huertera, mirlo dorso rufo	
Volatinia jacarina	Cuervito, semillero brincador	
Passer domesticus	Gorrión doméstico, inglés, gorrión casero	X
Sturnus vulgaris	Estornino, estornino pinto	X
Myiopsitta monachus	Cotorra argentina	X

Fuente: Elaboración propia.

Uso de la Fauna.

Aun cuando no se detectó de manera directa el aprovechamiento de especies nativas por parte de los lugareños, si fueron observados en diferentes sitios del Ecosistema Terrestre del SAR, indicios de cacería, por lo que se asume que, si hay uso de fauna en la zona, por lo menos como alimento.

V.3.2.2 Ecosistema Marino del SAR

V.3.2.2.1 Estudio de Flora y Fauna Marina y Bentónica, Julio 2022[7]

Los muestreos se llevaron a cabo del 06 al 16 de junio de 2022. Previo a la salida de campo, se realizó una visita de prospección los días 19 y 20 de mayo de 2022, con el objetivo de delimitar los polígonos de estudio, así como determinar y georreferenciar los sitios de muestreo.

7 Estudio de Flora y Fauna Marina y Bentónica, API Topolobampo. Julio 2022. Preparado por la empresa VCA – Vertebrados Consultores Ambientales, S.A. de C.V. para IEnova Infraestructura Energética Una empresa de SEMPRA.

V.3.2.2.1.1 Fauna marina

Peces.

Basado en los censos visuales ejecutados, se registró un total de 23 especies de peces, pertenecientes a 14 familias. Dentro del área de estudio se registraron 3 especies de peces; los sitios que presentaron el mayor número de especies se ubicaron en los sitios de control, registrando 15 especies, seguida de las zonas asociadas al manglar donde se registraron 13 especies.

La familia con el mayor número de especies registradas fue Lutjanidae (pargos) con 4, seguida por las familias Gerreidae (mojarras) y Haemulidae (roncadores), con 3 especies cada una. En contraste, cerca del 50% de las familias de peces estuvieron representadas únicamente por una especie. En la Tabla V.53 se indican las especies identificadas, su estatus de protección e importancia pesquera.

Tabla V.53 Especies de peces identificadas, su estatus de protección e importancia pesquera.

Género y especie	Familia	NOM-059	UICN	IP
Abudefduf troschelii	Pomacentridae	N/A	LC	No
Anisotremus interruptus	Haemulidae	N/A	LC	No
Balistes polylepis	Balistidae	N/A	LC	Si
Centropomus nigrescens	Centropomidae	N/A	LC	No
Chaetodipterus zonatus	Ephippidae	N/A	LC	No
Chaetodon humeralis	Chaetodontidae	N/A	LC	No
Diapterus areolus	Gerreidae	N/A	DD	No
Gerres cinereus	Gerreidae	N/A	LC	No
Gerres simillimus	Gerreidae	N/A	LC	No
Haemulon scuderii	Haemulidae	N/A	LC	No
Haemulon sexfasciatum	Haemulidae	N/A	LC	No
Halichoeres notospilus	Labridae	N/A	LC	Si
Holacanthus passer	Pomacanthidae	Pr	LC	No
Hoplopagrus guentherii	Lutjanidae	N/A	LC	Si
Kyphosus elegans	Kyphosidae	N/A	LC	No
Lutjanus argentiventris	Lutjanidae	N/A	LC	Si
Lutjanus colorado	Lutjanidae	N/A	LC	Si
Lutjanus novemfasciatus	Lutjanidae	N/A	LC	Si
Mugil cephalus	Mugilidae	N/A	LC	No
Paralabrax auroguttatus	Serranidae	N/A	DD	Si
Paralabrax maculofasciatus	Serranidae	N/A	LC	Si
Pomadasys macracanthus	Haemulidae	N/A	LC	No
Urobatis concentricus	Urotrigonidae	N/A	LC	Si

N/A: no aplica. Pr: sujeta a protección especial. LC: preocupación menor (least concern). DD: carecen de información (data deficient).
NOM-059: NOM-059-SEMARNAT 2010
UICN: Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza
IP: Importancia pesquera (comercial)

Fuente: Elaboración propia.

Invertebrados.

Se registró una riqueza de 28 especies de macroinvertebrados pertenecientes a 21 familias, una de las especies sin dato de familia. Los moluscos presentaron 22 especies, seguidos por los artrópodos (cangrejos y similares) con 4 especies y finalmente los equinodermos (estrellas, erizos y pepinos de mar) con 2 especies. La familia con mayor número de especies fue Veneridae (4 especies), seguida de las

familias Flabellinidae y Muricidae (ambas con 3 especies) y Ostreidae (2 especies). Por otro lado, 24 familias presentaron únicamente una especie dentro del área de estudio. En la Tabla V.54 se indican las especies identificadas y su estatus de protección.

Tabla V.54 Especies de invertebrados identificados y su estatus de protección.

Género	Especie	Familia	NOM-059	UICN	IP
Paguristes	*sp.*	Diogenidae	N/A	DD	No
Chione	*californiensis*	Veneridae	N/A	N/A	Si
Megapitaria	*squalida*	Veneridae	N/A	N/A	Si
Iliochione	*subrugosa*	Veneridae	N/A	N/A	No
Chionopsis	*ornatissima*	Veneridae	N/A	N/A	No
Turritela	*sp.*	Turritellidae	N/A	N/A	No
Conus	*sp.*	Conidae	N/A	LC	No
Hexaplex	*nigritus*	Muricidae	N/A	N/A	Si
Hexaplex	*princeps*	Muricidae	N/A	N/A	No
Murex	*sp.*	Muricidae	N/A	LC	No
Neaxius	*vivesi*	Strahlaxiidae	N/A	N/A	No
Echinaster	*tenuispina*	Echinasteridae	N/A	N/A	No
Leucozonia	*cerata*	Fasciolariidae	N/A	N/A	No
Littoraria	*varia*	Littorinidae	N/A	N/A	No
Nerita	*scabricosta*	Neritidae	N/A	N/A	No
Neoterebra	*armillata*	Terebrinae	N/A	N/A	No
Lottia	*gigantea*	Lottiidae	N/A	N/A	No
Tyrinna	*evelinae*	Chromodorididae	N/A	N/A	No
Coryphellina	*marcusorum*	Flabellinidae	N/A	N/A	No
Coryphellina	*sp.*	Flabellinidae	N/A	N/A	No
Salma	*telja*	Sin dato	N/A	N/A	No
Crassostrea	*sp.*	Ostreidae	N/A	LC	Si
Hyotissa	*hyotis*	Gryphaeidae	N/A	N/A	No
Spondylus	*limbatus*	Spondylidae	N/A	N/A	Si
Holothuria	*sp.*	Holothuroidea	N/A	DD	No
Stenorhynchus	*debilis*	Inachoididae	N/A	N/A	No
Callinectes	*sp*	Portunidae	N/A	N/A	Si
Pteria	*sterna*	Pteriidae	N/A	N/A	No

N/A: no aplica. Pr: sujeta a protección especial. LC: preocupación menor (least concern). DD: carecen de información (data deficient).
NOM-059: NOM-059-SEMARNAT 2010
UICN: Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza
IP: Importancia pesquera (comercial)

Fuente: Elaboración propia.

V.3.2.2.1.2 Flora marina

Algas.

Se registró una riqueza de 11 especies de algas pertenecientes a 10 familias. Dos familias (Dictyotaceae y Ulvaceae) presentaron al mayor número de especies (dos cada una), mientras que las 9 familias restantes estuvieron representadas únicamente a una especie en cada caso. Considerando los grupos generales, el más representativo fue el de algas verdes con 5 especies, seguido por las algas rojas y cafés, con 3

especies en cada caso. En la Tabla V.55 se indican las especies identificadas, ninguna de estas presenta estatus de protección.

Tabla V.55 Especies de algas identificadas.

Género	Especie	Familia	NOM-059	UICN
Acanthophora	*muscoides*	Rhodomelaceae	N/A	N/A
Acetabularia	*schenckii*	Polyphysaceae	N/A	N/A
Caulerpa	*taxifolia*	Caulerpaceae	N/A	N/A
Codium	*sp.*	Codiaceae	N/A	N/A
Dictyota	*dichotoma*	Dictyotaceae	N/A	N/A
Ectocarpus	*sp.*	Ectocarpaceae	N/A	N/A
Enteromorpha	*sp*	Ulvaceae	N/A	N/A
Gracilaria	*sp.*	Gracilariaceae	N/A	N/A
Hypnea	*cervicornis*	Cystocloniaceae	N/A	N/A
Padina	*sp*	Dictyotaceae	N/A	N/A
Ulva	*lactuca*	Ulvaceae	N/A	N/A

N/A: no aplica
NOM-059: NOM-059-SEMARNAT 2010
UICN: Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza
Fuente: Elaboración propia.

En el área de los sitios de muestreo en la zona de mangle, se observó la especie *Rhizophora mangle* con categoría de riesgo de Amenazada en la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010.

Mamíferos marinos.

Durante los 11 días de monitoreo se observó un grupo de delfines nariz de botella (*Tursiops truncatus*) conformado aproximadamente por 8 a 15 individuos. Los individuos fueron registrados en distintas zonas de los polígonos de muestreo, siendo en el área de los sitios de controlen donde se tuvo una mayor presencia y dentro de los límites del polígono tres. La presencia de esta especie, pudiera deberse a diversos factores. De acuerdo a las observaciones realizadas durante el periodo de monitoreo, se observó al grupo de delfines llevando a cabo actividades de caza y alimentación en la zona roja (Alta actividad de la siguiente figura), lo que habla de disposición de alimento. También, en tres ocasiones se pudo observar a un grupo de al menos 4 delfines, nadando con una cría, la que se pudo identificar de acuerdo al tamaño en relación con el resto y al comportamiento de protección del grupo; esto pudiera sugerir como una zona de reproducción y/o crianza. Durante el estudio se pudo documentar algunas de las zonas de movimiento de la población del delfín nariz de botella, en donde se puede observar por colores, los lugares de mayor y menor movimiento.

Durante la visita de prospección, se tuvo el avistamiento de una ballena jorobada (*Megaptera novaeangliae*), de la cual se pudo observar por momentos parte de los movimientos que realizó en la zona, principalmente frente al malecón de Topolobampo. En la Tabla V.56 se indican las especies de mamíferos marinos observados y su estatus de protección.

Tabla V.56 Especies de mamíferos marinos observados y su estatus de protección.

Género y especie	Familia	NOM-059	UICN	CITES
Tursiops truncatus	Delphinidae	Pr	LC	Apéndice II
Megaptera novaeangliae	Balaenopteridae	Pr	LC	Apéndice I

Pr: sujeta a protección especial. LC: preocupación menor (least concern).
NOM-059: NOM-059-SEMARNAT 2010
UICN: Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza
CITES: Convención sobre el Comercio Internacional de Especies Amenazadas de Fauna y Flora Silvestres
Fuente: Elaboración propia.

V.3.2.2.2 Estudio de Flora y Fauna Marina y Bentónica Temporada invierno, Marzo 2024[8]

Los monitoreos se llevaron a cabo del 22 de enero al 01 de febrero de 2024.

V.3.2.2.2.1 Fauna marina

Peces.

Con base en los censos visuales y video transectos realizados, se registró una Riqueza de 15 especies de peces, pertenecientes a 13 familias. El mayor número de especies se registró en la bahía de Topolobampo con 14 especies, seguido por la bahía de Ohuira con 9 especies, bahía de Santa María con 5 especies, zona de mangle con 3 especies, punto de interés 1 con 2 especies, punto de interés 2 con 1 especie y finalmente el punto de interés 3, en el cual no se registró presencia de especies de peces.

Las familias con el mayor número de especies registradas fueron Lutjanidae (pargos) Pomacentridae (damiselas), Serranidae (cabrillas) y Tetraodontidae (botetes), todas estas con 2 especies. En contraste, el 52.94% de las familias de peces estuvieron representadas únicamente por una especie.

La especie que tuvo el mayor número de registros fue el pargo amarillo *Lutjanus argentiventris* y la raya redonda de Haller *Urobatis halleri*, ambas con un 16.3% de los registros, seguidos por la cabrilla de roca *Paralabrax macualtofasciatus* con un 15%, el cochito *Balistes polylepis* con un 11.3% y el botete diana *Sphoeroides annulatus* con un 10%.

Destaca el que las especies de peces observadas en la zona de estudio presentaron en su mayoría etapas de desarrollo juvenil y tallas pequeñas, además de un comportamiento altamente evasivo. Estas características (etapa juvenil y comportamiento evasivo) son señales típicas de una elevada presión pesquera sobre las comunidades de peces (Januchowski-Hartley *et al.*, 2011). En la Tabla V.57 se indican las especies identificadas, su estatus de protección e importancia pesquera.

Tabla V.57 Especies de peces observadas por sitio de monitoreo, su estatus de protección e importancia pesquera.

Familia	Especie	Sta María	Topolobampo	Ohuira	Mangle	PC-1	PC-2	PC-3	NOM-059	UICN	IP
Acanthuridae	*Acanthurus nigricans*	0	1	0	0	0	0	0	N/A	LC	No
Balistidae	*Balistes polylepis*	0	1	1	0	0	0	0	N/A	LC	Si
Carangidae	*Caranx sp.*	0	0	0	0	0	1	0	N/A	LC	Si
Chaetodontidae	*Chaetodon humeralis*	0	0	1	0	0	0	0	N/A	LC	No
Gerreidae	*Gerres simillimus*	0	1	0	0	0	0	0	N/A	LC	Si
Labridae	*Halichoeres melanotis*	0	0	1	0	0	0	0	N/A	LC	No
Lutjanidae	*Hoplopagrus guentherii*	0	1	0	0	0	0	0	N/A	LC	Si
Lutjanidae	*Lutjanus colorado*	0	1	0	0	0	0	0	N/A	LC	Si
Mugilidae	*Mugil sp.*	0	1	0	0	0	0	0	N/A	LC	Si
Paralichthyidae	*Paralichthys aestuarius*	1	1	0	0	1	0	0	N/A	DD	Si
Pomacentridae	*Stegastes rectifraenum*	0	1	1	0	0	0	0	N/A	LC	No
Pomacentridae	*Abudefduf troschelii*	0	1	0	0	0	0	0	N/A	LC	No
Serranidae	*Paralabrax maculatofasciatus*	1	1	1	1	0	0	0	N/A	LC	Si
Serranidae	*Lutjanus argentiventris*	0	1	1	0	0	0	0	N/A	LC	Si
Tetraodontidae	*Sphoeroides lobatus*	1	1	1	0	0	0	0	N/A	LC	Si
Tetraodontidae	*Sphoeroides annulatus*	1	1	1	1	1	0	0	N/A	LC	Si
Urotrygonidae	*Urobatis halleri*	1	1	1	1	0	0	0	N/A	LC	Si

[8] Estudio de Flora y Fauna Marina y Bentónica-Temporada de Invierno. Marzo 2024. Preparado por la empresa VCA – Vertebrados Consultores Ambientales, S.A. de C.V. para SEMPRA Infraestructura.

NOM-059: NOM-059-SEMARNAT-2010
UICN: Unión Internacional de comercio (UICN, 2024)
IP: Importancia Pesquera conforme a la Carta Nacional Pesquera (IP; DOF, 2023)
0: Ausencia 1: Presencia.

Fuente: Elaboración propia.

Invertebrados.

Se registraron 50 organismos diferentes en los transectos de banda y video-transectos realizados, de los cuales 28 pudieron ser identificados a nivel de especie y 13 a nivel de género. El resto de los organismos corresponden a especies de anémonas, ascidias, crustáceos y moluscos que solo pudieron ser identificadas a nivel de clase, subclase, orden, suborden o familia.

En la laguna de Ohuira se registró una riqueza de 26 especies, en la bahía de Topolobampo con 18 especies y la laguna Santa María 12 especies, mientras que en la zona de mangle 16 especies. En contraste, en los puntos de control 1, 2 y 3 no fueron registradas especies de invertebrados.

Al clasificar a los organismos en grandes grupos (Phyla), se ubicó a los moluscos como el grupo dominante con 22 especies (44%), seguido por los artrópodos (cangrejos y similares) con 11 especies (22%), los cnidarios (anémonas y abanicos de mar) con seis especies (12%), los equinodermos (estrellas, erizos y pepinos de mar) con cinco especies (10%), los anélidos (gusanos poliquetos) con 3 especies (6%) y finalmente los cordados (ascidias), briozoos, y esponjas con una especie, respectivamente.

Las especies con el mayor número de registros fueron los cangrejos ermitaños (pagúridos) y el caracol chino negro *Hexaplex nigritus* con el 9.2% de las observaciones totales registradas, cada una. Las esponjas de la clase Demospongiae también representaron uno de los porcentajes mayores con 6.2% de los registros, seguido de los gusanos anélidos *Serpula sp.* con el 5.1% y los caracoles turritelidos con el 4.6%. Tanto el caracol *Murex sp.,* así como el ermitaño *Clibanarius panamensis* representaron el 4.1% de las observaciones, mientras que el nudibranquio *Coryphellina marcusorum* y el ermitaño *Clibanarius lineatus* representaron el 3.6% de los registros. La ocurrencia del resto de las especies fue menor, por lo que el porcentaje que representaron en el número de registros se encontró por debajo del 3.5%. El tipo de sustrato presente, así como la presencia de mangle, permiten el asentamiento de especies de invertebrados bentónicos como los moluscos y artrópodos, grupos con los mayores porcentajes de ocurrencia.

Cabe resaltar que dos de las especies registradas, el gusano plumero *Branchiomma bairdii* y el briozoo arbustivo *Bugula neritina*, son consideradas especies invasoras. En el caso del gusano plumero, su presencia en Topolobampo ha sido confirmada; mientras que, en el caso del briozoo, su presencia en México es cuestionable, ya que hasta el momento no existen registros oficiales de la especie (Tovar-Hernández et al. 2012; CONABIO, 2015a; CONABIO, 2015b). En la Tabla V.58 se indican las especies identificadas y su estatus de protección.

Tabla V.58 Especies de invertebrados identificados y su estatus de protección.

Nombre científico	Nombre común	Sta María	Topolo-bampo	Mangle	Ohuira	PC-1	PC-2	PC-3	NOM-059	UICN
Aglaophenia diegensis	Pluma de avestruz	0	1	0	0	0	0	0	N/A	N/A
Atrina maura	Callo de hacha	0	1	0	0	0	0	0	N/A	N/A
Branchiomma bairdi	Gusano plumero	0	0	1	1	0	0	0	N/A	N/A
Bugula neritina	Briozzo arbustivo	0	0	1	0	0	0	0	N/A	N/A
Calcinus californiensis	Cangrejo ermitaño	0	0	1	0	0	0	0	N/A	N/A
Callinectes sapidus	Jaiba azul	1	0	0	1	0	0	0	N/A	N/A
Chione californiensis	Almeja arrocera	1	0	0	0	0	0	0	N/A	N/A
Chionopsis ornatissima	Almeja china	1	0	0	1	0	0	0	N/A	N/A
Clibanarius lineatus	Cangrejo ermitaño	1	0	1	1	0	0	0	N/A	N/A
Clibanarius panamensis	Cangrejo ermitaño	1	0	1	0	0	0	0	N/A	N/A

Nombre científico	Nombre común	Sta María	Topolo-bampo	Mangle	Ohuira	PC-1	PC-2	PC-3	NOM-059	UICN
Coryphellina marcusorum	Nudibranquio	0	1	0	1	0	0	0	N/A	N/A
Crassostrea corteziensis	Ostión de Cortés	0	1	1	0	0	0	0	N/A	N/A
Crassostrea rhizophorae	Ostión de manglar	0	0	1	0	0	0	0	N/A	N/A
Echinaster tenuispina	Estrella de mar	0	0	1	1	0	0	0	N/A	N/A
Echinometra vanbrunti	Erizo morado	0	1	0	0	0	0	0	N/A	N/A
Flabellina cynara	Cynara nadadora	0	0	0	1	0	0	0	N/A	N/A
Hexaplex nigritus	Caracol chino negro	0	1	0	1	0	0	0	N/A	N/A
Hexaplex princeps	Caracol chino rayado	0	1	0	1	0	0	0	N/A	N/A
Holothuria fuscocinerea	Pepino de mar rosado	0	1	0	0	0	0	0	N/A	LC
Iliochione subrugosa	Almeja china	1	0	0	0	0	0	0	N/A	N/A
Leptogorgia alba	Gorgonia blanca	0	0	0	1	0	0	0	N/A	N/A
Megapitaria squalida	Almeja chocolata	0	0	0	1	0	0	0	N/A	N/A
Neaxius vivesi	Camarón fantasma	0	1	0	1	0	0	0	N/A	N/A
Pachycerianthus fimbriatus	Anémona tubular	0	0	0	1	0	0	0	N/A	N/A
Pinctada mazatlanica	Madre perla	0	1	0	0	0	0	0	Pr	N/A
Samla telja	Nudibranquio	0	0	0	1	0	0	0	N/A	N/A
Spondylus crassisquama	Concha espina	0	1	0	0	0	0	0	N/A	N/A
Spondylus limbatus	Almeja burra	0	1	0	0	0	0	0	Pr	N/A

NOM-059: NOM-059-SEMARNAT-2010
UICN: Unión Internacional de comercio (UICN, 2024)
PC-1, PC-2, PC-3: Punto de Control 1, Punto de Control 2, Punto de Control 3.
0: Ausencia 1: Presencia.

Fuente: Elaboración propia.

V.3.2.2.2.2 Flora marina

Algas.

Se registró una riqueza de 17 especies de algas. Las algas observadas pertenecen a 14 familias y 15 géneros; 3 familias (Dictyotaceae, Gracilariaceae y Ulvaceae) presentaron el mayor número de especies (dos cada una), mientras que las 11 familias restantes estuvieron representadas por una especie. Considerando los grupos generales de algas (verdes, rojas y pardas) las algas rojas presentaron la mayor riqueza con 11 especies, seguido por las algas verdes con 4 especies y las pardas con 2 especies.

De las algas registradas en campo, las especies que pertenecen al género *Ulva* presentaron la mayor dominancia, observándose en gran parte de los sitios de monitoreo, con excepción de aquellos donde no se registraron especies de algas. La dominancia de este género se debe a que estas algas son consideradas especies oportunistas en comparación a otros géneros de algas como *Padina* o *Caulerpa*, las cuales fueron observadas en un solo sitio. Además, la dominancia de *Ulva* también sugiere que los sitios monitoreados presentan altos niveles de contaminación, ya que la urbanización y las escorrentías significan aportes de nutrientes favorables para este grupo de algas verdes (Lapointe, 1985).

La bahía de Ohuira presentó la mayor diversidad de especies de algas ya que se registraron los tres grupos: algas verdes, rojas y pardas. Las algas verdes y rojas resultaron los grupos más abundantes y se observaron individuos de estos grupos en todos los sitios muestreados dentro de la bahía, cabe mencionar que en sitios como el Bledo las algas rojas observadas eran representantes de la familia Lithophyllaceae que se caracterizan por formar mantos de rodolitos (algas coralinas con ramificación irregular de vida libre). Este es un dato importante ya que la costa de Sinaloa ha sido una de las poco estudiadas en el Golfo de

California y el hallazgo de este grupo algal corresponde con los registros reportados por Aguilar-Rosas y colaboradores (2009).

Las algas pardas estuvieron ausentes en sitios como el Bledo y Punta patos siendo el grupo con la menor riqueza y abundancia dentro de la bahía de Ohuira. La Bahía de Topolobampo también presentó individuos de los tres grupos, sin embargo, de los sitios muestreados dentro de la bahía, Punta Baja representó el sitio con menor diversidad, siendo representado por un solo grupo (algas verdes), mientras que Punta prieta no presentó ningún registro algal. La zona del manglar estuvo representada por las algas verdes las cuales se observaron en todos los transectos con la mayor abundancia, las algas pardas únicamente se observaron en tres transectos, mientras que el grupo de las algas rojas no se presentó en esta zona.

Finalmente, los sitios muestreados dentro de los Puntos de control y la Bahía de Santa María presentaron la menor diversidad. Santa María 1 y el Punto de control 2 resultaron los únicos sitios con registros de grupos algales, siendo las algas verdes el grupo mejor representado, seguido de las algas rojas con una única observación, mientras que las algas pardas resultaron completamente ausentes de estos sitios. Lo anterior podría deberse a que las algas en general requieren de un sustrato al cual fijarse, ya sea rocas conchas e incluso otras algas (Readdie M. et.al, 2006), sin embargo, estos sitios por ser canales de navegación constante e incluso sitios de dragado con fondo compuesto principalmente por arena, no representan un sustrato adecuado para la fijación y colonización de grupos algales.

En la Tabla V.59 se indican las especies identificadas, ninguna de estas con estatus de protección. Posteriormente, se presenta la presencia-ausencia de algas por lugar de monitoreo.

Tabla V.59 Especies de algas identificadas y su estatus de protección.

Familia	Nombre científico	Nombre común	NOM-059	UICN
Caulerpaceae	*Caulerpa*	Alga verde	N/A	N/A
Codiaceae	*Codium sp*	Alga verde	N/A	N/A
Ulvaceae	*Ulva intestinalis*	Alga verde	N/A	N/A
Ulvaceae	*Ulva lactuca*	Alga verde	N/A	N/A
Dictyotaceae	*Dictyota sp*	Alga parda	N/A	N/A
Dictyotaceae	*Padina sp*	Alga parda	N/A	N/A
Ceramiaceae	*Ceramium sp*	Alga roja	N/A	N/A
Champiaceae	*Champia sp*	Alga roja	N/A	N/A
Galaxauraceae	*Scinaia sp*	Alga roja	N/A	N/A
Gelidiaceae	*Gelidium sp*	Alga roja	N/A	N/A
Gigartinaceae	*Chondrus sp*	Alga roja	N/A	N/A
Corallinaceae	*Amphiroa sp.*	Alga coralina articulada	N/A	N/A
Halymeniaceae	*Halymenia sp.*	Alga roja	N/A	N/A
Cystocloniaceae	*Hypnea sp.*	Alga roja	N/A	N/A
Rhodomelaceae	*Polysiphonia sp.*	Alga roja	N/A	N/A
Gracilariaceae	*Gracilaria pacifica*	Alga roja	N/A	N/A
Gracilariaceae	*Gracilaria spinigera*	Alga roja	N/A	N/A

NOM-059: NOM-059-SEMARNAT-2010
UICN: Unión Internacional de comercio (UICN, 2024)
PC-1, PC-2, PC-3: Punto de Control 1, Punto de Control 2, Punto de Control 3.
0: Ausencia 1: Presencia.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.60 Presencia-ausencia de vegetación por lugar de monitoreo.

Vegetación	Sta María	Topolobampo	Ohuira	Mangle	PC-1	PC-2	PC-3
Algas coralinas incrustantes	0	1	1	0	0	0	0
Algas coralinas articuladas	0	1	0	0	0	0	0

Vegetación	Sta María	Topolobampo	Ohuira	Mangle	PC-1	PC-2	PC-3
Alga roja	1	1	1	0	0	1	0
Alga cafe	1	1	1	1	0	0	0
Alga verde	1	1	1	1	0	0	0

Fuente: Elaboración propia.

En el área de los sitios de muestreo en la zona de mangle, se observó la especie *Rhizophora mangle* con categoría de riesgo de Amenazada en la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010.

Mamíferos marinos.

Durante el monitoreo submarino se observó un grupo de delfines nariz de botella (*Tursiops truncatus*) conformado aproximadamente por 8 a 15 individuos y la presencia de una ballena jorobada (*Megaptera novaeangliae)*. Los individuos fueron registrados en distintos días y zonas a lo largo del complejo lagunar.

El 21 de enero de 2024 se registró por primera vez la presencia de un individuo de ballena jorobada alimentándose entre Punta San Carlos y Punta Pinto (Bahía de Topolobampo), en compañía de delfines nariz de botella. Posteriormente se registró la presencia de un grupo de delfines nariz de botella en la zona cercana al malecón. El 23 de enero de 2024 se registró de nuevo la presencia de la ballena jorobada alimentándose frente a Punta San Carlos. El 24 de enero de 2024 se registró un individuo de ballena jorobada nadando cerca de la zona El Maviri. El 25 de enero de 2024 se observó un individuo de ballena jorobada en esta ocasión frente al malecón. El 26 de enero de 2024 se observó a un grupo de delfines nadando cerca de la estación de la CFE, mientras que el 27 de enero de 2024 se observó un grupo de delfines entre San Carlos y la ASIPONA. El 29 de enero de 2024 se observó un individuo de ballena jorobada y un grupo de delfines alimentándose entre Punta San Carlos y el malecón. Finalmente, los días 30 y 31 de enero de 2024 un individuo de ballena jorobada fue observado alimentándose frente a Punta San Carlos y la ASIPONA. En la Tabla V.61 se indican las especies de mamíferos marinos observados y su estatus de protección.

Tabla V.61 Especies de mamíferos marinos identificadas.

Género y especie	Familia	NOM-059	UICN	CITES
Tursiops truncatus	Delphinidae	Pr	LC	Apéndice II
Megaptera novaeangliae	Balaenopteridae	Pr	LC	Apéndice I

Pr: sujeta a protección especial. LC: preocupación menor (least concern).
NOM-059: NOM-059-SEMARNAT 2010
UICN: Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza
CITES: Convención sobre el Comercio Internacional de Especies Amenazadas de Fauna y Flora Silvestres
Fuente: Elaboración propia.

V.3.2.2.3 Paisaje

El paisaje en el área donde se pretende llevar a cabo el Proyecto actualmente tiene una calidad visual Media derivada de las intensas modificaciones por la actividad antropogénica y el cambio de la vegetación natural por uso de zona urbana, así como por las características de la bahía de Topolobampo.

En este paisaje es común la zona urbana con su infraestructura vial, carretera, de caminos municipales, conducción de electricidad, canales de riego, muelles, la infraestructura industrial y marina de la ASIPONA Topolobampo y el tráfico marino en los canales de navegación.

En cuanto a la fragilidad ha quedado representado como de fragilidad visual Media determinada por la intensa actividad humana sobre el Uso de Suelo evaluado en la zona urbana.

Dentro de la bahía de Topolobampo quedarán las Instalaciones Marinas Auxiliares, Unidad FLNG y el embarcadero, que por estar sobre el nivel del mar, será visible pero integradas al entorno de la ASIPONA Topolobampo y sus señalamientos marítimos y ayudas a la navegación, así como el tráfico marítimo de diversas embarcaciones en los canales de navegación.

V.3.3 Susceptibilidad de riesgos para el Proyecto

A continuación se indica la susceptibilidad del Área de Influencia a diferentes tipos de riesgo, para lo cual se recurre a las fuentes oficiales a nivel de municipio o de región.

V.3.3.1 Terremotos (sismicidad)

El Área de Influencia se ubican en la Región sísmica B y la Región sísmica C. La Región sísmica B está clasificada como baja intensidad y la Región sísmica C como mediana intensidad.

En el Catálogo de sismos del Sistema Sismológico Nacional de la UNAM se consultó el Área de Influencia con los registros existentes de sismos registrados del 01 de enero de 1900 al 07 de septiembre de 2024 y se obtuvieron los resultados que se muestran en la Tabla V.62.

Tabla V.62 Sismos registrados del año 1900 a 2024

Fecha	Hora	Magnitud	Profundidad (km)	Referencia de localización
11/06/1998	20:23:40	3.6	10	18 km Al Suroeste de Juan José Ríos, Sinaloa
01/12/2004	12:56:25	4.1	10	41 km Al Suroeste de los Mochis, Sinaloa
31/01/2016	15:41:51	3.9	10	12 km Al Sur de los Mochis, Sinaloa
06/03/2024	13:11:34	2.8	5	19 km Al Suroeste de los Mochis, Sinaloa

Fuente: Sistema Sismológico Nacional (SSN).

Los sismos registrados en los últimos 124 años han sido de muy baja a baja intensidad y su impacto sobre las comunidades costeras ha sido de no perceptible a muy bajo.

V.3.3.2 Corrimientos de tierra

A continuación, se caracterizará este riesgo para el Área de Influencia en su porción comprendida por municipio y retomando la categoría de deslizamientos de tierra como lo indica la bibliografía citada:

- **Municipio de Ahome**[9]: El Área de Influencia no presenta este tipo de riesgo.
- **Municipio de Guasave**[10]: Existe el riesgo en la parte sur del municipio con un rango medio y un rango muy bajo para el Área de Influencia.

Por lo anterior, no existe el riesgo por movimientos de tierra o roca, flujos y licuefacción en el Ecosistema Terrestre del SAR, Área del Proyecto y Área de Influencia en el municipio de Ahome[9] y Guasave[10].

V.3.3.3 Derrumbamientos o hundimientos

- **Municipio de Ahome:** El Área de Influencia no presenta este tipo de riesgo.
- **Municipio de Guasave:** Existe el riesgo en la parte sur del municipio con un rango medio y un rango muy bajo para el Área de Influencia.

[9] Atlas de Riesgos Naturales del municipio de Ahome. Consultado en: https://implanahome.gob.mx/Informaci%C3%B3ndeRiesgos.html

[10] Actualización del Atlas de Riesgos del municipio de Guasave. Consultado en: http://guasave.gob.mx/implan/wp-content/files/MENU/Estudios/Atlas-de-Riesgo/Actualizacion%20Atlas%20Riesgos%20Guasave%202020.pdf

V.3.3.4 Inundaciones (historial de 10 años)

- **Municipio de Ahome:** Existe este riesgo en el Área de Influencia debido al drenaje deficiente del terreno y el rango de riesgo es de media a bajo; se origina por la combinación de lluvias torrenciales más el desborde fluvial del margen derecho del río El Fuerte en la zona de valles y las planicies agrícolas.
- **Municipio de Guasave:** El Área de Influencia no presenta este tipo de riesgo.

V.3.3.5 Pérdidas de suelo debido a la erosión

En la MIA-R se explica a detalle la metodología y los resultados del cálculo de la erosión del Área de Influencia, cuyos resultados establecen que la Tasa de pérdida de suelo por erosión hídrica es de 0.00 ton/ha/año clasificada como No existe erosión; la Tasa de pérdida de suelo por erosión eólica es de 0.00 ton/ha/año clasificada como No existe erosión, dando como resultado que la Erosión Potencial es de 0.00 ton/mes.

V.3.3.6 Contaminación de las aguas superficiales debido a escurrimientos y erosión

En los atlas de riesgo del municipio de Ahome y Guasave, no se indica este tipo de riesgo.

V.3.3.7 Riesgos radiológicos

En los atlas de riesgo del municipio de Ahome y Guasave, no se indica este tipo de riesgo.

V.3.3.8 Huracanes

Los cambios anuales que presenta la precipitación son una consecuencia directa de la circulación atmosférica general y particularmente de los ciclones que se generan durante el año. Las masas de aire polar continental provienen de Canadá y Estados Unidos de América y se intercambian con el aire cálido de las latitudes bajas y costeras de Sinaloa.

En la Tabla V.63 y Figura V.22 se indican y muestran los principales datos de los fenómenos meteorológicos extremos que han cruzado en un radio de 50 km del año 1851 al 07 de septiembre de 2024 y que incluye al Área de Infl

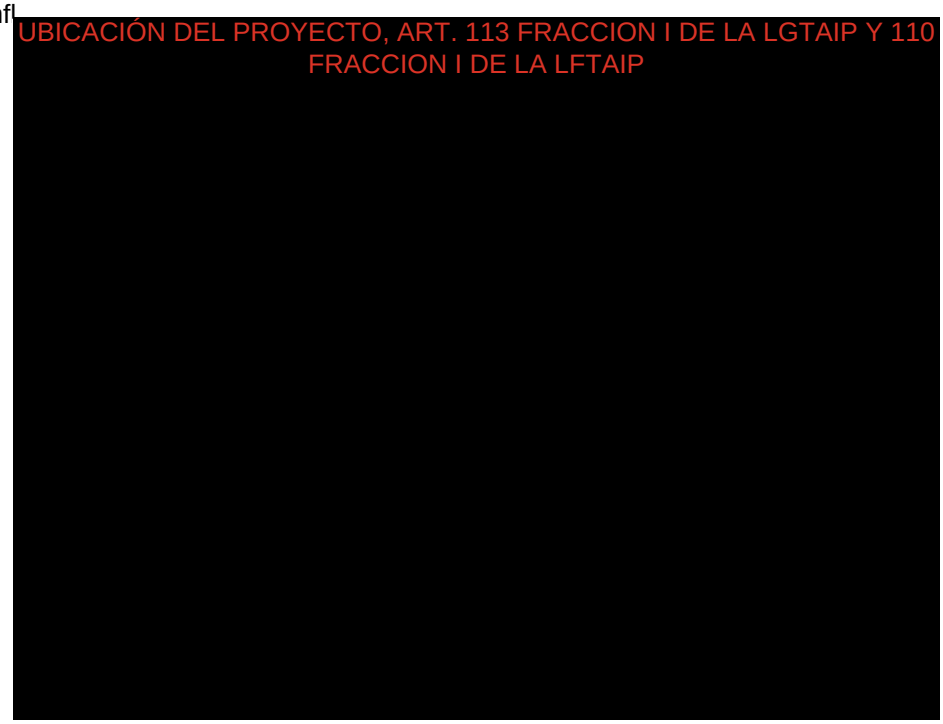


Tabla V.63 Fenómenos meteorológicos extremos en un radio de 50 km

Nombre	Año	Categoría
Sin nombre	1959	Tormenta tropical
Hyacinth	1968	Tormenta tropical
Katrina	1971	Tormenta tropical
Irah	1973	Tormenta tropical
Liza	1976	Huracán categoría 4
Lidia	1981	Tormenta tropical
Paul	1982	Huracán categoría 2
Ismael	1995	Huracán categoría 1
Isis	1998	Huracán categoría 1
Sin nombre	2004	Depresión tropical
Norman	2012	Tormenta tropical
Narda	2019	Tormenta tropical

Fuente: Atlas de Riesgo de los municipios de Ahome y Guasave

V.3.3.9 Otros efectos meteorológicos adversos (inversión térmica, niebla, entre otros)

En los atlas de riesgo del municipio de Ahome y Guasave, no se indica otro tipo de riesgo de origen meteorológico.

V.3.4 Evaluación de proximidad a 500 metros

V.3.4.1 Zonas Vulnerables de Población: casas, poblaciones, escuelas, hospitales, centros comerciales, templos, unidades habitacionales de alta densidad, parques, entre otros

Durante el desarrollo Área de Proyecto Marina NO existen zonas vulnerables de población que sean cuantificables como localidades, colonias, unidades habitacionales de alta densidad, ya que el punto más cercano a tierrra se localiza a más de dos mil metros y la Ciudad de Topolobampo a casi cinco mil metros de distancia.

El Área de Proyecto Terrestre se encuentran inmersas en las inmediaciones de la Ciudad de Topolobampo, por sus características, NO existen zonas vulnerables de población que sean cuantificables como localidades, colonias, unidades habitacionales de alta densidad.

Tabla V.64 Proximidades con zonas vulnerables de población para un radio de 500 metros.

Tipo de zona vulnerable de población	Nombre de la zona vulnerable de población	Ubicación (N/S/E/O/ NE/SE/NO/SO)	Distancia a la Instalación/Proyecto/Pozo (m)
Localidad	No aplica	No aplica	No aplica
Colonia	No aplica	No aplica	No aplica
Caserío	No aplica	No aplica	No aplica
Escuela	No aplica	No aplica	No aplica
Hospital	No aplica	No aplica	No aplica
Centro Comercial	No aplica	No aplica	No aplica
Templo	No aplica	No aplica	No aplica
Parque	No aplica	No aplica	No aplica
Unidad habitacional de alta densidad	No aplica	No aplica	No aplica

Fuente: Elaboración propia.

V.3.4.2 Componentes ambientales: Cuerpos de agua, áreas naturales protegidas de carácter federal, estatal o municipal, regiones hidrológicas prioritarias, regiones marinas prioritarias, regiones terrestres prioritarias, áreas de importancia para la conservación de aves, sitios Ramsar

El Área de Proyecto Marina, se encuentra inmerso en la Bahía de Topolobampo (cuerpo de agua) y en un corredor de aves, sin embargo, en un radio de 500 metros NO existen zonas vulnerables como áreas naturales protegidas de carácter federal, estatal o municipal, regiones hidrológicas prioritarias, regiones marinas prioritarias, regiones terrestres prioritarias, áreas de importancia para la conservación de aves, sitios Ramsar.

El Área de Proyecto Terrestre NO existen zonas vulnerables como áreas naturales protegidas de carácter federal, estatal o municipal, regiones hidrológicas prioritarias, regiones marinas prioritarias, regiones terrestres prioritarias, áreas de importancia para la conservación de aves, sitios Ramsar.

En la Tabla V.65 se indican los componentes ambientales fuera de un radio mayor de 500 metros del Proyecto.

Tabla V.65 Proximidades con componentes ambientales para un radio de 500 metros.

Tipo de componente ambiental	Nombre	Descripción	Ubicación (N/S/E/O/NE/ SE/NO/SO)	Superficie de Incidencia del Proyecto (m)	Distancia a la Instalación (m)
Sitio RAMSAR	Lagunas de Santa María-Topolobampo-Ohuira	Hábitat de aves acuáticas y zona de manglar, bosque espinoso, la vegetación de dunas costeras; y en menor cantidad la vegetación halófila y el matorral xerófilo.	---	249,000 m AP marina	---
Área Natural Protegida	Islas del Golfo de California (Islas Verdes)	Área de Protección de Flora y Fauna	O	8,800 m AP marina	21,500 m AP terrestre 22,700 m AP marina
	Islas del Golfo de California (Islas Los Patos)		O		9,220 m AP terrestre 48,300 m AP marina
	Islas del Golfo de California (Isla Tunosa)			9,500 m AP marina	71,800 m AP terrestre 43,400 m AP marina
Área Natural Protegida	La Cueva del Murciélago del Ejido Topo Viejo	Zona de Preservación Ecológica de Centro de Población	O	---	32,700 m AP terrestre
Área Natural Protegida	Navachiste	Zona Sujeta a Conservación Ecológica	E	---	32,700 m AP terrestre 48,600 m AP marina
Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves	Bahía Lechuguilla	Área con riqueza de especies, presencia de organismos endémicos y con un mayor nivel de integridad ecológica	N	---	4,920 m AP marina
			NO	---	3,630 m AP terrestre
	Bahía Navachiste		S	---	1,270 m AP terrestre
			---	219,000 m AP marina	---
Región Hidrológica Prioritaria	Bahía de Ohuira - Ensenada del Pabellón	Regiones para la conservación de los ecosistemas y la preservación de las especies endémicas que los habitan	---	7,500 m AP terrestre 2,400 m AP marina	---
Región Terrestre Prioritaria	Marismas Topolobampo-Caimanero	Regiones para la conservación de los ecosistemas y la preservación de las especies endémicas que los habitan	---	7,500 m AP terrestre 2,400 m AP marina	---
Sitio Prioritario Terrestre	Clave 3130	Sitio con rica variedad de ecosistemas que sustentan una enorme diversidad de especies nativas de flora y fauna, muchas de ellas endémicas	NE	---	45,900 m AP terrestre 50,100 m AP marina
Sitios Epicontinentales Acuáticos	Clave 3130	Sitios en donde se lleva a cabo el ciclo y e manejo del agua, albergan el desarrollo de una gran variedad de ecosistemas, entre ellos los acuáticos, con una biota diversa que destaca por estar	E	---	22,100 m AP marina
			NE	---	63,900 m AP marina
	Clave 32653		SE	---	45,100 m AP terrestre

Tipo de componente ambiental	Nombre	Descripción	Ubicación (N/S/E/O/NE/ SE/NO/SO)	Superficie de Incidencia del Proyecto (m)	Distancia a la Instalación (m)
		compuesta de numerosas especies endémicas	E	- - -	53,800 , AP marina
	Clave 32941		- -	9,700 m AP terrestre 2,400 m AP marina	- -
Sitio Prioritario Marino	Corredor Pesquero Estero Tobari - Bahía Santa Mari	Sitios de alta diversidad con especies que habitan en los ambientes marinos y costeros.	O	219,000 m AP marina	1,100 m AP terrestre

AP terrestre: Área del Proyecto terrestre AP marina: Área del Proyecto marina

Fuente: Elaboración propia.

V.3.4.3 Infraestructura vial (carreteras y ferrocarril) e industrial (ductos, líneas de alta tensión y plantas industriales)

En un radio de 500 metros al Área de Proyecto Marina NO existe infraestructura vial e industrial, por lo tanto, no existen zonas vulnerables. Para el caso del Área de Proyecto Terrestre, sus colindancias principales son: al Norte con la carretera Los Mochis-Topolobampo (Ruta 22) y al Oeste la Administración del Sistema Portuario Nacional Topolobampo (ASIPONA Topolobampo), sin embargo, no se considera como área vulnerable al Proyecto.

V.3.4.4 Uso de suelo: habitacional, industrial, comercial, agrícola, pecuario y forestal

El Área de Proyecto Marina, se encuentra inmerso en la Bahía de Topolobampo (cuerpo de agua) en tanto, el Área de Proyecto Terrestre se desarrolla en la Zona Urbana de la Ciudad de Topolobampo, sin embargo, esta no se considera vulnerable dado las características de la instalación.

V.4 Análisis y Evaluación de Riesgos

El Estudio de Riesgo incluye la identificación de peligros y jerarquización de escenarios de riesgo donde se utilizaron las metodologías para este tipo de proyectos, considerando en todo momento la Guía-ARSH. Se llevó a cabo la identificación de peligros, evaluación y análisis de riesgos del Proyecto de manera exhaustiva, considerando lo que se indica en los apartados siguientes.

V.4.1 Identificación de peligros y jerarquización de escenarios de riesgo

V.4.1.1 Análisis preliminar de peligros

Los resultados del Análisis Preliminar de Peligros serán el insumo inicial para la fase de identificación de Peligros y de Escenarios de Riesgo.

Las metodologías de identificación de peligros y de escenarios de riesgo seleccionadas son aquellas que permitan identificar, evaluar y analizar de manera exhaustiva los riesgos propios y característicos de acuerdo con el tipo de Proyecto, y acorde al ciclo de vida de este. Cada Proyecto tiene sus particularidades, y dependiendo de la complejidad del proceso o tecnología implementada o a implementar, se considerará la utilización de un mayor número de herramientas para la identificación de peligros y de escenarios de riesgo.

El análisis preliminar de peligros se realizó mediante la utilización de una metodología acorde con las características del Proyecto y justificada, donde se identificaron de manera preliminar los peligros y amenazas del Proyecto, reconociendo las sustancias peligrosas, condiciones y posibles peligros que conlleven la utilización de una determinada tecnología.

Para la fase de la ingeniería y diseño inicial, se llevó a cabo una revisión preliminar de identificación de peligros (HAZID) con el fin de identificar todos los peligros con potencial para causar un accidente grave en la instalación. Se tuvieron en cuenta todas las instalaciones de procesos y servicios en las que se manipulan todas las sustancias peligrosas.

En el Anexo Técnico ANX-TEC-06 se presenta la información generada como resultado de la aplicación de la metodología seleccionada (HAZID) para el Análisis Preliminar de Peligros, tal como las hojas de trabajo de la metodología y los criterios aplicados, entre otros acordes a la metodología empleada.

El personal que realizó la identificación de peligros y jerarquización de Escenarios de Riesgo cuenta con conocimiento y experiencia suficiente en las metodologías empleadas y en el Sector Hidrocarburos, especialmente en el área operativa.

V.4.1.2 Antecedentes de accidentes e incidentes en proyectos similares

A continuación, en la Tabla V.66 se presenta un breve concentrado de la información disponible en internet, sobre accidentes e incidentes ocurridos (nacionales e internacionales), en la operación de manejo de gas natural en Proyectos similares (proporcionando el año, ciudad y/o país, el tipo de instalación y sustancia involucrada, tipo de evento, las causas, el nivel de afectación y las acciones realizadas para su atención); ya que no se han registrado incidentes en instalaciones propias de este tipo.

Tabla V.66 Antecedentes de accidentes e incidentes en Proyectos similares

Año	Ciudad, País	Instalación	Sustancia involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
1965	Canvey Island, Essex, RU	Terminal de importación	GNL	Incendio	Se derramó una pequeña cantidad de GNL de un tanque durante las operaciones de mantenimiento. El derrame se inflamó y un trabajador sufrió quemaduras graves.	Daños leves	Se controla fuga.

Año	Ciudad, País	Instalación	Sustancia involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
1968	Portland, OR, EEUU	Terminal de almacena-miento	GNL	Incendio	Cuatro trabajadores que se encontraban dentro de un tanque de almacenamiento de GNL sin terminar, murieron cuando el gas natural de un ducto en el que se estaban realizando pruebas de presión inadvertidamente ingresó al tanque como resultado de aislación inadecuada y luego se incendió.	Daños materiales y humanos	El tanque se dañó a tal punto que fue imposible repararlo. Ni el tanque ni la planta de proceso habían comenzado sus operaciones al momento en que ocurrió el accidente.
1972	Montreal, CAN	Terminal de almacena-miento	GNL	Incendio	Un incendio en un tanque de almacenamiento de GNL de un diseño muy particular, causó que el techo de dicho tanque colapsara, ocasionando la muerte de 40 trabajadores que estaban remendando orificios en el revestimiento no metálico del tanque. Al momento en que ocurrió este accidente, el tanque había estado fuera de servicio durante aproximadamente 11 meses y los trabajadores habían estado trabajando dentro del tanque por 3 meses.	Daños materiales y humanos	La rápida combustión del revestimiento inflamable y del aislante y/o la formación de bolsas de gas natural causó un rápido aumento de la presión interna.
1973	Staten Island, NY	Terminal de almacena-miento	GNL	Explosión	Supuestamente, el tanque se había drenado por completo diez meses antes, pero se produjo una ignición, lo que provocó que se elevara una columna de gas en combustión. El tanque tenía un revestimiento de poliuretano, lo que permitía que el gas quedara atrapado dentro del revestimiento incluso después del líquido había sido drenado.	Daños humanos	Después de que los investigadores sugirieron que el tanque pudo haber sido saboteado, dos trabajadores de TETCo confesaron haber roto el revestimiento para extender la duración de sus trabajos y fueron despedidos. TETCo fue acusado de 40 cargos de homicidio negligente en 1974.
1977	Arzew, AR	Terminal de almacena-miento	GNL	Incendio	Un trabajador en la planta CAMEL murió congelado al ser rociado con el GNL que salía del cuerpo de una válvula con una ruptura encima de un tanque de almacenamiento en tierra. La emisión de GNL fue de aproximadamente 1,500 a 2,000 m^3, pero el vapor de gas resultante no se encendió.	Daños materiales y humanos	El cuerpo de la válvula que tenía la ruptura estaba construido de aluminio fundido. Prácticamente todas las válvulas grandes del proceso criogénico en las instalaciones de GNL ahora se construyen de acero inoxidable.
1979	Cove Point, MD, EEUU	Terminal de almacena-miento	GNL	Explosión	Los sellos defectuosos de un conducto eléctrico permitieron que el vapor de GNL se desplazara de una bomba encajonada al edificio donde se encontraba la conexión eléctrica. El gas natural que quedó confinado dentro de dicho edificio explotó cuando un trabajador de planta accionó	Daños humanos	Como resultado de este accidente, se modificó el Código de Electricidad Nacional de los Estados Unidos (U.S. National Electric Code) (NFPA 70) para evitar que se repita este tipo de accidentes.

Año	Ciudad, País	Instalación	Sustancia involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
					un interruptor para detener la bomba. Murieron dos trabajadores.		
1983	Bontang, IND	Terminal de importación	GNL	Incendio	La columna de licuefacción principal (el gran intercambiador de calor vertical acorazado) en el Tren C se rompió a raíz de excesiva presión interna durante la puesta en marcha después de un paro programado para realizar actividades de mantenimiento. Murieron tres trabajadores por la metralla de la columna. Se apagó el incendio subsecuente en aproximadamente 30 minutos. Se produjo una combinación de la obstrucción de la línea de purga del agua (por error humano) y las fugas internas y esto causó una sobrepresurización del revestimiento.	Daños materiales y humanos	En las terminales de importación de GNL no se utilizan grandes intercambiadores de calor acorazados como el que estuvo implicado en este accidente.
1985	Pinson, AL, EEUU	Terminal de almacena-miento	GNL	Explosión	Las soldaduras de una "placa de conexión" de 8 ¼ pulgadas por 12 en un tanque de aluminio (3 pies de diámetro por 7 de alto) fallaron mientras el tanque estaba recibiendo el GNL que se estaba drenando de la cámara de frío de licuefacción. La plancha fue disparada a un edificio en el que se encontraban la sala de control, la sala de calderas y las oficinas. Algunas de las ventanas de la sala de máquinas estallaron hacia adentro y el gas natural que escapaba del tanque defectuoso ingresó al edificio y se encendió. Seis trabajadores resultaron heridos.	Daños materiales y humanos	Implementación de programa de pruebas no destructivas, y radiografiado de soldaduras.
1989	Thurley, RU	Terminal de almacena-miento	GNL	Incendio	Mientras se enfriaban los vaporizadores en preparación para despachar gas natural, se abrieron las válvulas de drenaje ubicadas en la parte inferior. Una de estas no se cerró cuando arrancaron las bombas y el GNL ingresó a los vaporizadores. En consecuencia, se liberó el GNL a la atmósfera como un chorro de alta presión. La nube de gas resultante se encendió aproximadamente 30 segundos después del comienzo de la emisión. El incendio fugaz abarcó una zona de aproximadamente	Daños materiales y humanos	Se cree que la fuente de ignición fue la luz piloto en uno de los vaporizadores de combustión sumergidos.

Año	Ciudad, País	Instalación	Sustancia involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
					40 metros por 25. Dos operadores recibieron quemaduras en el rostro y en las manos.		
2004	Skikda, ARG	Terminal de almacena-miento	GNL	Fuga, Incendio y explosión	Una emisión de fluido inflamable dentro de uno de los trenes de licuefacción, resulto en explosión e incendio. El origen de la fuga aún se desconoce, pero se piensa que la fuente de ignición fue un calentador localizado en el tren 40 y 30. La ignición de la nube de gas flamable dentro del calentador causó una explosión dentro de este y segundos más tarde se presentaron explosiones más severas entre los trenes 40 y 30. Los trenes 40, 30 y 20 resultaron severamente dañados. Los edificios de mantenimiento y seguridad y control de incendios ubicados a un lado del tren 40 fueron destruidos, así como el cuarto de control de los trenes 40,30 y 20. El número de muertos fue de 27 y otras 74 personas resultaron lesionadas. Estas 97 personas eran trabajadores de la planta. La mayoría de las lesiones fueron causadas por las ondas de sobrepresión y los pedazos de vidrio que fungieron como proyectiles, no por quemaduras. De las 74 personas que no recibieron lesiones fatales, 42 de ellas fueron tratadas y rehabilitadas exitosamente.	Daños materiales y humanos	Los cuatro tanques de almacenamiento de GNL, no resultaron dañados por el incendio o la explosión.
2004	Fedje, NOR	Terminal de almacenamie nto	GNL	Incidente	Un buque tanque de GNL cargado con una tripulación de 14 hombres, quedó a la deriva al oeste de Fedje, en la costa oeste de Noruega, al norte de Bergen. Los motores del buque se habían detenido, y las anclas fueron inútiles debido a un tiempo tormentoso. Los remolcadores recién llegaron al buque cuando este estaba a sólo 30 metros de golpear contra las rocas. Había viento y dado las malas condiciones meteorológicas en la zona.	Daños materiales	Se hicieron los preparativos para evacuar a las 800 personas que viven en la isla de Fedje, por temor a que el buque explotara.
2006	Savannah GA, EEUU	Terminal de importación	GNL	Fuga	Un desastre se evitó al controlar el derrame de un Buque Cisterna de GNL en el sur de la isla de Elba se separó de sus amarras y se alejó del muelle.	Daños materiales	El muelle fue cerrado durante unas 36 horas mientras que los representantes de la Guardia Costera y un ingeniero de GNL de la Comisión Federal

Año	Ciudad, País	Instalación	Sustancia involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
							Reguladora de Energía, investigó el incidente. Este accidente casi cierra las importaciones de GNL en Elba.
2010	Everett, MA, EE. UU.	Transporta-ción	GNL	Incidente	El metanero de 90.000 toneladas de capacidad (TRB) y 289 metros de eslora "Suez Matthew" se quedó sin propulsión en la medianoche sábado 27 de diciembre, cuando se dirigía desde Trinidad hacia el puerto de Boston con un cargamento de GNL. La tripulación y un equipo de especialistas enviado por el armador pudieron localizar y reparar la avería, bajo la atenta supervisión de la Guardia Costera y con la presencia permanente de dos remolcadores.	Daños materiales	Antes de ser autorizado a atracar en los muelles de Everett, el capitán del Puerto de Boston revisó y aprobó las reparaciones realizadas, así como la certificación de estas emitida por Lloyd's Register. El "Suez Matthew" opera bajo la dirección técnica de Hoegh Fleet Services.
2020	Hammerfe st Noruega	Terminal de exportación	GNL	Incidente	El incendio estalló en la entrada de aire de un generador de turbina de gas, donde los filtros probablemente se habían encendido automáticamente después de haber sido obstruidos por insectos.	Sin daños materiales ni humanos	Los servicios de emergencia locales y la propia organización de respuesta a emergencias de Equinor fueron capaces de apagar el fuego generado por el incidente.
2021	Fremantle Australia	Terminal de almacena-miento	GNL	Incendio	Se suspendió la producción de la planta debido a un pequeño incendio propiciado dentro de la plataforma. Se confirmaron fallos eléctricos en las instalaciones a partir del incendio, por lo cual, se evacuaron a los trabajadores del lugar.	Sin daños materiales ni humanos	La zona se puso a salvo gracias a los sistemas instalados y no se propagó más. Todos los trabajadores de la instalación están a salvo y se han contabilizado. Mientras se trabaja para restablecer la energía principal, se ha suspendido temporalmente la producción.
2022	Quintana Island, TEX	Terminal de almacena-miento	GNL	Incendio	El incidente se produjo en los bastidores de tuberías que apoyan la transferencia de GNL desde el área de tanques de almacenamiento de GNL de la instalación a las instalaciones del muelle de la terminal. El fuego y el humo asociado visible a partir de entonces se debieron a la quema de materiales en y alrededor del lugar donde se produjo el incidente, como el aislamiento de las tuberías y el cableado. El incidente fue el resultado de la sobrepresión y la ruptura de un segmento de una línea de transferencia de GNL, lo que provocó el rápido	Sin daños materiales ni humanos	No hubo heridos y el incidente no supuso una amenaza para la comunidad circundante. La compañía dijo que tanto la nube de vapor de GNL como el incendio fueron contenidos dentro de los límites de la instalación y que la ignición inicial duró aproximadamente 10 segundos.

Año	Ciudad, País	Instalación	Sustancia involucrada	Evento	Causa	Nivel de afectación	Acciones realizadas para su atención
					destello de GNL y la liberación e ignición de la nube de vapor de gas natural.		

Fuentes: Varios artículos periodísticos extraídos del internet de accidentes con gas natural licuado.

V.4.1.3 Identificación de peligros y de escenarios de riesgo

El desarrollo de la metodología seleccionada debe ser exhaustiva, considerando todas las líneas, equipos principales, válvulas, conexiones y servicios auxiliares donde se manejen sustancias peligrosas (tóxicas, inflamables, corrosivas, reactivas y explosivas). En esta etapa, el Proyecto identifica todos los peligros inherentes y aquellos peligros que se pueden generar en situaciones específicas derivados de las propiedades fisicoquímicas o características de las sustancias peligrosas manejadas, transportadas y/o almacenadas, así como por sus respectivas condiciones de proceso, evaluando las amenazas y/o formas en las que dichos peligros puedan salirse de control, por lo que se identifican los escenarios de riesgos y en su caso situaciones potenciales que pudieran generar otros riesgos.

Los métodos para la identificación, análisis y evaluación de riesgos son una herramienta muy valiosa para abordar su detección, causa y consecuencias que puedan acarrear. El Estudio de Riesgo tiene la finalidad de atenuar tales riesgos, así como limitar sus consecuencias. Los objetivos principales son los siguientes:

- Identificar y medir los riesgos que se presentan en una instalación industrial para las personas, el medio ambiente y los bienes materiales.
- Reducir los posibles accidentes graves que pudieran producirse.
- Determinar las consecuencias en el espacio y el tiempo de los accidentes, aplicando determinados criterios de vulnerabilidad.
- Analizar las causas de dichos accidentes.
- Discernir sobre la calidad de las instalaciones y operaciones realizadas en el establecimiento industrial.
- Definir medidas y procedimientos de prevención y protección para evitar la ocurrencia y/o limitar las consecuencias de los accidentes.
- Cumplir los requisitos de la normativa nacional e internacional.

V.4.1.3.1 Aspectos para tratar en los análisis de riesgos

Los aspectos de un análisis sistemático de los riesgos que implica un determinado establecimiento industrial, desde el punto de vista de la prevención de accidentes, están íntimamente relacionados con los siguientes aspectos:

- Identificación de eventos no deseados, que pueden conducir a la materialización de un peligro.
- Valoración de las consecuencias y de la frecuencia con que estos eventos pueden presentarse.
- Análisis de las causas por las que estos eventos tienen lugar.

El primer aspecto trata de contestar a la pregunta siguiente: ¿Qué puede ocurrir? Es propiamente la identificación de los riesgos mediante técnicas adecuadas. La siguiente cuestión para resolver es: ¿Cuál es la frecuencia de que ocurra? Se trata de aplicar métodos que puedan determinar la frecuencia de ocurrencia mediante métodos semi cualitativos o bien mediante Análisis Cuantitativos de Riesgo (ACR) que implican aspectos cualitativos. Por último, trata de contestar a la siguiente pregunta: ¿Cuáles son las consecuencias? Se trata de aplicar programas de simulación matemática de análisis de consecuencias.

En la práctica, cuando se analiza desde el punto de vista de la seguridad una determinada instalación se combinan un conjunto de métodos, desde los análisis históricos, combinados con listas de comprobación para después realizar un análisis sistemático mediante HAZID. En determinados casos también se realizan métodos de estimación de frecuencias, que se caracterizan por recurrir a una clasificación de las áreas de una instalación con base en una serie de índices que cuantifican daños como por ejemplo índices de riesgo.

Los métodos generalizados de análisis de riesgos se basan en estudios de las instalaciones y procesos mucho más estructurados desde el punto de vista lógico-deductivo que los métodos comparativos. Normalmente siguen un procedimiento lógico de deducción de fallos, errores, desviaciones en equipos, instalaciones, procesos, operaciones, entre otros que trae como consecuencia la obtención de determinadas soluciones para este tipo de eventos. Existen varios métodos generalizados, los más importantes se muestran en la Tabla V.67.

Tabla V.67 Metodologías de Análisis de Riesgo

Tipo	Nombre
Metodologías de Análisis de Riesgo cualitativas	What If…? / ¿Qué pasa sí?
	Lista de verificación
	Análisis de Peligros y Operatividad (HAZOP)
	Identificación de peligros (HAZID)
	Método Muhlbauer
	Análisis de Modos de Falla y Efecto (FMEA)
	Análisis de Modos de Falla y Efecto y Criticidad (FMEAC)
	Análisis de Confiabilidad Humana (ACH)
Metodologías de Análisis de Riesgo semicuantitativas	Análisis de Capas de Protección (LOPA)
	Análisis Bow-Tie
	Índice Dow
	Índice Mond

Fuente: Guía ARSH.

V.4.1.3.2 Evaluación de riesgos

En cualquier circunstancia, decir que en una instalación determinada puede ocurrir una explosión, incendio o un escape tóxico no es suficiente, sino que se requiere un estudio que indique cuales son los mecanismos o secuencias de acontecimientos por los que el accidente puede tener lugar. El primer suceso de la cadena se conoce como suceso iniciador. Por lo general entre el suceso iniciador y el accidente se encuentra una secuencia de hechos que incluyen las respuestas del sistema y de los operadores, así como otros sucesos concurrentes. Todos estos factores se conocen como elementos del accidente. Para la realización del presente estudio se utilizaron diferentes metodologías para la identificación de peligros y evaluación de riesgos y para la jerarquización de estos, considerando las ventajas que éstas tienen de acuerdo con lo señalado en la Tabla V.68.

Tabla V.68 Selección de metodologías utilizadas

Objetivo	Metodología	Criterio de selección
Evaluación de riesgo	HAZID	Las principales ventajas de un estudio HAZID son la correcta identificación de riesgos y su gestión en una fase temprana del diseño de una instalación. Esto permite registrar y solventar los riesgos para poder evitarlos, mitigarlos o ponerlos de relieve durante el diseño del proyecto, buscando soluciones de cara al cumplimiento de reglamentación legislativa y de gestión. Además, se evitan los retrasos de diseño o construcción que pueden afectar al presupuesto del proyecto. Se utiliza como base para estudios más detallados: identifica las áreas de peligro que deben evaluarse de forma más detallada cuando se encuentre disponible información de la ingeniería básica. Permite contar con un proceso con seguridad inherente: los peligros identificados en la fase conceptual pueden eliminarse del diseño o introducir nuevas medidas de seguridad. Es una forma altamente efectiva, en relación con su coste, para identificar peligros en las etapas iniciales del ciclo de vida de una instalación industrial. El estudio HAZID es una potente herramienta de identificación de riesgos externos, ocupacionales y de instalaciones. Esta técnica puede ser aplicada

Objetivo	Metodología	Criterio de selección
		durante el diseño de las instalaciones, la construcción y la puesta en marcha de estas. La realización de la Matriz HAZID se debe realizar de forma consciente tratando de ser lo más objetivos posibles. Ya que la identificación de los peligros puede evitar daño a los trabajadores y perdidas a las empresas. El proceso de la realización de la matriz es principalmente con visión prevencionista, el proceso inicia con la identificación de peligros y finaliza con la determinación de los controles. Está dentro de las posibilidades del grupo multidisciplinario enmarcar esta visión a fin de prevenir accidentes o enfermedades laborales El objetivo de HAZID es proporcionar información para el posterior análisis de riesgos que se realizará para el medio ambiente, la salud y la seguridad. El informe HAZID también proporciona una valiosa aportación al proceso de diseño basado en el riesgo (Risk Based Design), que nos permitirá minimizar o eliminar los riesgos que se identifican en HAZID en la fase de diseño de futuros proyectos. Las recomendaciones se basan en los hallazgos para mejorar la instalación y mejorar y hacer que el lugar de trabajo sea más seguro.
Cumplimiento con estándares y políticas	Análisis a través de una Lista de Verificación o Check-List	Un Análisis de Lista de Verificación o Check-List, utiliza una lista de puntos de un procedimiento para verificar el estado de un sistema. Las listas de verificación varían ampliamente su nivel de detalle y son frecuentemente utilizadas para indicar el cumplimiento con estándares y políticas. El Análisis Lista de Verificación es fácil de usar y puede ser aplicado a cualquier etapa del tiempo de vida de un proyecto. Una lista de verificación detallada provee las bases para una evaluación estándar de los peligros de un proceso. Puede ser tan extenso como necesario para satisfacer una situación específica, pero debe ser aplicada rigurosamente para identificar problemas que requieren mayor atención. Las listas de verificación de peligros genéricas son frecuentemente combinadas con otras metodologías de evaluación de riesgos para evaluar situaciones peligrosas. Las listas de verificación están limitadas por la experiencia del autor; por lo tanto, estas deben ser desarrolladas por autores que tengan amplia experiencia con el sistema que se está analizando. Frecuentemente, las listas de verificación son creadas por simple organización de la información a partir de códigos, estándares y regulaciones. Las listas de verificación deben ser vistas como documentos de vida y deben ser auditadas y actualizadas regularmente. Utiliza una relación de temas o puntos específicos para verificar el estado de un sistema con una referencia externa, identifica tipos de riesgos conocidos, deficiencias de diseño y situaciones potenciales de accidentes asociados con el proceso y su operación común.
Jerarquización de riesgos	Matriz de consecuencias	Considera criterios de probabilidad o frecuencia y Magnitud de las Consecuencias, para determinar y Jerarquizar. El grado de riesgo, con la finalidad de priorizar las recomendaciones de eliminación, minimización y control.

Fuente: Elaboración propia.

V.4.2 Descripción de las metodologías para la identificación y evaluación de riesgos

Anteriormente el cálculo de la probabilidad de riesgo era un ejercicio de cálculos teóricos complejos. Tales cálculos estaban basados en probabilidades que eran fácilmente cuestionables de ocurrir en escenarios reales. En realidad, el margen de incertidumbre era bastante alto por el gran número de suposiciones requeridas en dichos cálculos. En muchas situaciones, algunos aspectos de riesgo estaban basados más en suposiciones que en evidencias reales. Por lo tanto, la metodología utilizada para la identificación de riesgos en el Proyecto se describe en el apartado siguiente:

V.4.2.1 Identificación de peligros (HAZID)

El Estudio de identificación de peligros (HAZID) divide un proceso en partes y componentes para un análisis detallado, identificando los puntos del proceso que pueden causar riesgos para la seguridad del personal de la instalación analizada. Para realizar un HAZID se deberá diseñar una jerarquía de control de la instalación, que será la base para el posterior análisis que se realizará. La jerarquía de control es el método

para controlar el proceso durante las fases tempranas. Esto es que para la correcta aplicación de HAZID se deberán utilizar herramientas que midan diferentes parámetros del proceso para definir un método de control definitivo que asegure la mitigación total o parcial de los riesgos que se generen durante el proceso. El objetivo será diseñar un sistema que genere diversos KPI's (Key Point Indicators) que serán los indicadores que se deberán controlar para garantizar la seguridad del proceso final.

El estudio HAZID se basa en una herramienta de identificación de riesgos integrada en el proyecto en el momento en que se dispone de los diagramas de flujo de procesos, los borradores de los balances de masa y temperatura y las hojas de planos. También es necesaria la recopilación de información sobre datos geotécnicos, ambientales y de infraestructuras existentes, ya que constituyen una fuente de riesgos externos. El método consiste en una herramienta de diseño que ayuda a organizar los informes HSE en un proyecto. La "Técnica de tormenta de ideas" normalmente conlleva la participación del personal de ingeniería, gestión de proyectos, mantenimiento y operaciones del cliente y del diseñador. Las principales averiguaciones y calificaciones de riesgos permiten cumplir con los requisitos HSE, y forman parte del Registro de Riesgos del proyecto que suelen solicitar las autoridades responsables de la concesión de licencias.

Procedimiento de aplicación de un proyecto HAZID: Intenta explicar cuál es el flujo usual dentro de un proyecto HAZID, donde utilizan las herramientas y técnicas que conforman definir una propuesta para una metodología estándar para su aplicación.

En primer lugar, se divide el proceso en áreas y nodos. Las áreas son partes del proceso que cumplen una función concreta y los nodos son partes que realizan una tarea determinada dentro de esta área. Con este objetivo, el último paso del HAZID será: si el sistema presenta debilidades se diseñarán nuevos métodos de control o se robustecerán los existentes.

El punto de estudio más relevante dentro de la metodología del HAZID serán los métodos de control y de análisis que se utilicen durante el proyecto. Así no solo será muy importante para su buena aplicación el contar con un grupo de expertos en las diferentes partes del proceso estudiado, sino también contar con un experto en las diferentes técnicas cualitativas para el análisis de los parámetros pertinentes en cada una de estas partes y uno en los métodos de control que se vayan a utilizar. Los estudios HAZID son muy distintos entre sí, pues estas técnicas de control y análisis serán diferentes para cada proyecto que vayamos a estudiar.

Durante esta parte del trabajo se utilizan las herramientas más importantes de este método de estudio y luego se estandariza un flujo de trabajo para la realización de un proyecto HAZID, tomando diferentes ejemplos con las herramientas que se analizaron.

El método del estudio HAZID es una combinación de la identificación y análisis de los riesgos contemplados en una lista de verificación que se divide en ocho categorías de peligros (fuego y explosión, peligros inherentes de procesos, sistemas auxiliares, mantenimiento, peligros de la naturaleza y ambientales, efectos de los alrededores sobre la planta, efecto de las actividades sobre el ambiente y peligros por actividades humanas) para las cuales se utilizan palabras guía que ayudan a establecer el escenario pautado para la tormenta de ideas, también llamada brainstorming, técnica en la cual se requieren sesiones conjuntas con los equipos expertos que han intervenido en el desarrollo o diseño del proyecto como personal de ingeniería, instrumentación, mantenimiento, operaciones que identifican y analizan los riesgos externos, ocupacionales y de la propia instalación a los que se encuentra sometido el proyecto. Por tanto, es desarrollado por un equipo multidisciplinario que se encarga de realizar la intención del diseño y las condiciones normales de operación del área, identificar las posibles causas y consecuencias del peligro (un peligro puede considerarse "significativo" si tiene una causa creíble y puede tener consecuencias perjudiciales), identificar las salvaguardas, mitigaciones y medidas de control existentes incluidas en el diseño, llevar a cabo una clasificación de los riesgos en función de su seguridad o impactos ambientales e identificar recomendaciones y partes de acción si se requiere una mayor mitigación.

V.4.2.1.1 Paso 1 Identificación

Una vez identificadas las palabras guía, el equipo multidisciplinario que conoce los diferentes fenómenos a considerar, definirá los riesgos potenciales y las consecuencias de cada una de las palabras guía y se enumerarán los métodos de control considerados en el diseño para evitar la ocurrencia de estos fenómenos. Esta información conformará la matriz básica para llevar a cabo un estudio HAZID. Una vez conformada la matriz con toda la información requerida, el equipo en mención clasificará la gravedad de los riesgos identificados y la probabilidad de que estos ocurran basándose en los controles existentes.

En la fase inicial del análisis de riesgo, se determina el fenómeno. Se conceptualiza fenómeno a la acción o al hecho concreto que provoca el riesgo que se analiza. El identificar el fenómeno se da desde el punto principal de la vista prevencionista. Así se tiene una idea clara de las acciones necesarias para evitar que estos se manifiesten.

La identificación de peligros es importante y se debe dar de forma totalmente consciente. Ya que es el inicio de todo el desarrollo. Y es la base para desarrolla toda la matriz el utilizar medidas objetivas ayudaran a evitar el error. Se desarrollan diversas técnicas para la descripción y el análisis del caso y comprenderlo cabalmente. Herramientas como el 5W1H (Whath, Where, When, Who, Why, How) son herramientas que mantiene una plantilla. El que el dónde, cuando, quien, por qué, y cómo, ayudan a comprender en mayor medida el fenómeno.

V.4.2.1.2 Paso 2 Proceso

Estos proyectos se realizarán por los expertos correspondientes en cada una de las áreas o procesos dónde encontramos los riesgos a estudiar. Y, aunque las herramientas utilizadas y procedimientos para el estudio sean siempre diferentes, la estructura que presentarán los proyectos será idéntica.

Cabe destacar que, el equipo multidisciplinario debe contar con un coordinador independiente y experimentado en HAZID para que el equipo siga correctamente el procedimiento. El coordinador promoverá las discusiones cuando sea necesario, dejando que los miembros del equipo puedan arribar a soluciones. Si no se arriba a soluciones en forma inmediata, se toma nota del problema para que, con posterioridad, se tomen las acciones correspondientes.

Comprender el fenómeno.

Durante el proceso de producción del HAZID se identifica el fenómeno que produce el riesgo. Una vez identificado el fenómeno se investiga y se desarrollan las posibles causas. Para esto el grupo de expertos juntan las ideas en la lluvia de ideas, los expertos exponen las debilidades del diseño las causas y el fenómeno que puede desembocar. Luego el equipo elimina las causas que no son posibles. Herramientas que también se usan son las 4 M (Man, Method, Machine, Material). Y al focalizar el análisis, podemos identificar las causas principales que ocasionan el fenómeno.

Ventajas

- Las principales ventajas de un estudio HAZID son la correcta identificación de riesgos y su gestión en una fase temprana del diseño de una instalación. Esto permite registrar y solventar los riesgos para poder evitarlos, mitigarlos o ponerlos de relieve durante el diseño del proyecto, buscando soluciones de cara al cumplimiento de reglamentación legislativa y de gestión. Además, se evitan los retrasos de diseño o construcción que pueden afectar al presupuesto del proyecto.
- Se utiliza como base para estudios más detallados: identifica las áreas de peligro que deben evaluarse de forma más detallada cuando se encuentre disponible información de la ingeniería básica. Permite contar con un proceso con seguridad inherente: los peligros identificados en la fase conceptual pueden eliminarse del diseño o introducir nuevas medidas de seguridad. Es una forma altamente efectiva, en relación con su coste, para identificar peligros en las etapas iniciales del ciclo de vida de una instalación industrial.

- El estudio HAZID es una potente herramienta de identificación de riesgos externos, ocupacionales y de instalaciones. Esta técnica puede ser aplicada durante el diseño de las instalaciones, la construcción y la puesta en marcha de las mismas.
- La realización de la Matriz HAZID se debe realizar de forma consciente tratando de ser lo más objetivos posibles. Ya que la identificación de los peligros puede evitar daño a los trabajadores y perdidas a las empresas.
- El proceso de la realización de la Matriz es principalmente con visión prevencionista, él proceso inicia con la identificación de peligros y finaliza con la determinación de los controles. Esta dentro de nuestras posibilidades el enmarcar esta visión a fin de prevenir accidentes o enfermedades laborales.

V.4.2.1.3 Desarrollo HAZID (Identificación de peligros)

Para la fase de Ingeniería y diseño inicial, se llevó a cabo una revisión preliminar de identificación de peligros (HAZID) con el fin de identificar todos los peligros con potencial para causar un accidente grave en la instalación. Se tuvieron en cuenta todas las instalaciones de procesos y servicios en las que se manipulan todas las sustancias peligrosas.

En el Anexo Técnico ANX-TEC-03 se presentan los siguientes diagramas de flujo de proceso y servicios utilizados en la metodología HAZID:

- Diagrama de flujo de proceso. Instalación de entrada y sistema de eliminación de mercurio. P21-003-ARG-83-22-PFD-01.
- Diagrama de flujo de proceso. Sistema de BOG y EFG. P21-003-ARG-83-23-PFD-01.
- Diagrama de flujo de proceso de sistema de eliminación de HHC P21-003-ARG-83-25-PFD-01_C2.
- Diagrama de flujo de proceso. Tren de licuefacción y Refrigeración 1. P21-003-ARG-83-26-PFD-01.
- Diagrama de flujo de proceso. Unidad de eliminación de gases ácidos-Sección de absorción. P21-003-ARG-83-28-PFD-01.
- Diagrama de flujo de proceso. Sistema de tratamiento de gas combustible. P21-003-ARG-83-45-PFD-01.
- Diagrama de flujo de proceso. Unidad de eliminación de gases ácidos-Sección de regeneración de aminas. P21-003-ARG-83-28-PFD-02.
- Diagrama de flujo de servicios. Sistema de medio refrigerante-CM VC. Intercambio de agua de mar. P21-003-ARG-83-40-UFD-01.
- Diagrama de flujo de servicios. Sistema del medio refrigerante. Distribución de la licuefacción. P21-003-ARG-83-40-UFD-02.
- Diagrama de flujo de servicios. Sistema del medio refrigerante. Distribución del tratamiento de gases. P21-003-ARG-83-40-UFD-03.
- Diagrama de flujo de servicios. Medio calefactor. Circuito WHRU y HT. P21-003-ARG-83-41-UFD-01.
- Diagrama de flujo de servicios. Sistema del medio calefactor. Circuito LT. P21-003-ARG-83-41-UFD-02.
- Diagrama de flujo de servicios. Sistema de quemador frío. P21-003-ARG-83-43-UFD-01.
- Diagrama de flujo de servicios. Sistema de quemador HP. P21-003-ARG-83-43-UFD-02.

El taller de HAZID se celebró del 4 al 6 de marzo de 2024 en la oficina de Aragon, Fantoftvegen 2, 5072 Bergen, Noruega; y por videoconferencia y pantalla compartida para los asistentes remotos. Al taller asistió personal representante de las áreas de dirección, diseño, proceso, seguridad, operaciones y expertos técnicos de Sempra, Exmar, Aragon y BVS M&O, que facilitaron e informaron del taller.

El equipo del taller realizó una lluvia de ideas sobre los principales peligros relacionados con los hidrocarburos (pérdida de contención) y no relacionados con los hidrocarburos (como caída de objetos, escape y evacuación) para comprender lo siguiente:

- Módulos principales de la parte superior de la Unidad FLNG:
  - M10: LNG de evaporación rápida, gas combustible, gas de ebullición (BOG)/gas combustible de emergencia (EFG), reposición de refrigerante mixto y tren 1 de IPSMR.
  - M20: Unidad de deshidratación y eliminación de hidrocarburos pesados (Heavy Hydrocarbon Removal, HHCR) y tren 2 de IPSMR.

- M30: Instalación de entrada, Unidad de extracción de mercurio (Mercury Removal Unit, MRU), Unidad eliminadora de gases ácidos (Acid Gas Removal Unit, AGRU) y tren 3 de IPSMR.

- Servicios básicos de la parte superior de la Unidad FLNG:
  - M40: Módulo de medio calefactor, generación de energía y de servicios básicos.
  - M45: Sala de cuadros de distribución y sala de servicios básicos.
  - Quemadores y tambores separadores (proa).

- Zona de carga de la Unidad FLNG: Almacenamiento de GNL (5 tanques de carga), sistemas de manipulación de la carga, colector de descarga, sala de máquinas de carga, succión y descarga de SW en la parte superior:
  - Parte de proa de la Unidad FLNG: Tanques de refrigerante mixto (MR).
  - Parte de popa de la Unidad FLNG: Edificio de oficinas, tanques de vertido, espacios para maquinaria.
  - Atraque e interconexión de la Unidad FLNG en el Jetty.
  - Operaciones de la Unidad FLNG: atraque en la Unidad FLNG, descarga con mangueras STS y salida.

Durante este estudio HAZID, se identificaron un total de 362 escenarios y se clasificaron 201 en función del riesgo y 161 los escenarios no se clasificaron en función del riesgo.

Como resultado general de este estudio, entre los escenarios clasificados en función del riesgo durante el taller HAZID, no se identificó ningún escenario de Riesgo Alto. Además, un total de 35 de 201 (17.4 %) escenarios clasificados en función del riesgo fueron asignados con un Riesgo Medio (solo con respecto a la Seguridad del personal), mientras que un total de 166 de 201 (82.6 %) escenarios fueron asignados con un Riesgo bajo.

Los escenarios asignados con un Riesgo medio están relacionados con lo siguiente:

En la parte superior:

- Fuga de gas HP, fugas de vapor HP MR en cada módulo (M10, M20, M30).
- Fuga de LGN del HHCR y del receptor de LGN en el módulo M20.
- Lechos de deshidratación/HHCR durante la sustitución en el módulo M20.
- Daños en el revestimiento de los lechos de deshidratación/HHCR ocasionados por ciclos térmicos demasiado frecuentes a altas temperaturas en el módulo M20.
- Caída de objetos desde las grúas en cada módulo.
- Vibración inducida acústicamente en cada módulo.
- Corrosión de equipos/tuberías (externas e internas) en cada módulo.

En sistemas de almacenamiento y marinos:

- Fuga de GNL en el sistema de manipulación de líquidos de carga y en el colector de descarga.
- Fuga de gas HP de una manguera HP aguas arriba de la instalación de entrada M30 ESDV.
- Caída de objetos desde las grúas.
- Corrosión de equipos/tuberías (externa e interna).

En la interfaz del muelle:

- Caída de objetos desde las grúas.
- Fallo de amarre del CGNL que provoca un evento de retroceso brusco.
- Corrosión de equipos/tuberías (externa e interna).

Durante el estudio HAZID, se emitieron 42 recomendaciones en total (ver punto V.8.3). Estas recomendaciones representan salvaguardias adicionales / alternativas que se pueden aplicar para mitigar aún más los riesgos.

El objetivo del taller de revisión del HAZID era garantizar que los riesgos de seguridad y operativos de la LNG se eliminen o reduzcan al nivel tan bajo como sea razonable en la práctica (ALARP) para identificar lo siguiente:

- Principales peligros relacionados con los hidrocarburos (pérdida de contención) y peligros no relacionados con los hidrocarburos (como caída de objetos, escape y evacuación comprometidos u obstruidos).
- Impactos de los módulos de la parte superior de la Unidad FLNG y su disposición en relación con la seguridad del personal, el medio ambiente y los riesgos de operación.
- Todos los acontecimientos accidentales importantes y otros peligros relevantes para el proyecto y sus operaciones.
- La aplicación de posibles medidas paliativas y preventivas para reducir los riesgos.
- Cualquier oportunidad de acción para la reducción de riesgos (como estudios de seguridad o de evaluación de consecuencias que deban realizarse en futuras fases de ingeniería).
- Las partes responsables de resolver las acciones identificadas.

La sesión del taller incluyó algunas presentaciones para establecer una base de comprensión para los asistentes al taller:

- Descripción del proyecto (Exmar).
- El alcance del trabajo y la metodología HAZID (BVS M&O).

Se utilizó la técnica HAZID junto con categorías de peligro y palabras clave para centrar la atención en el Los trabajos del taller se grabaron con el programa PHA-Pro8, suministrado por Sphera, y se compartieron con todos los participantes para que pudieran observar las grabaciones y dar su conformidad con estas.

En el Anexo Técnico ANX-TEC-05 se incluyen las hojas de trabajo del estudio HAZID detalladas.

La metodología HAZID se aplica de acuerdo con la norma EN ISO 17776 "Directrices sobre herramientas y técnicas para la identificación de peligros y la evaluación de riesgos".

De acuerdo con el alcance de trabajo, se definieron los nodos y las categorías de peligro para estructurar el taller HAZID. Los nodos y las categorías de peligro se enumeran en la Tabla V.69. Las palabras clave de cada categoría de peligro presentadas en la Tabla V.70 se utilizaron como guía durante el taller de HAZID para facilitar la lluvia de ideas e identificar causas peligrosas concretas, junto con sus consecuencias.

Tabla V.69 Nodos y categorías de peligros

Número	Nodo	Subnodo	Categorías de peligros
1	Disposición de la FLNG (parte superior)	A. Módulo de parte superior M10 (LNG de evaporación rápida, gas combustible, BOG/EFG, reposición de MR y tren 1 de IPSMR)	Peligros de pérdida de contención, manipulación de materiales, operativos Fallos estructurales/mecánicos
		B. Módulo de parte superior M20 (sistema de deshidratación y HHCR, y tren 2 de IPSMR)	Peligros de pérdida de contención, manipulación de materiales, operativos Fallos estructurales/mecánicos
		C. Módulo de parte superior M30 (instalación de entrada, MRU, AGRU y tren 3 de IPSMR)	Peligros de pérdida de contención, manipulación de materiales, operativos Fallos estructurales/mecánicos
		D. Módulos de parte superior de servicios básicos: - M40 (Módulo de medio calefactor, generación de energía y servicios básicos). - M45 (Sala de cuadros de distribución y sala de servicios básicos). - Quemadores y tambores separadores (proa).	Peligros de pérdida de contención, manipulación de materiales, operativos Fallos estructurales/mecánicos
2	Sistemas de almacenamiento y marinos de la Unidad FLNG	A. Almacenamiento de GNL (5 tanques de carga), maquinaria de carga/salas eléctricas y colector de descarga, refrigeración SW en la parte superior	Peligros de pérdida de contención, manipulación de materiales, operativos Fallos estructurales/mecánicos
		B. Proa y popa: - Proa: Tanques de MR,	Peligros de pérdida de contención, manipulación de materiales, operativos

Número	Nodo	Subnodo	Categorías de peligros
		- Popa: Edificio de oficinas, tanques de vertido, espacios para maquinaria.	Fallos estructurales/mecánicos
		C. FLNG, estructura, amarre e interconexión con el muelle	Peligros de pérdida de contención, manipulación de materiales, operativos Fallos estructurales/mecánicos
3	FLNG operaciones de la Unidad FLNG	Aproximación del CGNL, atraque en la Unidad FLNG, descarga con mangueras STS y salida.	Peligros de pérdida de contención, manipulación de materiales, operativos
4	Generalidades		Situaciones de emergencia Peligros naturales. Impacto de los efectos externos

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.70 Categorías de peligros y palabras clave

Número	Categoría de peligro	Palabras clave
1	Pérdida de contención	- Gas - Medio de baja temperatura Hidrocarburos líquidos - Productos químicos - Gases ácidos Gases de escape - Medio corrosivo Medio tóxico - Medio caliente
2	Manipulación de materiales	- Inaccesibilidad del área - Operación de elevación, caída de objetos
3	Peligros operativos	- Fallos del sistema/servicios básicos Operaciones simultáneas - Errores humanos
4	Fallos estructurales/mecánicos	- Corrosión, fatiga, colapso
5	Situaciones de emergencia	- Apagón - Liberación de gas - Desprendimiento de líquidos a baja temperatura Fuego - Explosión - Problemas de amarre
6	Peligros naturales	- Condiciones meteorológicas extremas Acontecimientos extremos del lecho marino - Fenómenos geológicos (terremotos, tsunamis) - Fenómenos hidrometeorológicos (huracanes, inundaciones) Crecimiento marino
	Acontecimientos externos	- Acontecimientos externos de incidencia directa o indirecta (colisión con buque autorizado o no autorizado, impacto de helicóptero, incendios, etc.) Fenómenos socio-organizativos (terrorismo, sabotaje, vandalismo) Proximidad a una instalación industrial adyacente / Uso del suelo (incendios, explosiones, vertidos tóxicos)

Fuente: Elaboración propia.

En la medida de lo posible, todos los peligros se mitigaron con las salvaguardias adecuadas existentes o previstas (preventivas o de mitigación) para reducir los riesgos.

Si las salvaguardias se consideraban insuficientes, se formularon recomendaciones, como salvaguardias (preventivas o de mitigación) que se debían añadir o modificar.

Los esfuerzos se centraron en la elaboración de recomendaciones que tuvieran la máxima efectividad y evitaran los controles a nivel administrativo o de equipo de protección personal.

V.4.2.2 Lista de Verificación

La Lista de Verificación tiene como objetivo identificar posibles desviaciones respecto de los requerimientos técnicos de la ASEA, en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente; mediante un Análisis Lista de Verificación; aplicables al Proyecto.

V.4.2.2.1 Alcances

Revisar el cumplimiento de cada uno de los lineamientos técnicos establecidos en las "Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para el Diseño, Construcción, Pre-arranque, Operación, Mantenimiento, Cierre, Desmantelamiento y Abandono de las Instalaciones de Licuefacción de Gas Natural; aplicables a la etapa de diseño del Proyecto. El documento define los lineamientos técnicos, que el proyecto "Vista Pacífico LNG", cumple, no cumple o no aplican.

V.4.2.2.2 Metodología

Para la elaboración de la lista de verificación, se debe delimitar el alcance del estudio, de acuerdo con la etapa correspondiente de la misma. Para este proyecto, la Lista de Verificación aplicada contempla solo la etapa de diseño de las instalaciones.

El procedimiento de aplicación es el siguiente:

- Se define el alcance del Proyecto.
- Se elabora una lista de verificación que cubra adecuadamente el alcance.
- El equipo que aplica la lista de verificación analiza cada elemento del proceso o sistema y revisa si los requisitos de la lista de verificación están presentes.

Para este estudio se elaboró una Lista de Verificación con base en las "Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para el Diseño, Construcción, Pre-arranque, Operación, Mantenimiento, Cierre, Desmantelamiento y Abandono de las Instalaciones de Licuefacción de Gas Natural"; establecidas por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos y publicada en el Diario Oficial, el 9 de julio de 2018.

El objeto de estos lineamientos es establecer las obligaciones, requisitos y elementos técnicos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente que los Regulados deberán cumplir para el Diseño, Construcción, Pre-Arranque, Operación, Mantenimiento, Cierre, Desmantelamiento y Abandono de las Instalaciones en las que se realiza la actividad de Licuefacción de Gas Natural del Sector Hidrocarburos, con la finalidad de prevenir daños a la población, al medio ambiente y a las Instalaciones.

Estos lineamientos son de observancia general y obligatoria para los Regulados que realicen la actividad de Licuefacción de Gas Natural.

El contenido de las Disposiciones administrativas de carácter general, considerado en la Lista de Verificación para el Proyecto, es el siguiente:

- Capítulo III. Diseño de las Instalaciones de Gas Natural Licuado.
- Sección I. Sistemas de Seguridad en las Instalaciones de Licuefacción de Gas Natural.
- Capítulo IX. Instalaciones Marinas.
- Sección I. Diseño de las Instalaciones de Gas Natural Licuado.

La Lista de Verificación refiere en su primera columna, la Sección de las Disposiciones administrativas de carácter general que se está atendiendo para el presente Proyecto. (ver Anexo Técnico ANX-TEC-06).

V.4.2.3 Jerarquización de escenarios de riesgo

La jerarquización de los escenarios de riesgos identificados se incluye en la Tabla V.75 (resumen) y en el Anexo Técnico ANX-TEC-06 Apéndice B Hojas de trabajo HAZID. La jerarquización de los escenarios de riesgos identificados, se llevó a cabo con los criterios que han sido presentados para la ponderación de

frecuencia, con este proceso fue posible conocer la región en que se encuentra el riesgo identificado ("No tolerable", "Tolerable/Indeseable", "Tolerable" "Tolerable/Ampliamente Aceptable.

En la tabla de jerarquización se presentan los riesgos identificados con base a las frecuencias, consecuencias ponderadas y la región de riesgo con la cual queda identificada (ver Anexo Técnico ANX-TEC-06 Apéndice B Hojas de trabajo HAZID).

En diferentes tipos de industrias, incluida la petrolera, se realizan herramientas que permiten realizar una estimación del riesgo. El riesgo tiene dos componentes: i) la frecuencia de ocurrencia de un evento indeseado y ii) la magnitud de las consecuencias de ese evento. Debido a lo anterior, existen procesos en los que se identifican una gran cantidad de riesgos, como riesgo de daños al personal a la población al medio ambiente o al negocio. Contar con una metodología para valorar los niveles de riesgo es importante cuando el conjunto de riesgos identificados es amplio y los recursos para su control o reducción son limitados. El valorar los niveles de riesgo y asignar prioridades a la atención de las recomendaciones, permite un manejo adecuado de los recursos. Una escala de valores de riesgo se diseña para contar con una medida de comparación entre diversos. Aunque un sistema de este tipo puede ser relativamente simple, la escala debe representar valores que tengan un significado para la organización y que puedan apoyar la toma de decisiones. Esta escala cumple con las siguientes características:

- Es simple de entender y fácil de usar.
- Incluye todo el espectro de frecuencia de ocurrencia de escenarios de riesgo potenciales.
- Describe detalladamente las consecuencias en cada categoría (personal, población, medio ambiente y negocio).
- Define claramente los niveles de riesgo tolerable, ALARP y no tolerable.

Las matrices de riesgos normalmente son empleadas para calificar inicialmente el nivel de riesgo y podría ser la primera etapa dentro de un análisis cuantitativo de éstos. Esta matriz aplica única y exclusivamente para la organización que la desarrolla. Las matrices de riesgos son gráficas en dos dimensiones en cuyos ejes se presenta la categoría de frecuencia de ocurrencia y la categoría de severidad de las consecuencias sobre él personal, la población, el medio ambiente y el negocio. Esas matrices están divididas en regiones que representan los riesgos tolerables, en región ALARP y los no tolerables. Por un lado, las ventajas en el uso de las matrices de riesgos son, entre otras, las siguientes:

- Son simples de entender y fáciles de aplicar.
- Bajo costo de aplicación.

Por otro lado, algunas de las desventajas que se tienen al utilizar las matrices de riesgo son las siguientes:

- La evaluación de la frecuencia de ocurrencia es subjetiva, de "Muy Frecuente" a "Muy raro".
- Las categorías de frecuencia y de consecuencias son cualitativas y generan un alto grado de incertidumbre.

Para cada escenario se realizó una clasificación de riesgos evaluando la gravedad de las consecuencias y la probabilidad del escenario según la matriz de aceptación de riesgos que figura a continuación.

La clasificación de riesgos se realizó y acordó como un equipo HAZID con responsabilidad/propiedad asignada a las siguientes personas:

- D. Weimer (Sempra).
- T. Gilbert (Exmar).

El proceso de evaluación de riesgos se llevó a cabo para evaluar el riesgo actual, es decir, el riesgo asociado al escenario pertinente teniendo en cuenta la presencia y los beneficios asociados de las salvaguardias existentes o previstas.

El Riesgo (R) se define como una combinación de la Probabilidad (L) y la Gravedad (S) de las consecuencias de un escenario determinado. La aceptabilidad de un escenario se evalúa en función de los criterios de aceptación de riesgos que figuran en una matriz de riesgos, en la que se abordan los riesgos de seguridad del personal, daños al medio ambiente y daños a los activos. Para este estudio, solo se evaluó la seguridad del personal y los daños medioambientales.

En todos los casos, el equipo del taller acordó las recomendaciones independientemente del proceso de evaluación de riesgos. En particular, podría identificarse una recomendación incluso si el riesgo asignado (riesgo actual) condujera a un riesgo bajo.

La Tabla V.71 y Tabla V.72 presentan los índices de probabilidad y los índices de gravedad de las consecuencias, respectivamente, utilizados en proyectos anteriores de Exmar.

Tabla V.71 Probabilidad (L)

Nivel	Ocurrencia/Frecuencia anual	Palabra descriptiva	Definición
1.a	>1	Muy frecuente	Ocurre más de una vez al año
1.b	de 1 a 0.2	Moderadamente frecuente	Ocurre entre una vez al año y una vez cada 5 años
1.c	de 0.2 a 0.1	Frecuente	Ocurre entre una vez cada 5 años y una vez cada 10 años
2	de 10-1 a 10-2	Probable	Ocurre entre una vez cada 10 años y una vez cada 100 años
3	de 10-2 a 10-3	Ocasional	Ocurre entre una vez cada 100 años y una vez cada 1000 años
4	de 10-3 a 10-4	Remoto	Ocurre entre una vez cada 1,000 años y una vez cada 10,000 años
5	de 10-4 a 10-5	Extremadamente remoto	Ocurre entre una vez cada 10,000 años y una vez cada 100,000 años
6	de 10-5 a 10-6	Improbable	Ocurre entre una vez cada 100 000 años y una vez cada 1,000,000 de años
7	<10-6	Imposible	Ocurre menos de una vez en 1,000,000 de años

Fuente: Guía ARSH.

Tabla V.72 Probabilidad (L)

Nivel	Palabra descriptiva	Lesiones físicas / Personal de planta	Medioambientales			Económicos		Calidad e imagen
			Efectos	Vertidos	Escape accidental de gas	Costo de reposición de activos	Pérdida de producción	
1	Catastrófico	Más de 10 víctimas mortales o Más de 100 heridos	Efectos masivos	Vertidos incontrolados >9000 Bls/ 1400 m^3	> 300 Kg* o >1 Kg/s x 5 min	> $100 MM	Paralización de la producción durante más de 2 años	Impacto internacional/sobre los clientes
2	Mayor	De 1 a 10 víctimas mortales o de 11 a 100 heridos	Efectos importantes	Vertidos contenidos 2000 a 9000 Bls / 320 a 1400 m^3		$10 MM - $100 MM	Paralización de la producción de 2 meses a 2 años	Impacto nacional/ empresarial
3	Grave	De 2 a 10 heridos	Efectos locales	Vertidos contenidos de 150 a 2000 Bls / de 24 a 320 m^3	1-300 kg 0.1 - 1 Kg x 2 min	$2 MM - $10 MM	Paralización de la producción de 2 semanas a 2 meses	Impacto regional/ Unidad de negocio
4	Menor	1 LTI o lesión permanente	Efectos menores	Vertidos contenidos <150 Bls / 24 m^3		$150 k - $2 MM	Paralización de la producción de 2 días a 2 semanas	Impacto local / sobre la gestión de procesos
5	Leve	1 herida leve	Efectos insignificantes	Derrame en cubierta	< 1 Kg** o < 0.1 Kg/s x 2 min	< $150 k	Producción afectada menos de un día	Impacto interno / sobre el proceso o la actividad
6	Insignificante	0 heridos	No	Sin vertido	Sin liberación	< $2,5 k	Producción no afectada	Sin impacto

* Basado en la liberación de líquido-vapor en 2 fases, contando la masa líquida. > 300kg de hidrocarburos podría generar una nube de vapor explosiva de 3000 m^3, > 1 Kg/s podría generar un dardo de fuego de 10m de largo, capaz de escalar significativamente. Alternativamente, podría dar lugar a un incendio de charco de más de 10m de diámetro.

** Basado en la liberación de líquido-vapor en 2 fases, contando la masa de líquido. < 1kg podría generar una nube de vapor explosiva de 10m^3. < 0.1 Kg/s podría generar un dardo de fuego de menos de 5m de longitud. Alternativamente, podría dar lugar a un incendio de charco de menos de 2m de diámetro.

Fuente: Elaboración propia.

La Tabla V.73 presenta la matriz de aceptación de riesgos solo para el aspecto de personal, lo que se ajusta a la norma EN 1473 para los riesgos para el personal de la planta; y la Tabla V.74 presenta la matriz de aceptación de riesgos para los aspectos de medio ambiente, activos, calidad e imagen.

Para las clases de menor frecuencia y consecuencia, las categorías de riesgo se han definido con mayor precisión para mejorar su utilización durante una evaluación cualitativa del riesgo. En ambas matrices de aceptación de riesgos, un peligro grave se define como un peligro en la zona intolerable.

Tabla V.73 Matriz de aceptación de riesgos - Personal

MATRIZ DE RIESGOS										
Frecuencia Rango / Clase de consecuencia		7	6	5	4	3	2	1.c	1.b	1.a
		Imposible	Improbable	Extremadamente remoto	Remoto	Ocasional	Probable	Frecuente	Moderadamente frecuente	Muy frecuente
1	Catastrófico	L	M	M	H	H	H	H	H	H
2	Mayor	L	L	M	M	H	H	H	H	H
3	Grave	L	L	L	M	M	H	H	H	H
4	Menor	L	L	L	L	M	M	H	H	H
5	Leve	L	L	L	L	L	M	M	M	H
6	Insignificante	L	L	L	L	L	L	M	M	M

Categorías de riesgo	Descripción
Bajo (L)	Aceptable: No se requieren medidas adicionales
Medio (M)	ALARP: Desarrollar posibles medidas de mitigación y demostrar ALARP (tan bajo como sea razonable en la práctica)
Alto (H)	No aceptable: Reducción de riesgos obligatoria

Fuente: Guía ARSH.

Tabla V.74 Matriz de aceptación de riesgos - Riesgos medioambientales, económicos y de calidad e imagen

MATRIZ DE RIESGOS										
Frecuencia Rango / Clase de consecuencia		7	6	5	4	3	2	1.c	1.b	1.a
		Imposible	Improbable	Extremadamente remoto	Remoto	Ocasional	Probable	Frecuente	Moderadamente frecuente	Muy frecuente
1	Catastrófico	L	L	M	M	H	H	H	H	H
2	Mayor	L	L	L	M	M	H	H	H	H
3	Grave	L	L	L	L	M	M	H	H	H
4	Menor	L	L	L	L	L	M	M	M	H
5	Leve	L	L	L	L	L	L	M	M	M
6	Insignificante	L	L	L	L	L	L	L	M	M

Categorías de riesgo	Descripción
Bajo (L)	Aceptable: No se requieren medidas adicionales
Medio (M)	ALARP: Desarrollar posibles medidas de mitigación y demostrar ALARP (tan bajo como sea razonable en la práctica)
Alto (H)	No aceptable: Reducción de riesgos obligatoria

Fuente: Guía ARSH.

V.4.3 Análisis cuantitativo de riesgo

V.4.3.1 Análisis de frecuencias

El proceso de evaluación de riesgos se llevará a cabo para evaluar el riesgo actual, es decir, el riesgo asociado al escenario pertinente teniendo en cuenta la presencia y los beneficios asociados de las salvaguardias existentes o previstas.

El riesgo (R) se define como una combinación de la probabilidad (L) y la gravedad (S) de las consecuencias de un escenario determinado. La aceptabilidad de un escenario se evalúa en función de los criterios de aceptación de riesgos que figuran en una matriz de riesgos, en la que se abordan los riesgos de seguridad del personal, daños al medio ambiente y daños a los activos. Para este estudio, solo se evaluó la seguridad del personal y los daños medioambientales.

En todos los casos, el equipo del taller acordó las recomendaciones independientemente del proceso de evaluación de riesgos. En particular, podría identificarse una recomendación incluso si el riesgo asignado (riesgo actual) condujera a un riesgo bajo.

El análisis de frecuencias fue aplicado para clasificar el criterio de ponderación de la consecuencia (L, M, H) en la elaboración del HAZID; ya que, fue necesario considerar la frecuencia de ocurrencia del evento (con base es la clasificación citada en las tablas anteriores); y a través del cual se procedió a realizar la jerarquización correspondiente con la aplicación de la matriz de riesgo indicada en el punto V.10.

La Tabla V.71 y Tabla V.72 presentan los índices de probabilidad y los índices de gravedad de las consecuencias, respectivamente, utilizados en proyectos anteriores de Exmar.

La Tabla V.73 presenta la matriz de aceptación de riesgos solo para el aspecto de personal, lo que se ajusta a la norma EN 1473 (UNE-EN 1473:2022 Instalaciones y equipos de gas natural licuado - Diseño de instalaciones terrestres) para los riesgos para el personal de la planta; y la Tabla V.74 presenta la matriz de aceptación de riesgos para los aspectos de medio ambiente, activos, calidad e imagen.

Durante este estudio HAZID, se identificaron un total de 362 escenarios y se clasificaron 201 en función del riesgo y 161 los escenarios no se clasificaron en función del riesgo.

La clasificación de los riesgos se hizo cualitativamente a partir del juicio de los asistentes al taller según el proceso presentado. La clasificación del riesgo durante el taller tuvo en cuenta el riesgo actual, es decir, considerando la aplicación de las salvaguardias existentes o previstas, pero no consideró la aplicación y eficacia de las recomendaciones asignadas a cada escenario.

Los escenarios que no se clasificaron en función del riesgo fueron los que se consideraron que solo tenían un impacto operativo o un daño a un activo, los que no suponían un problema para la seguridad del personal o el medio ambiente, los que no eran aplicables o no eran específicos, los que se estudiaron en otro escenario, los que no tenían causas identificadas, o los que no eran verosímiles.

La Tabla V.75 muestra el número de escenarios por nivel de riesgo y el total con los escenarios no clasificados incluidos.

Tabla V.75 Número de escenarios por nivel de riesgo y por nodo (jerarquizados)

Nodo	Subnodo	Seguridad del personal (P)			Medio ambiente (E)			Sin riesgo clasificado	Total
		L	M	H	L	M	H		
1. FLNG disposición (parte superior)	A. Módulo de la parte superior M10 (LNG de evaporación rápida, gas combustible, BOG/EFG, reposición de MR y tren 1 de IPSMR)	12	5	0	15	0	0	18	**50**
	B. Módulo de parte superior M20 (sistema de deshidratación y HHCR, y tren 2 de IPSMR)	9	8	0	14	0	0	15	**46**
	C. Módulo de parte superior M30 (instalación de entrada, MRU, AGRU y tren 3 de IPSMR)	15	5	0	17	0	0	16	**53**
	D. Módulos de parte superior de servicios básicos: - M40 (Módulo de medio calefactor, generación de energía y servicios básicos). - M45 (Sala de cuadros de distribución y sala de servicios básicos). - Quemadores y tambores separadores (proa).	10	4	0	12	0	0	15	**41**
2. FLNG sistemas de almacenamiento y marinos	A. Almacenamiento de GNL (5 tanques de carga), maquinaria de carga/salas eléctricas y colector de descarga, refrigeración SW en la parte superior	9	4	0	11	0	0	22	**46**
	B. Proa y popa: - Proa: Tanques de MR. - Popa: Edificio de oficinas, tanques de vertido, espacios para maquinaria.	9	2	0	5	0	0	16	**32**

Nodo	Subnodo	Seguridad del personal (P)			Medio ambiente (E)			Sin riesgo clasificado	Total
		L	M	H	L	M	H		
	C. FLNG, estructura, amarre e interconexión con el muelle	1	3	0	5	0	0	19	28
3. FLNG operaciones de la terminal	A. Acercamiento del CGNL, atraque en la Unidad FLNG FLNG, descarga con mangueras STS y salida	6	3	0	6	0	0	11	26
4. Generalidades		5	1	0	5	0	0	29	40
Total		76	35	0	90	0	0	161	362

Nota: No hay instalaciones cercanas al Proyecto ni comunidades.
Fuente: Elaboración propia.

Como resultado general del estudio HAZID, entre los escenarios clasificados en función del riesgo durante el taller, no se identificó ningún escenario de Riesgo alto. Además, un total de 35 de 201 (17.4 %) escenarios clasificados en función del riesgo fueron asignados con un Riesgo medio (solo con respecto a la Seguridad del personal), mientras que un total de 166 de 201 (82.6 %) escenarios fueron asignados con un Riesgo bajo.

Por lo anterior, el Proyecto NO presenta Riesgos No Tolerables y tampoco Riesgos Indeseables, el 17.4% se encuentra en la región de Riesgo Aceptable Con Controles y el 82.6% en la región de Riesgos Tolerable, lo que indica que el sistema presenta un buen nivel de seguridad en su diseño.

V.4.3.2 Análisis de consecuencias

El inventario empleado en las simulaciones de escenarios de riesgo se determinó mediante la siguiente expresión:

$$Inventario\ fugado\ (kg) = Inventario\ remanente + Inventario\ liberado$$

El inventario remanente es el inventario presente en la tubería al momento de la fuga, que no puede ser aislado. Este inventario se determinó calculando la cantidad de gas contenida en la tubería (entre las válvulas de bloqueo), en las que se ubica la fuga. Para ello se utilizó la densidad del gas a las condiciones de operación del equipo o tubería, obtenida del balance de materia; multiplicada por el volumen de la tubería. Para ello se empleó la siguiente expresión:

$$Inventario\ remanente = \rho_{gas}\ x\ 2\pi^{*}r2^{*}L$$

Donde:

ρ_{gas} =Densidad del gas
π = 3.1416
r = radio
L = longitud

El inventario liberado es el inventario que se fuga durante el tiempo de duración de la fuga, el cual depende del diámetro del orificio, de la tasa de fuga y del tiempo de fuga.

El diámetro del orificio de fuga depende del tipo de escenario. Los diámetros empleados fueron:

- Peor caso: ruptura total de la tubería con mayor diámetro y mayor longitud entre válvulas de aislamiento.
- Caso Más Probable: fuga del 20% del diámetro equivalente de la tubería.
- Caso Alterno: fuga del 20% del diámetro equivalente de la tubería.

Los tiempos de duración de la fuga son los tiempos de respuesta para el aislamiento de la tubería donde se presenta la fuga, mediante el cierre automático de válvulas de bloqueo. Los tiempos empleados fueron de 26 segundos y 30 segundos.

La tasa de descarga se determinó de la siguiente manera: para ruptura total de tubería, se consideró el flujo obtenido del balance de materia (ver Anexo Técnico ANX-TEC-03 Informe de balance de calor y masa P21-003-ARG-83-01-HMB-01) y para fugas, se determinó mediante el software Phast, en función del diámetro del orificio de fuga y las condiciones de presión y temperatura del gas; con este dato se empleó la siguiente expresión:

Inventario liberado = Tasa de descarga x Tiempo de duración de la fuga

V.4.3.2.1 Herramienta de Software de Análisis de Riesgos de Procesos o Process Hazard Analysis Software Tools (PHAST)

Una vez determinados los "Riesgos Intolerables", que fueron definidos como hipótesis de accidentes más significativos en los que se consideraron eventos con repercusiones extremadamente dañinas para el personal, los equipos y el ambiente, se evaluó el alcance de las consecuencias derivadas de los "Riesgos No Tolerables". Debido a que los algoritmos fisicoquímicos que simulan el comportamiento de la difusión de las sustancias en el ambiente (aire, agua o suelo), así como la evaluación de los efectos físicos derivados de las consecuencias (radiación térmica, sobrepresión y dispersión tóxica), las cuales son de gran complejidad, es necesario el uso de modelos matemáticos computarizados, en este caso en específico se realizaron las simulaciones mediante el software PHAST. En general las variables principales que son alimentadas al software, es la composición promedio del compuesto químico a modelar, las principales características meteorológicas que pueden fungir como propagantes de una sustancia (vientos, humedad relativa, temperatura entre otros) así como los criterios de cálculo más acordes.

El software PHAST, elaborado por la compañía Det Norske Veritas (DNV), para el cálculo de consecuencias de accidentes en la industria química y del petróleo, presenta una serie de ventajas, con respecto a otros similares, entre las que sobresalen:

- Facilidades para la ejecución de varios modelos o varias situaciones accidentales a un mismo tiempo.
- Rigurosa validación de sus modelos sobre bases experimentales.
- Facilidades para la interpretación de los resultados mediante reportes gráficos y tabulados.
- Ayuda on-line.
- Interface amigable.

Los modelos que incluye el software PHAST, pueden ser divididos en cuatro escenarios fundamentales:

1. **Modelos de descarga.** El escenario para modelar se define describiendo las condiciones de almacenamiento y el tipo y tamaño de la descarga, y el programa determina el estado de agregación del material después de que haya sido liberado y haya alcanzado la presión atmosférica. Para el cálculo se definen dos tipos de clasificación de las descargas: i) de acuerdo con la duración: instantánea y continua, y ii) de acuerdo con el lugar en que ocurre: en el interior de edificaciones y hacia el exterior.

2. **Modelos de fuego inmediato y explosión.** Si el material es inflamable puede incendiarse inmediatamente al ocurrir la descarga, provocando un fuego o una explosión. El programa calcula la intensidad de los efectos y las áreas de peligro, en dependencia del tipo de descarga y del estado de agregación del material inmediatamente después de ser liberado.

   Para algunos tipos de descargas se modela más de un efecto. Por ejemplo, una descarga bifásica instantánea puede producir el incendio de un charco, una esfera de fuego y una explosión, por lo que el programa realiza los cálculos para los tres efectos.

3. **Modelos de dispersión de la nube.** Este modelo describe el caso de que la descarga no se incendia inmediatamente y forma una nube que se mueve alejándose del lugar de la emisión, diluyéndose en el aire hasta concentraciones menos peligrosas.

   El riesgo que trae esta nube depende de su tamaño, localización y perfil de concentración, los cuales cambian con el tiempo y el programa debe calcular estos cambios para describir la nube y los riesgos

que acarrea. Estos cálculos se desarrollan con el Modelo de Dispersión Unificado (UDM, por sus siglas en inglés) el cual da como resultado una tabla que contiene los datos esenciales de la nube para intervalos prefijados de tiempo a partir de que ocurre la descarga, los cuales son empleados en los modelos de efectos retardados.

4. **Modelos de efectos retardados de fuego, explosión y toxicidad.** Estos modelos tienen como datos de entrada los resultados de los modelos de descarga y dispersión. Para estos casos los cálculos se realizan considerando las dimensiones máximas del charco líquido o de la nube según corresponda, empleando los mismos modelos matemáticos que para los efectos instantáneos.

   El código PHAST resulta muy útil para la corrida simultánea de más de un modelo, así como de varios escenarios, que pueden estar dados por la variación de las condiciones climáticas o por el emplazamiento de la fuente de emisión. Además, cuenta con una extensa base de datos con las propiedades de las sustancias más comúnmente empleadas en la industria química, ofreciendo facilidades para la modelación de accidentes, donde se encuentren involucradas más de una sustancia química o una mezcla de éstas.

   Asimismo, este software resulta muy ventajoso para la interpretación de los resultados, que pueden ser expresados en forma gráfica, a través de mapas, o tabular a través de reportes elaborados a partir de los parámetros de entrada y los resultados de los cálculos.

V.4.3.2.2 Aplicación del código PHAST y resultados.

Como consecuencia de su empleo se constataron las potencialidades anteriormente descritas y permitió de una manera rápida y mucho mejor presentada analizar la incidencia de las situaciones accidentales objeto de estudio. En este sentido y de forma general, la posibilidad de poder modelar varias situaciones durante una misma ejecución, considerando los efectos de la descarga, la ignición y la dispersión según sea el caso, permitió obtener una visión más objetiva del comportamiento de la instalación.

V.4.3.2.3 Condiciones meteorológicas para el escenario del sitio.

Las condiciones meteorológicas del sitio fueron tomadas de la Manifestación de Impacto Ambiental y del punto V.3 de este informe y se presentan en las hojas de datos para suministrar al modelo. (ver Anexo Técnico ANX-TEC-07)

V.4.3.2.4 Las clases atmosféricas de la estabilidad de Pasquill.

La estabilidad atmosférica es una variable que se establece para caracterizar la capacidad que la atmósfera tiene para dispersar un contaminante; en realidad, lo que representa es el grado de turbulencia existente en un momento determinado.

La cantidad de turbulencia en la atmósfera ambiente tiene un efecto principal en la dispersión de las plumas (contaminantes vapores o gas) de la contaminación atmosférica, porque la turbulencia aumenta arrastre y al mezclarse con aire no contaminado en la pluma, de tal modo que actúa para reducir la concentración de agentes contaminadores en la pluma (es decir, realza la dispersión de la pluma). Es por lo tanto importante categorizar la cantidad de turbulencia atmosférica presente en cualquier hora dada.

El método de categorizar la cantidad del presente atmosférico de la turbulencia era el método desarrollado por Pasquill en 1961, el categorizó la turbulencia atmosférica en seis clases de estabilidad nombró A, B, C, D, E y F. La clase A que es la más inestable o la más turbulenta, y la clase F es la más estable o menos turbulenta. La Tabla V.76 enumera las seis clases y la Tabla V.77, proporcionan las condiciones meteorológicas que definen cada clase.

Tabla V.76 Clases

Tipo de estabilidad	Definición
A	Muy inestable
B	Inestable
C	Levemente inestable
D	Neutral
E	Levemente estable
F	Estable

Fuente: Guía-ASRH.

Una condición estable se caracteriza por un flujo laminar de las capas del aire y se presenta ausencia de turbulencia, un gradiente vertical de temperatura, fluctuaciones mínimas de la dirección del viento y un bajo nivel de insolación (condiciones más adversas para la dispersión de contaminantes). La relación entre las clases de estabilidad y las condiciones meteorológicas (radiación solar y cobertura del cielo) se muestra a continuación.

Tabla V.77 Condiciones meteorológicas que definen la clase

Velocidad del viento (m/seg)	Día e Insolación fuerte	Día e Insolación moderada	Día e Insolación débil	Noche y nubosidad Más de 50%	Noche y nubosidad Menos del 50 %
<2	A	A-B	B	E	F
2-3	A-B	B	C	E	F
3-5	B	B-C	C	D	E
5-6	C	C-D	D	D	D
>6	C	D	D	D	D

Fuente: Guía-ASRH.

De acuerdo con la ASEA, en la presentación de Estudio de Riesgo para modelaciones deben considerarse las condiciones meteorológicas más críticas del sitio con base en la información de los últimos 10 años, en caso de no contar con dicha información, se deberá utilizarse Estabilidad Clase F. En el caso de este estudio se utilizó Estabilidad Clase B-C y una velocidad del viento de 3.41 m/s.

V.4.3.2.5 Composición de la sustancia involucrada.

- La composición de la sustancia se obtiene de las hojas de seguridad elaboradas por el fabricante.
- Cuando la sustancia involucrada es una mezcla de multicomponentes como es el caso de los productos petrolíferos, debe determinarse analíticamente la concentración o el porcentaje de cada uno de sus componentes y emplearlos como estimación de consecuencias.
- Un método alternativo en caso de desconocerse la composición de la mezcla consiste en emplear las propiedades del componente que predomina en ésta, considerándolo como una sustancia pura (Metano). Esta alternativa podrá emplearse en el primer análisis de consecuencias, posteriormente, en las actualizaciones debe realizarse un análisis detallado de la concentración de los componentes.

En todas las modelaciones se consideraron las condiciones meteorológicas más críticas del sitio con base en la información de los últimos diez años. Para las simulaciones por explosividad, se consideró en la determinación de las "Zonas de Alto Riesgo" y "Amortiguamiento" el 10% de la energía total liberada.

En los planos de radios de afectación se representan las zonas de alto riesgo y amortiguamiento obtenidas en el mapa de trayectoria con planos a escala donde se identifican los puntos de interés que se encuentren inmersos dentro de dichas zonas.

V.4.3.2.6 Parámetros para la determinación de las "Zonas de Alto Riesgo" y "Amortiguamiento" para el Análisis de Riesgo.

Tomando como base estos parámetros, así como las consideraciones indicadas por la ASEA para la presentación de Estudio de Riesgo, a continuación, se indican los parámetros para la determinación de las Zonas de "Alto Riesgo" y "Amortiguamiento" para el Análisis de Riesgo, de acuerdo con la Tabla V.78.

Tabla V.78 Parámetros para la determinación de las "Zonas de Alto Riesgo" y "Amortiguamiento"

Criterios	Zona de Alto Riesgo	Zona de Amortiguamiento
TOXICIDAD (Concentración)	IDLH (ppm)	TLV (8 HR, TWA o TLV (15 MIN, STEL) ppm
INFLAMABILIDAD (Radiación térmica)	5 KW/m^2	1.4 KW/m^2
EXPLOSIVIDAD (Sobrepresión)	1.0 lb/in^2 (psig) (0.070 kg/cm^2)	0.5 lb/in^2 (psig) (0.035 kg/cm^2)

Fuente: Guía-ASRH.

A continuación, en la Tabla V.79 se presentan los radios potenciales de afectación, a través de la aplicación del Software PHAST, para los eventos máximos probables de riesgo y eventos catastróficos, identificados en el capítulo V.5.3.1. Y en el Anexo Técnico ANX-TEC-07 se presentan los resultados de la evaluación de consecuencia de los eventos simulados, hoja de datos de entrada para la simulación de los eventos y su respectiva tabla de resultados.

Tabla V.79 Resultados de la evaluación de consecuencias

Evento	Radios de afectación (metros)			
	Inflamabilidad (incendio)		Explosividad	
	Zona Riesgo 5 KW/m^2	Zona Seguridad 1.4 KW/m^2	Zona Riesgo 1 PSI	Zona Seguridad 0.5 PSI
Escenario 1 Fuga de gas combustible de alta presión, en el cabezal de compresores de BOG/EFG a las turbinas de gas de los trenes de licuefacción, en el módulo M10. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	140.00	199.44	260.45	311.85
Escenario 2 Fuga de Refrigerante Mixto, en el Cabezal de MR a cold box, en el módulo M10. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	104.20	141.56	41.87	51.97
Escenario 3 Fuga de gas de natural de alta presión en el cabezal de Deshidratación, en el módulo 20. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	784.66	1,196.43	597.75	771.23
Escenario 4 Fuga de Refrigerante Mixto, en el Cabezal de MR a cold box, en el módulo M20. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	104.20	141.56	41.87	51.97
Escenario 5 Fuga de GNL en el cabezal de HHCR al tambor receptor de GNL, en el módulo M20. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	11.88	14.78	14.63	18.58
Escenario 6 Fuga de gas de alimentación aguas abajo del paquete de medición, en el módulo M30. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	792.30	1,208.16	594.03	767.50
Escenario 7 Fuga de Refrigerante Mixto, en el Cabezal de MR a cold box, en el módulo M30. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	104.20	141.56	41.87	51.97
Escenario 8 Fuga de gas combustible de alta presión, en el cabezal de compresores de BOG/EFG a las turbinas de gas de los generadores, en el módulo M40. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	140.00	199.44	260.45	311.85
Escenario 9 Fuga de GNL en el cabezal a tanques de carga. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	80.54	132.73	126.07	173.74
Escenario 10 Fuga de GNL en el manifold de descarga a tanques de carga. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	76.81	126.41	125.84	173.32
Escenario 11 Fuga de gas de alta presión de una manguera aguas arriba de la instalación de entrada, en el módulo M30. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	397.78	597.37	455.67	570.61

Fuente: Elaboración propia.

En el Anexo Técnico ANX-TEC-09, se incluye el Informe Técnico del Estudio de Riesgo. Los resultados anteriores se modelaron con medidas de seguridad (rejerarquizadas), y los radios de afectación para el caso del gas natural son significativos; sin embargo, es importante mencionar que, el Proyecto contará con medidas de control y seguridad que en la operación normal disminuirán notablemente los radios de afectación para estos compuestos. Las medidas de seguridad que emplearán se indican en el apartado V.8.

V.5 Representación en planos de los radios potenciales de afectación

V.5.1 Simulación de los eventos y diagramas de pétalos

Para determinar los radios potenciales de afectación de los escenarios descritos, se utilizó el programa de simulación Phast (Process Hazard Analysis Software Tools), ver. 6.6; desarrollado por la compañía Det Norske Veritas (DNV). Los eventos modelados en cada escenario fueron incendio y explosión; con fugas a través de orificios del 20% y 100% del diámetro nominal de las tuberías.

Este apartado tiene por objeto principal determinar las zonas vulnerables que están asociadas a los accidentes identificados, mediante la simulación del comportamiento real de una sustancia química, en la cual intervienen una multitud de factores, tales como:

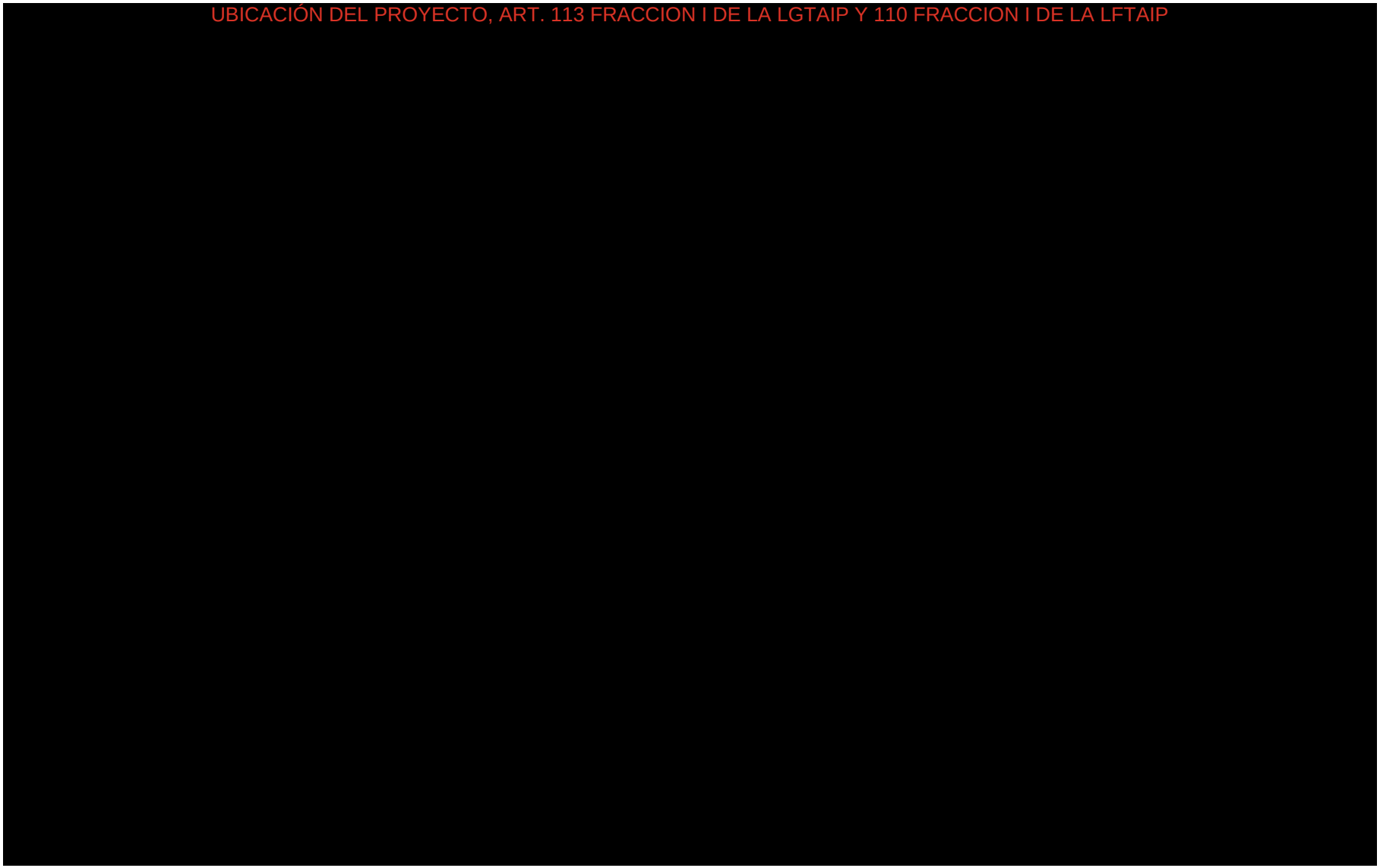
- Condiciones en que se produce la liberación de la sustancia.
- Características fisicoquímicas de la misma.
- Características del medio ambiente en el cual se produce la dispersión.
- Interrelación entre la sustancia y el medio ambiente.

En el Anexo Técnico ANX-TEC-07 se presentan los datos de especificación para cada Escenario de Riesgo de acuerdo con el Anexo 2 de la GUÍA-ARSH, donde se incluye:

a. Condiciones climáticas: temperatura, humedad relativa, velocidad y dirección del viento, presión atmosférica.
b. Estabilidad atmosférica.
c. Dimensiones del equipo o tubería: diámetro, longitud, altura, capacidad.
d. Condiciones de operación: presión, temperatura, flujo, nivel.
e. Sustancia y sus propiedades a las condiciones de operación: composición molar o fracción masa, presión de vapor, densidad, estado físico, temperatura de ebullición.
f. Dímetros de fuga ó ruptura considerada.
g. Tasa de descarga (en caso de que dicho dato sea alimentado manualmente, este dato está en función del tipo de escenario fuga/catastrófico, diámetro de fuga, condiciones de operación, condiciones atmosféricas, propiedades físicas y químicas de la sustancia a las condiciones de operación, el flujo de balance de materia, la cantidad de sustancia en los equipos y/o líneas involucradas).
h. Tiempos de duración de la fuga.
i. Inventario liberado la tasa de fuga, el tiempo de fuga, inventario de la sustancia en los equipos y/o líneas involucradas).
j. Dirección de la fuga, y altura de la fuga.

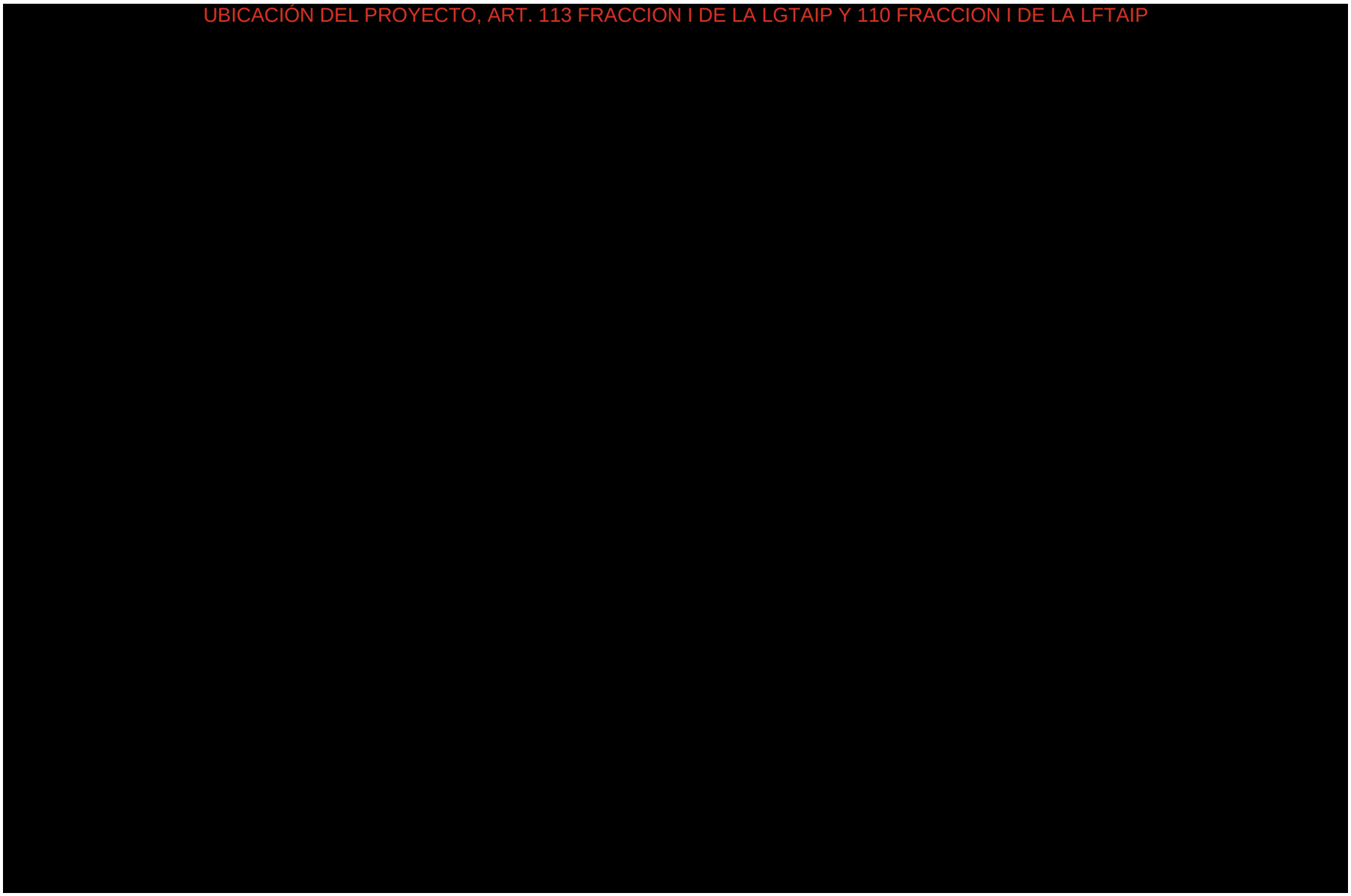
En el Anexo Técnico ANX-TEC-08, se presentan los planos con los radios de afectación donde se indican las "Zonas de Alto Riesgo" y "Zonas de Amortiguamiento" obtenidas en el apartado V.5.3.2.6 (Radiación térmica, sobrepresión), en planos a escala de 1:500, donde se señalan los puntos de interés en el entorno, incluyendo nombres de: zonas vulnerables de población, componentes ambientales, infraestructura vial e industrial (si es que aplica).

A continuación, de forma esquemática de la Figura V.40 a la V.50, se presentan los planos con los radios de afectación.

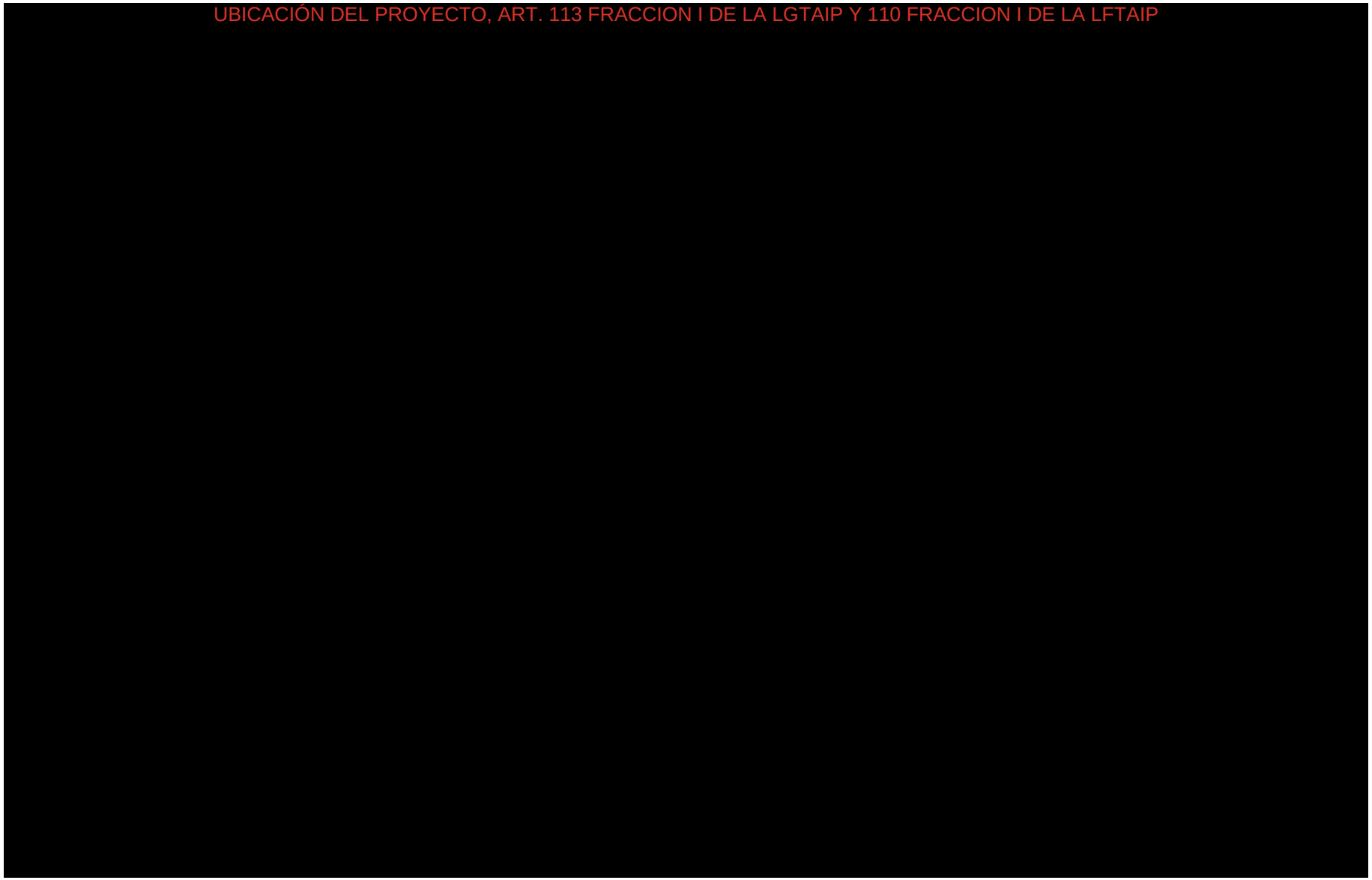


Fuente: Elaboración propia.

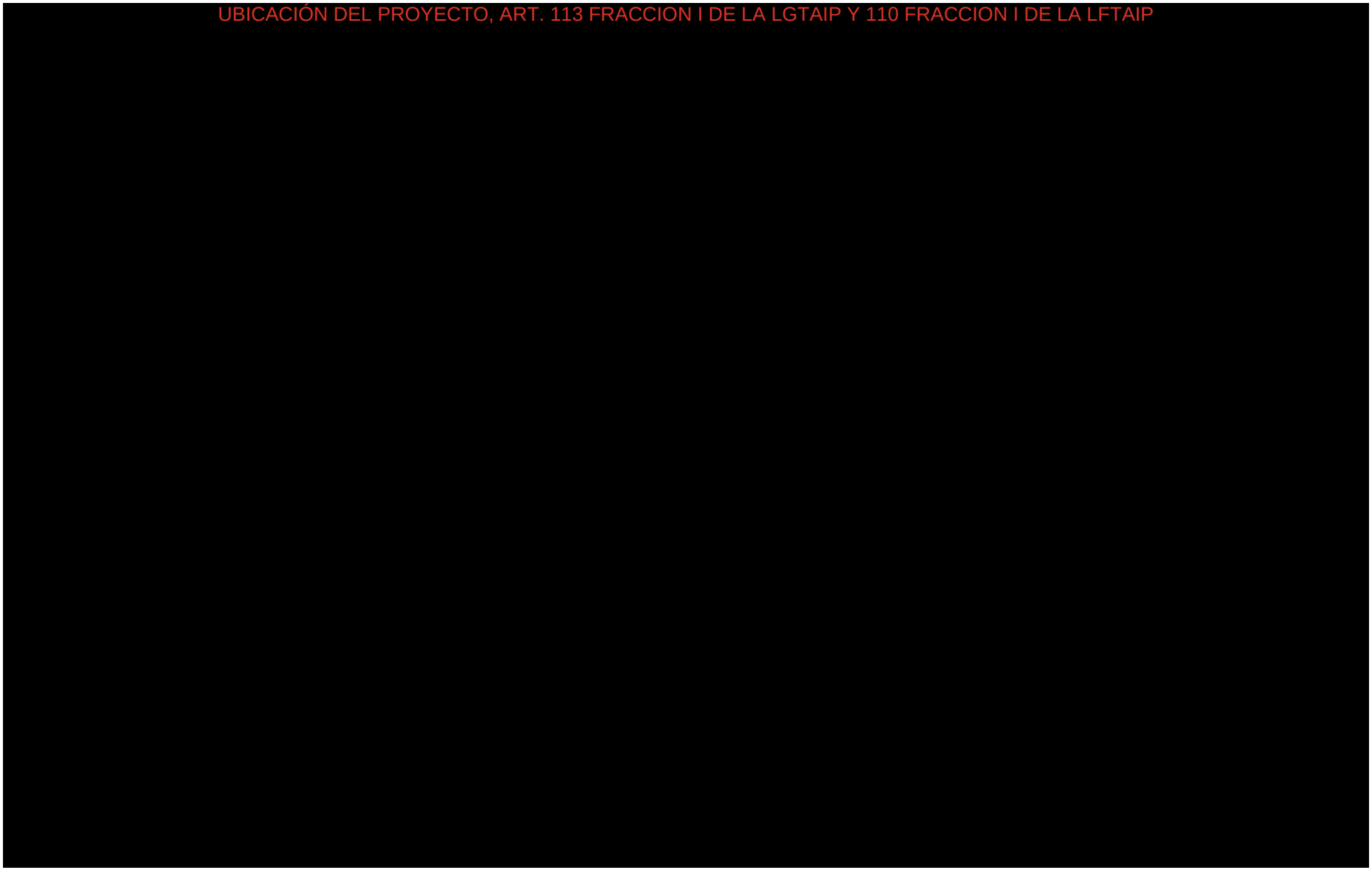
UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

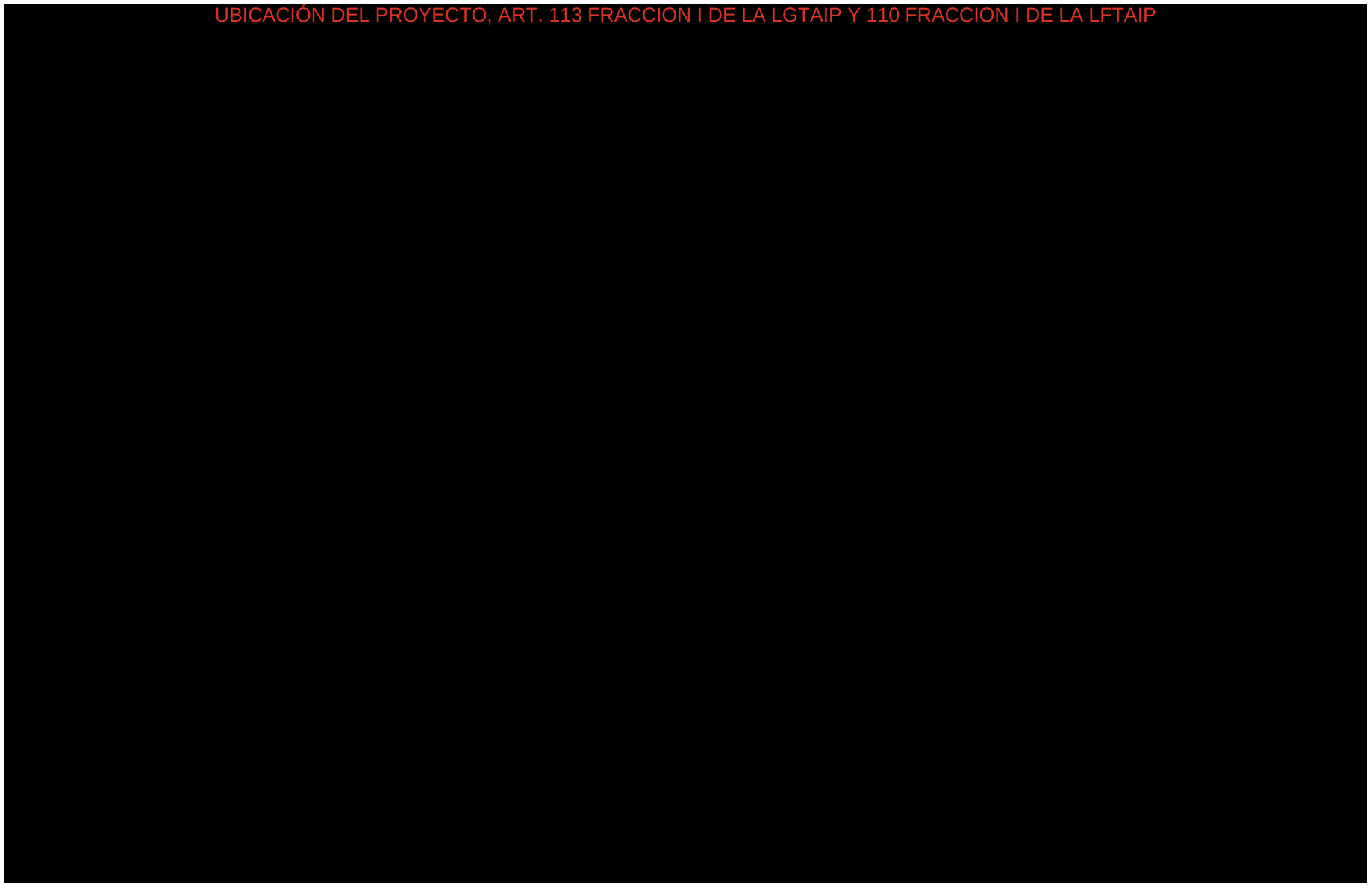


UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

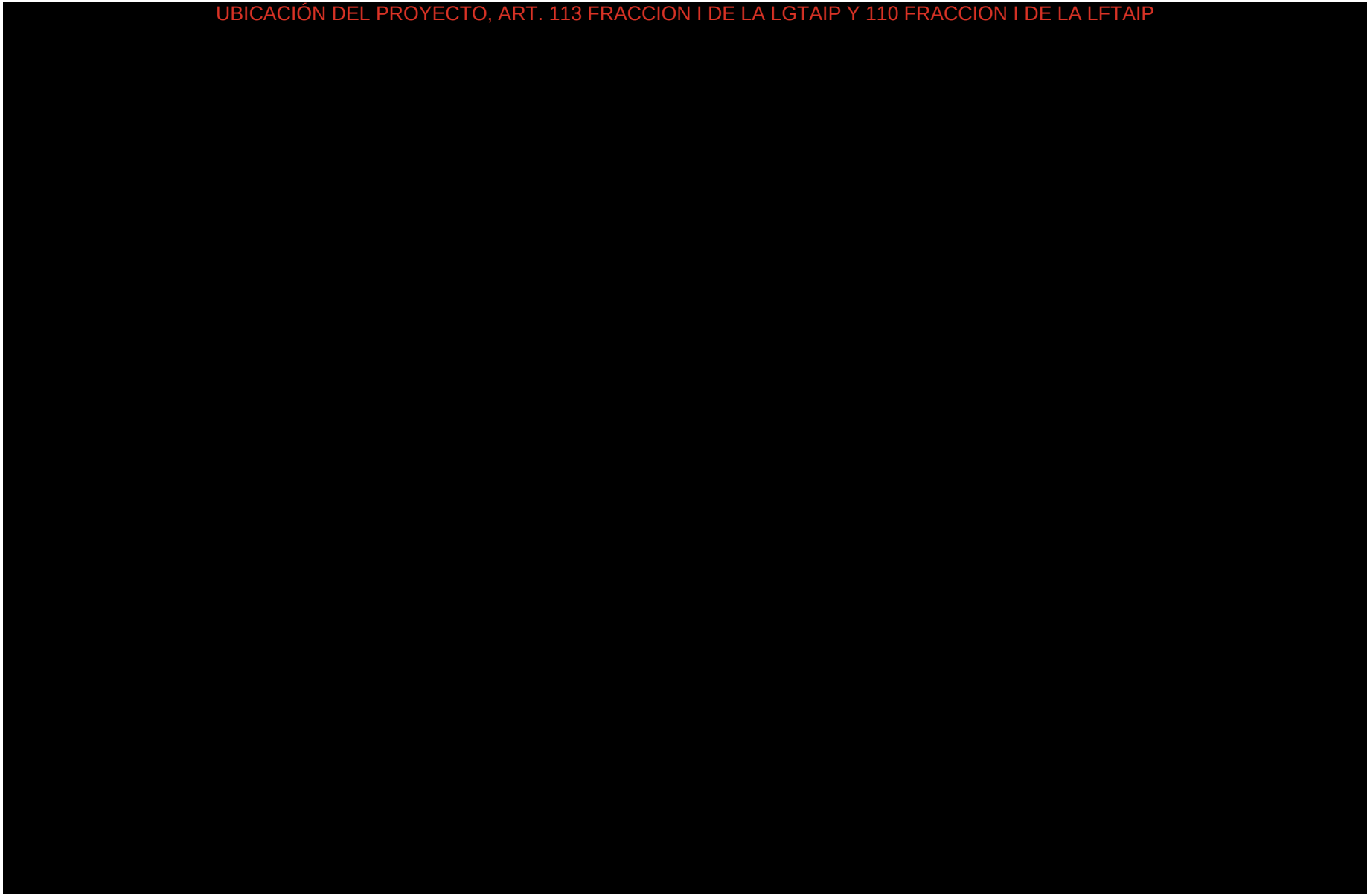


UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

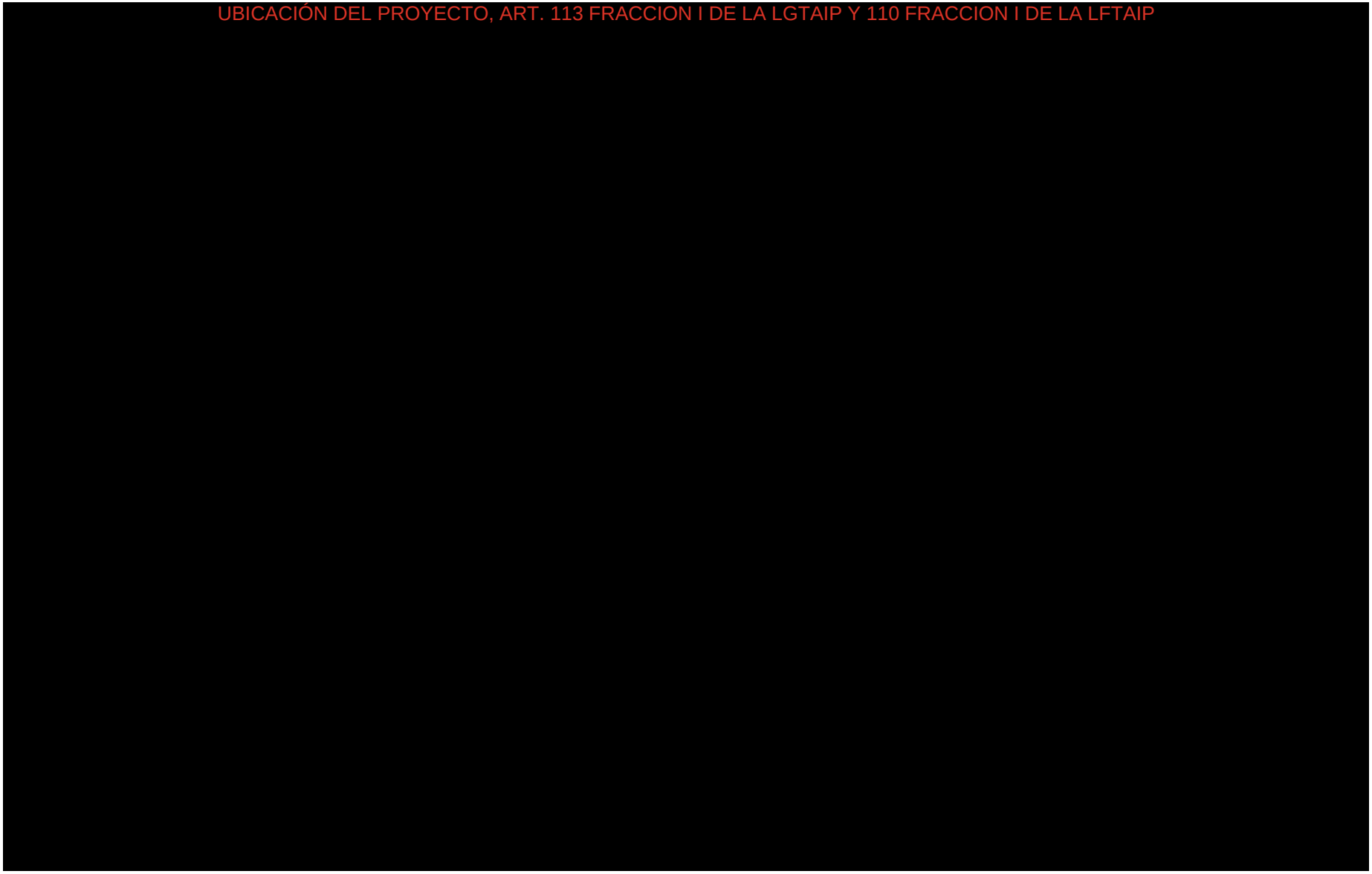
UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP

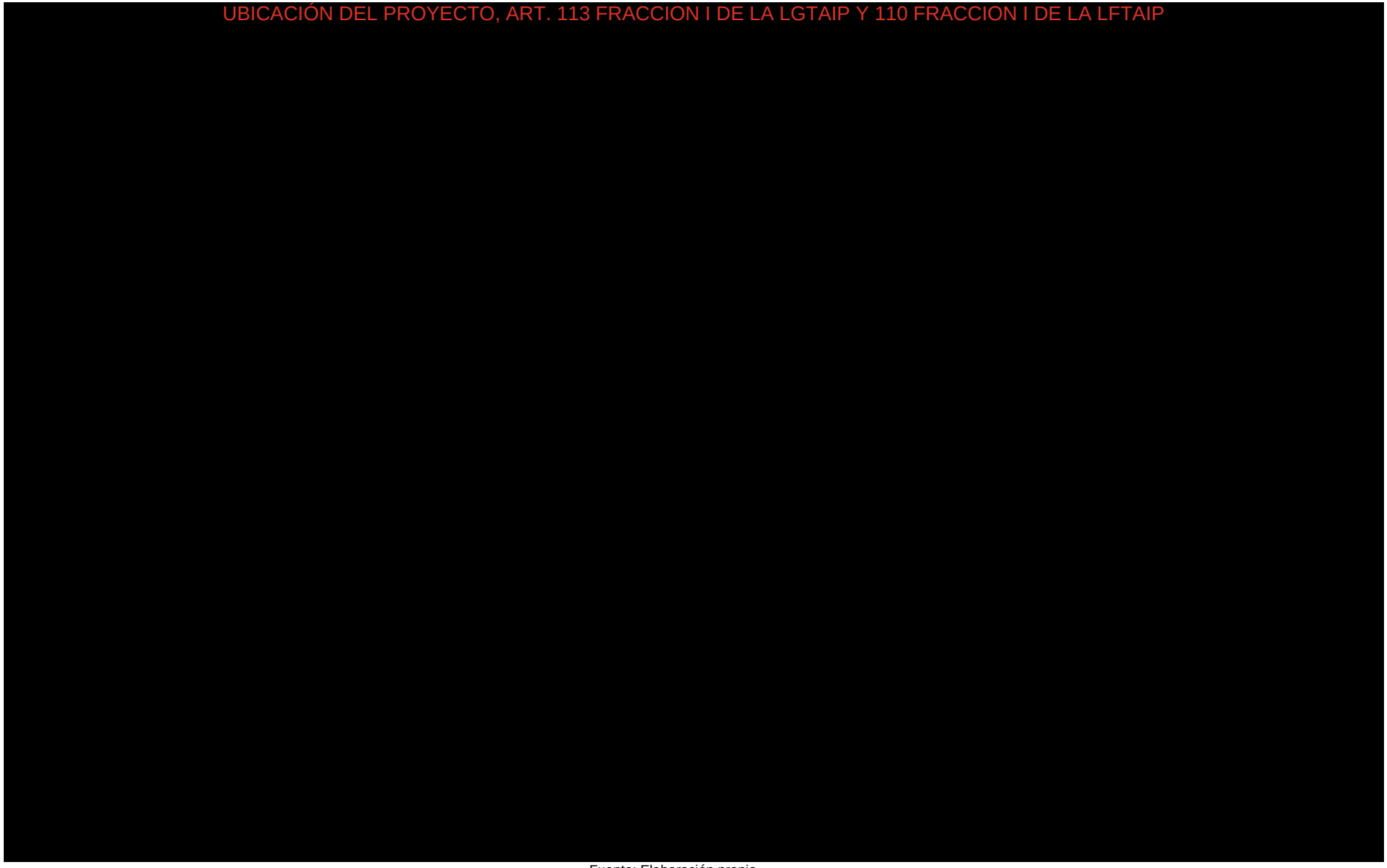


UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



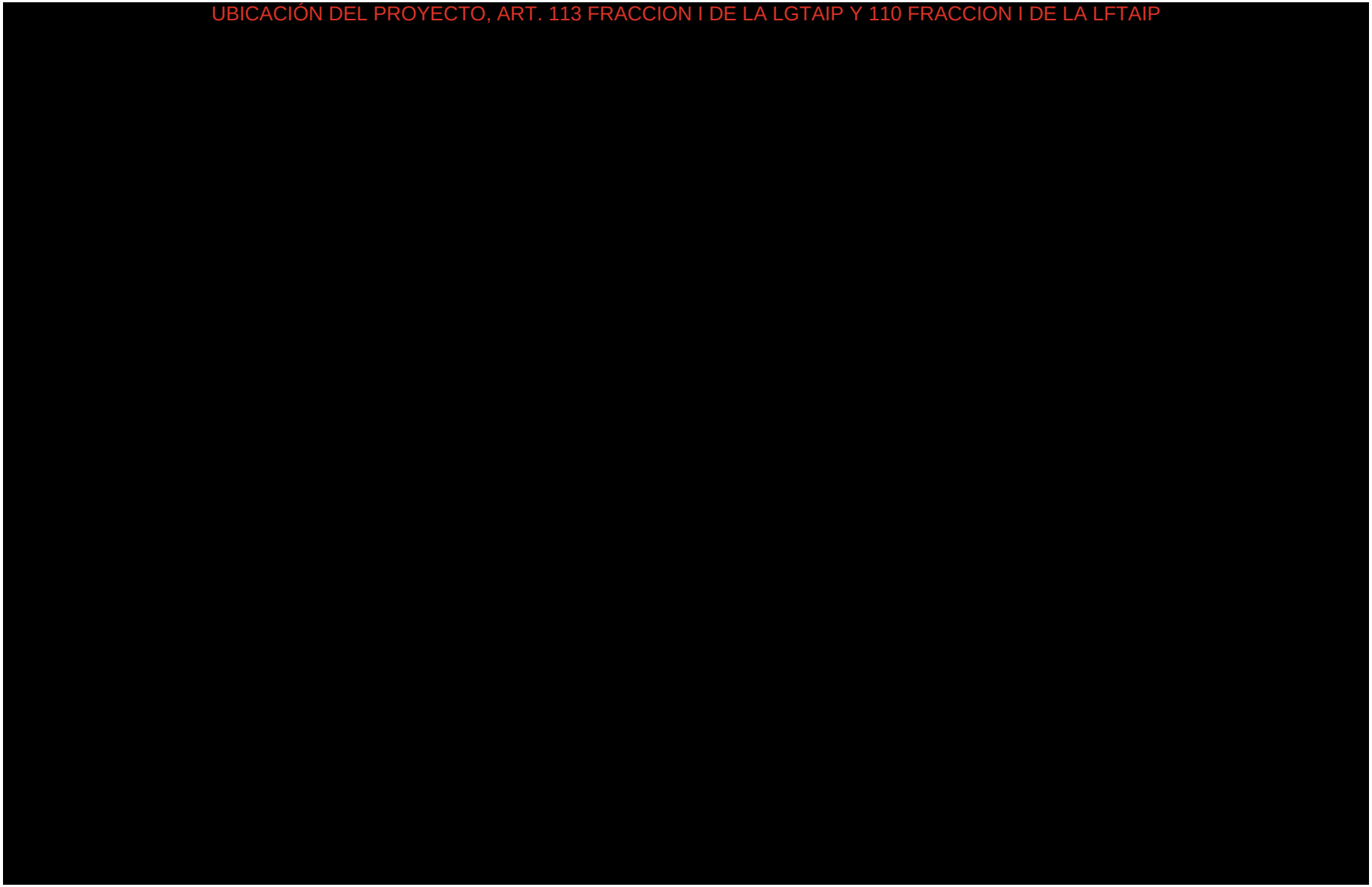
UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



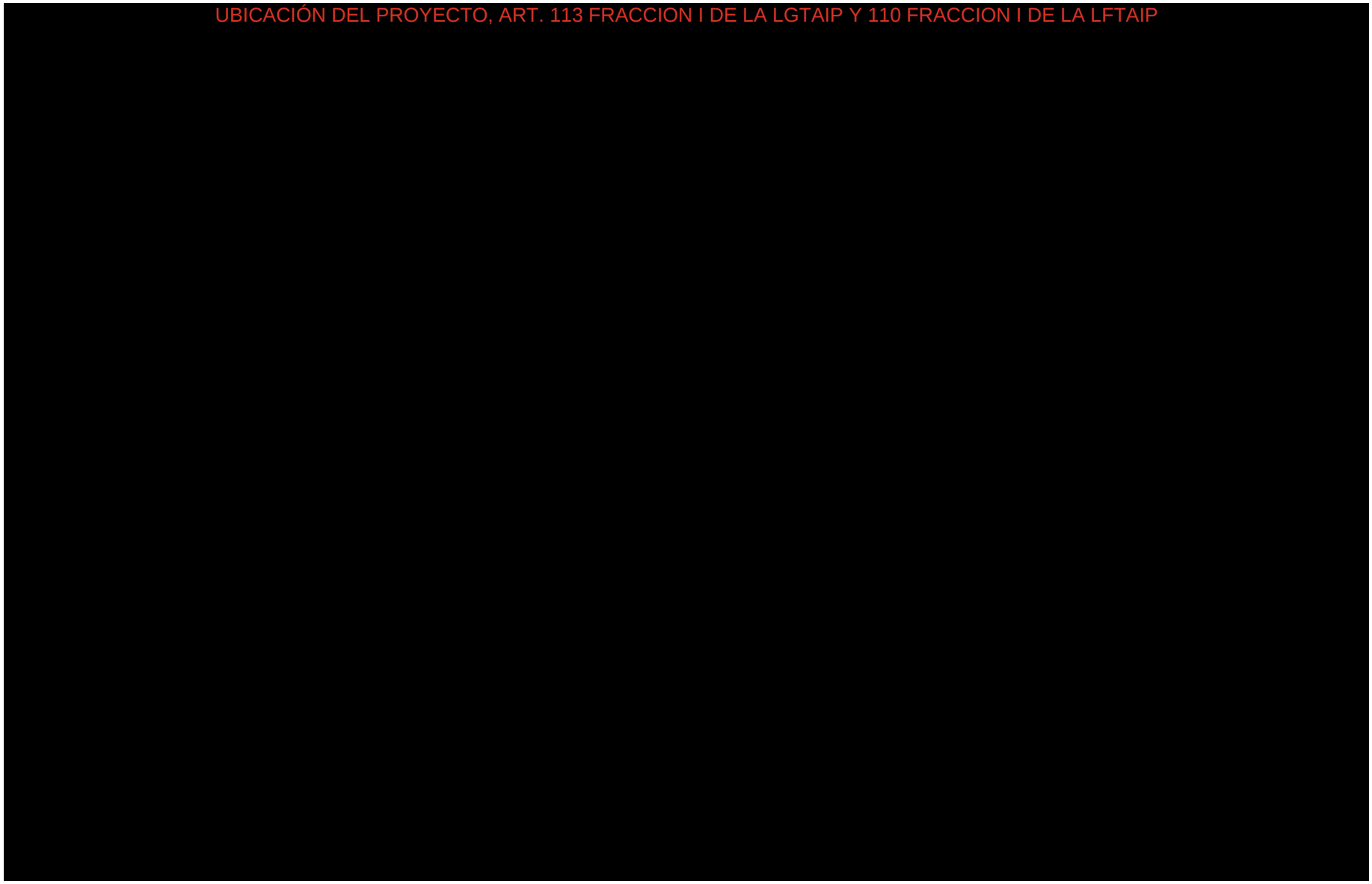


Fuente: Elaboración propia.

UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



UBICACIÓN DEL PROYECTO, ART. 113 FRACCION I DE LA LGTAIP Y 110 FRACCION I DE LA LFTAIP



V.6 Análisis de vulnerabilidad e interacciones de riesgo

V.6.1 Análisis de vulnerabilidad

Para realizar el análisis de vulnerabilidad en el presente Estudio de Riesgo, se consideraron las "Zonas de Alto Riesgo" y "Zonas de Amortiguamiento" de sobrepresión y radiación, así como las posibles afectaciones a los receptores de riesgo siguientes:

- Población. Descripción de posibles afectaciones (lesiones, fatalidades) a población aledaña al Proyecto (zonas vulnerables de población).
- Medio ambiente. Componentes ambientales como agua, aire, suelo, flora, fauna, principalmente a aquellas especies en peligro de extinción catalogadas en la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010, entre otros, tomando en cuenta las afectaciones sobre la integridad funcional de los ecosistemas (biodiversidad, fragilidad, hábitats, entre otros) para el caso del Estudio de Riesgo que acompaña la Manifestación de Impacto Ambiental.
- Personal. Descripción de posibles afectaciones (lesiones, fatalidades) al personal que labora en el Proyecto.
- Instalaciones/producción. Daños o afectaciones a equipos e Instalaciones que conforman el Proyecto o a infraestructura vial o industrial externa al Proyecto.

A continuación, en la Tabla V.80 se muestra para cada uno de los escenarios simulados (clasificados como: "Peor Caso", "Alterno" y "Caso Más Probable"); el análisis de consecuencias.

Tabla V.80 Descripción de los posibles receptores de riesgo, de acuerdo con el análisis de consecuencias

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
E01 "Caso Más Probable"	Población	Radiación	Alto Riesgo	No Aplica	- Sistema de protección de presión de alta integridad. - Control distribuido. - Válvulas de seguridad. - Válvulas automáticas. - Válvula de corte. - Trasmisor de presión. - Trasmisor de flujo. - Trasmisor de temperatura. - Indicador de presión. - Indicador de flujo. - Indicador de temperatura. - Detector de incendio. - Detector de humo. - Alarmas de emergencia. - Sistema contra incendio. - Sistema de tierra física. - Programa de Atención de emergencias. - Manual de operación. - Certificado de calidad de los materiales de los equipos. - Sistema de gas y fuego. - Instrumentación de Plan de Respuesta a Emergencias.	1. Optimizar la ubicación de las tomas de aire del GT en función de los resultados del análisis de dispersión de gases. 3. Seguir la filosofía de purga de emergencia en caso de detección confirmada de fuego y gas (automática o manual con/sin retardo). 4. Confirmar la disposición de los botes salvavidas con pescantes en la popa PS de la Unidad FLNG teniendo en cuenta su disposición de amarre y las operaciones STS. 5. Investigar la necesidad de dispositivos de respiración de escape de emergencia (emergency escape breathing devices, EEBD) en las esclusas de la cubierta principal o en el TR de proa. 15. Considerar el trazado de las tuberías y la orientación de las bridas para evitar que el dardo de fuego afecte a las GT, a los grandes equipos de inventario o a las líneas de amarre de la Unidad FLNG
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Atmósfera, flora y fauna marina		
			Amortiguamiento	Atmósfera, flora y fauna marina		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Atmósfera, flora y fauna marina		
			Amortiguamiento	Atmósfera, flora y fauna marina		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Personal	Radiación	Alto Riesgo	Lesiones		
			Amortiguamiento	Lesiones		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fatalidades	- Instrumentación de Programa de Prevención de Accidentes. - Elaboración de procedimientos de operación, seguridad, mantenimiento.	18. Considerar la necesidad de un oxidante térmico con respecto a los contenidos de H_2S y benceno en el gas de alimentación para cumplir la normativa local (el consumo de gas combustible aumenta con el oxidante que quema restos de benceno).
			Amortiguamiento	Fatalidades		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Instalaciones/ Producción	Radiación	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
E02 "Caso alterno"	Población	Radiación	Alto Riesgo	No Aplica	- Sistema de protección de presión de alta integridad. - Control distribuido. - Válvulas de seguridad. - Válvulas automáticas. - Válvula de corte. - Trasmisor de presión. - Trasmisor de flujo. - Trasmisor de temperatura. - Indicador de presión. - Indicador de flujo. - Indicador de temperatura. - Detector de incendio. - Detector de humo. - Alarmas de emergencia. - Sistema contra incendio. - Sistema de tierra física. - Programa de Atención de emergencias. - Manual de operación. - Certificado de calidad de los materiales de los equipos. - Sistema de gas y fuego. - Instrumentación de Plan de Respuesta a Emergencias. - Instrumentación de Programa de Prevención de Accidentes. - Elaboración de procedimientos de operación, seguridad, mantenimiento.	1. Optimizar la ubicación de las tomas de aire del GT en función de los resultados del análisis de dispersión de gases. 3. Seguir la filosofía de purga de emergencia en caso de detección confirmada de fuego y gas (automática o manual con/sin retardo). 4. Confirmar la disposición de los botes salvavidas con pescantes en la popa PS de la Unidad FLNG teniendo en cuenta su disposición de amarre y las operaciones STS. 5. Investigar la necesidad de dispositivos de respiración de escape de emergencia (*emergency escape breathing devices*, EEBD) en las esclusas de la cubierta principal o en el TR de proa. 15. Considerar el trazado de las tuberías y la orientación de las bridas para evitar que el dardo de fuego afecte a las GT, a los grandes equipos de inventario o a las líneas de amarre de la Unidad FLNG.
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Atmósfera, flora y fauna marina.		
			Amortiguamiento	Atmósfera, flora y fauna marina		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Atmósfera, flora y fauna marina		
			Amortiguamiento	Atmósfera, flora y fauna marina		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Personal	Radiación	Alto Riesgo	Lesiones		
			Amortiguamiento	Lesiones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fatalidades		
			Amortiguamiento	Fatalidades		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Instalaciones/ Producción	Radiación	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
E03 "Peor Caso"	Población	Radiación	Alto Riesgo	No Aplica	- Sistema de protección de presión de alta integridad. - Control distribuido. - Válvulas de seguridad. - Válvulas automáticas. - Válvula de corte. - Trasmisor de presión. - Trasmisor de flujo. - Trasmisor de temperatura. - Indicador de presión. - Indicador de flujo. - Indicador de temperatura. - Detector de incendio. - Detector de humo. - Alarmas de emergencia. - Sistema contra incendio. - Sistema de tierra física. - Programa de Atención de emergencias. - Manual de operación. - Certificado de calidad de los materiales de los equipos. - Sistema de gas y fuego. - Instrumentación de Plan de Respuesta a Emergencias. - Instrumentación de Programa de Prevención de Accidentes. - Elaboración de procedimientos de operación, seguridad, mantenimiento.	9. Investigar la necesidad de una sección aislable con SDV en el sistema de aceite caliente. 16. Investigar la duración de los ciclos de los lechos de Deshidratación y HHCR para la composición media. 17. Confirmar con el fabricante (con inclusión de los registros probados) la idoneidad del revestimiento refractario de los lechos de Deshidratación y HHCR con alta frecuencia de ciclos térmicos.
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Atmósfera, flora y fauna marina		
			Amortiguamiento	Atmósfera, flora y fauna marina		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Atmósfera, flora y fauna marina		
			Amortiguamiento	Atmósfera, flora y fauna marina		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Personal	Radiación	Alto Riesgo	Lesiones		
			Amortiguamiento	Lesiones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fatalidades		
			Amortiguamiento	Fatalidades		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Instalaciones/ Producción	Radiación	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
E04 "Caso alterno"	Población	Radiación	Alto Riesgo	No Aplica	- Sistema de protección de presión de alta integridad. - Control distribuido. - Válvulas de seguridad. - Válvulas automáticas. - Válvula de corte. - Trasmisor de presión. - Trasmisor de flujo. - Trasmisor de temperatura. - Indicador de presión. - Indicador de flujo. - Indicador de temperatura. - Detector de incendio. - Detector de humo. - Alarmas de emergencia. - Sistema contra incendio. - Sistema de tierra física. - Programa de Atención de emergencias. - Manual de operación. - Certificado de calidad de los materiales de los equipos. - Sistema de gas y fuego. - Instrumentación de Plan de Respuesta a Emergencias. - Instrumentación de Programa de Prevención de Accidentes. - Elaboración de procedimientos de operación, seguridad, mantenimiento.	19. Verificar la segregación del sistema de drenaje de aminas de otros sistemas de drenaje. 20. Considerar un sistema no invasivo para medir el mercurio en los lechos.
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Atmósfera		
			Amortiguamiento	Atmósfera		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Atmósfera		
			Amortiguamiento	Atmósfera		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Personal	Radiación	Alto Riesgo	Lesiones		
			Amortiguamiento	Lesiones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fatalidades		
			Amortiguamiento	Fatalidades		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Instalaciones/ Producción	Radiación	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
E05 "Caso más Probable"	Población	Radiación	Alto Riesgo	No Aplica	- Sistema de protección de presión de alta integridad. - Control distribuido. - Válvulas de seguridad. - Válvulas automáticas. - Válvula de corte. - Trasmisor de presión. - Trasmisor de flujo. - Trasmisor de temperatura. - Indicador de presión. - Indicador de flujo. - Indicador de temperatura. - Detector de incendio. - Detector de humo. - Alarmas de emergencia. - Sistema contra incendio. - Sistema de tierra física. - Programa de Atención de emergencias. - Manual de operación. - Certificado de calidad de los materiales de los equipos. - Sistema de gas y fuego. - Instrumentación de Plan de Respuesta a Emergencias. - Instrumentación de Programa de Prevención de Accidentes. - Elaboración de procedimientos de operación, seguridad, mantenimiento.	11. Establecer una matriz SIMOPS para la Unidad FLNG considerando escenarios de arranque y parada, y otras operaciones normales 12. Considerar un LQ en lugar de un edificio de oficinas en caso de condiciones meteorológicas adversas. 13. Garantizar que la agencia de personal técnico incluya ingenieros de servicio cualificados.
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Atmósfera, flora y fauna marina		
			Amortiguamiento	Atmósfera, flora y fauna marina		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Atmósfera, flora y fauna marina		
			Amortiguamiento	Atmósfera, flora y fauna marina		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Personal	Radiación	Alto Riesgo	Lesiones		
			Amortiguamiento	Lesiones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fatalidades		
			Amortiguamiento	Fatalidades		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Instalaciones/ Producción	Radiación	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
E06 "Peor Caso"	Población	Radiación	Alto Riesgo	No Aplica	- Sistema de protección de presión de alta integridad. - Control distribuido. - Válvulas de seguridad. - Válvulas automáticas. - Válvula de corte. - Trasmisor de presión. - Trasmisor de flujo. - Trasmisor de temperatura. - Indicador de presión. - Indicador de flujo. - Indicador de temperatura. - Detector de incendio. - Detector de humo. - Alarmas de emergencia. - Sistema contra incendio. - Sistema de tierra física. - Programa de Atención de emergencias. - Manual de operación. - Certificado de calidad de los materiales de los equipos. - Sistema de gas y fuego. - Instrumentación de Plan de Respuesta a Emergencias. - Instrumentación de Programa de Prevención de Accidentes. - Elaboración de procedimientos de operación, seguridad, mantenimiento.	22. Investigar la necesidad de una esclusa para acceder a la sala eléctrica de carga desde la cubierta principal.
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Atmósfera, flora y fauna marina		
			Amortiguamiento	Atmósfera, flora y fauna marina		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Atmósfera, flora y fauna marina		
			Amortiguamiento	Atmósfera, flora y fauna marina		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Personal	Radiación	Alto Riesgo	Lesiones		
			Amortiguamiento	Lesiones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fatalidades		
			Amortiguamiento	Fatalidades		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Instalaciones/ Producción	Radiación	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
E07 "Caso alterno"	Población	Radiación	Alto Riesgo	No Aplica	- Sistema de protección de presión de alta integridad. - Control distribuido. - Válvulas de seguridad. - Válvulas automáticas. - Válvula de corte. - Trasmisor de presión. - Trasmisor de flujo. - Trasmisor de temperatura. - Indicador de presión. - Indicador de flujo. - Indicador de temperatura. - Detector de incendio. - Detector de humo. - Alarmas de emergencia. - Sistema contra incendio. - Sistema de tierra física. - Programa de Atención de emergencias. - Manual de operación. - Certificado de calidad de los materiales de los equipos. - Sistema de gas y fuego. - Instrumentación de Plan de Respuesta a Emergencias. - Instrumentación de Programa de Prevención de Accidentes. - Elaboración de procedimientos de operación, seguridad, mantenimiento.	21. Evaluar la necesidad de una LER y la clasificación del muro cortafuegos del taller en el lado SB del módulo basado en la FERA.
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Atmósfera, flora y fauna marina		
			Amortiguamiento	Atmósfera, flora y fauna marina		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Atmósfera, flora y fauna marina		
			Amortiguamiento	Atmósfera, flora y fauna marina		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Personal	Radiación	Alto Riesgo	Lesiones		
			Amortiguamiento	Lesiones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fatalidades		
			Amortiguamiento	Fatalidades		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Instalaciones/ Producción	Radiación	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
E08 "Caso más Probable"	Población	Radiación	Alto Riesgo	No Aplica	- Sistema de protección de presión de alta integridad. - Control distribuido. - Válvulas de seguridad. - Válvulas automáticas. - Válvula de corte. - Trasmisor de presión. - Trasmisor de flujo. - Trasmisor de temperatura. - Indicador de presión. - Indicador de flujo. - Indicador de temperatura. - Detector de incendio. - Detector de humo. - Alarmas de emergencia. - Sistema contra incendio. - Sistema de tierra física. - Programa de Atención de emergencias. - Manual de operación. - Certificado de calidad de los materiales de los equipos. - Sistema de gas y fuego. - Instrumentación de Plan de Respuesta a Emergencias. - Instrumentación de Programa de Prevención de Accidentes. - Elaboración de procedimientos de operación, seguridad, mantenimiento.	14. Considerar la optimización de la selección de materiales y el diseño para minimizar los problemas de corrosión
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Atmósfera, flora y fauna marina		
			Amortiguamiento	Atmósfera, flora y fauna marina		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Atmósfera, flora y fauna marina		
			Amortiguamiento	Atmósfera, flora y fauna marina		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Personal	Radiación	Alto Riesgo	Lesiones		
			Amortiguamiento	Lesiones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fatalidades		
			Amortiguamiento	Fatalidades		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Instalaciones/ Producción	Radiación	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
E09 "Caso más Probable"	Población	Radiación	Alto Riesgo	No Aplica	- Sistema de protección de presión de alta integridad. - Control distribuido. - Válvulas de seguridad. - Válvulas automáticas. - Válvula de corte. - Trasmisor de presión. - Trasmisor de flujo. - Trasmisor de temperatura. - Indicador de presión. - Indicador de flujo. - Indicador de temperatura. - Detector de incendio. - Detector de humo. - Alarmas de emergencia. - Sistema contra incendio. - Sistema de tierra física. - Programa de Atención de emergencias. - Manual de operación. - Certificado de calidad de los materiales de los equipos. - Sistema de gas y fuego. - Instrumentación de Plan de Respuesta a Emergencias. - Instrumentación de Programa de Prevención de Accidentes. - Elaboración de procedimientos de operación, seguridad, mantenimiento.	2. Incluir la zona de la cubierta principal en el estudio de explosión, teniendo en cuenta su congestión y confinamiento, y definir una protección adecuada contra explosiones para las cúpulas de los tanques de GNL
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Atmósfera, flora y fauna marina		
			Amortiguamiento	Atmósfera, flora y fauna marina		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Atmósfera, flora y fauna marina		
			Amortiguamiento	Atmósfera, flora y fauna marina		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Personal	Radiación	Alto Riesgo	Lesiones		
			Amortiguamiento	Lesiones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fatalidades		
			Amortiguamiento	Fatalidades		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Instalaciones/ Producción	Radiación	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
E10 "Caso más Probable"	Población	Radiación	Alto Riesgo	No Aplica	- Sistema de protección de presión de alta integridad. - Control distribuido. - Válvulas de seguridad. - Válvulas automáticas. - Válvula de corte. - Trasmisor de presión. - Trasmisor de flujo. - Trasmisor de temperatura. - Indicador de presión. - Indicador de flujo. - Indicador de temperatura. - Detector de incendio. - Detector de humo. - Alarmas de emergencia. - Sistema contra incendio. - Sistema de tierra física. - Programa de Atención de emergencias. - Manual de operación. - Certificado de calidad de los materiales de los equipos. - Sistema de gas y fuego. - Instrumentación de Plan de Respuesta a Emergencias. - Instrumentación de Programa de Prevención de Accidentes. - Elaboración de procedimientos de operación, seguridad, mantenimiento.	6. Confirmar la necesidad de ESDV en el bucle de MR de cada tren IPSMR 7. Confirmar la necesidad de medios de protección (por ejemplo, cortina de agua o CSP) en la cubierta del lado de estribor de la Unidad FLNG para proteger del sistema de manipulación de vertidos criogénicos que se descargan por la borda. 8. Garantizar que cualquier derrame criogénico en el sistema de GNL de evaporación flash situado en el lado de PS (M10) pueda drenarse adecuadamente por gravedad hasta la descarga por la borda en SB. 10. Realizar un estudio de manipulación de materiales y un estudio de caída de objetos 23. Confirmar la elevación del colector de descarga. 24. Confirmar la selección del medio de calentamiento específico para las operaciones de mantenimiento del tanque de carga. 25. Aclarar los medios para producir nitrógeno/gas inerte para la inertización de los tanques de carga, el mantenimiento de la parte superior y la reposición de MR
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Atmósfera, flora y fauna marina		
			Amortiguamiento	Atmósfera, flora y fauna marina		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Atmósfera, flora y fauna marina		
			Amortiguamiento	Atmósfera, flora y fauna marina		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Personal	Radiación	Alto Riesgo	Lesiones		
			Amortiguamiento	Lesiones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fatalidades		
			Amortiguamiento	Fatalidades		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Instalaciones/ Producción	Radiación	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
E11 "Peor Caso"	Población	Radiación	Alto Riesgo	No Aplica	- Sistema de protección de presión de alta integridad. - Control distribuido. - Válvulas de seguridad. - Válvulas automáticas. - Válvula de corte. - Trasmisor de presión. - Trasmisor de flujo. - Trasmisor de temperatura. - Indicador de presión. - Indicador de flujo. - Indicador de temperatura. - Detector de incendio. - Detector de humo. - Alarmas de emergencia. - Sistema contra incendio. - Sistema de tierra física. - Programa de Atención de emergencias. - Manual de operación. - Certificado de calidad de los materiales de los equipos. - Sistema de gas y fuego. - Instrumentación de Plan de Respuesta a Emergencias. - Instrumentación de Programa de Prevención de Accidentes. - Elaboración de procedimientos de operación, seguridad, mantenimiento.	26. Considerar la instalación de medios de aislamiento aguas arriba de las mangueras de alta presión en la plataforma del muelle controlada por la Unidad FLNG. 27. Confirmar la frecuencia para probar la presión y reemplazar las mangueras HP de acuerdo con los requisitos reglamentarios en México. 28. Considerar la detección y protección contra incendios en la plataforma del muelle. 29. Evaluar la posible exposición del personal durante el proyecto en relación con la proximidad de las mangueras de alta presión y la pasarela del personal en la plataforma del muelle. 30. Aplicar los resultados del estudio de manipulación de materiales para desarrollar las especificaciones y definir las capacidades de una grúa adicional en SB en el centro del buque que cubra la plataforma del muelle. 31. Determinar los medios para limpiar el casco/los cofres marinos de la Unidad FLNG en México teniendo en cuenta la pintura del casco. 32. Integrar en el diseño la supervisión de la tensión de las líneas de amarre de los CGNL (mediante el uso de QRH). 33. Desarrollar y compartir la filosofía del arranque en negro y garantizar que el proceso se desarrolle en condiciones de seguridad en caso de apagón. 34. Realizar un estudio de validación y disponibilidad de remolcadores. 35. Incluir los vientos racheados imprevisibles (Toritos) en el procedimiento operativo STS y desarrollar la respuesta de emergencia para CGNL junto con la Unidad FLNG. 36. Considerar la posibilidad de supervisar periódicamente la profundidad del agua por debajo y alrededor de la Unidad FLNG para evitar que esta y el CGNL encallen
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Medio Ambiente	Radiación	Alto Riesgo	Atmósfera, flora y fauna marina		
			Amortiguamiento	Atmósfera, flora y fauna marina		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Atmósfera, flora y fauna marina		
			Amortiguamiento	Atmósfera, flora y fauna marina		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Personal	Radiación	Alto Riesgo	Lesiones		
			Amortiguamiento	Lesiones		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Fatalidades		
			Amortiguamiento	Fatalidades		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		
	Instalaciones/ Producción	Radiación	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Sobrepresión	Alto Riesgo	Daños		
			Amortiguamiento	Daños		
		Toxicidad	Alto Riesgo	No Aplica		
			Amortiguamiento	No Aplica		

Clave del escenario	Receptor de riesgo	Tipo de evento	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Descripción de la salvaguarda	Recomendaciones para implementar
						durante el atraque y considerar un dragado adecuado. 37. y compartir los procedimientos operativos de las terminales en caso de condiciones meteorológicas adversas. 38. Revisar con las autoridades portuarias las características de sonido y luces de la Unidad FLNG. 39. Garantizar la elaboración de un plan conjunto de respuesta en caso de emergencia para todas las instalaciones portuarias, incluida la Unidad FLNG.

Fuente: Elaboración propia.

V.6.2 Interacciones de riesgo

Para determinar las interacciones de riesgo en el presente Estudio, se identificaron los escenarios que por su ubicación pudieran potencializar el riesgo a través de un "Efecto Dominó" u otros mecanismos, debido a que dentro de las Zonas de Alto Riesgo por daño a equipos (radiación térmica: Rango de 12.5 kW/m^2 a 37.5 kW/m^2 y sobrepresión: Rango de 3 lb/in^2 a 10 lb/in^2) y en Zonas de Alto Riesgo (radiación térmica: 5.0 kW/m^2 y sobrepresión: 1.0 lb/in^2), donde se ubiquen equipos, ductos u otras Instalaciones industriales que manejen hidrocarburos u otras sustancias peligrosas, dentro o fuera de los límites de propiedad o jurisdicción del Proyecto. Las recomendaciones y salvaguardas se incluyen en la tabla anterior.

Asimismo, se señalan para cada escenario las salvaguardas (equipos, dispositivos, sistemas de seguridad y medidas preventivas) que se encuentran consideradas en el diseño del Proyecto; y que son requeridas para la reducción de la probabilidad de ocurrencia de los escenarios de riesgo con base en las interacciones indicadas; a efecto de evitar el deterioro del medio ambiente, además de aquellas orientadas a la restauración de la zona afectada en caso de accidente.

Los escenarios considerados como "Efecto Dominó" son los números E-03 y E-06. A continuación, en la Tabla V.81 se indican las interacciones de riesgo y descripción de los posibles receptores, para cada uno de los escenarios simulados.

Tabla V.81 Interacciones de riesgo y descripción de los posibles receptores

Clave escenario riesgo	Equipo/sitio de la planta	Sustancia peligrosa involucrada	Tipo de zona	Tipo de evento	Radio de la afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancia aproximada de los equipos o instalaciones industriales al punto de fuga y zona de riesgo
E01	Escenario 1 Fuga de gas combustible de alta presión, en el cabezal de compresores de BOG/EFG a las turbinas de gas de los trenes de	Gas natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	199.44	- Paquete de compresión 23-XX-1B. - Paquete de compresión 23-XX-1A. - Tambor de succión MR 1ª etapa 26-VD-001 - Tambor entre etapas MR 26-VD-102	- Unidad de aceite de compresor EFG 23-KZ-001B (6.7 m) - Paquete de compresión 23-XX-1B (5.7 m). - Paquete de compresión 23-XX-1A (1 m).
				Sobrepresión	311.85		
			Alto Riesgo	Radiación	140.00		
				Sobrepresión	260.45		

Clave escenario riesgo	Equipo/sitio de la planta	Sustancia peligrosa involucrada	Tipo de zona	Tipo de evento	Radio de la afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancia aproximada de los equipos o instalaciones industriales al punto de fuga y zona de riesgo
	licuefacción, en el módulo M10. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.					- Patín de maquillaje MR 26-HX-900 - Caja fría de licuefacción 26-HZ-105 - Compresor y controlador MR 26-KZ-101	- Tambor de succión MR 1A etapa 26-VD-001 (12.8 m) - Tambor entre etapas MR 26-VD-102 (13.7 m) - Patín de maquillaje MR 26-HX-900 (10.5 m) - Caja fría de licuefacción 26-HZ-105 (7.04 m) - Compresor y controlador MR 26-KZ-101 (20.8 m)
E02	Escenario 2 Fuga de Refrigerante Mixto, en el Cabezal de MR a cold box, en el módulo M10. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	Refrigerante	Alto Riesgo en equipos	Radiación	141.56	- Caja fría de licuefacción 26-HZ-105 - Tambor de succión MR 1ª etapa 26-VD-101 - Compresor y controlador MR 26-KZ-101 - EFG Compresor A Depurador de succión - 23-VG-001A - Fregador de succión EFG Compresor B 236-VG-001B - Condensador entre etapas MR 26-HG-102A/B - Súper calentador de gas combustible HP 45-HA-001 - Calentador de arranque de gas combustible HP 45-HA-002 - Compresor EFG A Etapa 2 después del enfriador 23-HX-001A/B - Compresor EFG B Etapa 2 después del enfriador 23-HX-002 A/B - Tambor mezclador de gas combustible 45-VE-001 - Filtros de gas combustible HP 45-CB-001A/B - Tambor de destello final de GNL 26-VD-001 - Expansor de GNL 26-XX-001	- Caja fría de licuefacción 26-HZ-105 (3.8 m) - Tambor de succión MR 1ª etapa 26-VD-101 (10.2 m) - Compresor y controlador MR 26-KZ-101 (13.4 m) - EFG Compresor A Depurador de succión 23-VG-001A (20.8 m) - Fregador de succión EFG Compresor B 236-VG-001B (16.64 m) - Condensador entre etapas MR 26-HG-102A/B (5.75 m) - Súper calentador de gas combustible HP 45-HA-001 (14.72 m) - Calentador de arranque de gas combustible HP 45-HA-002 (17.72 m) - Compresor EFG A Etapa 2 después del enfriador 23-HX-001A/B (12.9 m) - Compresor EFG B Etapa 2 después del enfriador 23-HX-002 A/B (13.9 m) - Tambor mezclador de gas combustible 45-VE-001 (19.2 m) - Filtros de gas combustible HP 45-CB-001A/B (16 m) - Tambor de destello final de GNL 26-VD-001 (27.2 m) - Expansor de GNL 26-XX-001 (23.0 m)
				Sobrepresión	51.97		
			Alto Riesgo	Radiación	104.20		
				Sobrepresión	41.87		
E03	Escenario 3 Fuga de gas de natural de alta presión en el cabezal de deshidratación, en	Gas natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	1,196.43	- Lecho de extracción de HHC después del filtro 25-CB-001 A	- Lecho de extracción de HHC después del filtro 25-CB-001 A (6.4 m)
				Sobrepresión	771.23		
			Alto Riesgo	Radiación	784.66		

Clave escenario riesgo	Equipo/sitio de la planta	Sustancia peligrosa involucrada	Tipo de zona	Tipo de evento	Radio de la afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancia aproximada de los equipos o instalaciones industriales al punto de fuga y zona de riesgo
	el módulo 20. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.			Sobrepresión	597.75	- Lecho de extracción de HHC después del filtro 25-CB-001 B - Calentador de gas de regeneración de eliminación de HHC 25-HA-001 - Tambor receptor NGL 20-VD-001 - Gas de regeneración de eliminación de HHC después del depurador 25-VG-002 - Eliminación de HHC Gas de regeneración después del filtro 25-CB-002A/B - Caja fría de licuefacción 26-HZ-205 - Tambor de succión MR 1ª etapa 26-VD-201 - Tambor entre etapas MR 26-VD-202 - Compresor y controlador MR 26-KZ-201 - Adsorbedor de eliminación de HHC 25-VK-001A/E	- Lecho de extracción de HHC después del filtro 25-CB-001 B (8.6 m) - Calentador de gas de regeneración de eliminación de HHC 25-HA-001 (11.2 m) - Tambor receptor NGL 20-VD-001 (14.7 m) - Gas de regeneración de eliminación de HHC después del depurador 25-VG-002 (14.4 m) - Eliminación de HHC Gas de regeneración después del filtro 25-CB-002A/B (13.9 m) - Caja fría de licuefacción 26-HZ-205 (16 m) - Tambor de succión MR 1ª etapa 26-VD-201 (15.3 m) - Tambor entre etapas MR 26-VD-202 (20.1 m) - Compresor y controlador MR 26-KZ-201 (20.8 m) - Adsorbedor de eliminación de HHC 25-VK-001A/E (5.76 M)
E04	Escenario 4 Fuga de Refrigerante Mixto, en el Cabezal de MR a cold box, en el módulo M20. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	Refrigerante	Alto Riesgo en equipos	Radiación	141.56	- Lecho de extracción de HHC después del filtro 25-CB-001 A - Lecho de extracción de HHC después del filtro 25-CB-001 B - Calentador de gas de regeneración de eliminación de HHC 25-HA-001 - Tambor receptor NGL 26-VD-201 - Gas de regeneración de eliminación de HHC después del depurador 25-VG-002 - Eliminación de HHC Gas de regeneración después del filtro 25-CB-002A/B - Tambor de succión MR 1ª etapa 26-VD-201 - Tambor entre etapas MR 26-VD-202 - Compresor y controlador MR 26-KZ-201 - Tambor receptor NGL 20-VD-001	- Lecho de extracción de HHC después del filtro 25-CB-001 A (21.2 m) - Lecho de extracción de HHC después del filtro 25-CB-001 B (22.4 m) - Calentador de gas de regeneración de eliminación de HHC 25-HA-001 (21.7 m) - Tambor receptor NGL 26-VD-201 (11.2 m) - Gas de regeneración de eliminación de HHC después del depurador 25-VG-002 (22.7 m) - Eliminación de HHC Gas de regeneración después del filtro 25-CB-002A/B (22.4 m) - Tambor entre etapas MR 26-VD-202 (2.2 m) - Compresor y controlador MR 26-KZ-201 (12.8 m) - Tambor receptor NGL 20-VD-001 (24 m)
				Sobrepresión	51.97		
			Alto Riesgo	Radiación	104.20		
				Sobrepresión	41.87		

Clave escenario riesgo	Equipo/sitio de la planta	Sustancia peligrosa involucrada	Tipo de zona	Tipo de evento	Radio de la afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancia aproximada de los equipos o instalaciones industriales al punto de fuga y zona de riesgo
E05	Escenario 5 Fuga de GNL en el cabezal de HHCR al tambor receptor de GNL, en el módulo M20. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	Gas natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	14.78	- Lecho de extracción de HHC después del filtro 25-CB-001 B - Calentador de gas de regeneración de eliminación de HHC 25-HA-001 - Tambor receptor NGL 20-VD-001 - Gas de regeneración de eliminación de HHC después del depurador 25-VG-002 - Eliminación de HHC Gas de regeneración después del filtro 25-CB-002A/B - Caja fría de licuefacción 26-HZ-205 - Tambor de succión MR 1ª etapa 26-VD-201 - Tambor entre etapas MR 26-VD-202 - Compresor y controlador MR 26-KZ-201	- Lecho de extracción de HHC después del filtro 25-CB-001 B (18.5 m) - Calentador de gas de regeneración de eliminación de HHC 25-HA-001 (16 m) - Tambor receptor NGL 20-VD-001 (18.2 m) - Gas de regeneración de eliminación de HHC después del depurador 25-VG-002 (18.5 m) - Eliminación de HHC Gas de regeneración después del filtro 25-CB-002A/B (18.5 m) - Caja fría de licuefacción 26-HZ-205 (8 m) - Tambor de succión MR 1ª etapa 26-VD-201 (12.8 m) - Tambor entre etapas MR 26-VD-202 (15.1 m) - Compresor y controlador MR 26-KZ-201 (16 m)
				Sobrepresión	18.58		
			Alto Riesgo	Radiación	11.88		
				Sobrepresión	14.63		
E06	Escenario 6 Fuga de gas de alimentación aguas abajo del paquete de medición, en el módulo M30. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	Gas natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	1,208.16	- Cama protectora de mercurio 22-VX-002A/B - Lecho protector de mercurio después del filtro 22-CB-002 - Depurador de gas de alimentación 22-VG-001 - Paquete de inyección de productos químicos 28-XX-001 - Columna de extracción de aminas 28-VE-004 - Bomba de refuerzo de amina 28-PA-001A/B - Columna de extracción de aminas 28-VE-004 - Intercambiador de calor de aminas pobres / ricas 28-HB-002A/B - Hervidor de aminas 28-HI-004A/B - Caja fría de licuefacción 26-HZ-305 - Tambor entre etapas MR 26-VD-302 - Tambor de succión MR 1ª etapa 26-VD-301	- Cama protectora de mercurio 22-VX-002A/B (4.4 m) - Lecho protector de mercurio después del filtro 22-CB-002 (1.6 m) - Depurador de gas de alimentación 22-VG-001 (1.5 m) - Paquete de inyección de productos químicos 28-XX-001 (4.8 m) - Columna de extracción de aminas 28-VE-004 (7.04 m) - Bomba de refuerzo de amina 28-PA-001A/B (9.28 m) - Columna de extracción de aminas 28-VE-004 (6.7 m) - Intercambiador de calor de aminas pobres / ricas 28-HB-002A/B (13.7 m) - Hervidor de aminas 28-HI-004A/B (18.2 m) - Caja fría de licuefacción 26-HZ-305 (21.7 m) - Tambor entre etapas MR 26-VD-302 (12.8 m)
				Sobrepresión	767.50		
			Alto Riesgo	Radiación	792.30		
				Sobrepresión	594.03		

Clave escenario riesgo	Equipo/sitio de la planta	Sustancia peligrosa involucrada	Tipo de zona	Tipo de evento	Radio de la afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancia aproximada de los equipos o instalaciones industriales al punto de fuga y zona de riesgo
						- Compresor y controlador MR 26-KZ-301	- Tambor de succión MR 1ª etapa 26-VD-301 (13.1 m) - Compresor y controlador MR 26-KZ-301 (16 m)
E07	Escenario 7 Fuga de Refrigerante Mixto, en el Cabezal de MR a cold box, en el módulo M30. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	Refrigerante	Alto Riesgo en equipos	Radiación	141.56	- Cama protectora de mercurio 22-VX-002A/B - Lecho protector de mercurio después del filtro 22-CB-002 - Depurador de gas de alimentación 22-VG-001 - Paquete de inyección de productos químicos 28-XX-001 - Columna de extracción de aminas 28-VE-004 - Bomba de refuerzo de amina 28-PA-001A/B - Columna de extracción de aminas 28-VE-004 - Intercambiador de calor de aminas pobres / ricas 28-HB-002A/B - Hervidor de aminas 28-HI-004A/B - Tambor entre etapas MR 26-VD-302 - Tambor de succión MR 1ª etapa 26-VD-301 - Compresor y controlador MR 26-KZ-301	- Cama protectora de mercurio 22-VX-002A/B (21.1 m) - Lecho protector de mercurio después del filtro 22-CB-002 (20.8 m) - Depurador de gas de alimentación 22-VG-001 (20.1 m) - Paquete de inyección de productos químicos 28-XX-001 (17.6 m) - Columna de extracción de aminas 28-VE-004 (11.2 m) - Bomba de refuerzo de amina 28-PA-001A/B (14.4 m) - Columna de extracción de aminas 28-VE-004 (10.5 m) - Intercambiador de calor de aminas pobres / ricas 28-HB-002A/B (8.9 m) - Hervidor de aminas 28-HI-004A/B (11.2 m) - Tambor entre etapas MR 26-VD-302 (2.2 m) - Tambor de succión MR 1ª etapa 26-VD-301 (4.8 m) - Compresor y controlador MR 26-KZ-301 (9.6 m)
				Sobrepresión	51.97		
			Alto Riesgo	Radiación	104.20		
				Sobrepresión	41.87		
E08	Escenario 8 Fuga de gas combustible de alta presión, en el cabezal de compresores de BOG/EFG a las turbinas de gas de los generadores, en el módulo M40. Riesgo de incendio/ explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	Gas natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	199.44	- Área de mantenimiento - Bomba de circulación media de calefacción HT 41-PA-001A/B/C - Bomba de circulación media de calefacción LT 41-PA-002A/B - Bomba de drenaje cerrado medio de calefacción 41-PA-003 - Unidad de recuperación de calor 41-HV-001A/001B - Paquete de generación de energía 80-DA-001B - Tanque de drenaje cerrado medio de calentamiento 41-VD-002	- Área de mantenimiento (16 m) - Bomba de circulación media de calefacción HT 41-PA-001A/B/C (24 m) - Bomba de circulación media de calefacción LT 41-PA-002A/B (18.5 m) - Bomba de drenaje cerrado medio de calefacción 41-PA-003 (19.2 m) - Unidad de recuperación de calor 41-HV-001A/001B (12.8 m) - Paquete de generación de energía 80-DA-001B (5.6 m)
				Sobrepresión	311.85		
			Alto Riesgo	Radiación	140.00		
				Sobrepresión	260.45		

Clave escenario riesgo	Equipo/sitio de la planta	Sustancia peligrosa involucrada	Tipo de zona	Tipo de evento	Radio de la afectación (m)	Equipos o instalaciones industriales presentes en el radio de afectación	Distancia aproximada de los equipos o instalaciones industriales al punto de fuga y zona de riesgo
						- WHRU para 26-KZ-301 41-HW-001B	- Tanque de drenaje cerrado medio de calentamiento 41-VD-002 (25.6 m) - WHRU 41-HW-001B para 26-KZ-301 (10.2 m)
E09	Escenario 9 Fuga de GNL en el cabezal a tanques de carga. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	Gas natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	132.73	-	-
				Sobrepresión	173.74		
			Alto Riesgo	Radiación	80.54		
				Sobrepresión	126.07		
E10	Escenario 10 Fuga de GNL en el manifold de descarga a tanques de carga. Riesgo de incendio/ explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	Gas natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	126.41	-	-
				Sobrepresión	173.32		
			Alto Riesgo	Radiación	76.81		
				Sobrepresión	125.84		
E11	Escenario 11 Fuga de gas de alta presión de una manguera aguas arriba de la instalación de entrada, en el módulo M30. Riesgo de incendio/ explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	Gas natural	Alto Riesgo en equipos	Radiación	597.37	-	-
				Sobrepresión	570.61		
			Alto Riesgo	Radiación	397.78		
				Sobrepresión	455.67		

Fuente: Elaboración propia.

V.7 Reposicionamiento de Escenarios de Riesgo

Para el reposicionamiento de todos los escenarios de riesgos identificados en la sección V.4.2.3 donde fueron jerarquizados (ver Tabla V.75) se tomaron en cuenta los siguientes criterios que confirmaron o rectificaron los valores de frecuencia (probabilidad) y consecuencias (severidad):

- Para los Escenarios de Riesgo analizados se tomó en cuenta la información generada en dicha sección, de tal manera que se analizaron los resultados para confirmar o rectificar los valores de frecuencia.
- Para todos los Escenarios de Riesgo, también se tomó en cuenta para la ponderación de frecuencia y consecuencia todos los controles y medidas de reducción de Riesgos (Salvaguardas, protecciones o barreras) de tipo preventivo, de control y de mitigación; incluyendo los sistemas activos de contraincendios con que cuenta el Proyecto o que tiene consideradas en el diseño de este; así como para llevar los Riesgos a un nivel tan bajo como sea razonablemente factible. Derivado de lo anterior, se establecieron las condiciones para determinar el Riesgo Residual del Proyecto a través de la Rejerarquización; es decir, aquel que considera la implementación de dichos controles y medidas de reducción de Riesgos para mitigar el Riesgo Inherente del Proyecto; los cuales pueden ser visualizados en el Anexo Técnico ANX-TEC-05 Apéndice B - Hojas de trabajo del estudio HAZID.

V.8 Sistemas de seguridad y medidas para administrar los escenarios de riesgo

V.8.1 Sistemas de seguridad

V.8.1.1 Sistema de Fuego y Gas

El centro de trabajo contará con Sistema de Fuego y Gas (SFyG) para toda la instalación, incluidos los sistemas del casco, el proceso de la parte superior, los servicios públicos y las áreas de descarga de carga. El sistema se diseñará para supervisar todas las áreas y se instalará una HMI dedicada a para proporcionar supervisión local del sistema de protección contra incendios y gas. La programación y configuración del SFyG y de la interfaz Hombre-Máquina (HMI) local deberán proporcionar la funcionalidad especificada según la matriz de causas y efectos (Anexo Técnico ANX-TEC-03 Plan preliminar de seguridad y control de incendios).

El SFyG forma parte del Sistema de Seguridad de Emergencia (ESS) para detectar lo antes posible tanto incendios como fugas de gas mediante los detectores correspondientes conectados al sistema. La activación del nivel paro de emergencia adecuado, así como la activación de alarmas generales a través del sistema de megafonía y alarma general se inicia desde el SFyG.

El SFyG se basará en solucionadores lógicos totalmente redundantes con lógica de software. El sistema será independiente de los sistemas básicos de control de procesos y tendrá, como mínimo, clasificación SIL 2. Todas las señales serán a prueba de fallos o con control de rotura de línea. El SFyG será "desenergizar para disparar". Además, el diseño del sistema de detección de fuego y gas de la Unidad FLNG deberá:

- Cumplir los requisitos de la Organización Marítima Internacional y de la Clase.
- Las zonas de fuego y gas se definirán y alinearán con la funcionalidad de las diferentes áreas.
- Además, es necesario realizar un estudio cartográfico de los detectores de fuego y gas para las partes superiores con el fin de confirmar que el número y la ubicación aproximada de los detectores cumplen los requisitos de seguridad del proyecto y evitar posibles lagunas o zonas de cobertura limitada de los detectores.
- Tener en cuenta, en particular, las recomendaciones de los estudios de seguridad y evaluación de riesgos específicos del proyecto: HAZID/HAZOP/LOPA/SIL-SRS/FERA. El número y la ubicación estratégica de los detectores del Sistema de fuego y gas deben revisarse y validarse de acuerdo con las recomendaciones de las evaluaciones de riesgos, a fin de lograr la reducción de riesgos requerida para el Unidad flotante de producción de GNL y sus interfaces (por ejemplo, LNGC/FSU).
- El diseño del sistema de detección y respuesta ante incendios y gases tendrá en cuenta la selección del equipo y el esquema de votación lógica jerárquica, que tendrá la capacidad de minimizar la pérdida de producción debida a señales espurias con la consiguiente desconexión.
- En caso de que existan SFyG de diferentes proveedores, estos deberán alinearse e integrarse en un único sistema.
- Tener en cuenta la accesibilidad de los detectores para su mantenimiento/calibración.

V.8.1.2 Sistema de detección de incendios

El sistema de detección de incendios vigilará continuamente la presencia de fuego para alertar al personal y permitir que se inicien acciones de control manual o automáticamente para minimizar la probabilidad de que el fuego aumente y la probabilidad de exposición del personal. La función de detección de incendios proporcionará una detección fiable y rápida de un incendio mediante el tipo, número y ubicación adecuados de los detectores de incendios y garantizará la activación oportuna de la alarma y las acciones de control. La detección confirmada de un incendio en zonas que contienen instalaciones de procesamiento de gas y GNL suele provocar el cierre automático del flujo de hidrocarburos y de la ventilación de la zona (Anexo Técnico ANX-TEC-03 Plan preliminar de seguridad y control de incendios).

El diseño del sistema de detección de incendios tendrá debidamente en cuenta el tamaño de la llama, las características del humo y el aumento de la velocidad de la temperatura a la hora de determinar el número y la distribución de los detectores.

Los objetivos para la detección de incendios críticos (dardo o charco) en zonas peligrosas son los siguientes:

- Llama de 0.5 metros de diámetro y 1 metro de longitud que debe ser detectada por al menos un detector.
- Una llama de 1.0 metros de diámetro y 3 metros de longitud que debe ser detectada por al menos dos detectores.

Los detectores de humo de alta sensibilidad para alerta temprana se aplicarán a las salas de equipos eléctricos críticos para la seguridad. En módulos de proceso muy congestionados en los que los detectores de llamas puntuales convencionales pueden no tener suficiente "visión" para detectar las llamas, la disposición de detección de incendios puede ampliarse mediante el uso de cámaras CCTV inteligentes.

Todos los lugares de la instalación que contengan material inflamable o en los que deba impedirse la entrada de humo dispondrán de medios adecuados de detección de incendios. La detección de incendios se realizará, como mínimo, de acuerdo con lo indicado en la Tabla V.82.

Tabla V.82 Requisitos de detección de incendios

Área / Sala	Tipo de detección
Áreas de proceso abiertas	Llama. La detección de calor puede ser necesaria para la protección de equipos específicos.
Áreas de proceso cerradas	Llama. La detección de calor puede ser necesaria para la protección de equipos específicos.
Áreas de servicios públicos con productos inflamables	Llama o calor
Áreas de servicios públicos sin inflamables	Calor (o humo)
Salas eléctricas / Salas de equipos de sistemas de automatización de procesos (para armarios de controladores, armarios de red y armarios de cableado)	Humo (alta sensibilidad)
Cerramientos de equipos accionados por turbinas y motores (espacios de salas de máquinas, mecánicas y de bombas)	Detector térmico (velocidad/subida)
Cerramientos de los equipos accionados por motores de combustión interna, incluidos los turbogeneradores y compresores; generadores de emergencia y esenciales; salas de bombas de agua contra incendios; entre otros	Detector UV/IR
Espacios para maquinaria	Llama
Almacenes de materiales inflamables (por ejemplo, pintura)	Llama o calor
Oficinas / alojamiento	Humo
Entrada HVAC	Humo
Talleres	Humo o calor
Cabinas	Humo
Alojamiento del analizador	Detectores de fuego y gas (también sirenas y balizas)
Lavandería, cocina, sala de fumadores y otros lugares en los que normalmente pueda haber vapor o humo	Llama o calor

Fuente: SDFyG.

La detección de incendios confirmados iniciará acciones automáticas para limitar el potencial de escalada del incendio, tales como:

- Sistema de paro de emergencia (ESD).
- Despresurización de emergencia (purga automática).
- Apagado de HVAC y compuertas.
- Activación de los sistemas de protección automática contra incendios (PFA).
- Activación de alarmas generales y de megafonía mediante ESD.
- Inicio de la bomba de agua.

El incendio confirmado en el alojamiento o en la sala de máquinas no iniciará la despresurización automática de emergencia de las cubiertas.

La confirmación de un incendio en la zona de proceso iniciará la despresurización automática en la zona o tren afectados únicamente o salvo que se determine lo contrario durante los estudios de seguridad.

Las causas y efectos confirmados de la detección de incendios y gases se desarrollarán en el Proyecto.

La detección de incendios confirmada que dé lugar a acciones ejecutivas automáticas se basará en un sistema de votación de detectores. La siguiente lógica de votación se aplicará a los siguientes tipos de detectores:

- Humo (excepto en las zonas de alojamiento): Detectores 2ooN para alcanzar el límite de alarma especificado cuando N ≥ 3.
- Llama (uno de los principios siguientes): detectores 1ooN para alcanzar el límite de alarma especificado cuando N ≥ 2 (requisito básico de seguridad). Detectores 2ooN para alcanzar el límite de alarma especificado cuando N ≥ 3 (mantener el requisito de producción).
- Calor: 1ooN detectores para alcanzar el límite de alarma especificado cuando N ≥ 2.
- N es el número de todos los detectores de incendios dentro de un área de detección de incendios (cualquier tipo de detectores).

En general, la alarma confirmada de incendio o de gas se activará cuando los detectores 2ooN alcancen el nivel de alarma especificado. La detección 1ooN solo dará la alarma en la sala de control y en caso de que la alarma no se reconozca en 2 minutos, se iniciará la alarma de fuego y gas confirmada.

Las condiciones del SFyG se alertarán lo antes posible para avisar al personal garantizando una evacuación y escape seguros. La detección de incendios, la no ejecución de acciones a demanda y los defectos del sistema se presentarán como alarmas en el Cuarto de Control Central.

Las funciones relacionadas con la seguridad de fuego y gas cumplirán su cometido independientemente de los sistemas de control y de control relacionados con la seguridad. Las señales (clasificadas SIL) intercambiadas entre diferentes unidades de fuego y gas. incluida la comunicación con otras unidades de seguridad como el sistema de paro de emergencia, deberán estar cableadas.

El protocolo de comunicación redundante con clasificación SIL3 también puede utilizarse para intercambiar señales entre los solucionadores lógicos del sistema de fuego y gas y otras señales de desconexión.

V.8.1.3 Sistema de detección de gases

El sistema de detección de gases controlará continuamente la presencia de gases inflamables, alertará al personal y permitirá iniciar acciones de control manual o automáticamente para minimizar la probabilidad de exposición del personal, explosión e incendio. El sistema de detección de gases proporcionará una detección rápida y fiable de las fugas inflamables antes de que una nube de gas alcance una concentración y un tamaño que puedan suponer un riesgo para el personal y la instalación (Anexo Técnico ANX-TEC-03 Plan preliminar de seguridad y control de incendios).

El tipo y la ubicación de los detectores de gas se establecerán en función de las características pertinentes del gas en un área determinada. Se pueden instalar detectores puntuales como detectores de gas en línea de visión detector infrarrojo. Los detectores se instalarán de acuerdo con una evaluación de los escenarios de fuga de gas dentro de cada zona, teniendo en cuenta las posibles fuentes y la tasa de fuga, la dispersión, la disposición de los equipos y las condiciones ambientales, como la ventilación, y la probabilidad de detección de pequeñas fugas dentro del área.

Los detectores de gases de hidrocarburos se instalarán como mínimo en:

- Área 1 y área 2, salida de ventilación de áreas peligrosas (excepto contenedores de pintura).
- Áreas cerradas si el gas puede entrar/quedar atrapado.
- Entradas de aire situadas en zonas peligrosas para el gas.
- Entradas HVAC:
- Entrada de aire de combustión,
- Campanas de turbina y entrada de aire de refrigeración,
- Entrada de aire para compresores.

A efectos de comprobación y mantenimiento, los detectores de gas estarán situados de forma que sean fácilmente accesibles y pueda accederse a ellos sin montar andamios. Los detectores deberán estar protegidos de la lluvia y del posible polvo para garantizar su correcto funcionamiento en todo momento.

Cada área del SFyG tendrá una derivación para permitir las pruebas y el mantenimiento. Los principios básicos de actuación en caso de detección de gas son los siguientes:

- El Sistema de Paro de Emergencia (ESD, por sus siglas en inglés) se activa automáticamente al confirmarse la detección de gas.
- El Sistema integrado de control y seguridad se inicia automáticamente tras la detección de gas mediante acciones del sistema ESD o puede ser ejecutado directamente por el SFyG.
- Activación del arranque de la bomba FW y del diluvio, si es necesario.
- La ventilación se desconecta automáticamente al detectar gas en la entrada del sistema de calefacción, ventilación y aire acondicionado.
- Activación del sistema de megafonía/alarma para alertar al personal.

La detección de gas confirmada y los principios de votación aplicados deberán cumplir lo siguiente:

- Detector 2ooN para alcanzar el límite de alarma especificado cuando N ≥ 3.
- El gas confirmado que utiliza la votación 2ooN debe utilizar límites de alarma bajos si se utilizan dos límites de alarma en la lógica de votación.
- Un detector de gas anulado o defectuoso, cuando se utilice en disposición de votación 2oo3, se tratará lógicamente como si estuviera en alarma imponiendo la reconfiguración a votación 1oo2.
- La votación incluirá como mínimo todos los detectores de una zona definida (cualquier tipo de detectores), pero la votación podrá aplicarse entre detectores de distintas zonas (votación inteligente);
- Detectores 1ooN para alcanzar el límite de alarma alta especificado cuando N ≥ 2.

En general, la alarma confirmada de incendio o de gas se activará cuando los detectores 2ooN alcancen el nivel de alarma especificado. La detección 1ooN solo dará la alarma en la sala de control y en caso de que la alarma no se reconozca en 2 minutos, se iniciará la alarma de fuego y gas confirmada.

Las alarmas se darán lo más rápidamente posible para advertir y guiar al personal en caso de detección de gas.

La detección de gas, la no ejecución de acciones a demanda y los defectos del sistema se presentarán como alarmas en el Cuarto de Control Central.

La Tabla V.83 indica una visión general de las alarmas confirmadas y no confirmadas de fuego y gas:

Tabla V.83 Detección de fuego y gas confirmada y no confirmada

Tipo	Detección/Causa	Efectos
Incendio no confirmado	-Detector único activado en la misma zona	Alarma en Central de alarma de incendios (FAAP) Anunciación local
Incendio confirmado	-Detector único activado y no reconocido -2 de N detectores activados en la misma zona -Punto de llamada de alarma manual	Alarma en FAAP Anuncio local de acciones C&E Megafonía y alarma general (PAGA)

Tipo	Detección/Causa	Efectos
Detección de gas no confirmada	Detección de un solo gas LEL al 25 % en la misma zona	Alarma en FAAP Anunciación local
Detección de gas confirmada	Detección de gas LEL al 25% por 2 de N detectores Detección de un solo gas LEL al 50 %	Alarma en FAAP Anuncio local de acciones C&E PAGA

Fuente: SDFyG.

V.8.1.4 Botoneras manuales de fuego y gas (pulsador).

Los puntos de llamada manual de alarma de incendio estarán situados en lugares estratégicos alrededor del área de proceso para permitir que el personal proporcione indicaciones de una condición peligrosa y su ubicación general. La activación de cualquier "botón manual de alarma de incendio" se tratará como alarma de incendio confirmada.

V.8.1.5 Paneles y señales de alarma de incendio y gas.

Los paneles locales de alarma contra incendios se situarán en lugares estratégicos (por ejemplo, CCR, parque de bomberos, ciudadela, delante y detrás de la Unidad flotante de producción de GNL) y, cuando se confirme la presencia de gas, se hará visible una notificación de alarma general en todos los espacios públicos y se controlará el estado de los diversos sistemas de detección y supresión. Al recibir una señal de detección de incendio, el sistema de alarma de incendio emitirá señales para anunciar al personal de la planta, activar los sistemas de supresión fijos y apagar los equipos, según corresponda. Los paneles de alarma de incendio locales comunicarán las condiciones de la central de alarma de incendios se ubicará en la sala de control, constantemente atendida, y transmitirá las alarmas de "Incendio", "Problema" y "Supervisión" a la atención de los operadores en los sistemas de control de la planta. Se consultará a la central de alarma de incendios para conocer las condiciones. La central de alarma de incendios estará equipada con una impresora específica para registrar alarmas y condiciones diversas. El arranque a distancia de las bombas contra incendios y el accionamiento de los sistemas de supresión estarán disponibles desde la central de alarma de incendios, según corresponda.

Los sistemas de notificación de la planta también pueden utilizarse para la notificación en toda la zona. Los paneles de alarma contra incendios locales y la central de alarma de incendios de la sala de control estarán equipados con dispositivos de anunciación locales para alertar al personal de la planta de las condiciones según sea necesario.

Se instalarán sistemas locales de señalización consistentes en bocinas, balizas con luces estroboscópicas, entre otros. La activación de las luces estroboscópicas de advertencia se realizará mediante una salida digital intrínsecamente segura del Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS) y proporcionará una alarma en el Sistema integrado de control y seguridad.

En la consola de interfaz del operador de la tarjeta, la tabla de efectos también incluirá alarmas para su correcta supervisión.

V.8.1.6 Sirenas y balizas.

El sistema de megafonía estará provisto de paneles de acceso para que todo el personal pueda ser alertado de situaciones de accidente y peligro. Los paneles de acceso deben tener prioridad para enviar mensajes a todos o a grupos seleccionados alrededor del buque, a través del sistema de megafonía. Los paneles de acceso tendrán las siguientes disposiciones:

- Botones de selección de zona (Todas, Áreas de trabajo).
- Botón de alarma de reunión.
- Botón de alarma general.
- Botón de mensaje de emergencia.
- Botón cancelar.
- Entre otros.

El sistema de megafonía y alarma general recibirá entradas de señal de la central de detección de incendios. Será posible realizar anuncios en diferido desde el sistema telefónico a través del sistema de megafonía y alarma general. Los altavoces adyacentes a los paneles de acceso se silenciarán cuando se realicen anuncios. Los niveles sonoros mínimos de los tonos de alarma serán de 80 dB (A) y al menos 10 dB (A) por encima del ruido ambiente. En las zonas donde el nivel de ruido sea superior a 85 dB (A), se instalará una advertencia visual (en una columna de alarma) para complementar las alarmas sonoras y los anuncios.

La columna de alarma constará de una luz amarilla intermitente en la parte superior y tendrá sectores luminosos para alarma general, alarma de evacuación, teléfono de marcación, entre otros.

La alarma de evacuación será una señal acústica y la alarma visual en zonas ruidosas será una luz intermitente.
La alarma general será una señal acústica y la alarma visual en zonas ruidosas será una luz intermitente.

Las estaciones de megafonía mínimas que deben instalarse son las siguientes:

- Sala de cuadros de distribución.
- Sala de máquinas.
- Sala de control.
- Cubierta principal.
- Oficinas.
- Talleres.
- Cambiador.
- Sala de almacenamiento.

El sistema de megafonía y megafonía se diseñará de forma que ofrezca, como mínimo, los siguientes servicios:

- Emisión de tonos de alarma y avisos de emergencia con cobertura total del buque.
- Balizas intermitentes para alertar al personal de un mensaje importante en zonas de alto mensaje de fondo.
- Posibilidad de transmitir mensajes a zonas de cobertura seleccionadas en todo el buque.
- Tonos de alarma manuales y automáticos.
- Anuncios manuales de emergencia y mensajes rutinarios.
- Facilidad para llevar la función de página desde el sistema PABX.
- Alarmas automáticas e intermitencia de las balizas al iniciarse las alarmas en el SFyG.
- GVA o PAVA, según proceda, al iniciarse la ESD.
- Silenciamiento del sistema de entretenimiento en caso de emergencia.
- Redundancia total del sistema.
- Control y comprobación automáticos de fallos del sistema.
- La emisión de tonos de alarma de abandono de emergencia estará limitada por el sistema de control de silbato/cuerno.

La interfaz de usuario mostrará y registrará el estado del sistema de megafonía, permitirá modificar los parámetros operativos y facilitará la localización de averías y el procedimiento de mantenimiento. Representará los distintos paneles de control y otras entradas, indicará las zonas de funcionamiento, señalará las alarmas y el estado operativo de los distintos componentes del sistema. El menú de la interfaz de usuario deberá permitir la comunicación directa con el procesador principal. Esto se complementará con altavoces duplicados y una red de balizas para cubrir todo el buque. Se utilizarán campanas acústicas en las zonas ruidosas.

V.8.1.6.1 Tonos de alarma.

El sistema de megafonía/GA emitirá los siguientes tonos de alarma en el mismo orden de prioridad:

- PAVA-Preparar alarma de abandono de buque a ASD nivel-1.
- GVA- Alarma general del buque a GA.
- Gas combustible.

La frecuencia y el tiempo de barrido de las alarmas serán los siguientes:

El tono PAVA será una señal audible continua de frecuencia variable.

La frecuencia sinusoidal de barrido será de 1200 Hz a 500 Hz con un período de barrido de 1 segundo.

El tono GVA será una señal acústica intermitente de frecuencia constante de 1000 Hz (1 s encendido, 1 s apagado)

La alarma de gas combustible será una señal acústica intermitente de frecuencia variable de 1000 Hz (0.1 segundos encendido, 0.1 segundos apagado, en ráfagas de duración de 1 segundo, alternando con 1 segundo de silencio) (Anexo Técnico ANX-TEC-03 Plan preliminar de seguridad y control de incendios).

Estas señales de alarma irán acompañadas de balizas amarillas intermitentes en las zonas muy ruidosas. Habrá tonos audibles para alertar de un próximo anuncio importante realizado a través del panel de control del micrófono. Los tonos de alerta serán los siguientes:

Mensaje de emergencia: Señal combinada de tonos de onda cuadrada sin filtrar de 450 Hz y 1000 Hz de un segundo de duración (gong) para preceder a los mensajes de voz.

Mensaje normal: Señal secuenciada de tonos sinusoidales de 554 Hz y 440 Hz de un segundo de duración para preceder a los mensajes de voz. No se emitirán tonos de alerta cuando la localización se realice a través del sistema PABX

V.8.1.6.2 Balizas.

Se instalarán balizas intermitentes en las zonas muy ruidosas. Las balizas intermitentes serán de color amarillo. Sólo se iniciarán en caso de alarma GVA, PAVA o de gas tóxico. Estarán situados de forma clara y distintiva en lugares estratégicos de todo el buque y en zonas donde el nivel de ruido supere los 85 dB o más. Todas las balizas deberán ser aptas para funcionar en áreas peligrosas de la Zona 1.

V.8.1.6.3 Altavoces.

Cada altavoz se originará en los MDF situados en los bastidores centrales. Los altavoces se colocarán por separado en toda la nave, de modo que la mitad de los altavoces que cubran cualquier zona se alimenten de un bastidor central y la otra mitad del otro bastidor central. La ubicación general de los altavoces será tal que se consiga la cobertura deseada del mensaje o alarma y la relación de alarma a señal. Los altavoces se colocarán en altura para aprovechar al máximo la cobertura. El sistema de megafonía también se utilizará como sistema de alarma general. Los niveles sonoros mínimos para la emisión de avisos de emergencia serán:

Para interiores: 75 dB A y al menos 20 dB A por encima del nivel de interferencia de voz.

Para exteriores: 80 dB A y al menos 15 dB A por encima del nivel de interferencia de voz.

Los altavoces situados en las proximidades de las unidades de control deben silenciarse mientras se efectúa un anuncio para evitar la retroalimentación positiva dentro del sistema. Todos los altavoces deberán ser aptos para funcionar en áreas peligrosas de la Zona 1.

V.8.1.7 Evacuación y rescate (EER).

El diseño deberá cumplir con los siguientes requisitos (Anexo Técnico ANX-TEC-03 Plan preliminar de seguridad y control de incendios):

- OMI y de la clase.
- Cumplir la normativa de las autoridades locales y/o los requisitos de la Unidad FLNG.
- Tener en cuenta, en particular, las recomendaciones de los estudios de seguridad y evaluación de riesgos específicos del proyecto.

El diseño de las instalaciones de Escape, Evacuación y Rescate (EER) tendrá en cuenta el Personal a Bordo (POB), la distribución prevista de la dotación en la Instalación, las fuentes potenciales de peligro y los escenarios potenciales de escalada.

El objetivo del diseño de un sistema EER es permitir, en caso de emergencia, la evacuación del personal desde cualquier punto de las instalaciones hasta una de las zonas de reunión predeterminadas, así como la evacuación segura de todo el personal a bordo de la instalación, incluido el rescate de las personas heridas. Suele constar de los siguientes elementos:

- Vías de escape.
- Zonas de concentración.
- Medios de evacuación.
- Medios de rescate.

El personal a bordo máximo para las instalaciones se definirá para las actividades normales de O&M, para la puesta en marcha y para las actividades de respuesta. Será necesario comprobar las cifras en cada fase del proyecto. El Centro de Coordinación de rescate y las oficinas se consideran Zona Segura desde el punto de vista de la EER y constituirán un refugio temporal como puesto de reunión primario.

Se han previsto vías de evacuación para facilitar la huida del personal del lugar del accidente. Las vías de evacuación se diseñarán de forma que al menos una vía de evacuación hacia las zonas de reunión esté disponible en todo momento.

Cada nivel de la cubierta de proceso dispondrá de al menos dos vías de evacuación, de las cuales al menos una por escalera.

En el apartado V.9.2.25, se realiza una descripción detallada sobre la aplicación de la Filosofía de evacuación y rescate (EER).

V.8.2 Medidas preventivas

Como parte de las medidas preventivas que estarán consideradas durante la vida útil del Proyecto, se consideran las siguientes:

V.8.2.1 Manual de Operación

El objetivo de los manuales de operación es proporcionar orientación operativa al personal involucrado en la operación de la instalación. Este manual debe leerse junto con el Manual de Procedimientos de Emergencia y el Manual de Mantenimiento. En el análisis y cumplimiento de este manual y los documentos relacionados, el personal deberá seguir toda la normativa aplicable y guiarse por las mejores prácticas de transporte marítimo de gas natural licuable. Este manual no exime en modo alguno al personal de sus obligaciones de cumplir con toda la normativa aplicable y las buenas prácticas marineras, ni de su responsabilidad de tomar medidas apropiadas a las circunstancias y condiciones no especificadas en este y otros documentos, manuales e instrucciones.

El Manual de Operación estará disponible en un lugar de acceso inmediato, donde pueda ser consultado por el personal que lo requiera, describirá los componentes de acuerdo con los procedimientos establecidos en el Manual. Se actualizará cuando se presenten cambios en los equipos o procesos de la e incorporará un programa de capacitación al personal operativo con objeto de desarrollar conocimientos y experiencia en la aplicación de procedimientos e instrucciones de forma tal que las instalaciones se operen de manera segura y apegada a la regulación vigente. El contenido del Manual de Operación será de al menos los documentos siguientes:

- La documentación actualizada para la operación del sistema (DTI, condiciones operativas, planos constructivos, diagramas unifilares, planos de clasificación de áreas eléctricas, manuales del fabricante, entre otros).
- Los procedimientos de operación para los sistemas y componentes.
- El Plan de Respuesta a Emergencias.
- El Programa de Capacitación del Personal.

El Manual de Operación tendrá procedimientos para el inicio de operaciones, procedimientos de operación normal, paro y vuelta a servicio normal de las instalaciones, así como aquéllos específicos para operaciones de transferencia de gas natural licuado y procedimientos especiales. Los procedimientos para la operación normal incluirán al menos los aspectos siguientes:

- Descripción de los componentes y sistemas del procedimiento, filosofía de operación y control, limitaciones, propósito y condiciones de operación normal.
- Ajuste de los sistemas de control para asegurarse que la operación se realice dentro de los límites de diseño, incluyendo un listado de alarmas de alta y baja donde corresponda.
- Monitoreo y control de temperatura, presión y flujo de entrega de gas natural licuado para mantenerlos dentro de los límites de operación previstos.
- Identificación de condiciones de operación anormales y procedimientos para corregirlas y volver a la operación normal.
- Descripción para parar y volver a poner en servicio los componentes de la Unidad FLNG.
- Calificación del personal.
- Descripción de las obligaciones de la persona asignada a la operación de cada sistema o instalación.
- Especificaciones de los ajustes de los dispositivos de relevo de presión o vacío, o la presión de operación máxima o mínima de cada componente.
- Descripción de los sistemas de seguridad de la Unidad FLNG.
- Descripción de los parámetros que se deben verificar previo al suministro de gas natural licuado.

Por otra parte, se contará con un plan de atención de condiciones anormales que describa los procedimientos que se deben aplicar para corregir, en el menor tiempo posible, las condiciones anormales de operación para evitar una fuga de gas natural licuado en alguna parte del centro de trabajo, que pudiese causar daños a las personas e instalaciones propias.

V.8.2.2 Activadores manuales de Paro de Emergencia

Se instalarán activadores de accionamiento manual local y remoto para paro de emergencia que paren los equipos, cierren las válvulas de los recipientes de almacenamiento, corten la energía eléctrica a los equipos y componentes donde pueda haber gas natural, excepto al sistema de detección de mezclas explosivas, sistema de iluminación y sistema contra incendio.

El restablecimiento de la operación normal del sistema deberá ser realizado por personal calificado. Se deberá avisar a través de una alarma sonora y visual en el momento en que se está efectuando dicho restablecimiento.

V.8.2.3 Plan de atención de fugas de gas natural

En dicho plan se definirán acciones para detener la emisión y dispersar la nube de gas natural en el menor tiempo posible para minimizar la exposición del personal y las instalaciones,. Para controlar las fugas de gas natural se considerará, entre otras, las acciones siguientes:

- Activar el paro de emergencia en caso de ser necesario.
- Cierre de las válvulas requeridas para aislar la fuga.
- Activar el sistema contra incendio si se presentara fuego.
- Plan de detección de fugas.

V.8.2.4 Puesta en servicio

Para poner en operación las instalaciones, se deberán subsanar las observaciones y hallazgos de la revisión de seguridad de pre-arranque.

Para la transferencia de gas natural licuado se contará con los procedimientos necesarios para prevenir posibles riesgos, en caso de ocurrencia, para proteger al personal y las instalaciones. Entre los posibles riesgos se deberán considerar los siguientes:

- Presión excesiva en los recipientes que se están descargando.
- Fugas en las mangueras de trasferencia de gas natural licuado. Se contará con dispositivos de cierre y válvulas de aislamiento adecuados para controlar oportunamente las condiciones anormales en los sistemas de transferencia.
- Contar con dispositivos de cierre y válvulas de corte adecuados para controlar oportunamente las condiciones anormales en los sistemas de transferencia.

V.8.2.5 Manual de Seguridad

Las instalaciones contarán con un Manual de Seguridad que contenga al menos la siguiente información:

- Las especificaciones de seguridad de los materiales y equipos.
- Las medidas de prevención de incidentes y accidentes.
- El Plan de Respuesta a Emergencias.
- El Programa Anual de Capacitación y Entrenamiento a todo el personal de las instalaciones, adicionalmente, simulacros de siniestros que pudieran presentarse.
- El plan de Capacitación y Entrenamiento donde se establece el nivel de competencia individual para todo el personal de las instalaciones y sus registros.

V.8.2.6 Capacitación y realización de simulacros

El responsable de la operación de la instalación establecerá un Programa de Capacitación al personal, mismo que deberá atender como mínimo lo siguiente:

- El desarrollo de conocimientos sobre la operación y mantenimiento correctos;
- La atención de situaciones de riesgo y emergencia que pudieran presentarse, y
- La implementación de simulacros que tengan como objetivo probar los conocimientos obtenidos en la capacitación y desarrollar las habilidades necesarias para tomar decisiones y atender adecuadamente situaciones de emergencia.

V.8.2.7 Sistema de Paro por Emergencia (ESD, por sus siglas en inglés)

El ESD se diseñará de acuerdo con el código ANSI/ISA 84.1 vigente, equivalente, superior o aquel que lo sustituya. El diseño de la instalación debe contar con un ESD, que permita dirigir las actividades a un estado seguro, este sistema debe diseñarse considerando los criterios establecidos en la filosofía de operación

del proceso de la Instalación, además del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos que realice el Regulado en la etapa de diseño de la instalación.

El sistema o sistemas del ESD tendrán un diseño a prueba de fallas y ser instalado, ubicado o protegido para minimizar la posibilidad de que quede inoperante en caso de una emergencia o falla en el sistema de control normal, este sistema debe cumplir con las características siguientes:

- Podrá ser activado manualmente, y pare los componentes críticos del proceso en orden adecuado de manera automática.
- En caso de emergencia debe aislar o cerrar la fuente de suministro de GNL, líquidos y gases inflamables en las instalaciones.
- Deberá parar la operación de cualquier equipo cuya operación pueda prolongar o aumentar el estado de emergencia.
- Si el paro de un equipo por emergencia produce un riesgo o daño mecánico a ese equipo, se deberá evitar que dicho equipo o sus auxiliares sean detenidos por el ESD, siempre que se prevea o sea controlada la fuga de fluidos inflamables o combustibles.
- El ESD que no sean del tipo a prueba de falla deberá tener todos sus componentes ubicados a una distancia mínima de 15 metros del equipo que controlan.

V.8.2.8 Sistema general de comunicaciones interior y exterior

La instalación contará con un sistema de comunicación primario para establecer comunicación por voz entre todo el personal de operación y sus estaciones de trabajo, un sistema de comunicación de emergencia para establecer comunicación por voz entre todas las personas y los lugares necesarios para parar el equipo en operación e iniciar, de manera sistemática y ordenada, la operación del equipo de seguridad en caso de una emergencia.

El sistema de comunicación de emergencia estará independiente y estar físicamente separado del sistema de comunicación primario y del sistema de comunicación de seguridad, y una fuente de potencia eléctrica de emergencia para cada sistema de comunicación, con excepción del equipo energizado por sonido.

En la etapa de diseño se incluirá con un sistema de comunicación entre el buque de GNL y la Unidad FLNG , así como se definirá un protocolo de comunicación que indique las condiciones de operación, cierre, conexión, desconexión y otras que deben ser incluidas en el procedimiento de emergencias. Además, tendrá otro sistema de comunicación separado para caso de emergencia. Este sistema de comunicación deberá ser monitoreado continuamente tanto a bordo del buque de GNL como en la Unidad FLNG.

V.8.2.9 Sistema eléctrico

El diseño de los servicios eléctricos, así como el equipo y cableado eléctrico cumplirán con los requisitos de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012. En las instalaciones se tendrán conexiones a tierra y uniones eléctricas, así como pararrayos en los tanques, estructuras metálicas, equipos y tuberías de conformidad con la NOM-001-SEDE-2012.

Los sistemas de control eléctrico, medios de comunicación, iluminación y sistemas de combate contra incendios de las instalaciones tendrán, como mínimo, dos fuentes de potencia eléctrica de modo que la falla de una no afecte la capacidad de operación de la otra fuente. Cuando se utilizan generadores auxiliares con motor de combustión interna como segunda fuente de potencia eléctrica, éstos deben cumplir como mínimo con las condiciones siguientes: i) estar ubicados en un lugar separado o protegido de las otras áreas de la instalación y tener capacidad de operar durante una emergencia, y ii) el suministro de combustible a los sistemas de generación eléctrica debe estar protegido contra peligros probables durante una condición de emergencia.

Los diagramas unifilares representan las partes que componen a un sistema eléctrico de modo gráfico, tomando en cuenta las conexiones que hay entre ellos, para lograr así una visualización completa del sistema de la forma más sencilla. Ya que un sistema trifásico balanceado siempre se resuelve como un

circuito equivalente monofásico, o por fase, compuesto de una de las tres líneas y un neutro de retorno, es rara vez necesario mostrar más de una fase y el neutro de retorno cuando se dibuja un diagrama del circuito. A este diagrama simplificado de un sistema eléctrico se le llama diagrama unifilar (Anexo Técnico ANX-TEC-03 Diagrama unifilar general eléctrico).

V.8.2.10 Dictamen de diseño

Las instalaciones contarán n con un Dictamen de Diseño avalado por una Unidad de Verificación/Unidad de Inspección, en el que conste que la ingeniería básica extendida de las instalaciones nuevas, ampliadas o con modificaciones al proceso, se realizaron conforme con lo establecido en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para el Diseño, Construcción, Pre-arranque, Operación, Mantenimiento, Cierre, Desmantelamiento y Abandono de las Instalaciones de Licuefacción de Gas Natural, así como con la Norma Oficial Mexicana NOM-013-ASEA-2021 Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado. La norma establece las especificaciones y requisitos técnicos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente, que deben ser aplicados en Diseño, Construcción, Pre-arranque, Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en tierra y costa afuera. El centro de trabajo conservará y tendrá disponible en sus instalaciones, el Dictamen de Diseño durante el ciclo de vida o etapas de desarrollo del Proyecto para cuando dicha información sea requerida por la Agencia y pueda ser presentado, en su oportunidad, a las autoridades correspondientes para acreditar que el diseño de las Instalaciones y equipos son acordes con la normativa aplicable.

V.8.2.11 Control de corrosión

La finalidad de los principales objetivos del control de la corrosión para garantizar que:

1. En cuanto al casco bajo el agua, el FLNG permanecerá en funcionamiento durante 25 años sin pasar por dique seco, gracias a un sistema de protección anticorrosión adecuadamente diseñado, a su monitorización de las condiciones y a su protección catódica activa. Como parte de las medidas de control de la corrosión, los sistemas de revestimiento se seleccionarán teniendo en cuenta la ubicación de la estructura y la función del equipo; se prestará especial atención al sistema de revestimiento en zonas de gran tensión y zonas propensas a daños mecánicos.
2. En las partes situadas sobre el agua, los daños por corrosión del casco, las estructuras, los sistemas y los componentes debidos al entorno marino (humedad, agua pulverizada, lluvia) y al funcionamiento de la planta se reducen al mínimo gracias a la alta calidad de los sistemas de revestimiento aplicados.

La calidad del control de la corrosión del casco, las cubiertas y la torreta se obtiene gestionando correctamente las siguientes actividades, en las distintas fases del proyecto:

- Recopilación de información actualizada de los fabricantes de pintura sobre el mejor producto existente adecuado a las necesidades del proyecto y las zonas críticas.
- Selección del producto de pintura genérico y de la preparación secundaria de la superficie en función de la información anterior - en realidad.
  - Selección del fabricante de pintura: en la fase FEED, se preseleccionarán de 3 a 4 fabricantes de pintura en función de experiencia anterior del propietario e implantación del fabricante de pintura en los astilleros previstos;
  - La selección final se decidirá tras discutirlo con el astillero responsable, basándose en una propuesta completa del fabricante de la pintura.
- Selección del producto de pintura específico para cada zona del casco basándose en las propuestas del fabricante de pintura; como caso base, todos los productos deben ser suministrados por el fabricante de pintura seleccionado; no obstante, puede considerarse un producto específico de un proveedor diferente para una zona concreta.
- Preparación primaria de la superficie e imprimación en taller de las planchas y perfiles: la práctica habitual hoy en día en la construcción naval es que, antes de la construcción del casco, todos los

elementos estructurales del casco se granallen hasta el grado Sa 2.5 (ISO 8501-1) y se imprimen inmediatamente con imprimación en taller de silicato de zinc inorgánico, DFT 15 µm como orientación.

- Es importante que el taller de imprimación del astillero confirme la conformidad con la primera capa del sistema de revestimiento seleccionado. En caso contrario, debe realizarse una limpieza completa con chorro de arena antes de la aplicación de la primera capa.
  - Preparación secundaria de la superficie: tras la finalización de las secciones de construcción del casco y antes de la aplicación de la capa final: se eliminan el aceite, la grasa y otros contaminantes de la superficie y las salpicaduras de soldadura se esmerilan.
  - Por último, las superficies se tratan según uno de los procesos definidos en la norma ISO 8501-1; la selección del proceso depende de: la fase de producción: fase de bloque o fase de casco y la zona para recubrir.
- Inspecciones durante la construcción: en todas las fases del proceso de revestimiento (preparación de la superficie y aplicación de la pintura) es esencial una estrecha supervisión por parte del Propietario, que está cubierta por un Plan de Calidad específico.
- Deben controlarse cuidadosamente las condiciones ambientales de aplicación del revestimiento: lluvia, humedad, temperatura, ... con límites claramente definidos de antemano en el Plan de Calidad a/m.
- Reparaciones de daños: Cualquier daño en el sistema de revestimiento que se produzca durante la construcción y el funcionamiento se tratará según los procedimientos de reparación proporcionados por el fabricante de la pintura y aprobados por el Propietario.
- Protección catódica: los daños en el casco submarino y en el interior de los tanques de lastre no pueden repararse fácilmente durante el funcionamiento; por ello, se aplica una protección catódica adecuada para garantizar que la zona dañada permanezca protegida y no se extienda.

V.8.2.12 Sistema de control

El sistema de control tendrá funciones de medición y control de las variables operativas de la Instalación para la operación segura, preservando los siguientes objetivos:

- Monitorear y controlar (local y/o remotamente) las condiciones de operación y seguridad en el manejo de GNL y/o gas natural, notificando por medio de alarmas operativas y de seguridad.
- Realizar el paro ordenado de la operación de la Instalación conforme a los protocolos establecidos.
- Realizar el control de operaciones con seguridad.
- Proveer de los registros sobre las actividades de recepción, almacenamiento y entrega que se realizan en la instalación de almacenamiento de GNL remota, modular y/o satélite.
- Proveer el reporte de balance de GNL y/o gas natural, manejados con objeto de preservar la contención y confinamiento del producto.

El control distribuido incorpora medios para que el sistema detecte y notifique la ocurrencia de una operación anormal o una situación de emergencia en forma oportuna al personal.

V.8.2.13 Equipos.

El revestimiento de los equipos de la parte superior será aplicado por el fabricante del equipo en la fábrica y adecuado para la atmósfera marina, húmeda y salina, tal como se especifica en la hoja de datos de adquisición del equipo.

Tras la instalación en el módulo y antes de aplicar pintura por aspersión de capa final general, los equipos activos, como compresores, bombas, accionadores de válvulas, se protegerán debidamente con láminas cerradas adecuadas.

V.8.2.14 Política de Salud, Seguridad, Protección, Medio Ambiente, Energía y Calidad

El objetivo es demostrar la misión de contribuir a un suministro de energía más limpio y eficiente para el mundo, como proveedor mundial de primera clase de servicios especializados para la industria del petróleo y el gas en la intersección entre el sector marítimo y offshore, así como proporcionar gestión de buques a comercios especializados, aplicando las normas más exigentes en materia de Salud, Seguridad,

Protección, Medio Ambiente, Energía y Calidad como parte integrante de nuestras operaciones. A continuación, se presenta la Política de Salud, Seguridad, Protección, Medio Ambiente, Energía y Calidad:

Liderazgo en seguridad.

Esperamos que nuestros equipos de liderazgo a bordo y en tierra:

- Dirijan su buque con el ejemplo y permitan que sus tripulaciones tomen las decisiones correctas.
- Garanticen que todos los trabajos estén planificados, que los peligros estén debidamente identificados y que las medidas para controlarlos se apliquen correctamente.
- Involucren a la tripulación en las tareas que realizan de forma proporcional a los riesgos de dicha tarea.
- Se comprometan con su tripulación para enseñarles todos los aspectos de la gestión de la seguridad.
- Comuniquen las operaciones y tareas que deben realizarse para garantizar que todos los involucrados compartan un modelo mental para reducir los riesgos a niveles aceptables.

Estatutos de seguridad.

Cada compañero se comprometerá a:

- Comprender nuestra visión de la seguridad.
- Aprender y desarrollar las habilidades y los conocimientos de seguridad necesarios para alcanzar nuestra visión.
- Identificar, anticipar, intervenir y prevenir correctamente cualquier trabajo o comportamiento inseguro;
- Integrar la seguridad como parte natural de su trabajo.
- Alcanzar objetivos concretos de seguridad que nos conviertan en líderes del sector.

Marco de Salud, Seguridad, Medio Ambiente, Energía y Calidad

La confiabilidad de las operaciones del buque se consigue mediante:

- La excelencia en navegación, apoyo en tierra y gestión.
- Un programa mejorado de desarrollo personal para nuestras tripulaciones y personal en tierra.
- Un alto índice de retención de nuestra tripulación y personal en tierra.
- Un programa de excelencia en el mantenimiento.
- La garantía de máxima calidad de servicio y Una evaluación continua de las principales partes interesadas de la empresa, sus necesidades y preocupaciones.
- transparencia a nuestros socios comerciales.

El bienestar de la tripulación se logra al respetar todos los convenios internacionales y nacionales sobre el empleo de los marinos, insistir en el uso de un lenguaje de trabajo común que la tripulación entienda bien e implementar un sistema eficaz de bienestar laboral para garantizar el máximo nivel de:

- Seguridad en el trabajo.
- Protección de la salud del trabajador.
- Bienestar psicosocial.
- Protección contra la violencia, la intimidación y el acoso sexual.
- Entorno de trabajo ergonómico.
- Limpieza del lugar de trabajo.

V.8.2.15 Normas, estándares y especificaciones nacionales e internacionales

Es importante mencionar que se reitera que para el diseño del Proyecto se consideró lo establecido en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para el Diseño, Construcción, Pre-arranque, Operación, Mantenimiento, Cierre, Desmantelamiento y Abandono de las Instalaciones de Licuefacción de Gas Natural, así como con la Norma Oficial Mexicana NOM-013-ASEA-2021 Instalaciones

de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado. La norma establece las especificaciones y requisitos técnicos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente, que deben ser aplicados en Diseño, Construcción, Pre-arranque, Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado en tierra y costa afuera.

A continuación, se presentan los criterios, normas, códigos, estándares, y especificaciones nacionales e internacionales; es las que está basado el diseño, construcción, y operación, del Proyecto.

Estos documentos, por referencia en este documento, y cualquier código y norma citados como referencia en los mismos, deben considerarse parte del documento de "Bases de diseño" y un requisito del Proyecto.

La construcción y el funcionamiento del Proyecto se ajustarán a todas las normas y reglamentos, permisos, aprobaciones y consultas aplicables (tabla V.84 a V.105).

Tabla V.84 Det Norske Veritas (DNV)

Clave	Descripción
DNV-OS-C102	Structural Design of Offshore Ships
DNV-OS-C201	Structural Design of Offshore Units (WSD Method)
DNV-OS-C401	Fabrication and Testing of Offshore Structures
DNV-OS-C502	Offshore Concrete Structures
DNV-OS-C101	Design of Offshore Steel Structures, General (LRFD Method)
DNV-OS-D101	Marine and Machinery Systems and Equipment

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.85 Asociación Nacional de Protección contra el Fuego (NFPA)

Clave	Descripción
NFPA 1	Fire Code (per LR Part 12, 18.1.1) (latest edition)
NFPA 10	Portable Fire Extinguishers
NAFPA 11	Low-Expansion Foam
NFPA 11A	Medium and High- Expansion Foam Systems
NFPA 12	Carbon Dioxide Extinguishing Systems
NFPA 13	Installation of Sprinkler Systems
NFPA 14	Standard for the Installation of Standpipe, Private Hydrant, and Hose Systems
NFPA 15	Water Spray Fixed Systems
NFPA 17	Dry Chemical Systems
NFPA 17A	Wet Chemical Extinguishing Systems
NFPA 20	Installation of Stationary Pumps
NFPA 24	Private Fire Service Mains and Their Appurtenances
NFPA 30	Flammable and Combustible Liquids Code
NFPA 37	Stationary Combustion Engines and Gas Turbines
NFPA 59A	Standard for the Production, Storage and Handling of Liquefied Natural Gas (LNG)
NFPA 70	National Electric Code (NEC)
NFPA 72	National Fire Alarm and Signaling Code
NFPA 77	Static Electricity
NFPA 96	Ventilation Control and Fire Protection of Commercial Cooking Operations
NFPA 101	Life Safety Code (per NFPA 1, 1.3.6.3) (latest edition)
NFPA 496	Purged and Pressurized Enclosed for Electrical Equipment
NFPA 750	Water Mist Fire Protection Systems

Clave	Descripción
NFPA 780	Installation of Lightning Protection Systems
NFPA 5000	Building Construction and Safety Code (per NFPA 101, A.3.3.38 Building Code)

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.86 Códigos ISO

Clave	Descripción
ISO 3864	Graphical symbols – Safety colours and safety signs
ISO 11064	Ergonomic Design of Control Centres

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.87 Instituto Americano del Petróleo (API)

Clave	Descripción
API RP 500	Recommended Practice for Classification of Areas for Electrical Locations at Petroleum Facilities
API RP 505	Classification of Location for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class 1, Zone 0 Zone 1, and Zone 2
API 620-Q	Design and Construction of Large, Welded Low Pressure Storage Tanks
API SPEC 2B	Fabrication of Structural Steel Pipe
API BUL 2V	Design of Flat Plate Structures
API SPEC 5L	Line Pipe
API Spec 6FA	Fire Test for Valves
API Spec 12K	Indirect Type Oil Field Heaters
API Spec 12L	Vertical and Horizontal Emulsion Treaters
API Spec 16C	Choke and Kill Systems
API 6D	Specifications for Pipeline and Piping Valves
API SPEC 17K	Specification for Bonded Flexible Pipe
API RP 55	Recommended Practice for Oil and Gas Producing and Gas Processing Plant Operations Involving Hydrogen Sulfide
API STD 520	Sizing, Selection, and Installation of Pressure-relieving Devices Part I - Sizing and Selection
API STD 521	Pressure-Relieving and De-pressuring Systems
API 537	Flare Details for General Refinery and Petrochemical Service
API 541	Form-Wound Squirrel-Cage Induction Motors - 375 kW (500 Horsepower) and Larger
API 546	Brushless Synchronous Machines - 500 kVA and Larger
API 547	General-Purpose Form-Wound Squirrel Cage Induction Motors – 185 kW (250hp) through 2240 kW (3000 hp)
API Std 526	Flanged Steel Pressure-relief Valves
API STD 594	Check Valves: Flanged, Lug, Wafer, and Butt-welding
API STD 598	Valve Inspection and Testing
API STD 600	Steel Gate Valves – Flanged and Butt-welding Ends, Bolted Bonnets
API STD 602	Gate, Globe, and Check Valves for Sizes DN 100 (NPS 4) and Smaller for the Petroleum and Natural Gas Industries
API STD 603	Corrosion-resistant, Bolted Bonnet Gate Valves – Flanged and Butt-welding Ends
API STD 607	Fire Test for Quarter-turn Valves and Valves Equipped with Nonmetallic Seats
API STD 608	Metal Ball Valves – Flanged, Threaded, and Welding Ends
API STD 609	Butterfly Valves: Double-flanged, Lug – and Wafer-type, and Butt-welding Ends
API 610	Centrifugal Pumps for Petroleum, Petrochemical, and Natural Gas Industries
API Std 616	Gas Turbines for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services
API Std 617	Axial and Centrifugal Compressors and Expander Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services

Clave	Descripción
API Std 618	Reciprocating Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services
API Std 619	Rotary-Type Positive Displacement Compressors for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services
API STD 623	Steel Globe Valves – Flanged and Butt-welding Ends, Bolted Bonnets
API Std 660	Shell and Tube Heat Exchangers for General Refinery Service
API Std 661	Air Cooled Heat Exchangers for General Refinery Service
API Std 675	Positive Displacement Pumps – Controlled Volume for Petroleum, Chemical, and Gas Industry Services
API Std 682	Shaft Sealing Systems for Centrifugal and Rotary Pumps
API Std 2000	Venting Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks
API RP 554	Process Control Systems - Functions and Functional Specification Development
API RP 2510	Design and Construction of LPG Installations
API RP 2218	Fireproofing Practices in Petroleum and Petrochemical Processing Plants.
API Pub 2030	Application of Water Spray Systems for Fire Protection in the Petroleum Industry

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.88 Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME)

Clave	Descripción
ASME/ANSI B31.3	Process Piping (2018)
ASME/ANSI B31.4	Pipeline Transmission Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids
ASME/ANSI B31.5	Standards for Refrigeration Piping
ASME/ANSI B31.8	Gas Transmission and Distribution Systems
ASME BPVC	Section VIII-Pressure Vessels
ASME Sec X	Fiber-Reinforced Plastic Pressure Vessels
ASME B1.20.1	Pipe Threads, General Purpose (Inch)
ASME B16.5	Pipe Flanges and Flanged Fittings
ASME B16.9	Factory- Made Wrought Buttwelding Fittings
ASME B16.10	Face-to-Face and End-to-End Dimensions of Valves
ASME B16.11	Forged Fittings, Socket-Welding and Threaded
ASME B16.20	Metallic Gaskets for Pipe Flanges
ASME B16.21	Nonmetallic Flat Gaskets for Pipe Flanges
ASME B16.34	Valves – Flanged, Threaded, and Welding End
ASME B16.36	Orifice Flanges
ASME B16.47	Large Diameter Steel Flanges
ASME B16.48	Line Blanks
ASME B36.10	Welded and Seamless Wrought Steel Pipe
ASME B36.19	Welded and Seamless Wrought Stainless-Steel Pipe
ASME SEC VIII	BPVC

Tabla V.89 Sociedad Americana de Soldadura (AWS)

Clave	Descripción
AWS D1.1/D1.1M	Structural Welding Code: Steel, 23 edition, July 2015

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.90 Instituto Americano de la Construcción en Acero (AISC)

Clave	Descripción
AISC 335-1989	Specification for Structural Steel Building, Allowable Stress Design and Plastic Design, June 1989
AISC Steel Design Guide 2	Beams with Web Openings
AISC Steel Design Guide 7	Industrial Building – Roofs to Anchor Rods
AISC Steel Design Guide 11	Vibrations of Steel – Framed Structural Systems due to Human Activity

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.91 Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE)

Clave	Descripción
IEEE C-37	IEEE Standards Collection, Circuit Breakers, Switchgear, Substations and fuses
IEEE C-57	IEEE Standards Collection Distribution, Power, and Regulating Transformers
IEEE Std 242	Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial & Commercial Power Systems
IEEE Std 841	Standard for Petroleum and Chemical Industry – Severe Duty Totally Enclosed Fan-Cooled (TEFC) Squirrel Cage Induction Motors – Up to and Including 370kW (500 hp)
IEEE 1184	Guide for Batteries for Uninterruptible Power Supply Systems
IEEE 519	Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems
IEEE 142	Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems
IEEE Std 1580	IEEE Recommended Practice for Marine Cable for Use on Shipboard and Fixed or Floating Facilities
IEEE Std 1584	Guide for Performing Arc Flash Hazard Calculations

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.92 Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales (ASTM)

Clave	Descripción
ASTM A36/A36M	Carbon Structural Steel
ASTM A53/A53M	Pipe, Steel, Black and Hot-Dipped, Zinc-Coated, Welded and Seamless
ASTM A105/A105M	Carbon Steel Forgings for Piping Applications
ASTM A106/A106M	Seamless Carbon Steel Pipe for High-Temperature Service
ASTM A182/A182M	Forged or Rolled Alloy and Stainless-Steel Pipe Flanges, Forged Fittings, and Valves and Parts for High-Temperature Service
ASTM A193/A193M	Alloy-Steel and Stainless-Steel Bolting Materials for High Temperature or High-Pressure Service and Other Special Purpose Applications
ASTM A194-A194M	Carbon Steel, Alloy Steel, and Stainless-Steel Nuts for Bolts for High Pressure or High Temperature Service, or Both
ASTM A216/A216M	Steel Castings, Carbon, Suitable for Fusion Welding, for High-Temperature Service
ASTM A234/A234M	Piping Fittings of Wrought Carbon Steel and ALLOY Steel for Moderate and High Temperature Service
ASTM A312/A312M	Seamless, Welded, and Heavily Cold Worked Austenitic Stainless-Steel Pipes
ASTM A320/A320M	Alloy-Steel and Stainless-Steel Bolting for Low-Temperature Service
ASTM A333/A333M	Seamless and Welded Steel Pipe for Low-Temperature Service
ASTM A350/A350M	Carbon and Low-Alloy Steel Forgings, Requiring Notch Toughness Testing for Piping Components
ASTM A351/A351M	Castings, Austenitic, for Pressure-Containing Parts
ASTM A352/A352M	Steel Castings, Ferritic and Martensitic, for Pressure-Containing Parts, Suitable for Low-Temperature Service
ASTM A358/A358M	Electric-Fusion-Welded Austenitic Chromium-Nickel Stainless Steel Pipe for High-Temperature Service and General Applications
ASTM A403/A403M	Wrought Austenitic Stainless-Steel Fittings
ASTM A420/A420M	Piping Fittings or Wrought Carbon Steel and Alloy Steel for Low-Temperature Service
ASTM A453/A453M	High-Temperature Bolting, with Expansion Coefficients Comparable to Austenitic Stainless Steel
ASTM A500/A500M	Cold-Formed Welded and Seamless Carbon Steel Structural Tubing in Rounds and Shapes

Clave	Descripción
ASTM A563	Carbon and Alloy Steel Nuts
ASTM A572/A572M	High-Strength Low-Alloy Columbium-Vanadium Structural Steel
ASTM A671/A671M	Electric-Fusion-Welded Steel Pipe for Atmospheric and Lower Temperatures
ASTM A672/A672M	Electric-Fusion-Welded Steel Pipe for High-Pressure Service at Moderate Temperatures
ASTM A733	Welded and Seamless Carbon Steel and Austenitic Stainless Steel Pipe Nipples
ASTM A992/A992M	Structural Steel Shapes
ASTM B61	Steam or Valve Bronze Castings
ASTM B148	Aluminum-Bronze Sand Castings
ASTM D635	Test Method for Rate of Burning and/or Extent and Time of Burning of Self-Supporting Plastics in Horizontal Position
ASTM D2444	Test Method for Impact Resistance of Thermoplastic Pipe and Fittings by Means of a Tub (Falling Weight)
ASTM E 84	Test Method for Surface Burning Characteristics of Building Materials
ASTM E 119	Method for Fire Tests and Building Construction and Materials
ASTM E140	Harness Conversion Tables for Metals
ASTM E695	Method for Measuring Relative Resistance of Wall, Floor, and Roof Constructions to Impact Loading
ASTM F436/F436M	Hardened Steel Washers
ASTM F1166	Human Engineering Design for Marine Systems, Equipment, and Facilities
ASTM F2329/F2329M	Zinc Coating, Hot-Dip, Requirements for Application to Carbon and Alloy Steel Bolts, Screws, Washers, Nuts, and Special Threaded Fasteners
ASTM F3125/F3125M	High Strength Structural Bolts, Steel and Alloy Steel, Heat Treated, 120 ksi (830MPa) and 150 ksi (1040MPa) Minimum Tensile Strength, Inch and Metric Dimensions
ASTM 3359	Measuring Adhesion by Tape Test
ASTM F1554	Standard Specification for Anchor Bolts, Steel, 36, 55, and 105-ksi Yield Strength
ASTM A563	Standard Specification for Carbon and Alloy Steel Nuts
ASTM F436	Standard Specification for Hardened Steel Washers Ince and Metric Dimensions

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.93 International Electrotechnical Commission (IEC)

Clave	Descripción
IEC 60331	Test for Electric cables under fire conditions
IEC 61508	Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems
IEC 61511	Functional safety — Safety instrumented systems for the process industry sector
IEC 60332-3	Test on Electric Cables under fire conditions – Part 3: Test on bunched wire and cable
IEC 60079	Electrical Apparatus for explosive gas atmosphere

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.94 Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos (NEMA)

Clave	Descripción
NEMA	Electrical Standards
NEMA MG1	Motors and Generators
NEMA VE-2	Cable Tray Installation Guidelines
NEMA ICS-2	Industrial Control and System Controllers, Contactors and Overload Relays Rated 600 Volts
NEMA ICS-3	Industrial Control and Systems: Medium Voltage Controllers Rated 2001 to 7200 Volts AC
NEMA ICS 18	Motor Control Centers

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.95 Asociación de Fabricantes de Intercambiadores Tubulares (TEMA)

Clave	Descripción
TEMA Standards	Asociación de Fabricantes de Intercambiadores Tubulares

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.96 Underwriter's Laboratories (UL) Standard

Clave	Descripción
UL1709 Appendix A	Rapid Rise Fire Tests of Protection materials for Structural Steel
UL 845	UL Standard for Safety Motor Control Centers
UL 1558	UL Standard for Safety Metal-Enclosed Low-Voltage Power Circuit Breaker Switchgear

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.97 Sociedad Estadounidense de Ingenieros Civiles (ASCE)

Clave	Descripción
ASCE 7	Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.98 Sociedad de Normalización de Fabricantes de la Industria de Válvulas y Accesorios (MSS)

Clave	Descripción
MSS SP-25	Standard Marking System for Valves, Fittings, Flanges, and Unions
MSS SP-80	Bronze Gate, Globe, Angle, and Check Valves
MSS SP-95	Swaged (d) Nipples and Bull Plugs
MSS SP-97	Integrally Reinforced Forged Branch Outlet Fittings: Socket Welding, Threaded, and Buttwelding Ends
MSS SP-134	Valves for Cryogenic Service, including Requirements for Body/Bonnet Extensions
MSS-SP-58	Pipe Hangers and Supports – Materials, Design and Manufacture, Selection, Application and Installation
MSS SP-25	Standard Marking System for Valves, Fittings, Flanges, and Unions
MSS SP-80	Bronze Gate, Globe, Angle, and Check Valves
MSS SP-95	Swaged (d) Nipples and Bull Plugs
MSS SP-97	Integrally Reinforced Forged Branch Outlet Fittings: Socket Welding, Threaded, and Buttwelding Ends
MSS SP-134	Valves for Cryogenic Service, including Requirements for Body/Bonnet Extensions
MSS-SP-58	Pipe Hangers and Supports – Materials, Design and Manufacture, Selection, Application and Installation

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.99 Otros códigos y estándares

Clave	Descripción
NEMA SM23	Steam Turbines for Mechanical Drive Service
WRC 107	Local Stresses in Spherical and Cylindrical Shells due to External Loadings
WRC 297	Local Stresses in Cylindrical Shells due to External Loadings on Nozzles
WRC 537	Precision Equations and Enhanced Diagrams for Local Stresses in Spherical and Cylindrical Shells due to External Loadings for implementation of WRC Bulletin 107
BS PD5500-2000	Specification for Unfired Fusion Welded Pressure Vessels
Energy Institute	Guidelines for the avoidance of vibration induced fatigue failure in process pipework
NORSOK Standard L-002	Piping System Layout, Design and Structural Analysis (Limited to Blast Analysis)
OSHA	Occupational Safety and Health Administration

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.100 Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (ANSI)

Clave	Descripción
ANSI/ISEA Z358.1	American National Standard for Emergency Eyewash and Shower Equipment
ANSI/NEMA Z535.2	Environmental and facility safety signs
ANSI/NEMA Z535.3	Criteria for Safety Symbols

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.101 Sociedad Internacional de Automatización (ISA)

Clave	Descripción
ANSI/ISA-84.01	Application of Safety Instrumented Systems for the Process Industries

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.102 Manual de Diseño de Obras Civiles

Clave	Descripción
Capítulo C.1.2 (2017)	Acciones
Capítulo C.1.3 (2015)	Diseño por sismo
Capítulo C.1.4 (2020)	Diseño por viento

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.103 Regulación Estatal de Construcción

Clave	Descripción
RCET (2012)	Reglamento de Construcción para el Estado de Tamaulipas

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.104 Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG)

Clave	Descripción
S/C	Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para el Diseño, Construcción, Pre-arranque, Operación, Mantenimiento, Cierre, Desmantelamiento y Abandono de las Instalaciones de Licuefacción de Gas Natural

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.105 Normas Oficiales Mexicanas (NOM)

Clave	Descripción
NOM-001-SEMARNAT-2021	Que establece los límites permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en cuerpos receptores propiedad de la nación
NOM-002-SEMARNAT-1996	Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a los sistemas de alcantarillado urbano o municipal
NOM-034-SEMARNAT-1993	Que establece los métodos de medición para determinar la concentración de monóxido de carbono (CO) en el aire ambiente y los procedimientos para la calibración de los equipos de medición
NOM-037-SEMARNAT-1993	Que establece los métodos de medición para determinar la concentración de bióxido de nitrógeno (NO_2) en el aire ambiente y los procedimientos para la calibración de los equipos de medición
NOM-043-SEMARNAT-1993	Que establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de partículas sólidas provenientes de fuentes fijas
NOM-044-SEMARNAT-2006	Que establece los límites máximos permisibles de emisión de hidrocarburos totales, hidrocarburos no metano, monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno, partículas y opacidad de humo provenientes del escape de motores nuevos que usan diesel como combustible y que se utilizarán para la propulsión de vehículos automotores nuevos con peso bruto vehicular mayor de 3,857 kilogramos, así como para unidades nuevas con peso bruto vehicular mayor a 3,857 kilogramos equipadas con este tipo de motores
NOM-052-SEMARNAT-2005	Que establece las características, el procedimiento de identificación, clasificación y los listados de los residuos peligrosos
NOM-053-SEMARNAT-2005	Que establece el procedimiento para llevar a cabo la prueba de extracción para determinar los constituyentes que hacen a un residuo peligroso por su toxicidad al ambiente
NOM-054-SEMARNAT-1993	Que establece el procedimiento para determinar la incompatibilidad entre dos o más residuos considerados como peligrosos por la Norma Oficial Mexicana NOM-052-SEMARNAT-1993

Clave	Descripción
NOM-081-SEMARNAT-1994	Que establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido de las fuentes fijas y su método de medición
NOM-085-SEMARNAT-2011	Contaminación atmosférica-Niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de combustión de calentamiento indirecto y su medición
NOM-013-ASEA-2021	Instalaciones de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado (cancela y sustituye a la NOM-013-SECRE-2012 Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de GNL que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural).
NOM-015-SECRE-2013	Diseño, construcción, seguridad, operación y mantenimiento de sistemas de almacenamiento de gas licuado de petróleo mediante planta de depósito o planta de suministro que se encuentran directamente vinculados a los sistemas de transporte o distribución por ducto de gas licuado de petróleo, o que forman parte integral de las terminales terrestres o marítimas de importación de dicho producto
NOM-011-STPS-2001	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se genere ruido.
NOM-001-SEDE-2012	Instalaciones Eléctricas (utilización)
NOM-025-SSA1-1993	Salud ambiental. Valores límite permisibles para la concentración de partículas suspendidas PM10 y PM2.5 en el aire ambiente y criterios para su evaluación.

Fuente: Elaboración propia.

V.8.2.16 Sistema de administración de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente

Previo a la entrada en operación del Proyecto, se elaborará y someterá para su registro el Sistema de Administración de la Seguridad Industrial Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (SASISOPA) ante la ASEA; en cumplimiento con las Disposiciones Administrativas de Carácter General que Establecen los Lineamientos para la Conformación, Implementación y Autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, aplicables a las Actividades del Sector Hidrocarburos, publicadas en el Diario Oficial de la Federación el día 13 de Mayo de 2016, y su última reforma publicada en el Diario Oficial de la Federación el día 4 de Mayo de 2020.

La elaboración del SASISOPA, se realizará con base al Anexo I, II, IV-A y IV-B de los Lineamientos para la Conformación, Implementación y Autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente Aplicables a las Actividades del Sector Hidrocarburos.

V.8.2.17 Plan de Respuesta a Emergencias (PRE) y organización para la atención de emergencias mayores

El PRE considerará todos los procedimientos establecidos para la atención de emergencias al interior y al exterior del Proyecto, determinados en el Análisis de Riesgos como eventos probables de ocurrencia.

Con base en el Análisis de Riesgos, el Proyecto contará con los procedimientos de emergencia al menos para los siguientes escenarios:

- Pérdidas de contención en tanque de almacenamiento.
- Fuga de producto en tubería.
- Detección de altos niveles de explosividad.
- Incendio en diferentes áreas de la instalación de recepción, almacenamiento y entrega.
- Personal lesionado, en diferentes áreas de la instalación terrestre de almacenamiento.

El PRE se realizará con base en las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos para la elaboración de protocolos de respuesta a emergencias en las actividades del sector hidrocarburos, publicada en el Diario Oficial de la Federación el día 22 de marzo de 2019; de acuerdo con lo indicado en el Artículo 8, el cual establece que el PRE deberá contener como mínimo las siguientes secciones:

- Información General.
- Plan de Atención de Emergencias Interno (PAEI).
- Plan de Atención de Emergencias Externo (PAEE).
- Programas de capacitación, entrenamiento, simulacros y mantenimiento de equipos de Emergencia.
- Plan de acción de atención a recomendaciones derivadas del ARSH.
- Listas de verificación de acciones para la atención de la Emergencia.
- Simulacros.

La información estará actualizada y firmada por los Regulados o su representante legal, en el cual se indicará:

- Nombre de quien elaboró.
- Nombre de quien revisó.
- Nombre de quien aprobó.
- Número de la versión del documento actualizado.
- La fecha de la última actualización del PRE.

Además, aquella documentación que sea susceptible de modificación constante será firmada por los responsables directos de su aplicación, con su correspondiente versión y/o actualización.

V.8.2.18 Gestión del cambio

Exmar y Exmar Ship Management como operador cumplirán la Gestión del Cambio, cuyo sistema es un proceso utilizado para gestionar las desviaciones de equipos, operativas y organizativas de las condiciones existentes (modificación, adición o sustitución) de una manera planificada y sistemática con el fin de mejorar la seguridad, la calidad, la salud y la seguridad, promover el cumplimiento de las normas sobre medio ambiente, salvaguardar la propiedad y minimizar los efectos adversos sobre el riesgo de la compañía.

De este modo, se analizan los consiguientes riesgos asociados a las posibles repercusiones de un cambio propuesto, lo que proporcionará una visión fundamental a la hora de decidir y concluir un cambio.

El procedimiento de Gestión del Cambio es aplicable a las actividades que no son sustituciones de la misma naturaleza y pueden tener repercusiones en la seguridad, la calidad, la salud, la protección, el medio ambiente o la reputación de la compañía. Es importante que una Gestión del Cambio se lleve a cabo de forma proactiva (= a tiempo), permitiendo planificar cuidadosa y sistemáticamente el cambio.

La mayoría de los cambios controlados por un programa de Gestión del Cambio entran en una de las siguientes categorías:

- Cambios en los equipos.
- Cambios operativos.
- Cambios organizativos.

El cambio en los equipos también puede describirse como un cambio de ingeniería. Supone un cambio (temporal o permanente) en el diseño, la distribución o los materiales de construcción. Abarca los cambios eléctricos y de instrumentación y los cambios en los sistemas de control convencionales. Incluye cualquier cambio (adición, eliminación/defecto o reubicación) de equipos que no sean sustituciones de la misma naturaleza. Los cambios en el hardware y software informático también se consideran cambios en los equipos.

Los cambios operativos son desviaciones de los procedimientos y principios operativos documentados en el SMS o de las recomendaciones del fabricante que pueden afectar negativamente a la seguridad, la calidad, la salud, la protección, el medio ambiente o la reputación de la compañía.

Los cambios organizativos son cambios importantes que afectan a la organización o al personal a bordo o en tierra y que pueden repercutir en el nivel de riesgo global.

La cumplimentación de un formulario de Gestión del Cambio es fundamental para poder recopilar y registrar la información necesaria de manera eficiente y eficaz. Los formularios de Gestión del Cambio cumplimentados se guardan en el sistema de planificación de recursos empresariales.

V.8.2.18.1 Analizador de seguridad de los procesos durante la fase de diseño

Se integrará un analizador de seguridad de los procesos (PSA) en el sistema de automatización de la instalación desde la fase de especificaciones de diseño para la construcción. El analizador de seguridad de los procesos es un software avanzado que automatiza el seguimiento, el análisis y la elaboración de informes sobre el funcionamiento de los sistemas de parada y los elementos de seguridad, para detectar rápidamente los problemas y garantizar continuamente la seguridad de los procesos. El proveedor del sistema de automatización, en estrecha colaboración con el departamento técnico de automatización de Exmar, el proveedor de la obra muerta y O&M trabajarán juntos para definir los parámetros que deben integrarse en este software.

Garantizar la seguridad es fundamental para proteger a las personas, el medio ambiente y los activos, especialmente en los procesos en los que se manipulan sustancias peligrosas como petróleo, gas y productos químicos. La seguridad de los procesos debe garantizarse continuamente, ya que pueden producirse eventos no deseados si los componentes de seguridad no pueden funcionar como se espera cuando es necesario. Entre los componentes esenciales para la seguridad de los procesos figuran los sistemas de parada y los elementos de seguridad.

El analizador de seguridad de los procesos es una solución que automatiza el proceso de validación de los sistemas de parada y los elementos de seguridad, permitiendo a las empresas demostrar a las autoridades y otras entidades que se realiza una validación continua de los componentes esenciales de seguridad de los procesos, posibilitando una detección rápida de los problemas para actuar con celeridad cuando sea necesario, y capturando informes que demuestren el correcto funcionamiento.

Esta forma eficaz y automatizada de realizar el seguimiento y validar el estado y el funcionamiento de los componentes de seguridad con el analizador de seguridad de los procesos ayuda a los clientes a cumplir los reglamentos y las normas como IEC 61511/61508, detectando rápidamente los componentes que necesitan pruebas o correcciones para garantizar su correcto funcionamiento, manteniendo los datos e informes de apoyo para el análisis posterior al evento para auditorías, hacia los mejores niveles de seguridad de su clase.

El sistema de gestión está documentado en una serie de manuales, estructurados del siguiente modo:

- Manual de responsabilidades de gestión.
- Manual de Salud, Seguridad, Protección, Medio Ambiente, Energía y Calidad.
- Manual de compras y finanzas.
- Manual de la tripulación.
- Manuales específicos del sitio.

Los manuales específicos del sitio incluyen todos los procedimientos operativos de la instalación e identifican los criterios de funcionamiento seguro de todos los dispositivos de seguridad. Los manuales de operación son elaborados a nivel interno por el grupo de ingeniería, en colaboración con personal operativo de la Unidad FLNG; el resto son manuales más genéricos. Todos ellos se preparan durante la fase de construcción del proyecto en el astillero para garantizar que se dispone de un conjunto completo antes de la puesta en marcha y las actividades operativas.

V.8.2.19 Mantenimiento desde la fase de diseño

El mantenimiento de campaña se considera el caso base, con actividades de mantenimiento bien programadas y concentradas en el mismo periodo de campaña.

La parada planificada debe regirse por los requerimientos del certificado de clase o por los requerimientos legales o basarse en el riesgo según el programa de mantenimiento de RBI, lo que resulte más estricto. La Estrategia de mantenimiento preliminar proporciona más información sobre la estrategia de mantenimiento planificado y el cronograma de alto nivel que es necesario tener en cuenta para el tiempo de inactividad planificado. La estrategia de mantenimiento se actualizará en la próxima fase de ingeniería. Las principales actividades de mantenimiento se planificarán para que se realicen simultáneamente con otras actividades de parada necesarias, como la inspección de recipientes a presión, el cambio de lechos de filtros moleculares, entre otros. El mantenimiento planificado podría adelantarse para abordar el mantenimiento planificado simultáneamente con el tiempo de inactividad para minimizar el impacto en la producción de la Unidad FLNG.

Cualquier actividad de buceo requerida se realizará únicamente desde una embarcación de apoyo.

Durante la revisión del modelo 3D en la fase de ingeniería y un seguimiento durante la fase de construcción, el equipo de operación y mantenimiento, en estrecha colaboración con el equipo de ingeniería, se asegurará de que los equipos se instalen de forma que haya suficiente maniobrabilidad, espacio libre y zona para el servicio alrededor de los equipos. Se prestará especial atención a los trabajos de mantenimiento periódicos y recurrentes, pero todos los trabajos de mantenimiento previsibles se verificarán para garantizar su mantenimiento. No se permitirán las operaciones de elevación sobre equipos de proceso en funcionamiento o zonas de contención de carga.

Durante la fase de diseño, se realizará un estudio de mantenibilidad y se documentarán exhaustivamente todos los lugares que presenten algún problema, para lo que habrá que determinar medidas de mitigación. Durante la fase de diseño y la revisión del modelo 3D se preparará y acordará un plan de elevación para los equipos pesados y/o los equipos principales. Será necesario evaluar las soluciones incorporadas en el diseño estructural, como vigas de elevación, puntos fuertes soldados y pescantes. La evaluación y el resultado se incluirán en el informe de evaluación de la filosofía de manipulación de materiales y/o de la manipulación mecánica.

Los trabajos de elevación de "alto riesgo" recurrentes conocidos se evaluarán individualmente y se aplicarán medidas de mitigación basadas en el diseño (si son razonablemente viables).

Todas las escotillas de almacén, columnas de bombas, equipos pesados y brazos de carga serán accesibles mediante grúa o pescante. Las zonas fuera del alcance de la grúa deben ser accesibles con un carro, capaz de transportar el equipo necesario hasta la zona de elevación (los pesos y dimensiones se determinarán durante la fase de ingeniería).

Con el fin de reducir la carga de trabajo que conlleva la actividad rutinaria de mantenimiento, se considerará el uso de la tecnología y herramientas de digitalización en fases de diseño posteriores. Como mínimo, el objetivo es aprovechar al máximo el monitoreo por ultrasonidos, el análisis de vibraciones, el análisis de aceites lubricantes y el mantenimiento preventivo. Además, se llevarán a cabo estudios RCM y RBI para reducir en la medida de lo posible la carga de trabajo de mantenimiento.

V.8.2.20 Estrategias de mantenimiento e integridad

La estrategia de Mantenimiento Planificado para la instalación se desarrollará utilizando la Metodología de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) con el objetivo de prevenir o eliminar fallas, detectar fallas a tiempo, cumplir con los requerimientos reglamentarios y alcanzar una alta disponibilidad de producción. El Mantenimiento Planificado cumplirá los requerimientos reglamentarios de Inspección Continua del Casco (CHS) e Inspección de Mantenimiento Planificado (PMS).

Fases principales.

El mantenimiento a bordo de la instalación se basará en 3 estrategias diferentes:

- Mantenimiento preventivo.

- Mantenimiento predictivo.
- Mantenimiento correctivo.

V.8.2.20.1 Mantenimiento preventivo

El Mantenimiento preventivo que se planifica principalmente con un enfoque de elemento básico. Los planes de mantenimiento se basan en los programas de mantenimiento de los fabricantes de equipos, los requerimientos reglamentarios, las directrices del sector y la experiencia operativa.

El mantenimiento preventivo, basado en una periodicidad fija, está vinculado a la jerarquía funcional establecida en el CMMS. Las órdenes de trabajo de mantenimiento planificado se liberarán con una frecuencia determinada basada en el tiempo.

La gestión del mantenimiento planificado garantizará:

- La seguridad de la tripulación, la unidad y la protección del medio ambiente.
- Una operación fiable e ininterrumpida de las unidades gestionadas.
- Un control eficaz de los presupuestos de los OPEX.
- La revisión y aprobación del sistema de mantenimiento planificado de la unidad.
- Seguimiento de la planificación del mantenimiento en estrecha colaboración con los operadores de la Unidad FLNG.

El mantenimiento planificado incluirá actividades de los siguientes tipos:

- Inspección reglamentaria: inspección de la lista de comprobación de clase o de la normativa nacional.
- Inspección funcional: pruebas y ensayos realizados para garantizar que los equipos son capaces de realizar sus funciones. Suele aplicarse a los equipos de protección de seguridad o cuando se comprueba el rendimiento de los equipos tras una revisión o en función de una frecuencia temporal fija Supervisión basada en la condición.
- Lubricación: comprobaciones de la cantidad y el nivel de calidad de los lubricantes, adición o renovación de los lubricantes en los equipos.
- Verificación: se aplica a los instrumentos de medición en campo o de taller. La verificación se realiza utilizando instrumentos y patrones internos debidamente calibrados.
- Calibración: se aplica a los patrones internos y a los equipos de medición y regulación. El procedimiento de calibración lo realiza un tercero.
- Revisión de equipos: revisión mayor o menor de equipos que requieran parada.
- Actividades relacionadas con la parada: todas las actividades de mantenimiento que requieran la parada total de la Unidad FLNG, incluidas todas las auditorías e inspecciones reglamentarias relacionadas con la parada.

V.8.2.20.2 Mantenimiento predictivo

El Mantenimiento predictivo: además del enfoque de mantenimiento planificado, se aplicarán los principios del "mantenimiento predictivo" o "mantenimiento basado en la condición" (CBM), que son una solución recomendada para explotar un activo de forma económica y técnicamente sólida, con el objetivo de aumentar el tiempo de funcionamiento y la confiabilidad. Así, en el caso de los equipos críticos para la seguridad y la operativa comercial, el plan de mantenimiento preventivo se complementará con la supervisión del estado de los equipos para aumentar la confiabilidad y la disponibilidad operativa de los sistemas elegidos y los grupos de equipos subsiguientes. El mantenimiento basado en la condición permite planificar, programar y ejecutar la reparación antes de que se produzcan fallas en los equipos.

Existen varias tecnologías diferentes que pueden aplicarse para lograr un mantenimiento predictivo eficaz: vibraciones, infrarrojos y temperatura, ultrasonidos, resistencia de los bobinados y prueba de aislamiento, inspección boroscópica, prueba de corrientes parásitas, registro y análisis de parámetros operativos, análisis de aceites lubricantes, combustibles, agua de calderas, entre otros.

V.8.2.20.3 Mantenimiento correctivo

El Mantenimiento correctivo / no planificado, averías y fallas / mantenimiento de emergencia. Todas las actividades de mantenimiento que no forman parte del Mantenimiento Planificado se consideran Mantenimiento Correctivo.

La necesidad de realizar tareas de mantenimiento no planificado puede tener diversas causas, como:

- Averías.
- Actividades de mantenimiento derivadas de auditorías o inspecciones internas o externas.
- Solicitudes presentadas en forma verbal o escrita de trabajo / averías de equipos por parte de los miembros de la tripulación a bordo de la instalación, aprobadas por el Supervisor de Mantenimiento.
- Actividades de mantenimiento no planificado resultantes de actividades de mantenimiento planificado / inspecciones periódicas programadas. Es decir, órdenes de trabajo generadas como resultado de defectos encontrados durante la realización de trabajos de inspección o mantenimiento.

Por definición, el mantenimiento de emergencia no se prepara antes de su ejecución y podría ejecutarse, si fuera necesario y posible, antes de lanzar una orden de trabajo en el Sistema computarizado de gestión del mantenimiento.

El Análisis de Causa Raíz (ACR) se realizará en los siguientes casos:

- Problemas recurrentes, averías recurrentes de los equipos.
- Solicitudes de mantenimiento no planificado derivadas de inspecciones planificadas / periódicas.

Durante el ACR se identificará la causa de la falla del equipo en cuestión. Cuando el modo de falla esté bien definido, se definirán acciones correctivas atenuantes para eliminar y reducir la frecuencia de aparición, o para reducir la consecuencia de esta falla específica. El resultado de este ACR debe aplicarse en el Sistema computarizado de gestión del mantenimiento mediante un plan de mantenimiento preventivo.

Es necesario que todos los comentarios sobre cada trabajo de mantenimiento no planificado ejecutado se comuniquen en el Sistema computarizado de gestión del mantenimiento.

Las decisiones sobre los principios de mantenimiento que deben aplicarse se basan en el resultado de estudios adicionales, por ejemplo, RAM (Confiabilidad, Disponibilidad, Mantenibilidad) y AMFEC (Análisis de los modos de falla, sus efectos y criticidad). Los estudios permiten diferenciar la criticidad de los componentes y decidir qué estrategia aplicar en cada sistema en función de los datos. Por último, el resultado de todos estos estudios es aprobado mediante un Certificado de clase e implementado en el Sistema de mantenimiento planificado en un entorno junto con los aspectos de mantenimiento planificado para un sistema de mantenimiento unificado.

El registro tanto del mantenimiento planificado como el no planificado se registrarán en el programa de planificación de recursos empresariales, lo que permitirá disponer de información continua y en tiempo real tanto para el personal en tierra como para el personal a bordo de la instalación.

V.8.2.21 Mantenimiento durante los periodos de parada

Por parada se entiende la parada completa de la instalación y no solo la parada de un tren, sistema o equipo. El mantenimiento durante la producción y durante la parada parcial puede ser necesario periódicamente. La indisponibilidad de la producción será lo más breve posible, teniendo en cuenta los requerimientos comerciales y contractuales.

La instalación se diseñará con suficientes equipos redundantes para realizar la mayor parte del mantenimiento en línea (por ejemplo, dispositivos redundantes de alivio de presión) o mediante una parada solo parcial (tren por tren) y se diseñará para liberar de gas y ventilar los tanques de carga individuales para las inspecciones reglamentarias requeridas, de acuerdo con las normas de aislamiento aplicables.

Cada tren de licuefacción se diseñará de forma que esté aislado de los demás trenes para permitir su parada individual para las inspecciones reglamentarias necesarias, reparaciones, mantenimiento de turbinas de gas, equipos, entre otros.

V.8.2.22 Mantenimiento de los equipos de descarga con buques abarloados

La interfaz de los equipos de descarga con buques abarloados (maniobrar un buque o nave para atracarlo al costado de otro buque, que está a su vez atracado a un muelle o en navegación) aún no está definida, por lo que la filosofía de mantenimiento se definirá una vez que se establezca la interfaz.

En general, la operación, inspección y mantenimiento se realizarán de acuerdo con las recomendaciones del fabricante y el procedimiento de prueba de mangueras aéreas (conductividad, longitud, prueba de presión), la prueba y el mantenimiento de ERC, la prueba y el mantenimiento de Unidad de potencia hidráulica (neumática, eléctrica), la prueba y el mantenimiento de soportes y sistemas de freno de mangueras, la determinación y la prueba de la longitud de variador de frecuencia, la reconstrucción tras una desconexión de emergencia, entre otros.

Los procedimientos de mantenimiento se incorporan al sistema de planificación de recursos empresariales y se adaptan a los equipos específicos del sitio (fabricante, marca, tipo, tamaño, aspectos dinámicos, entre otros).

V.8.2.23 Salud, seguridad, medio ambiente, energía y calidad

El equipo del proyecto considerará la salud, la seguridad, el medio ambiente, la energía, la calidad y la protección durante el estudio FEED y lo incorporará al diseño mediante la integración de medidas de control en el diseño del proceso con el fin de eliminar y minimizar los riesgos para la salud, la seguridad y el medio ambiente.

La seguridad en el diseño se basa en las filosofías de seguridad de Exmar y en estudios de seguridad previos al diseño.

Filosofías de seguridad del proyecto:

- Filosofías de HSE.
- Códigos y normas de ingeniería para la filosofía general de la Unidad FLNG.
- Filosofía de seguridad.
- Filosofía de protección contra incendios.
- Filosofía general de protección contra incendios y explosiones.
- Filosofía de la ingeniería de los factores humanos (HFE).
- Filosofía de distribución, incluida la integración de planes de acceso y salida (escaleras, escalas de mano, túneles, entre otros), identificación de riesgos de tropiezos y caídas, integración de distancias de seguridad para evitar golpes en la cabeza.
- Filosofía de diseño de tuberías, incluida la integración de distancias de seguridad para evitar golpes en la cabeza y vías de evacuación.
- Filosofía de proceso y diseño, incluido el estudio del quemador y el análisis de los productos químicos y peligrosos.
- Filosofía de clasificación de zonas peligrosas.
- Filosofía de respuesta ante emergencias de activos que garantiza suficientes medios de evacuación, instalación de puestos de reunión y refugio temporales.
- Filosofía general de emergencia, evacuación y rescate.
- Filosofía del nivel de ruido para garantizar la salud del personal.
- Filosofía del sistema de alarma que garantiza alarmas suficientes que incorporen todos los peligros y definan las ubicaciones.
- Filosofía general de detección de incendios y gases que garantiza equipos suficientes y adecuados en relación con el proceso y el diseño de la Unidad FLNG.

- Gestión de la seguridad funcional para evitar fallas sistemáticas.
- Filosofía de aislamiento y trazado térmico.
- Filosofía de laboratorio que garantiza la seguridad durante la manipulación de productos peligrosos.
- Plan de capacitación y competencia en O&M que garantiza personal certificado, capacitado y competente.
- Filosofía de selección de tecnología que garantiza el uso de tecnología probada.
- Filosofía de gestión de residuos que garantiza la manipulación, el tratamiento, entre otros de residuos, efluentes y emisiones.
- Filosofía de telecomunicaciones que garantiza medios de comunicación adecuados como medida de mitigación antes y durante las urgencias y emergencias.
- Filosofía de manipulación mecánica que garantiza la manipulación mediante equipos y técnicas de elevación adecuados.
- Filosofía general de aislamiento que garantiza la integración de procedimientos de aislamiento correctos.
- Filosofía de diseño basada en el riesgo.
- Criterios de evaluación de riesgos para proyectos de infraestructuras de GNL.
- Filosofía general de C&E/ ESD.
- Filosofía general de Drenajes y contención de vertidos.
- Filosofía general de alivio y despresurización para FLNG.
- Filosofía general de elevación y manipulación de materiales.
- Filosofía general de transferencia de personal.
- Filosofía general del diseño de protección.
- Esquema de aplicación de casos de seguridad.
- Planos técnicos - Revisión de HSEQ.

V.8.2.24 Estudios de seguridad del proyecto

Desde el inicio de un proyecto y a lo largo de toda la fase de ingeniería y diseño de detalle, es necesario llevar a cabo un amplio conjunto de evaluaciones de riesgos cualitativas y cuantitativas con un consultor de riesgos independiente. Cuando proceda, Exmar, el contratista de la obra muerta, el astillero y los principales subcontratistas participarán en las evaluaciones de riesgos. El alcance de las evaluaciones de riesgos para el Proyecto y sus interfaces suele incluir, en particular, los siguientes estudios de Evaluación de Riesgos y Seguridad: no obstante, la lista exacta de estudios se definirá con más detalle durante la fase de diseño.

Durante el diseño basado en el riesgo del Proyecto, se llevará a cabo un amplio conjunto de estudios de diseño de evaluaciones de riesgo cualitativas y cuantitativas. Los estudios de diseño de evaluaciones de riesgo incluyen, entre otros:

V.8.2.24.1 Identificación de peligros (HAZID)

El cual se realizará a través de un taller multidisciplinario que identificará todos los tipos de riesgos potenciales, centrándose en la disposición y las interfaces con las operaciones en y alrededor de la instalación, incluidas las operaciones marítimas específicas relacionadas con la Unidad FLNG en particular.

V.8.2.24.2 Peligros y operatividad (HAZOP)

El cual se realizará a través de un taller multidisciplinario, que identificará los riesgos potenciales, con enfoque principal en los sistemas de proceso: Procesos de la obra muerta, sistemas de carga y principales sistemas de servicios de la instalación.

V.8.2.24.3 Análisis de la capa de protección (LOPA)

Como complemento al HAZOP, será necesario realizar una revisión del Análisis de la capa de protección en profundidad para confirmar el nivel de integridad de la seguridad (SIL) requerido para los sistemas instrumentados de seguridad (SIS) de los procesos de la obra muerta y los sistemas de carga. Se requiere la aportación de un equipo multidisciplinar para definir los factores utilizados.

El proceso del Análisis de la capa de protección es un proceso para evaluar el Nivel de Integridad de la Seguridad (SIL) mínimo requerido para cada Función Instrumentada de Seguridad (SIF) para operar con seguridad la instalación. Sigue los principios de las normas de seguridad funcional y el manual del Análisis de la capa de protección del Centro para la seguridad de los procesos químicos; tiene en cuenta la seguridad de las personas, el medio ambiente y los activos.

Los resultados de los estudios HAZID y HAZOP se aplican junto con otros datos pertinentes del proyecto, como los diagramas de Causa y Efecto (C&E), para identificar y clasificar las funciones instrumentadas de seguridad (SIF) asociadas al proyecto de desarrollo del Proyecto. A continuación, puede utilizarse el análisis de las capas de protección (LOPA) para determinar el objetivo SIL necesario para cada SIF identificada. El LOPA seguirá directrices internacionalmente aceptadas como las presentadas en CEI IEC 61511-3. Durante el estudio Análisis de la capa de protección, se identificarán todos los escenarios apropiados y se realizará un análisis de cada uno de ellos. Durante este estudio, se evaluará la adecuación de las Capas Independientes de Protección (IPL) existentes y se identificarán las posibles deficiencias. Cuando se identifiquen las deficiencias, se determinará la clasificación SIL requerida de los SIF/S requeridas.

Las actividades realizadas durante el Análisis de la capa de protección incluirán:

- Identificación de todos los escenarios del Análisis de la capa de protección creíbles.
- Identificación del evento iniciador y las frecuencias asociadas para cada escenario.
- Identificación y clasificación de cualquier modificador condicional, por ejemplo, probabilidad de ignición y/o presencia de personal en caso de liberación.
- Análisis de las Capas de protección independientes existentes para evitar que se produzca el evento no deseado. Esto incluirá una evaluación de su idoneidad, además de determinar su probabilidad de falla bajo demanda (PFD).
- Determinación de las clasificaciones SIL requeridas para cualquier sistema instrumentado de seguridad adicional que se considere necesario.

Al realizar la evaluación, las frecuencias de los eventos iniciadores se tomarán de bases de datos de confiabilidad reconocidas del sector. Los criterios de tolerancia al riesgo que se utilizarán al analizar cada escenario se elegirán basándose en los Criterios de Riesgo del Proyecto de Desarrollo del Proyecto y en criterios aceptados por el sector. La clasificación SIL se utiliza en la especificación de los SIF/S, desde los dispositivos de iniciación, pasando por los solucionadores lógicos y los controladores, hasta los elementos de actuación finales, con el fin de que todo el sistema cumpla adecuadamente la intención del diseño. La evaluación análisis del nivel de integridad de la seguridad y los requerimientos sobre el análisis del nivel de integridad de la seguridad se registrarán en las Especificaciones de Requerimientos de Seguridad.

Seguridad funcional / Funciones instrumentadas de seguridad.

Tras un Estudio de los Peligros y la Funcionalidad (HAZOP) se realizará un Análisis de las Capas de Protección (LOPA) y un estudio denominado Análisis del nivel de integridad de la seguridad.

La gestión de la seguridad funcional es un requisito clave para garantizar que el SIS instalado funcionará correctamente cuando sea necesario. La correcta aplicación de la gestión de la seguridad funcional garantiza que las fallas que pudieran haberse introducido o producirse a través del diseño, la instalación, el mantenimiento, la operación o la modificación del Análisis del nivel de integridad de la seguridad se detecten y reduzcan al mínimo a lo largo de toda su vida útil; la gestión de la seguridad funcional se

considera, por tanto, una medida fundamental de control del riesgo para la seguridad y de control del riesgo de accidentes importantes para el medio ambiente.

Por lo tanto, se establecerá un Plan de Gestión de la Seguridad Funcional (FSMP) adecuado, de acuerdo con la norma IEC 61511, que describa en dos partes el conjunto completo de requerimientos del ciclo de vida del SIS, desde el diseño hasta la operación, el mantenimiento y la inspección de los sistemas instrumentados de seguridad instalados.

Estudios del nivel de integridad la seguridad de los sistemas de funciones instrumentadas de seguridad.

La clasificación del nivel de integridad de la seguridad (SIL) y los estudios de cumplimiento se desarrollarán de acuerdo con los requerimientos de la norma IEC 61511 para todas las funciones / sistemas instrumentados de seguridad (SIF/S) en términos de seguridad del personal. Además de la seguridad del personal para la clasificación, se tendrá en cuenta el impacto en el medio ambiente, el impacto comercial debido a las pérdidas de activos y producción, así como la reputación de la compañía, según las directrices de la Matriz de Riesgos de la Compañía. Estos sistemas podrían clasificarse, pero no requerirán más estudios de cumplimiento, a menos que se soliciten específicamente durante la clasificación del análisis del nivel de integridad de la seguridad (caso por caso). Se realizará una clasificación y verificación de análisis del nivel de integridad de la seguridad para los sistemas de prevención de riesgos.

Los circuitos de detección de sistema de gas y fuego y de cierre de válvulas de corte de paro de emergencia serán al menos SIL2. El aislamiento de los equipos eléctricos asociados cumplirá los requerimientos SIL 2 siempre que sea técnicamente posible. La documentación de clasificación SIL2 para el sistema de paro de emergencia y Sistema de gas y fuego se proporcionará sobre la consideración de un circuito típico y luego se utilizará para todos los circuitos similares. La filosofía de los sistemas instrumentados de seguridad que describe los requerimientos del ciclo de vida de los Análisis del nivel de integridad de la seguridad se establecerá durante la fase de diseño del Proyecto.

Estudio de clasificación del análisis del nivel de integridad de la seguridad.

La evaluación del análisis del nivel de integridad de la seguridad comprenderá una evaluación cualitativa de los equipos y sistemas de proceso de la instalación que serán protegidos por el Análisis del nivel de integridad de la seguridad, para identificar los peligros potenciales y evaluar el riesgo que existe tanto para las personas como para el medio ambiente, en caso de que el Análisis del nivel de integridad de la seguridad no funcione cuando sea necesario. Esta evaluación se realiza partiendo de la base de que no existen sistemas de protección para poder establecer un nivel básico de riesgo para los equipos bajo control. Básicamente, la clasificación del análisis del nivel de integridad de la seguridad es una medida de reducción del riesgo que debe conseguir el sistema instrumentado de seguridad para que el nivel de riesgo residual se encuentre dentro de los límites aceptables o sea tan bajo como sea razonable en la práctica (ALARP).

Estudio de verificación del análisis del nivel de integridad de la seguridad.

Aplicando los resultados de los estudios de clasificación del análisis del nivel de integridad de la seguridad junto con otros datos pertinentes del proyecto, como los diagramas de C&E, se verificará la disponibilidad y confiabilidad de las Funciones Instrumentadas de Seguridad asociadas al Proyecto de Desarrollo del Proyecto frente a los objetivos establecidos.

El Análisis del nivel de integridad de la seguridad alcanzado para cada SIF/S se confirmará como el más bajo de los análisis del nivel de integridad de la seguridad alcanzados identificados para:

- Cada componente o subsistema.
- El sistema en su conjunto regido por su diagrama de flujo del proceso.
- El sistema en su conjunto limitado por los requerimientos sistemáticos.

V.8.2.25 Filosofía de evacuación y rescate (EER)

El diseño de evacuación y rescate en la Unidad FLNG deberá:

- Cumplir los requisitos de la OMI y de la clase.
- Cumplir la normativa de las autoridades locales y/o los requisitos de la Unidad FLNG.
- Tener en cuenta, en particular, las recomendaciones de los estudios de seguridad y evaluación de riesgos específicos del proyecto: HAZID/HAZOP/LOPA/SIL-SRS/FERA/EERA.

El diseño de las instalaciones de Escape, Evacuación y Rescate (EER) tendrá en cuenta el Personal a Bordo (POB), la distribución prevista de la dotación en la Instalación, las fuentes potenciales de peligro y los escenarios potenciales de escalada.

El objetivo del diseño de un sistema de evacuación y rescate es permitir, en caso de emergencia, la evacuación del personal desde cualquier punto de las instalaciones hasta una de las zonas de reunión predeterminadas, así como la evacuación segura de todo el personal a bordo de la Unidad FLNG, incluido el rescate de las personas heridas y consta de lo siguiente:

- Vías de escape.
- Zonas de concentración.
- Medios de evacuación.
- Medios de rescate.

El personal a bordo máximo para las instalaciones se definirá para las actividades normales de operación y mantenimiento, para la puesta en marcha y para las actividades de respuesta. Será necesario comprobar las cifras en cada fase del proyecto. El Centro de Coordinación de rescate y las oficinas se consideran Zona Segura desde el punto de vista de la filosofía de evacuación y rescate y constituirán un refugio temporal como puesto de reunión primario.

Se han previsto vías de evacuación para facilitar la huida del personal del lugar del accidente. Las vías de evacuación se diseñarán de forma que al menos una vía de evacuación hacia las zonas de reunión esté disponible en todo momento.

Cada nivel de la cubierta de proceso dispondrá de al menos dos vías de evacuación, de las cuales al menos una por escalera.

V.8.2.25.1 Refugios temporales

Se proporcionará un refugio temporal a bordo de la Unidad FLNG y estará en el bloque de oficinas. El refugio temporal deberá estar diseñado para proporcionar refugio seguro a la totalidad máxima de las personas a bordo. El Centro de Coordinación de rescate formará parte del refugio temporal.

Se incorporará un refugio seguro temporal, con los mismos estándares de construcción que el edificio de oficinas, para alarmas de cobertura y eventos de seguridad capaz de soportar una sobrepresión de 1,0 bar. El refugio temporal de seguridad cubrirá como mínimo las salas de seguridad y la sala de control de seguridad con la intención de construir el nivel B completo como refugio temporal de seguridad.

El refugio temporal se diseñará para cargas accidentales del diseño de acuerdo con los escenarios de evaluación de riesgos de incendio y explosión con una frecuencia acumulada de 10-4. En forma predeterminada, la duración de la resistencia debe asumirse como un tiempo mínimo de resistencia de 60 minutos, a menos que la evaluación de riesgos de incendio y explosión demuestre que podrían producirse escenarios relevantes de mayor duración y/o la probabilidad de condiciones meteorológicas adversas que podrían prohibir el abandono seguro de la Unidad FLNG en 60 min.

La vía de acceso/evacuación desde el refugio temporal hasta los medios de evacuación y los propios medios de evacuación (por ejemplo, pasarelas en el muelle, embarcación de supervivencia totalmente cerrada propulsada por motor o puentes volantes [11]) estarán protegidos contra el impacto de incendios y explosiones, de modo que su integridad quede salvaguardada hasta que sea necesario para el eventual abandono de la instalación.

El refugio temporal protegerá al personal de las consecuencias del fuego, el gas y el humo durante un tiempo mínimo de resistencia de 60 minutos, siendo ese tiempo suficiente para que todo el personal a bordo se reúna, evalúe la situación y, si procede, intente controlarla; o para tomar la decisión de evacuar las instalaciones o esperar a que el incidente mejore y actuar consecuentemente. Si se detecta la entrada de humo o gas en el Refugio Temporal, se desconectará la ventilación y se cerrarán las compuertas (a prueba de fallas).

La ventilación del bloque de oficinas se organizará de forma que se impida la entrada de gases inflamables, tóxicos o nocivos o de humo de las zonas circundantes. La evaluación de riesgos de incendio y explosión de la instalación indicará si es posible alcanzar el tiempo mínimo de resistencia a la entrada de humo y gas de 60 minutos.

El refugio temporal dispondrá de instalaciones para el seguimiento y control de un incidente y para organizar la evacuación. Estas instalaciones se consideran de la siguiente forma:

- Supervisión y manipulación de los sistemas de control de la carga, producción y lastre.
- Funcionamiento del hidrante contra incendios y sus sistemas asociados.
- Vigilancia de los riesgos de incendio y de gases.
- Operaciones de ventilación y parada de máquinas.
- Comunicaciones exteriores.
- Control portátil de gases.
- Protección activa y pasiva contra incendios.
- Protección contra sobrepresión.
- Entrada de humos y gases externos.

V.8.2.25.2 Refugio temporal primario

Todos los niveles del bloque de oficinas han sido designados como refugios temporales primarios según el plano de disposición general P21-003-EXM-10-01-DWG-01.

El refugio temporal principal estará situado en la cubierta A, cerca de la "Sala de radio".

V.8.2.25.3 Sistemas internos de vías de evacuación

Deberán existir al menos dos vías de evacuación que permitan al personal alcanzar el refugio temporal del bloque de oficinas y/o el segundo refugio temporal. Al menos una de las dos vías de evacuación al refugio temporal no deberá estar expuesta al fuego y la explosión durante el tiempo necesario para la evacuación al refugio temporal.

Es necesario que el estudio de evaluación de riesgos de incendio y explosión revise / confirme que ambas vías de evacuación no se verán afectadas al mismo tiempo. Las esclusas proporcionarán vías de evacuación desde/hacia la zona segura/zona peligrosa por gases. El concepto de vías de escape y evacuación debe concordar con el concepto global de la Unidad FLNG para la evacuación y deberá tener en cuenta las interfaces de la instalación.

Las vías de evacuación permitirán una dotación de 99 personas, aunque se considerará que solo una parte de la dotación completa estará en la parte del bloque de oficinas, del motor o de la zona de proceso.

[11] Por puente volante se entenderá la elevación del personal de la Unidad FLNG mediante cabrestante de helicóptero o carro de transferencia de personal.

Las vías de evacuación internas de la instalación están provistas de iluminación de emergencia y de señalizaciones que permiten al personal a bordo identificar las vías de evacuación hacia las zonas de refugio temporal o de embarque.

Las señales de las vías de evacuación y las señalizaciones de ubicación de los equipos contra incendios son de material fotoluminiscente o están marcadas con iluminación.
Las superficies de las vías de evacuación deben ser antideslizantes.

En los espacios de oficinas, de servicio y en las salas de control, en todas las zonas generales que puedan estar ocupadas regularmente o en las que haya personal, se han previsto al menos dos vías de evacuación separadas, situadas lo más lejos posible unas de otras, para permitir medios de evacuación rápidos a las cubiertas de intemperie y a los puestos de embarque.

Todas las vías de evacuación son fácilmente accesibles y no están obstruidas, y todas las puertas de salida a lo largo de la vía son fácilmente operables. No existirán pasillos sin salida de más de 7 m de longitud.

Se prohíbe un pasillo, vestíbulo o parte de un pasillo desde el que solo haya una vía de evacuación. Las entradas y los pasillos son adecuados para el transporte en camilla desde cualquier espacio interno hasta la zona de desembarque de la instalación.

Las puertas de las vías de evacuación, en general, se abren en la dirección de evacuación, excepto las puertas de las oficinas que se abren hacia las habitaciones para evitar lesiones a las personas que se encuentran en el pasillo cuando se abre la puerta.

Además del alumbrado de emergencia, los medios de evacuación, incluidas las escaleras y las salidas, están señalizados mediante indicadores luminosos o bandas fotoluminiscentes colocados a no más de 300 mm por encima de la cubierta (altura de gateo) en todos los puntos de la vía de evacuación, incluidos los ángulos y las intersecciones. Las señalizaciones permiten al personal a bordo identificar las vías de evacuación e identificar fácilmente las salidas de evacuación.

A lo largo de las vías de evacuación se colocan señales y señalizaciones que indican los puntos de salida y la dirección hacia las zonas de reunión, las zonas de embarque y los medios de evacuación al mar. El número de señales es suficiente para que sean visibles desde cualquier zona de la unidad en la que haya personal. Las principales vías de evacuación están señalizadas o pintadas para hacerlas visibles y evitar su obstrucción por equipos y suministros portátiles. Los equipos de extinción de incendios a lo largo de una vía de evacuación están señalizados.

V.8.2.26 Filosofía de la respuesta a emergencias

Exmar, como operador de la Unidad FLNG, tiene la obligación general de tomar las medidas apropiadas para proteger a todo el personal a bordo de la instalación de incendios, explosiones y sustancias nocivas, así como de garantizar una respuesta de emergencia esencial.

La filosofía de respuesta en caso de emergencia consiste en garantizar que existan disposiciones para una respuesta planificada a accidentes graves creíbles y previsibles y a incidentes de hombre al agua. Se identificarán los peligros de accidentes graves, se evaluarán los riesgos y se instalarán medidas preventivas y de mitigación para reducir el riesgo a tan bajo como sea razonablemente posible (ALARP).

Se presentarán varias evaluaciones para desarrollar una respuesta de emergencia constructiva y funcional, entre las que se incluyen la Evaluación de Evacuación, Escape y Rescate, la Evaluación de Riesgos de Incendio y Explosión y la Evaluación de la Entrada de Humos y Gases.
Las acciones de respuesta a emergencias se detallarán en el Plan de Respuesta a Emergencias. Este último formará parte integrante del Manual de Operaciones de la instalación.

La respuesta de emergencia consiste en dotar de recursos y gestionar los sucesos de forma adecuada e individualizada mediante procedimientos y listas de comprobación, planos y ayudas.

El plan de respuesta a emergencias abordará las líneas de comunicación, la jerarquía, el Equipo de Respuesta a Emergencias (ERT), los sustitutos y los ejecutores en caso de personal incapacitado.

Para lograr un plan de rescate y recuperación eficaz, el Equipo de Respuesta ante Emergencias recibirá capacitación antes del embarque a través de academias de capacitación externas autorizadas, según la normativa vigente (SOLAS, STCW, local), los requisitos de capacitación propios del contratista y la Matriz de Capacitación y Competencias de Exmar y los requisitos adicionales de la Compañía. El personal será puesto a prueba mediante simulacros rutinarios a bordo, así como simulacros independientes (a bordo) y multidisciplinares (socios en tierra y en alta mar) y ejercicios de simulación.

V.8.2.26.1 Política de respuesta en caso de emergencia

La política de respuesta en caso de emergencia tiene por objeto garantizar que todas las personas a bordo de la instalación estén protegidas por un plan de respuesta en caso de emergencia eficaz y predecible para riesgos de accidentes graves, incidentes de hombre al agua y evacuación médica.
Exmar pondrá en marcha un manual/plan de respuesta a emergencias y una jerarquía y cadena de mando con los niveles adecuados de recursos humanos y sistemas, estructuras y aparatos de apoyo para garantizar una respuesta eficaz.

El Equipo de Respuesta ante Emergencias se entrenará y probará de forma rutinaria de acuerdo con la Matriz de Capacitación de Exmar y como parte integral del Sistema de mantenimiento planificado / Planificación de recursos empresariales de la instalación.

Todas las personas a bordo recibirán capacitación sobre sus funciones y responsabilidades antes de embarcar; en el momento del embarque, mediante una introducción a la seguridad, y durante su estancia a bordo, mediante simulacros de emergencia, capacitación por computadora y conferencias.

Esto incluye a todo el personal que embarque, es decir, la dotación de la instalación, los visitantes y otras terceras partes.

El curso de iniciación será válido durante un intervalo de tiempo determinado y se renovará a intervalos establecidos en los procedimientos de la instalación.

La mejora continua se mantiene y ejecuta mediante reuniones diarias, semanales y mensuales.

El equipo de operaciones de la instalación revisará y evaluará los nuevos peligros para determinar su potencial de provocar un accidente grave o de convertirse en un accidente grave en un intervalo programado.

El equipo de Operaciones de la instalación revisará y evaluará igualmente los equipos instalados basándose en las aportaciones de la industria durante la fase de ingeniería, adquisición y construcción del proyecto.

La política cuenta con el pleno respaldo de la administración y cualquier persona a bordo tiene derecho a reportar cualquier divergencia al rango apropiado a bordo y/o a la persona designada en la administración de la base en tierra.

Los datos de contacto de la administración de la base en tierra se comunicarán en la capacitación inicial al embarcar y se expondrán en lugares públicos.

Además, la administración de Exmar exige a cualquier persona que se encuentre en el centro de trabajo el pleno cumplimiento del manual / plan de emergencia.

V.8.2.26.2 Gestión de la respuesta de emergencia

Exmar se asegurará de que los activos de emergencia y los equipos de respuesta de emergencia se clasifiquen como elementos de seguridad críticos en el centro de trabajo, se construyan de acuerdo con la legislación aplicable y se garantice un mantenimiento programado según o mejor que las normas y reglamentos aplicables.

El equipo de Operaciones de Exmar proporcionará un Sistema de mantenimiento planificado de recursos empresariales aprobado que incluirá la gestión de la Respuesta de Emergencia, estará aprobado según su clase, será fácil de usar y permitirá la supervisión en tiempo real del estado del mantenimiento en tierra y en alta mar, incluidos los elementos vencidos y atrasados, los repuestos, los repuestos de equipos críticos, las órdenes de viaje y el estado, la certificación, entre otros.

Durante la fase de Ingeniería, Compras y Construcción, Exmar proporcionará los datos de todos los equipos según el manual del proveedor, incluidas las inspecciones obligatorias y los planes de mantenimiento. Una vez finalizada la introducción de datos sin procesar, se lleva a cabo una revisión de los datos: los intervalos de inspección y mantenimiento se revisan y se ajustan en función de la experiencia previa (lecciones aprendidas de las averías de los suboficiales, la industria y la flota) y los intervalos pueden volverse más estrictos.

Los equipos y los repuestos críticos se definen según el estudio de fiabilidad, disponibilidad, mantenibilidad y las evaluaciones de riesgos y se incorporan al programa de mantenimiento planificado.

Mientras esté en funcionamiento, el equipo de operaciones de Exmar garantizará el mantenimiento y las inspecciones según el plan escrito y aprobado para el examen sistemático por parte de personal competente y autorizado.

El sistema dinámico garantizará que los regímenes puedan ajustarse en función de la experiencia de la industria y de los propios la instalación.

El programa de mantenimiento planificado incorpora igualmente el sistema de gestión de la seguridad, incluidas, entre otras, las políticas, los procedimientos y las listas de comprobación.

V.8.2.26.3 Manual / Plan de Respuesta a Emergencias

El manual/plan de respuesta a emergencias incorporará procedimientos, una estructura organizativa para la gestión de emergencias, incluida una jerarquía y un equipo de respuesta a emergencias con los niveles adecuados de recursos humanos, funciones y responsabilidades, sistemas de apoyo, estructuras y dispositivos para garantizar una respuesta eficaz ante riesgos de accidentes graves creíbles y predecibles, incidentes de hombre al agua y evacuación médica en caso de incidentes laborales.

Los procedimientos definirán las medidas que deben tomar todas las personas a bordo de la instalación en caso de alarma. Se harán aumentos a las entidades flotantes, fijas o aerotransportadas adyacentes que se consideren aplicables.

El equipo de operaciones de Exmar elaborará el manual en consulta con funcionarios, partes interesadas, terceros, partes flotantes y volantes.

El manual/plan de respuesta a emergencias estará a disposición de todo el personal a bordo para su revisión y comentarios, así como de todas las personas que presten apoyo durante una emergencia.

El Manual / Plan de Respuesta ante Emergencias es de naturaleza dinámica y está sujeto a revisiones y auditorías periódicas programadas y a actualizaciones, siguiendo el procedimiento de Gestión de Cambios (MOC), en función de las aportaciones de la flota, el sector o las partes interesadas.

La copia maestra del Manual / Plan de Respuesta ante Emergencias estará fácilmente disponible en la oficina del Contratista de instalaciones en alta mar, en las oficinas del personal y en la administración de la base en tierra.

V.8.2.26.4 Evaluación de la respuesta de emergencia

El equipo de Operaciones de Exmar y el equipo del Proyecto llevarán a cabo una evaluación adecuada de la instalación para identificar los diversos sucesos que podrían dar lugar a accidentes graves que impliquen incendio o explosión, la necesidad de evacuación, escape o rescate para evitar o minimizar un accidente grave.

Se evaluarán la probabilidad y las consecuencias. Se establecerán normas de rendimiento adecuadas para garantizar una evacuación, escape y rescate eficaces y proteger a las personas de un accidente grave que implique incendio o explosión, exposición a sustancias nocivas y lesiones.

V.8.2.26.5 Sistemas de detección de emergencias

El centro de trabajo estará equipado con un sistema de detección de gas e incendios y alarmas. Las especificaciones se basarán en el análisis de los productos peligrosos de los procesos.

El sistema direccionable recibe, centraliza y procesa toda la información relevante procedente de las distintas entradas, detectores de humo, detectores de calor y alarmas manuales de incendios.

Dependiendo de la ubicación del incendio y/o escape de gas, la salida inicia una alarma en el sistema y en caso de alarma no aceptada, el sistema activará automáticamente la alarma general/alarma de incendio en cuestión de minutos.

Una vez aceptada una alarma, el procedimiento estándar consiste en establecer la confirmación de la alarma e iniciar las acciones de respuesta de emergencias apropiadas, tal como se detalla en el Plan de Respuesta a Emergencias.

V.8.2.26.6 Equipos de protección individual de emergencia

La instalación estará equipada con equipos de protección individual de emergencia conforme a la legislación vigente, incluido material de apoyo (por ejemplo, compresor(es) de aire), así como para la extinción de incendios y el rescate de personas. El equipo estará sujeto a mantenimiento e inspecciones de acuerdo con el Sistema de mantenimiento planificado / Planificación de recursos empresariales y definido en el plan de "Seguridad y Control de Incendios" disponible a bordo.

El personal recibirá capacitación en un centro de capacitación autorizado antes de embarcar y recibirá capacitación sobre el uso de los equipos de rescate / equipos contra incendio mientras se encuentre a bordo de la instalación durante la introducción a la seguridad y los simulacros y cursos de emergencia.

Se tendrán en cuenta los requisitos específicos, incluidas, entre otras, las operaciones de cabestrante de helicópteros.

Los Dispositivos de Respiración de Escape de Emergencia (EEBD) se proporcionarán de acuerdo con la normativa.

V.8.2.26.7 Estudio de emergencias

Se realizará un estudio que aborde las posibles emergencias, entre las que se incluyen:

- Lanzamiento rápido de botes de rescate.
- Incendio.

- Explosión.
- Estabilidad.
- Lista excesiva.
- Carga térmica.
- Falla estructural.
- Pérdida de contención por compresión de gas / deshidratación / entre otros.
- Pérdida de contención de los tanques de carga.
- Pérdida de la integridad estructural de la parte superior.
- Pérdida de estabilidad de la Unidad FLNG.
- Radiación de bengalas.
- Impacto de explosiones.
- Falla del sistema de amarre del muelle.
- Condiciones meteorológicas extremas.
- Emergencia de personal.
- Hombre al agua.
- MEDEVAC.
- Derrame criogénico.
- Falla de contención.
- Emergencias específicas CTS.
- Sistema específico del producto (mercurio, sulfuro de hidrógeno, cloro, nitrógeno, óxido de nitrógeno, dióxido de azufre, monóxido de carbono, bióxido de carbono, benceno.
- Corte de suministro eléctrico.
- Buque y avión a corta distancia.
- Emergencia del barco de servicio.
- Emergencia específica del lugar.

V.8.2.27 Inducción de seguridad

V.8.2.27.1 Capacitación inicial

Todas las personas que llegan al centro de trabajo por primera vez, incluidos los visitantes, son acompañados a la sala de recepción e instrucción, y se les instruye en lo siguiente:

1. La necesidad de estar preparado para una emergencia.
2. La necesidad de observar estrictamente los requisitos de la lista de obligaciones, relacionados con:
   a. Ubicación de su estación de embarcaciones de supervivencia.
   b. Ubicación del puesto de reunión de emergencia.
   c. Localización de los medios de evacuación, incluidos los que conducen a las embarcaciones de supervivencia.
3. Localización de chalecos salvavidas y trajes de inmersión propios y de repuesto.
4. Método para ponerse el chaleco salvavidas y el traje de inmersión.
5. Señal general de emergencia y alarma de incendios.
6. La necesidad de estar alerta a las señales de alarma y de responder a ellas en caso de emergencia.
7. Conducta específica en caso de emergencia.
8. Instrucciones específicas sobre el protocolo de abandono de la instalación.
9. Los peligros y el método preferido para saltar al mar desde una altura, especialmente cuando se lleva chaleco salvavidas.
10. La obligación de participar en todos los simulacros que se realicen durante su estancia a bordo.
11. Precauciones esenciales en caso de incendio, incluidas las zonas para fumadores y no fumadores.
12. Nivel de seguridad.

La capacitación inicial se centrará igualmente en los riesgos específicos de la instalación, la disposición, los requisitos específicos de las instalaciones.

Todas las personas a bordo de la instalación están sujetas a una inducción para lo anterior y se les pedirá que firmen la capacitación de inducción al finalizar.

Los registros de participación se gestionarán en un registro disponible a bordo y con anotación de la fecha de participación en la Tarjeta personal. El registro se mantendrá actualizado para identificar a las personas que requieran una renovación de la capacitación inicial tras el intervalo de capacitación inicial definido.

No se le permitirá entrar en ninguna parte de la instalación, excepto a la sala de recepción e instrucción, sin firmar la lista de control de la capacitación de inducción en alta mar.

Exmar proporcionará una capacitación de inducción específica para las instalaciones mediante una lista de comprobación y una película.

V.8.2.27.2 Capacitación en respuesta a emergencias

Se seleccionará un centro de capacitación de seguridad para la capacitación previa al embarque sobre seguridad y preparación para emergencias. En función de las normas y reglamentos locales aplicables, se elaborará una matriz de capacitación que se incorporará al sistema de gestión de la seguridad.

Todas las personas alojadas en la instalación habrán recibido una capacitación básica sobre seguridad y respuesta en caso de emergencia conforme a los requisitos de la matriz.

Se elaborará una matriz de capacitación y competencias (Plan de Capacitación y Competencias de O&M). Se determinará e incorporará a los procedimientos la duración máxima de la estancia de los visitantes que carezcan de capacitación y certificación oficiales.

V.8.2.27.3 Preparación de la respuesta a emergencias

Plan de ejercicios y simulacros. Se establecerá un sistema para evaluar al personal y determinar si se necesita capacitación adicional. El personal recibirá capacitación y hará ejercicios según la matriz de ejercicios y simulacros de Exmar a intervalos programados, así como capacitación en el puesto de trabajo y capacitación con computadoras.

Los simulacros de respuesta a emergencias son responsabilidad del contratista de instalaciones en alta mar. En los simulacros participa todo el personal a bordo de la instalación y, en su caso, el personal de tierra. Los simulacros incluyen capacitación para hacer frente a una de las emergencias especificadas en el Plan de Respuesta a Emergencias.

Las reuniones de seguridad se llevarán a cabo después de los simulacros e incluirán al personal implicado en los simulacros y ejercicios de capacitación. Las reuniones de seguridad garantizan la examinación de los resultados durante los simulacros y ejercicios, y la búsqueda de mejoras cuando sea necesario.

En tierra, la responsabilidad de la capacitación recae en el contratista de capacitación asignado para la instalación. Además de los simulacros, se realizan ejercicios a discreción del cliente durante las operaciones combinadas, en colaboración con el contratista de instalaciones en alta mar. Mediante la revisión de los resultados de la capacitación con computadoras y exámenes orales.

Ejecución.

Se dispondrá que todo el personal participe en un simulacro al menos una vez al mes. Deberá realizarse un simulacro en las 24 horas siguientes a un cambio de personal si más del 25% del personal no ha participado en simulacros de abandono de la unidad y de incendio a bordo de la instalación en el mes anterior.

Los simulacros y ejercicios deben realizarse de acuerdo con las recomendaciones para la capacitación y certificación del personal de la legislación vigente para la designación de la instalación, por ejemplo, Seguridad de la vida en el mar, MODU, entre otros.

El contratista de instalaciones en alta mar es responsable de todo el personal que participe en un simulacro o capacitación sobre los dispositivos de rescate y de extinción de incendios del buque.

El contratista de instalaciones en alta mar tiene autoridad para identificar las necesidades específicas del buque y los requisitos de capacitación de la tripulación del buque para planificar ejercicios y capacitaciones adicionales.

El personal deberá conocer el contenido del manual de capacitación y el método operativo de los procedimientos que deben seguirse en cada situación de emergencia.
Los simulacros deben realizarse, en la medida de lo posible, como si hubiera una emergencia real y deben incluir al menos las funciones y el uso de los dispositivos de rescate.

Cada miembro del personal deberá recibir capacitación a bordo sobre el uso de los dispositivos de rescate del buque, incluido el equipo de embarcaciones de supervivencia, y los dispositivos de extinción de incendios lo antes posible, pero no más tarde de dos semanas después de incorporarse al buque. Si el miembro de la tripulación se encuentra en una asignación rotativa regular programada para el buque, dicha capacitación deberá impartirse a más tardar dos semanas después del momento en que se incorpore por primera vez al buque.

Cada alarma relacionada con simulacros irá seguida de un anuncio a través del sistema de megafonía de

- "Esto es un simulacro, esto es un simulacro, esto es un simulacro".
- "Especifique la naturaleza' y 'especifique la ubicación".

Es de suma importancia que se establezca la diferencia entre una alarma y emergencia reales y un simulacro añadiendo la frase arriba indicada.

Los registros, incluidas las fotografías (en la medida de lo razonablemente posible), se mantendrán a bordo de la instalación y se cargarán en el Sistema de mantenimiento planificado / Planificación de recursos empresariales para su revisión por parte del contratista especializado en tierra, las autoridades y los inspectores.

Simulacro de incendio.

Se debe realizar un simulacro de incendio a intervalos definidos según la legislación vigente, por ejemplo, un simulacro al mes según la Seguridad de la vida en el mar.

El simulacro se anunciará mediante la alarma de incendios, tal y como se detalla en el aviso de instrucciones de alarma general, y será seguido por megafonía.

Los detalles del procedimiento de lucha contra incendios se incorporarán al plan de respuesta a emergencias y estarán a disposición del contratista de instalaciones en alta mar y su sustituto en el Centro de Mando y Control.

Todo el personal asignado a los equipos de emergencia se reunirá para ponerse su equipo de protección y trasladarse al lugar del incendio. Todo el personal no asociado a los equipos de emergencia directamente implicados se reunirá en los puestos de reunión.

Cada jefe de equipo de bomberos realizará un recuento de personal basándose en la lista de reunión disponible en la estación individual, se pondrá en contacto con el Control y Mando para confirmar que se ha recibido la alarma e informará sobre el estado del equipo si se han contabilizado todas las personas o, si faltan miembros del equipo.

Los equipos constarán como mínimo de un equipo de emergencia, uno o varios equipos de apoyo y un equipo médico. Se asignará a un miembro de la dotación fija como jefe de equipo para el personal no asociado a la emergencia, a fin de garantizar un recuento y un control adecuados.

Se inspeccionará el equipo de extinción de incendios de cada estación de bomberos y se informará de cualquier falla al Contratista de instalaciones en alta mar, que se asegurará de que se adopten medidas correctoras al finalizar cada simulacro.

Cada jefe de equipo de bomberos informará sobre el desempeño de su equipo al Contratista de instalaciones en alta mar, incluyendo la demostración de la capacidad de su grupo para utilizar el equipamiento según sea necesario.

El simulacro de incendio debe incluir, entre otras cosas:

- Informes en los puestos y prepararse para la respuesta de emergencia de acuerdo con la lista de obligaciones y las instrucciones de emergencia.
- Funcionamiento de la bomba contra incendios de emergencia y el generador de emergencia que incluye el método de arranque y la demostración de al menos dos chorros de agua a través de la manguera de incendios.
- El uso real y la comprobación del equipo de bomberos y otros equipos personales de rescate.
- Uso de sistemas de extinción fijos y portátiles.
- Pruebas y comprobaciones de los equipos de comunicación a bordo.
- Uso del compresor SCBA.
- Prueba y examen de las puertas herméticas (si procede), puertas cortafuegos y otros dispositivos de cierre/apertura, incluidas las compuertas cortafuegos y los ventiladores de la zona del simulacro.
- Probar las disposiciones para abandonar el barco si el desarrollo del incendio lo requiere.

La finalización del simulacro se anunciará por megafonía.

Los distintos simulacros se gestionan a través del Sistema de Mantenimiento Preventivo. El OIM también puede variar los simulacros en previsión de próximos acontecimientos.

Existirá un procedimiento estándar de comunicación en caso de que se produzca una emergencia durante el simulacro.

Abandonar la unidad / Simulacro de embarcación de supervivencia totalmente cerrada propulsada por motor (TEMPSC).

Se debe realizar un simulacro de abandono a intervalos definidos según la legislación vigente, por ejemplo, un simulacro al mes según el Convenio de Seguridad de la vida en el mar.

La instalación estará equipada con embarcación de supervivencia totalmente cerrada propulsada por motor que, además, requerirán embarque y lanzamiento a intervalos regulares. Las especificaciones del TEMPSC dictarán la naturaleza de los requisitos, por ejemplo, para los botes salvavidas con pescantes

- Al menos una vez cada tres meses, durante un simulacro de abandono del buque, la tripulación embarcará en el bote salvavidas, se asegurará adecuadamente en sus asientos y comenzará el procedimiento de lanzamiento hasta justo antes de la liberación efectiva del bote salvavidas.
- A continuación, el bote salvavidas se bajará al agua con o sin la tripulación operativa a bordo.

A raíz de los accidentes ocurridos en el sector marítimo con los botes salvavidas, la OMI ha publicado una serie de documentos para llamar la atención sobre los requisitos que deben cumplir los botes salvavidas en cuanto a simulacros, pruebas y mantenimiento. La política es que en ninguna circunstancia el personal entre en los botes salvavidas durante los simulacros.

Se realizará un simulacro de abandono de la unidad / bote salvavidas al menos una vez al mes (o menos) y se anunciará haciendo sonar la Alarma General según se detalla en el Aviso de Instrucciones de Alarma General.

Los simulacros se organizan de modo que todo el personal participe en un simulacro al menos una vez al mes. También se realizará un simulacro en las 24 horas siguientes a un cambio de personal si más del 25% del personal no ha participado en simulacros de abandono de unidad y de incendio a bordo de la unidad en el mes anterior.

En cualquier simulacro de abandono del buque deben tenerse en cuenta ciertos elementos, entre ellos:

- Convocatoria de la tripulación a sus puestos de reunión, uso de la señal de alarma general y preparación para las tareas asignadas en la lista de reunión.
- Uso de la instrucción del respirador de escape de emergencia de su uso y precauciones.
- Procedimientos de colocación del chaleco salvavidas, el traje de inmersión y artículos de protección térmica.
- Comprobar el equipo/vestimenta del personal.
- Lanzamiento y funcionamiento de un bote salvavidas y una balsa salvavidas, incluida la preparación y descenso de botes salvavidas. En caso de caída libre, la tripulación debe subir a bordo y ocupar sus puestos para un lanzamiento real.
- Prueba o arranque de los motores de los botes salvavidas.
- Manejo de pescantes de balsas salvavidas, incluida la prueba del pescante con energía almacenada
- Una prueba del alumbrado de emergencia en la zona de lanzamiento y embarque.
- Instrucción en el uso de aparatos radioeléctricos de rescate y uso de pirotecnia, aparatos de lanzamiento de líneas.
- Los diferentes botes salvavidas descenderán, en la medida de lo posible, en conformidad en simulacros sucesivos en cumplimiento de la normativa.

El arranque y el funcionamiento del motor del bote salvavidas también se comprobarán mediante la rutina de mantenimiento semanal del Sistema de Mantenimiento Preventivo.

La finalización del simulacro se anunciará por megafonía.

Simulacro de hombre al agua.

Se debe realizar un simulacro de hombre al agua a intervalos definidos según la legislación vigente, por ejemplo, un (1) simulacro cada tres (3) meses según SOLAS.

El procedimiento de rescate de una persona del agua se describirá en el sistema de gestión de la seguridad.

Simulacro de bote de rescate

La instalación estará equipada con un bote de rescate como mínimo. La ubicación exacta y las especificaciones se definirán en una fase de ingeniería posterior.

En la medida en que sea razonablemente factible, los botes de rescate deben ser lanzados cada mes con la tripulación asignada a bordo y maniobrados en el agua. En todos los casos, estas disposiciones deben cumplirse al menos una vez cada tres meses durante un simulacro de hombre al agua para simular la recuperación de una persona del agua.

Balsas salvavidas.

El número y la ubicación exacta de las balsas salvavidas (lanzadas desde pescantes) se definirán en la ingeniería básica. La necesidad de equipar la instalación con balsas salvavidas (de pescante) se definirá en una fase de ingeniería posterior.

Si se instalan balsas salvavidas de pescante, la(s) balsa(s) salvavidas debe(n) descender al menos trimestralmente durante los ejercicios de abandono de la unidad. Exmar decidirá, en función de la capacitación estándar impartida y de la necesidad del proyecto, si se pondrá a disposición a bordo de la instalación una balsa salvavidas destinada a la capacitación. Si se proporciona, la balsa salvavidas de

capacitación debe ser idéntica en tamaño, forma y masa a las balsas salvavidas reales utilizadas a bordo del centro de trabajo, pero de un color diferente y marcada de forma prominente como "ayuda para capacitación - no para uso en emergencia".

Durante dichos ejercicios, se debe hacer hincapié en asegurar la familiaridad de la tripulación con el manejo de todos los amarres necesarios, las bozas, la conexión de la balsa salvavidas de capacitación con el pescante, el balanceo del pescante y el descenso de la balsa salvavidas. El mantenimiento se gestionará a través del Sistema de mantenimiento planificado y Planificación de recursos empresariales.

Simulacros de entrada y rescate en espacios confinados.

Los miembros de la tripulación con responsabilidades de entrada o rescate en espacios cerrados deben participar en un simulacro de entrada y rescate en espacios cerrados que se realizará a bordo de la unidad al menos una vez cada dos meses. Si no se realiza un simulacro completo a la hora fijada, deberá hacerse una anotación en el diario oficial o en la bitácora de viaje indicando las circunstancias y el alcance del simulacro realizado.

Los simulacros de entrada y rescate en espacios cerrados deben planificarse y realizarse de forma segura, teniendo en cuenta, según proceda, las orientaciones proporcionadas en las recomendaciones elaboradas por la Organización (resolución A.1050(27)).

El personal deberá recibir capacitación y realizar simulacros periódicos en espacios cerrados; las conferencias o los ejercicios de mesa no sustituyen a los simulacros reales. Se realizarán ejercicios periódicos de simulación del rescate de una persona incapacitada de un espacio cerrado para probar la viabilidad del plan de rescate de buques en circunstancias diferentes y difíciles:

- Puede utilizarse un maniquí de peso real (o equivalente).
- La capacitación incluirá el uso de equipos de pruebas atmosféricas.
- El espacio elegido debe ser seguro para el ejercicio. Alternativamente, los ejercicios podrán realizarse, por conveniencia operativa, en espacios no peligrosos del buque, siempre que dichos espacios simulen de forma realista las condiciones esperadas en los espacios peligrosos reales.
- El jefe de equipo explicará durante la capacitación y los ejercicios todos los peligros y todas las precauciones que deben tomarse para entrar en espacios cerrados. Se utilizarán vídeos u otro material didáctico como ayuda para esta capacitación.

Cada simulacro de entrada y rescate en espacios cerrados debe incluir:

- Comprobación y uso de los equipos de protección individual necesarios para la entrada.
- Comprobación y utilización de los equipos y procedimientos de comunicación.
- Comprobación y uso de instrumentos para medir la atmósfera en espacios cerrados.
- Comprobación y utilización de los equipos y procedimientos de rescate.
- Instrucciones sobre primeros auxilios y técnicas de reanimación.

Simulacro de contaminación medioambiental.

Se realizará como mínimo mensualmente un simulacro de prevención y lucha contra la contaminación basado en el plan de contingencia y respuesta ante derrames en el medioambiente. El simulacro consistirá en una combinación de conferencias y concienciación de los posibles contaminadores, operaciones programadas (por ejemplo, transferencia de buque a buque de carga u otros productos), utilización de medios de prevención de la contaminación y un simulacro para enseñar acciones eficaces en caso de contaminación.

Se comprobará el material de limpieza de la contaminación y se verificará su funcionamiento durante cada simulacro.

La conferencia, la capacitación de concienciación y el simulacro se programarán de acuerdo con el plan de contingencia y respuesta ante derrames. Los procedimientos y listas de comprobación estarán disponibles en el Centro de Mando y Control para uso del Contratista de instalaciones en alta mar o sustituto.

La capacitación puede ser en vídeo, presencial, en grupo o con otras ayudas y se anunciará previamente para no infringir las horas de trabajo y descanso y para garantizar que el personal dedicado esté disponible y se anunciará por megafonía en el momento de la capacitación.

El simulacro de contaminación ambiental se anunciará mediante una alarma seguida de megafonía.

Se realizará un simulacro conjunto con embarcaciones de apoyo y de otro tipo, en tierra y con otras partes interesadas a intervalos regulares según la matriz de simulacros.

Capacitación y concienciación sobre productos específicos del sistema.

De acuerdo con el simulacro de contaminación ambiental, se impartirá mensualmente capacitación específica y sensibilización sobre los productos del sistema.

Se elaborará una lista completa con todos los productos del sistema a bordo de la instalación, se evaluarán los peligros y se incorporarán al plan de contingencia y respuesta ante derrames al medioambiente.

Se elaborarán procedimientos para todos los productos del sistema que incluirán, entre otras cosas:

- Hojas de seguridad.
- Respuesta a los peligros del producto.
- Respuesta debida a peligros relacionados con la sinergia con otras sustancias o sistemas (productos cercanos, presión, temperatura, entre otros).

La lista incluirá, entre otros:

- Mercurio.
- Sulfuro de hidrógeno.
- Cloro.
- Nitrógeno.
- Óxido de nitrógeno.
- Dióxido de azufre.
- Monóxido de carbono.
- Bióxido de carbono.
- Benceno.
- Amina.

La lista exacta se definirá en el estudio de ingeniería básica una vez que se divulguen todos los componentes. La capacitación sobre sensibilización y manejo se basará en los datos del plan de contingencia y respuesta ante derrames al medioambiente.

Simulacro de falla estructural.

Se realizarán como mínimo los siguientes simulacros de falla estructural:

- Pérdida de contención por compresión de gas / deshidratación / entre otros.
- Pérdida de contención de los tanques de carga.
- Pérdida de la integridad estructural de la parte superior.
- Pérdida de estabilidad de la instalación.

Los representantes de los fabricantes y las sociedades de clasificación pueden participar en los simulacros de falla estructural.

Se elaborarán procedimientos específicos para hacer frente a diversas emergencias, entre las que se incluyen:

- Incendios repentinos.
- Explosión.
- Ventilación no controlada.
- Liberación de líquido/vapor tóxico.
- Derrame de petróleo.
- Lista excesiva.
- Fallas estructurales e inundaciones.
- Corte de suministro eléctrico.
- Conexión a tierra, tocar fondo.
- Evacuación de espacios confinados.
- Evacuación de la sala eléctrica.
- Emergencia de personal.
- Congelación / quemaduras por frío.
- Hipotermia (por confirmar).
- Evacuación médica.
- Buque y avión a corta distancia.
- Colisión de un buque de GNL durante la importación o exportación de hidrocarburos.
- Peligro material (condensado, amina, gasóleo marino, aceite térmico, productos químicos, entre otros).
- Objeto caído durante la transferencia de carga desde/hacia el buque de GNL o el embarcadero.
- Emergencias en el muelle, incluidos, entre otros, incendios, escapes tóxicos o de vapores.
- Falla del sistema de amarre del muelle.
- Emergencia en un buque cercano / estructuras en el puerto.
- Catástrofes naturales, incluidos huracanes.
- Helicóptero de emergencia (solo se permite cabrestantes).
- Derrame criogénico.
- Pérdida de contención del tanque de carga.
- Pérdida de contención de la fase líquida.
- Pérdida de contención de la fase gaseosa.
- Avería/fuga en el suministro de gas de alimentación.
- Pérdida de aire de los instrumentos.
- Derrame de suministro de refrigerante.
- Emergencias específicas de buque a buque y relación sinérgica entre instalaciones, incluyendo fallas de amarre de buque a buque, fallas de mangueras buque a buque, mangueras de liberación de emergencia, entre otros.
- Emergencia del barco de servicio.
- Emergencia específica del lugar.
- Ciberataque.
- Protección.
- Piratería.
- Amenaza de bomba.
- Buque no autorizado que entra en la zona de exclusión.

Las emergencias relacionadas con la protección se incorporarán al Plan de Protección del Buque. Los procedimientos se redactarán junto con una lista de comprobación que estará fácilmente disponible y se incorporará al plan de respuesta a emergencias. Exmar elaborará una matriz con los programas y temas de los simulacros.

El intervalo de los simulacros y capacitaciones se determina por la designación en la instalación. En caso de que el Convenio Internacional para la Seguridad de la Vida Humana en el Mar (MODU) (aunque actualmente no está proyectada), el intervalo es más estricto y se reflejará consecuentemente en la matriz.

El Código MODU exige en el Capítulo 14 - Reunión de Práctica y Simulacros:

- Un abandono de buque y un simulacro de incendio cada semana.
- Deben organizarse simulacros para que todo el personal participe en uno al menos una vez al mes
- Cada simulacro de abandono de unidad debe cumplir los requisitos de SOLAS.
- Los botes de rescate, incluidos los botes salvavidas que también son botes de rescate, deben ser lanzados cada mes con su tripulación asignada a bordo y maniobrados en el agua. En todos los casos, este requisito debe cumplirse al menos una vez cada 3 meses.

V.8.3 Recomendaciones técnico-operativas

La presente sección indica las recomendaciones técnico-operativas (que incluyan equipos, dispositivos, sistemas de seguridad y medidas preventivas) identificadas como oportunidades de mejora para reducir el nivel de riesgo, derivadas de la aplicación de las metodologías para el análisis y evaluación de riesgos (identificación de peligros del HAZID y de escenarios de riesgo, jerarquización de escenarios de riesgo, análisis de frecuencias y consecuencias), incluyen las identificadas en el apartado V.6. de análisis de vulnerabilidad e interacciones de riesgo, y en su caso, las del apartado V.7. Reposicionamiento de escenarios de riesgo.

En la Tabla V.106 se describen las recomendaciones de acuerdo con el orden de los escenarios de riesgo identificados, mientras que en la Tabla V.107 se muestra el programa para la implementación de dichas recomendaciones.

Tabla V.106 Recomendaciones de la identificación de peligro y escenario de riesgos

No.	Recomendación	Identificación del nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable (departamento de la Organización)	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
01	1. Optimizar la ubicación de las tomas de aire del GT en función de los resultados del análisis de dispersión de gases. 3. Seguir la filosofía de purga de emergencia en caso de detección confirmada de fuego y gas (automática o manual con/sin retardo). 4. Confirmar la disposición de los botes salvavidas con pescantes en la popa PS de la Unidad FLNG teniendo en cuenta su disposición de amarre y las operaciones STS. 5. Investigar la necesidad de dispositivos de respiración de escape de emergencia (*emergency escape breathing devices*, EEBD) en las esclusas de la cubierta principal o en el TR de proa. 15. Considerar el trazado de las tuberías y la orientación de las bridas para evitar que el dardo de fuego afecte a las GT, a los grandes equipos de inventario o a las líneas de amarre de la Unidad FLNG 18. Considerar la necesidad de un oxidante térmico con respecto a los contenidos de H_2S y benceno en el gas de alimentación para cumplir la normativa local (el consumo de gas combustible aumenta con el oxidante que quema restos de benceno).	1. Subnodo A Módulo M10 1.1.1.1	Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad	E01	Fuga de gas combustible de alta presión, en el cabezal de compresores de BOG/EFG a las turbinas de gas de los trenes de licuefacción, en el módulo M10. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	Ingeniería; Mantenimiento	M
02	1. Optimizar la ubicación de las tomas de aire del GT en función de los resultados del análisis de dispersión de gases. 3. Seguir la filosofía de purga de emergencia en caso de detección confirmada de fuego y gas (automática o manual con/sin retardo). 4. Confirmar la disposición de los botes salvavidas con pescantes	1. Subnodo A Módulo M10 1.1.2.1	Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad	E02	Fuga de Refrigerante Mixto, en el Cabezal de MR a cold box, en el módulo M10. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	Ingeniería; Mantenimiento	M

No.	Recomendación	Identificación del nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable (departamento de la Organización)	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
	en la popa PS de la Unidad FLNG teniendo en cuenta su disposición de amarre y las operaciones STS. 5. Investigar la necesidad de dispositivos de respiración de escape de emergencia (*emergency escape breathing devices*, EEBD) en las esclusas de la cubierta principal o en el TR de proa. 15. Considerar el trazado de las tuberías y la orientación de las bridas para evitar que el dardo de fuego afecte a las GT, a los grandes equipos de inventario o a las líneas de amarre de la Unidad FLNG.						
03	9. Investigar la necesidad de una sección aislable con SDV en el sistema de aceite caliente. 16. Investigar la duración de los ciclos de los lechos de Deshidratación y HHCR para la composición media. 17. Confirmar con el fabricante (con inclusión de los registros probados) la idoneidad del revestimiento refractario de los lechos de Deshidratación y HHCR con alta frecuencia de ciclos térmicos.	1. Subnodo B Módulo M20 1.1.1.1	Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad	E03	Fuga de gas de natural de alta presión en el cabezal de Deshidratación, en el módulo 20. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	Ingeniería; Mantenimiento	M
04	19. Verificar la segregación del sistema de drenaje de aminas de otros sistemas de drenaje. 20. Considerar un sistema no invasivo para medir el mercurio en los lechos.	1. Subnodo B Módulo M20 1.1.2.1	Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad	E04	Fuga de Refrigerante Mixto, en el Cabezal de MR a cold box, en el módulo M20. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	Ingeniería; Mantenimiento	M
05	11. Establecer una matriz SIMOPS para la Unidad FLNG considerando escenarios de arranque y parada, y otras operaciones normales 12. Considerar un LQ en lugar de un edificio de oficinas en caso de condiciones meteorológicas adversas. 13. Garantizar que la agencia de personal técnico incluya ingenieros de servicio cualificados.	1. Subnodo B Módulo M20 1.3.1.1	Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad	E05	Fuga de GNL en el cabezal de HHCR al tambor receptor de GNL, en el módulo M20. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	Ingeniería; Mantenimiento	M
06	22. Investigar la necesidad de una esclusa para acceder a la sala eléctrica de carga desde la cubierta principal.	1. Subnodo: C. Módulo M30 1.1.1.1	Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad	E06	Fuga de gas de alimentación aguas abajo del paquete de medición, en el módulo M30. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	Ingeniería; Mantenimiento	M
07	21. Evaluar la necesidad de una LER y la clasificación del muro cortafuegos del taller en el lado SB del módulo basado en la FERA.	1. Subnodo: C. Módulo M30 1.1.2.1	Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad	E07	Fuga de Refrigerante Mixto, en el Cabezal de MR a cold box, en el módulo M30. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	Ingeniería; Mantenimiento	M
08	14. Considerar la optimización de la selección de materiales y el diseño para minimizar los problemas de corrosión	1. Subnodo: D. Módulos M40, M45 1.1.2.1	Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad	E08	Fuga de gas combustible de alta presión, en el cabezal de compresores de BOG/EFG a las turbinas de gas de los generadores, en el módulo M40. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	Ingeniería; Mantenimiento	M
09	2. Incluir la zona de la cubierta principal en el estudio de explosión, teniendo en cuenta su congestión y confinamiento, y definir una protección adecuada	2. Subnodo A Tanques de carga 1.2.1.1	Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad	E09	Fuga de GNL en el cabezal a tanques de carga. Riesgo de incendio/explosión en	Ingeniería; Mantenimiento	M

No.	Recomendación	Identificación del nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable (departamento de la Organización)	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
	contra explosiones para las cúpulas de los tanques de GNL				caso de encontrar un punto de ignición.		
10	6. Confirmar la necesidad de ESDV en el bucle de MR de cada tren IPSMR 7. Confirmar la necesidad de medios de protección (por ejemplo, cortina de agua o CSP) en la cubierta del lado de estribor de la Unidad FLNG para proteger del sistema de manipulación de vertidos criogénicos que se descargan por la borda. 8. Garantizar que cualquier derrame criogénico en el sistema de GNL de evaporación flash situado en el lado de PS (M10) pueda drenarse adecuadamente por gravedad hasta la descarga por la borda en SB. 10. Realizar un estudio de manipulación de materiales y un estudio de caída de objetos 23. Confirmar la elevación del colector de descarga. 24. Confirmar la selección del medio de calentamiento específico para las operaciones de mantenimiento del tanque de carga. 25. Aclarar los medios para producir nitrógeno/gas inerte para la inertización de los tanques de carga, el mantenimiento de la parte superior y la reposición de MR	2. Subnodo A Tanques de carga 1.2.2.1	Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad	E10	Fuga de GNL en el manifold de descarga a tanques de carga. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	Ingeniería; Mantenimiento	M
11	26. Considerar la instalación de medios de aislamiento aguas arriba de las mangueras de alta presión en la plataforma del muelle controlada por la Unidad FLNG. 27. Confirmar la frecuencia para probar la presión y reemplazar las mangueras HP de acuerdo con los requisitos reglamentarios en México. 28. Considerar la detección y protección contra incendios en la plataforma del muelle. 29. Evaluar la posible exposición del personal durante el proyecto en relación con la proximidad de las mangueras de alta presión y la pasarela del personal en la plataforma del muelle. 30. Aplicar los resultados del estudio de manipulación de materiales para desarrollar las especificaciones y definir las capacidades de una grúa adicional en SB en el centro del buque que cubra la plataforma del muelle. 31. Determinar los medios para limpiar el casco/los cofres marinos de la Unidad FLNG en México teniendo en cuenta la pintura del casco. 32. Integrar en el diseño la supervisión de la tensión de las líneas de amarre de los CGNL (mediante el uso de QRH). 33. Desarrollar y compartir la filosofía del arranque en negro y garantizar que el proceso se desarrolle en condiciones de seguridad en caso de apagón. 34. Realizar un estudio de validación y disponibilidad de remolcadores. 35. Incluir los vientos racheados imprevisibles (Toritos) en el	2. Subnodo C FLNG 1.1.1.1	Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad	E11	Fuga de gas de alta presión de una manguera aguas arriba de la instalación de entrada, en el módulo M30. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	Ingeniería; Mantenimiento	M

No.	Recomendación	Identificación del nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de Riesgo		Responsable (departamento de la Organización)	Nivel de Riesgo
				No.	Descripción		
	procedimiento operativo STS y desarrollar la respuesta de emergencia para CGNL junto con la Unidad FLNG. 36. Considerar la posibilidad de supervisar periódicamente la profundidad del agua por debajo y alrededor de la Unidad FLNG para evitar que la Unidad FLNG y el CGNL encallen durante el atraque y considerar un dragado adecuado. 37. Desarrollar y compartir los procedimientos operativos de las terminales en caso de condiciones meteorológicas adversas. 38. Revisar con las autoridades portuarias las características de sonido y luces de la Unidad FLNG. 39. Garantizar la elaboración de un plan conjunto de respuesta en caso de emergencia para todas las instalaciones portuarias, incluida la Unidad FLNG.						

Fuente: Elaboración propia.

Tabla V.107 Programa para la implementación de las recomendaciones (para escenarios de riesgo)

Escenario de Riesgo	Recomendaciones por implementar				Fecha o periodo para su implementación
	No.	Nivel de Riesgo	Recomendación para minimizar escenarios de riesgo	Responsable	
Fuga de gas combustible de alta presión, en el cabezal de compresores de BOG/EFG a las turbinas de gas de los trenes de licuefacción, en el módulo M10. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	E01	M	1. Optimizar la ubicación de las tomas de aire del GT en función de los resultados del análisis de dispersión de gases. 3. Seguir la filosofía de purga de emergencia en caso de detección confirmada de fuego y gas (automática o manual con/sin retardo). 4. Confirmar la disposición de los botes salvavidas con pescantes en la popa PS de la Unidad FLNG teniendo en cuenta su disposición de amarre y las operaciones STS. 5. Investigar la necesidad de dispositivos de respiración de escape de emergencia (*emergency escape breathing devices*, EEBD) en las esclusas de la cubierta principal o en el TR de proa. 15. Considerar el trazado de las tuberías y la orientación de las bridas para evitar que el dardo de fuego afecte a las GT, a los grandes equipos de inventario o a las líneas de amarre de la Unidad FLNG 18. Considerar la necesidad de un oxidante térmico con respecto a los contenidos de H_2S y benceno en el gas de alimentación para cumplir la normativa local (el consumo de gas combustible aumenta con el oxidante que quema restos de benceno).	Ingeniería; Mantenimiento	Primer Semestre 2025
Fuga de Refrigerante Mixto, en el Cabezal de MR a cold box, en el módulo M10. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	E02	M	1. Optimizar la ubicación de las tomas de aire del GT en función de los resultados del análisis de dispersión de gases. 3. Seguir la filosofía de purga de emergencia en caso de detección confirmada de fuego y gas (automática o manual con/sin retardo). 4. Confirmar la disposición de los botes salvavidas con pescantes en la popa PS de la Unidad FLNG teniendo en cuenta su disposición de amarre y las operaciones STS. 5. Investigar la necesidad de dispositivos de respiración de escape de emergencia (*emergency escape breathing devices*, EEBD) en las esclusas de la cubierta principal o en el TR de proa. 15. Considerar el trazado de las tuberías y la orientación de las bridas para evitar que el dardo de fuego afecte a las GT, a los grandes equipos de inventario o a las líneas de amarre de la Unidad FLNG.	Ingeniería; Mantenimiento	Primer Semestre 2025
Fuga de gas de natural de alta presión en el cabezal de Deshidratación, en el módulo	E03	M	9. Investigar la necesidad de una sección aislable con SDV en el sistema de aceite caliente.	Ingeniería; Mantenimiento	Primer Semestre 2025

Escenario de Riesgo	Recomendaciones por implementar				Fecha o periodo para su implementación
	No.	Nivel de Riesgo	Recomendación para minimizar escenarios de riesgo	Responsable	
20. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.			16. Investigar la duración de los ciclos de los lechos de Deshidratación y HHCR para la composición media. 17. Confirmar con el fabricante (con inclusión de los registros probados) la idoneidad del revestimiento refractario de los lechos de Deshidratación y HHCR con alta frecuencia de ciclos térmicos.		
Fuga de Refrigerante Mixto, en el Cabezal de MR a cold box, en el módulo M20. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	E04	M	19. Verificar la segregación del sistema de drenaje de aminas de otros sistemas de drenaje. 20. Considerar un sistema no invasivo para medir el mercurio en los lechos.	Ingeniería; Mantenimiento	Primer Semestre 2025
Fuga de GNL en el cabezal de HHCR al tambor receptor de GNL, en el módulo M20. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	E05	M	11. Establecer una matriz SIMOPS para la Unidad FLNG considerando escenarios de arranque y parada, y otras operaciones normales 12. Considerar un LQ en lugar de un edificio de oficinas en caso de condiciones meteorológicas adversas. 13. Garantizar que la agencia de personal técnico incluya ingenieros de servicio cualificados.	Ingeniería; Mantenimiento	Primer Semestre 2025
Fuga de gas de alimentación aguas abajo del paquete de medición, en el módulo M30. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	E06	M	22. Investigar la necesidad de una esclusa para acceder a la sala eléctrica de carga desde la cubierta principal.	Ingeniería; Mantenimiento	Primer Semestre 2025
Fuga de Refrigerante Mixto, en el Cabezal de MR a cold box, en el módulo M30. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	E07	M	21. Evaluar la necesidad de una LER y la clasificación del muro cortafuegos del taller en el lado SB del módulo basado en la FERA.	Ingeniería; Mantenimiento	Primer Semestre 2025
Fuga de gas combustible de alta presión, en el cabezal de compresores de BOG/EFG a las turbinas de gas de los generadores, en el módulo M40. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	E08	M	14. Considerar la optimización de la selección de materiales y el diseño para minimizar los problemas de corrosión	Ingeniería; Mantenimiento	Primer Semestre 2025
Fuga de GNL en el cabezal a tanques de carga. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	E09	M	2. Incluir la zona de la cubierta principal en el estudio de explosión, teniendo en cuenta su congestión y confinamiento, y definir una protección adecuada contra explosiones para las cúpulas de los tanques de GNL	Ingeniería; Mantenimiento	Primer Semestre 2025
Fuga de GNL en el manifold de descarga a tanques de carga. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	E10	M	6. Confirmar la necesidad de ESDV en el bucle de MR de cada tren IPSMR 7. Confirmar la necesidad de medios de protección (por ejemplo, cortina de agua o CSP) en la cubierta del lado de estribor de la Unidad FLNG para proteger del sistema de manipulación de vertidos criogénicos que se descargan por la borda. 8. Garantizar que cualquier derrame criogénico en el sistema de GNL de evaporación flash situado en el lado de PS (M10) pueda drenarse adecuadamente por gravedad hasta la descarga por la borda en SB. 10. Realizar un estudio de manipulación de materiales y un estudio de caída de objetos 23. Confirmar la elevación del colector de descarga. 24. Confirmar la selección del medio de calentamiento específico para las operaciones de mantenimiento del tanque de carga. 25. Aclarar los medios para producir nitrógeno/gas inerte para la inertización de los tanques de carga, el mantenimiento de la parte superior y la reposición de MR	Ingeniería; Mantenimiento	Primer Semestre 2025
Fuga de gas de alta presión de una manguera aguas arriba de la instalación de entrada, en el módulo M30. Riesgo de incendio/explosión en caso de encontrar un punto de ignición.	E11	M	26. Considerar la instalación de medios de aislamiento aguas arriba de las mangueras de alta presión en la plataforma del muelle controlada por la Unidad FLNG. 27. Confirmar la frecuencia para probar la presión y reemplazar las mangueras HP de	Ingeniería; Mantenimiento	Primer Semestre 2025

Escenario de Riesgo	Recomendaciones por implementar				Fecha o periodo para su implementación
	No.	Nivel de Riesgo	Recomendación para minimizar escenarios de riesgo	Responsable	
			acuerdo con los requisitos reglamentarios en México. 28. Considerar la detección y protección contra incendios en la plataforma del muelle. 29. Evaluar la posible exposición del personal durante el proyecto en relación con la proximidad de las mangueras de alta presión y la pasarela del personal en la plataforma del muelle. 30. Aplicar los resultados del estudio de manipulación de materiales para desarrollar las especificaciones y definir las capacidades de una grúa adicional en SB en el centro del buque que cubra la plataforma del muelle. 31. Determinar los medios para limpiar el casco/los cofres marinos de la Unidad FLNG en México teniendo en cuenta la pintura del casco. 32. Integrar en el diseño la supervisión de la tensión de las líneas de amarre de los CGNL (mediante el uso de QRH). 33. Desarrollar y compartir la filosofía del arranque en negro y garantizar que el proceso se desarrolle en condiciones de seguridad en caso de apagón. 34. Realizar un estudio de validación y disponibilidad de remolcadores. 35. Incluir los vientos racheados imprevisibles (Toritos) en el procedimiento operativo STS y desarrollar la respuesta de emergencia para CGNL junto con la Unidad FLNG. 36. Considerar la posibilidad de supervisar periódicamente la profundidad del agua por debajo y alrededor de la Unidad FLNG para evitar que la Unidad FLNG y el CGNL encallen durante el atraque y considerar un dragado adecuado. 37. Desarrollar y compartir los procedimientos operativos de las terminales en caso de condiciones meteorológicas adversas. 38. Revisar con las autoridades portuarias las características de sonido y luces de la Unidad FLNG. 39. Garantizar la elaboración de un plan conjunto de respuesta en caso de emergencia para todas las instalaciones portuarias, incluida la Unidad FLNG.		

Fuente: Elaboración propia.

V.9 Conclusiones

La empresa Vista Pacífico LNG, S.A.P.I. de C.V. (VPLNG) busca desarrollar el proyecto "Vista Pacífico LNG" (Proyecto), que consiste en un sistema para la licuefacción de Gas Natural Licuado (GNL). Tendrá una capacidad de diseño de licuefacción de 5.05 millones de toneladas por año (MTPA), mediante la instalación y operación de una Unidad Flotante de Gas Natural Licuado, (FLNG Unit, por sus siglas en inglés o Unidad FLNG). El Proyecto estará ubicado en el municipio Ahome, estado de Sinaloa en el área marina del Puerto de Topolobampo a cargo de la Administración del Sistema Portuario Nacional (ASIPONA Topolobampo); y contará con Instalaciones Auxiliares en Tierra, una parte se ubican dentro del mismo Puerto de Topolobampo y otra se encuentra fuera de este.

El Proyecto pertenece al Sector Energía y se inserta en la Fracción III del Artículo 2 de la Ley de Hidrocarburos: III. El procesamiento, compresión, licuefacción, descompresión y regasificación, así como el Transporte, Almacenamiento, Distribución, comercialización y Expendio al Público de Gas Natural.

Considerando lo anterior, el Proyecto requiere poner este estudio a consideración de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA), de acuerdo con el artículo 7 de la Ley de la citada Agencia que estipula que los actos administrativos a los que se refiere la fracción XVIII del artículo 5, serán entre otros el indicado en la fracción I. Autorizaciones en materia de impacto y riesgo ambiental del sector hidrocarburos.

VPLNG posee y está llevando a cabo actividades de desarrollo con el objetivo de obtener, sujeto a la finalización de las herramientas de desarrollo del Proyecto, la autorización de permisos de las autoridades y las aprobaciones corporativas, la decisión final de inversión de un proyecto para la licuefacción de gas natural en una Unidad FLNG capaz de recibir:

- Al menos 440 MMSCFD de gas natural todos los días del año, y
- Un volumen adicional de 60-100 MMSCFD por día, de octubre a mayo de cada año. La Unidad FLNG producirá GNL en el Puerto de Topolobampo, Sinaloa, México y lo cargará en buques de GNL.

El Proyecto se alimentará de gas estadounidense procedente de las necesidades de gas de alimentación del proyecto y se transportará a través de gasoductos propiedad de Sempra Infraestructura y sus filiales, así como de otros proveedores de gasoductos.

A tal efecto, Vista Pacífico y EXMAR han alcanzado un Acuerdo de Desarrollo de Proyecto exclusivo para la evaluación de la viabilidad técnica y económica de la unidad flotante de producción de GNL y la presentación de los permisos requeridos por las Autoridades.

La evaluación de las actividades consideradas como riesgosas se realizó con base en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA), Capítulo V, del Título IV, Artículo 147; asimismo, se tomaron también como fundamento los listados 1 y 2 de la Secretaría de Gobernación, que determinan las cantidades de reporte para clasificar a las empresas que realizan actividades altamente riesgosas, publicados en el Diario Oficial de la Federación el 28 de marzo de 1990 y 04 de mayo de 1992, respectivamente.

El Proyecto está considerado como una instalación de alto riesgo debido a que se rebasará la cantidad de reporte de 500 kg, para: gas natural y refrigerante por definir la composición.

Para la fase actual de la ingeniería y diseño inicial, se llevó a cabo una revisión preliminar de identificación de peligros (HAZID) con el fin de identificar todos los peligros con potencial para causar un accidente grave en la instalación. Se tuvieron en cuenta todas las instalaciones de procesos y servicios en las que se manipulan todas las sustancias peligrosas.

Posteriormente se realizó la jerarquización de riesgos; donde en la categorización de las regiones de riesgos identificados se detectaron escenarios en la Región de Riesgo "M" (Medio-Zona ALARP).

Lo anterior, fue elaborado con el apoyo de la matriz de clasificación de riesgos, a través del cual se realizó el análisis de frecuencias y la jerarquización de riesgos; considerando el tipo de afectación en la que se vean involucrados; como son: los daños o afectaciones que puedan generar los riesgos identificados para el personal, los daños o afectaciones a la población (que en este caso no aplica), el impacto ambiental que provoquen los riesgos identificados y por último las afectaciones o daños a la instalación, producción, bienes de terceros/nacionales y medios.

Como resultado general del estudio HAZID, entre los escenarios clasificados en función del riesgo durante el taller, no se identificó ningún escenario de Riesgo alto. Además, un total de 35 de 201 (17.4 %) escenarios clasificados en función del riesgo fueron asignados con un Riesgo medio (solo con respecto a la Seguridad del personal), mientras que un total de 166 de 201 (82.6 %) escenarios fueron asignados con un Riesgo bajo. Por lo anterior, VPLNG NO presenta Riesgos No Tolerables y tampoco Riesgos Indeseables, el 17.4% se encuentra en la región de Riesgo Aceptable Con Controles y el 82.6% en la región de Riesgos Tolerable, lo que indica que el sistema presenta un buen nivel de seguridad en su diseño.

Posteriormente, los criterios utilizados para definir las zonas de seguridad en la evaluación de consecuencias fue la especificada en la Tabla V.108.

Tabla V.108 Criterios para definición de zonas de seguridad

	Zona de Alto Riesgo	Zona de Amortiguamiento
TOXICIDAD (Concentración)	IDLH (ppm)	TLV (8 HR, TWA o TLV (15 MIN, STEL) ppm
INFLAMABILIDAD (Radiación térmica)	5 KW/m^2	1.4 KW/m^2
EXPLOSIVIDAD (Sobrepresión)	1.0 lb/in^2 (psig) (0.070 kg/cm^2)	0.5 lb/in^2 (psig) (0.035 kg/cm^2)

Fuente:

El Estudio de Riesgo incluyó un análisis detallado de consecuencias de radiación y sobrepresión para los siguientes casos: "Peor Caso", "Caso Más Probable", y "Caso de Efecto Dominó"; los cuales fueron clasificados de la siguiente forma:

- Peor Caso; que involucró al gas natural y considera a la mayor cantidad de sustancia en una tubería, es decir, la ruptura total de la tubería o del equipo.
- Caso Más Probable; considerados para el gas natural y mezcla de hidrocarburos, el cual considera una fuga del 20% del diámetro nominal equivalente de la tubería o de un equipo.
- Caso de Efecto Dominó, considerado para el gas natural, y es el evento con los mayores radios de afectación.

El Estudio de Riesgo incluye 11 escenarios, de los cuales son: 5 son casos más probables (evento 1,5,8,9,10), 3 casos alternos (evento 2,4,7) y 3 casos peores (eventos 3, 6,11).

Para los casos más probables y alternos se utilizó para un orificio de fuga del 20% y tres casos catastróficos que consideran el 100% que provoca el colapso de la estructura; posibilidad de ruptura de la tubería y pérdida de contención; con la consecuencia de peligro de incendio/explosión

Una vez determinados los "Riesgos Intolerables", que fueron definidos como hipótesis de accidentes más significativos en los que se consideraron eventos con repercusiones extremadamente dañinas para el personal, los equipos y el ambiente, se evaluó el alcance de las consecuencias derivadas de los "Riesgos No Tolerables". Debido a que los algorítmicos fisicoquímicos que simulan el comportamiento de la difusión de las sustancias en el ambiente (aire, agua o suelo), así como la evaluación de los efectos físicos derivados de las consecuencias (radiación térmica, sobrepresión y dispersión tóxica), las cuales son de gran complejidad, fue necesario el uso de modelos matemáticos computarizados, en este caso en específico se realizaron las simulaciones mediante el software PHAST.

El criterio usado para la selección de los escenarios para los sistemas de licuefacción se basó en el siguiente sustento:

- Desviaciones en las que se manejan sustancias peligrosas arriba de la cantidad de reporte, de acuerdo con lo establecido en los listados 1°. y 2° de la Secretaría de Gobernación.
- Manejo de alto volumen de sustancias peligrosas (evento catastrófico y efecto domino). (marcados en color amarillo).
- Las desviaciones con riesgo mitigado Tipo M (marcadas en color amarillo).

Los resultados obtenidos del análisis de consecuencias se resumen a continuación:

- De la identificación de riesgos y el análisis de consecuencia se generaron 11 escenarios, aplicables al Proyecto.
- De los eventos simulados, los resultados del Caso 1,2,3,4,6,7,8,9,10 y 11 arrojan que se rebasará los límites de las instalaciones; se verán afectados equipos y personal que labora en estas instalaciones y posibles daños a la flora y fauna marina; y se generarán gases de combustión que se enviarán a la atmosfera.
- De los eventos simulados, los resultados del Caso 5 arrojan que no que se rebasará los límites de las instalaciones; por lo que, sólo se verán afectados equipos y personal que labora en estas instalaciones.
- La evaluación de consecuencias indica que los mayores eventos de afectación (casos catastróficos) son los números 3 y 6 (Efecto Dominó); posibilidad de ruptura de la tubería y pérdida de contención; con la consecuencia de peligro de incendio/explosión.
- Como el Proyecto se desarrollará en el Puerto de Topolobampo; no habrá interacción de las consecuencias en los radios de afectación con población, ni tampoco con instalaciones externas.

Es importante mencionar, que los eventos simulados dentro del Proyecto, con las medidas de seguridad que se implementarán, harán que los posibles eventos no deseados (casos probables y alternos) y el efecto dominó que se pudiese llegar a presentar, no sobrepasen los límites de la instalación; con lo cual, se evitará una afectación al ambiente, y al personal que laborará en el Proyecto.

Por otra parte, con base en información de la Manifestación de Impacto Ambiental modalidad Regional, el Proyecto no se desarrollará en áreas catalogadas como Áreas Naturales Protegidas.

VPLNG, implementará en el Proyecto; sistemas, procesos, equipos, técnicas y procedimientos que se requieran con el fin de manejar su producto, con los más altos estándares; lo que implicará implementar rigurosas medidas de calidad, operación, mantenimiento, seguridad, control, atención de emergencias; además de: programas de mantenimiento, operación, inspección, simulacros y capacitación. Con todo lo anterior, se asegurará que las instalaciones operen eficientemente y se minimice el impacto al ambiente; de igual forma, se mantendrá el riesgo de afectaciones al ambiente en un estado controlado y se minimizarán los posibles efectos debido a eventos no deseados.

De igual forma, el Proyecto se ha diseñado bajo los más altos estándares nacionales e internacionales de seguridad, medio ambiente, confort y movilidad, para que garanticen al personal administrativo, operativo, contratistas y visitantes, la confianza de estar en una instalación segura y funcional; durante toda la vida útil del Proyecto. El desarrollo de la ingeniería básica, instalación y operación del Proyecto está sustentado en códigos y normas nacionales e internacionales.

El diseño empleado minimizará el riesgo y se cumplirá con los programas de mantenimiento correctivo, preventivo; así como la realización de pruebas de integridad mecánica en los equipos y tuberías de proceso.

Por lo anterior, se concluye que el Proyecto será una instalación con un riesgo ambiental aceptable, para realizar sus actividades satisfactoriamente.

V.10 Resumen ejecutivo

En el Anexo Técnico ANX-TEC-01, se presenta el Resumen Ejecutivo del Estudio de Riesgo y en el Anexo Técnico ANX-TEC-09 se presenta el Informe Técnico del Estudio de Riesgo.

ANEXO TÉCNICO DEL ESTUDIO DE RIESGO

Nº Anexo Técnico	Clave Anexo Técnico	Contenido
1	ANX-TEC-01	⌖ Resumen Ejecutivo.
2	ANX-TEC-02	2.1 Plano de instalaciones (plano de parcela) ⌖ Plano de la parcela Módulo M10 Evaporación final de GNL, gas combustible y BOG, reposición de MR e IPSMR Tren 1, P21-003-ARG-20-02-3DM-01-001-C3 ⌖ Plano de la parcela Módulo M10 Evaporación final de GNL, gas combustible y BOG, reposición de MR e IPSMR Tren 1, P21-003-ARG-20-02-3DM-01-002-C3 ⌖ Plano de la parcela Módulo M20 Deshidratación, eliminación de HHC e IPSMIR Tren 2, P21-003-ARG-20-02-3DM-02-001-C3 ⌖ Plano de la parcela Módulo 20 Deshidratación, eliminación de HHC e IPSMIR Tren 2, P21-003-ARG-20-02-3DM-02-002-C3 ⌖ Plano de la parcela Módulo M30 Instalaciones de entrada, eliminación de mercurio, eliminación de gases ácido e IPSMR Tren 3, P21-003-ARG-20-02-3DM-03-001-C3 ⌖ Plano de la parcela Módulo M30 Instalaciones de entrada, eliminación de mercurio, eliminación de gases ácido e IPSMR Tren 3, P21-003-ARG-20-02-3DM-03-002-C3 ⌖ Plano de la parcela Módulo M40 Salas de medio calefactor-Generación de Energía. Tableros de Distribución y Servicios, P21-003-ARG-20-02-3DM-04-001-C3 ⌖ Plano de la parcela Módulo M40 Salas de medio calefactor-Generación de Energía. Tableros de Distribución y Servicios, P21-003-ARG-20-02-3DM-04-002-C3 ⌖ Plano de la parcela Módulo 30 Salas de medio calefactor-Generación de Energía. Tableros de Distribución y Servicios, P21-003-ARG-20-02-3DM-04-003-C3 ⌖ Preliminares Generales Disposición P21-003-EXM-10-01-DWG-01-C2. 2.2 Instalaciones Marinas Auxiliares ⌖ Plano de emplazamiento del atraque del buque de GNL VP-MAR-MAR-DWG-00000-GEN-0007. ⌖ Plano elevación de atraque A2 VP-MAR-MAR-DWG-00000-GEN-0010. ⌖ Plano plataforma. Carga y amarre VP-MAR-MAR-DWG-00000-GEN-0011. ⌖ Plano elevación de la plataforma de carga y sección, VP-MAR-MAR-DWG-00000-GEN-0012.
3	ANX-TEC-03	3.1 Diagramas de flujo de proceso. ⌖ Diagrama de flujo de proceso. Instalación de entrada y sistema de eliminación de mercurio. P21-003-ARG-83-22-PFD-01_C2. ⌖ Diagrama de flujo del proceso. Sistema de BOG y EFG. P21-003-ARG-83-23-PFD-01_C2. ⌖ Diagrama de flujo de proceso de sistema de eliminación de HHC P21-003-ARG-83-25-PFD-01_C2. ⌖ Diagrama de flujo de proceso. Tren de licuefacción y Refrigeración 1. P21-003-ARG-83-26-PFD-01_C2. ⌖ Diagrama de flujo del proceso. Unidad de eliminación de gases ácidos-Sección de absorción. P21-003-ARG-83-28-PFD-01_C2. ⌖ Diagrama de flujo del proceso. Unidad de eliminación de gases ácidos-Sección de regeneración de aminas. P21-003-ARG-83-28-PFD-02_C2. ⌖ Diagrama de flujo de servicios. Sistema de medio refrigerante-CM VC. Intercambio de agua de mar. P21-003-ARG-83-40-UFD-01_C2. ⌖ Diagrama de flujo de servicios. Sistema del medio refrigerante. Distribución de la licuefacción. P21-003-ARG-83-40-UFD-02_C2. ⌖ Diagrama de flujo de servicios. Sistema del medio refrigerante. Distribución del tratamiento de gases. P21-003-ARG-83-40-UFD-03_C2.

Nº Anexo Técnico	Clave Anexo Técnico	Contenido
		⌗ Diagrama de flujo de servicios. Medio calefactor. Circuito WHRU y HT. P21-003-ARG-83-41-UFD-01_C2. ⌗ Diagrama de flujo de servicios. Sistema del medio calefactor. Circuito LT. P21-003-ARG-83-41-UFD-02_C2. ⌗ Diagrama de flujo de servicios. Sistema de quemador frío. P21-003-ARG-83-43-UFD-01_C2. ⌗ Diagrama de flujo de servicios. Sistema de quemador HP. P21-003-ARG-83-43-UFD-02_C2. ⌗ Diagrama de flujo de proceso. Sistema de tratamiento de gas combustible. P21-003-ARG-83-45-PFD-01_C2. 3.2 Informe de balance de calor y masa P21-003-ARG-83-01-HMB-01_C4. 3.3 Diagrama de bloques general P21-003-ARG-83-01-BLD-01_C2. 3.4 Plan preliminar de seguridad y control de incendios P21-003-EXM-50-04-DWG-01_C2. 3.5 Plano eléctrico ⌗ Diagrama unifilar general eléctrico P21-003-ARG-30-02-OLD-01_C5.
4	ANX-TEC-04	Hojas de datos de seguridad (HDDS) ⌗ HDDS de etano. ⌗ HDDS de gas natural. ⌗ HDDS de pentano. ⌗ HDDS de propano
5	ANX-TEC-05	⌗ HAZID.
6	ANX-TEC-06	⌗ Listas de Verificación.
7	ANX-TEC-07	7.1 Tabla de escenarios. 7.2 Hoja de datos para simulación. 7.3 Resultados de simulaciones con PHAST. 7.4 Tabla resumen de resultados.
8	ANX-TEC-08	Planos de radios de afectación ⌗ Caso 1. Planos de radios de afectación. ⌗ Caso 2. Planos de radios de afectación. ⌗ Caso 3. Planos de radios de afectación. ⌗ Caso 4. Planos de radios de afectación. ⌗ Caso 5. Planos de radios de afectación. ⌗ Caso 6. Planos de radios de afectación. ⌗ Caso 7. Planos de radios de afectación. ⌗ Caso 8. Planos de radios de afectación. ⌗ Caso 9. Planos de radios de afectación. ⌗ Caso 10. Planos de radios de afectación. ⌗ Caso 11. Planos de radios de afectación.
9	ANX-TEC-09	⌗ Informe Técnico del Estudio de Riesgo.