



CONTENIDO

CONTENIDO

I. ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO I-1

I.1 Bases de diseño	I-6
I.1.1 Instalaciones.....	I-7
I.1.2 Zonas vulnerables en el área del Proyecto	I-24
I.1.3 Proyecto civil	I-38
I.1.4 Proyecto mecánico	I-40
I.1.5 Proyecto sistema contra-incendios	I-43
I.2 Descripción detallada del proceso	I-46
I.2.1 Hojas de seguridad	I-56
I.2.2 Almacenamiento	I-56
I.2.1 Equipos de proceso y auxiliares	I-61
I.2.2 Pruebas de verificación.....	I-63
I.3 Condiciones de operación	I-64
I.3.1 Especificación del cuarto de control.....	I-66
I.3.2 Sistemas de aislamiento	I-67
I.4 Análisis y evaluación de riesgos	I-69
I.4.1 Antecedentes de accidentes e incidentes	I-69
I.4.2 Metodologías de identificación y jerarquización	I-73

II. DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES II-1

II.1 Radios potenciales de afectación	II-1
II.1.1 Radios potenciales de afectación en la Zona Terrestre.....	II-1
II.1.2 Radios de potenciales de afectación por la liberación accidental de petrolíferos en la Zona Marina	II-18
II.1.3 Análisis de los resultados de los radios de afectación.....	II-65
II.1.4 Reposicionamiento de escenarios de riesgo.....	II-68
II.2 Interacciones de riesgo.....	II-74
II.2.1 Interacciones de riesgo con instalaciones, infraestructura, servicios y asentamientos humanos.....	II-74
II.2.2 Efecto dominó.....	II-77
II.2.3 Interacciones de riesgo por Instalaciones Adyacentes hacia el Proyecto.....	II-77
II.3 Efectos sobre el Sistema Ambiental Regional.....	II-88
II.3.1 Efectos sobre componentes ambientales.....	II-88

III. SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL	III-1
III.1 Recomendaciones técnico-operativas	III-1
III.1.1 Sistema de seguridad	III-1
III.1.2 Medidas preventivas	III-20
 IV. RESUMEN.....	IV-1
IV.1 Conclusiones del Estudio de Riesgo Ambiental.....	IV-1
IV.2 Resumen de la situación general que presenta el proyecto en materia de Riesgo Ambiental	IV-5
IV.3 Informe técnico.....	IV-7
 V. IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL	V-1
V.1 Mapas, Planos y Diagramas.....	V-1
V.2 Información de diseño y operación.....	V-1
V.3 Estudios	V-1
V.4 Referencias.....	V-2



CAPÍTULO I

ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO

ÍNDICE

I. ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO	I-1
I.1 Bases de diseño	I-6
I.1.1 Instalaciones	I-7
I.1.2 Zonas vulnerables en el área del Proyecto	I-24
I.1.3 Proyecto civil	I-38
I.1.4 Proyecto mecánico	I-40
I.1.5 Proyecto sistema contra-incendios	I-43
I.2 Descripción detallada del proceso	I-46
I.2.1 Hojas de seguridad	I-56
I.2.2 Almacenamiento	I-56
I.2.1 Equipos de proceso y auxiliares	I-61
I.2.2 Pruebas de verificación	I-63
I.3 Condiciones de operación	I-64
I.3.1 Especificación del cuarto de control	I-66
I.3.2 Sistemas de aislamiento	I-67
I.4 Análisis y evaluación de riesgos	I-69
I.4.1 Antecedentes de accidentes e incidentes	I-69
I.4.2 Metodologías de identificación y jerarquización	I-73

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I.1 Características de la Monoboya	I-13
Tabla I.2 Tanques de almacenamiento en el Área de Almacenamiento	I-19
Tabla I.3 Tanques Buffer en el Área de Tanques Buffer	I-19
Tabla I.4 Regiones generadoras de sismos que afectan a la zona bajo estudio	I-26
Tabla I.5 Magnitud de las fallas sísmicas potenciales	I-28
Tabla I.6 Distancia del Proyecto a los límites de las ANP más cercanas	I-31
Tabla I.7 Incidencia y distancias del Proyecto respecto a las Regiones Prioritarias de la CONABIO	I-32
Tabla I.8 Descripción general de la Región Marina Prioritaria en la que incide el Proyecto	I-33
Tabla I.9 Descripción general de la Región Terrestre Prioritaria en la que incide el Proyecto	I-34
Tabla I.10 Parámetros para el diseño por viento	I-39
Tabla I.11 Curvas de Intensidad Duración Periodo de Retorno	I-40
Tabla I.12 Configuración de tanques buffer en la Fase I y Fase II	I-48
Tabla I.13 Configuración de tanques del Área de Almacenamiento en la Fase I y Fase II	I-50
Tabla I.14 Configuración de tanques auxiliares del Área de Almacenamiento en la Fase I y Fase II	I-50
Tabla I.15 Lista de materias primas, productos y subproductos	I-55
Tabla I.16 Listado de Productos	I-56
Tabla I.17 Tipos de Recipientes de Almacenamiento	I-57
Tabla I.18 Listado de equipo mecánico para el Proyecto	I-61

Tabla I.19 Condiciones de operación.	I-64
Tabla I.20 Condiciones ambientales.	I-64
Tabla I.21 Incendio de Gasolinas en la Terminal Satélite Norte de PEMEX en San Juan Ixhuatepec, Estado de México.	I-69
Tabla I.22 Fuga de Gasolina en la Refinería Gral. Lázaro Cárdenas en Minatitlán, Veracruz México.	I-70
Tabla I.23 Sustancias de Mayor Índice de Accidentes.	I-72
Tabla I.24 Principales accidentes e incidentes ocurridos en refinerías y plantas químicas a nivel nacional en fechas 1972-1996.	I-72
Tabla I.25 Principales accidentes e incidentes ocurridos durante la transportación de sustancias peligrosas a nivel nacional en fechas 1972-2005.	I-72
Tabla I.26 Principales accidentes e incidentes ocurridos en refinerías y plantas químicas a nivel mundial en fechas 1970-1997.	I-72
Tabla I.27 Principales accidentes e incidentes ocurridos durante la transportación de sustancias peligrosas a nivel mundial en fechas 1972-2000.	I-73
Tabla I.28 Modelos computacionales utilizados para evaluar las consecuencias peligrosas y el riesgo en las instalaciones terrestres.	I-77
Tabla I.29 Temperatura Anual Promedio del Aire en el Sitio.	I-80
Tabla I.30 Datos tabulados de la velocidad y dirección del viento que se presenta en la instalación de ECA, con base en los datos meteorológicos recopilados en el sitio.	I-81
Tabla I.31 Flujo máximo de las corrientes 36 a 42 del Balance de Materia y Energía.	I-84
Tabla I.32 Lista de los Subsistemas Aislables o Fuentes de Emisión.	I-85
Tabla I.33 Composiciones representativas utilizadas en los modelos para representar a las Gasolinas, Diésel, Turbosina y Etanol.	I-86
Tabla I.34 Área con dique alrededor de cada tanque de almacenamiento y su ubicación en el dique principal.	I-87
Tabla I.35 Distribución de la Mano de Obra, Personas en la Terminal.	I-92
Tabla I.36 Resumen de las emisiones de más alto riesgo en cada área de la Terminal, con base en el Análisis Cuantitativo de Riesgo.	I-97
Tabla I.37 Instalaciones en mar y ductos terrestres divididas en sistemas y subsistemas para Análisis What-if...? / Lista de Verificación.	I-98
Tabla I.38 Definiciones principales a aplicar en la identificación de peligros mediante Análisis What-if...?	I-101
Tabla I.39 Categorías de consecuencia	I-103
Tabla I.40 Categorías de frecuencia.	I-104
Tabla I.41 Escenarios identificados para llevar a cabo su estimación de consecuencias y frecuencias.	I-107
Tabla I.42 Resumen del resultado de estimación de frecuencias mediante árbol de eventos para escenarios de riesgo simulados.	I-109

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura I.1 Arreglo General del Proyecto.	I-5
Figura I.2 Racimos en rampa de lanzamiento (izquierda) y en interior del microtúnel (derecha)I-9	I-9
Figura I.3 Arreglo de ductos marinos y cable umbilical entre la salida de microtúnel y PLEM....	I-9
Figura I.4 Arreglo de las matrices de apoyo de ductos marinos.	I-10
Figura I.5 Arreglo de las matrices de estabilización de ductos marinos.	I-10
Figura I.6 Detalle de PLEM propuesto para el presente proyecto, opción sin receptores de pigging.	I-11
Figura I.7 Sección y planta típicos de la Monoboya propuesta para el Proyecto.	I-15

Figura I.8 Detalle de la Monoboya propuesta para el Proyecto.....	I-16
Figura I.9 Arreglo de la toma de agua marina para el sistema de protección contra incendios.	I-17
Figura I.10 Localización de equipos en el Área de Llenaderas y Área de Almacenamiento.....	I-22
Figura I.11 Localización de equipos en el Área de Tanques Buffer.	I-23
Figura I.12 Requerimiento de DDV para ductos terrestres.	I-24
Figura I.13 Localización de los sismos registrados a nivel municipal.	I-25
Figura I.14 Regiones generadoras de sismos que afectan a la zona bajo estudio.	I-27
Figura I.15 Diagrama de Flujo de Proceso del Proyecto.....	I-54
Figura I.16 Balance de Materia y Energía del Proyecto.	I-65
Figura I.17 Sardinell tipo.	I-67
Figura I.18 Esquema de la Metodología del Análisis Cuantitativo de Riesgo.....	I-76
Figura I.19 Diagrama de bloques del PHAST.	I-78
Figura I.20 Estación Meteorológica de ECA.	I-79
Figura I.21 Rosa de los vientos para la fracción de velocidad y dirección del viento en la instalación de ECA, con base en los datos meteorológicos recopilados en el sitio.	I-80
Figura I.22 Ejemplo de la integración matemática del área bajo la curva F/N para determinar la Integral del Riesgo Social.....	I-83
Figura I.23 Árboles de consecuencias del evento en PHAST Risk para una emisión continua con <i>rainout</i>	I-91
Figura I.24 Densidades poblacionales del Proyecto y áreas circundantes usadas en el análisis. Se supuso que la población en el área circundante fue cero.	I-93
Figura I.25 Contornos de riesgo individual de toda la instalación de la Terminal.	I-94
Figura I.26 Contornos de riesgo individual del Área de Almacenamiento y el Área de Llenaderas de la instalación de la Terminal.	I-94
Figura I.27 Contornos de riesgo individual del Área de Tanques Buffer de la instalación de la Terminal.	I-95
Figura I.28 Curva F/N para el riesgo social para la operación de la Terminal completa en tierra. I-	96
Figura I.29 Curvas F/N para el riesgo social para las tres áreas de la Terminal en tierra: Área de Tanques Buffer, Área de Almacenamiento, y Bahías del Área de Llenaderas.	I-96
Figura I.30 Diagrama de flujo del Análisis What-if...?.....	I-100
Figura I.31 Estructura y puntos revisados por la Lista de Verificación aplicada.	I-102
Figura I.32 Matrices de Riesgo.....	I-105

ÍNDICE DE MAPAS

Mapa I.1 Localización del Proyecto.	I-4
Mapa I.2 Fallas sísmicas potenciales.	I-28
Mapa I.3 Localización del Proyecto en el contexto de las Áreas Naturales Protegidas decretadas.	I-31
Mapa I.4 Ubicación del Proyecto respecto a áreas de interés ecológico.	I-33
Mapa I.5 Ubicación del Proyecto respecto a los Sitios Prioritarios Terrestres para la Conservación de la Biodiversidad.	I-36
Mapa I.6 Ubicación del Proyecto respecto al Sitio Prioritario Acuático Epicontinental para la Conservación de la Biodiversidad.	I-37
Mapa I.7 Ubicación del Proyecto respecto al Sitio Marino Prioritario para la Conservación de la Biodiversidad, Clave 1, denominado: Corredor Pesquero Tijuana – Ensenada” y clasificado como “Importante”.	I-38

I. ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO

IENova Petrolíferos III, S. de R.L. de C.V. (IPIII), tiene como objetivo construir y operar una terminal de almacenamiento de petrolíferos, como parte de la apertura del mercado de los combustibles para la industria privada en México, y en específico para el almacenamiento y transporte de combustibles líquidos.

El proyecto “Terminal de Petrolíferos Baja Refinados” (Proyecto) consiste en la construcción, operación y mantenimiento de la Terminal Baja Refinados (Terminal), que tendrá la capacidad para recibir, almacenar y llenar auto tanques de Gasolina Regular, Gasolina Premium, Etanol, Diésel y Turbosina. La Terminal se localiza en el Centro Energético La Jovita¹, lugar con acceso directo a la Carretera Escénica Tijuana-Ensenada y aproximadamente a 30 km al norte de Ensenada, Baja California. Las áreas de tanques y llenaderas de auto tanques, se ubicarán en un área contigua a la Carretera Escénica Tijuana-Ensenada.

El Proyecto se realizará dentro de lotes propiedad de Energía Costa Azul, S. de R.L. de C.V. (ECA) y Gasoducto Rosarito, S. de R.L. de C.V. (GRO). La poligonal en donde se ubicará el Proyecto (Poligonal del Proyecto) tiene una superficie aproximada de 277,306.9592 m² (27.7307 ha).

El Proyecto se realizará en tierra (Zona Terrestre) y en mar (Zona Marina). Comprende una Monoboya, donde atracarán buques tanque hasta de 350 Mb, para descargar productos petrolíferos con un caudal aproximado de 6,000 GPM, correspondiente a un tiempo de descarga máximo de 200 Mb de cada producto en 24 horas, a través de un múltiple de tuberías (PLEM *Pipe Line End Manifold*) y ductos marinos de aproximadamente 1.69 km de longitud.

Los productos petrolíferos Gasolina Regular, Gasolina Premium, Diésel y Turbosina, descargados desde los buques tanque, llegarán por ductos marinos al Área de Tanques Buffer, desde donde serán bombeados al Área de Almacenamiento, a través de ductos terrestres. Habrá cuatro tanques buffer con capacidad de 5 Mb cada uno. La distancia entre el Área de Tanques Buffer y el Área de Almacenamiento a donde se conducirá el producto es de aproximadamente 3,000 m.

El Área de Almacenamiento de productos petrolíferos contará con tanques atmosféricos de almacenamiento, con una capacidad operativa por tanque desde 5 Mb hasta 150 Mb. Existirán tanques de almacenamiento para los siguientes petrolíferos y bioenergético:

- ⊕ Gasolina Regular (Fase I y Fase II)
- ⊕ Gasolina Premium (Fase I y Fase II)
- ⊕ Diésel (Fase I y Fase II)
- ⊕ Turbosina (Fase II)
- ⊕ Turbosina Filtrada (Fase II)
- ⊕ Etanol (Fase II) – bioenergético -
- ⊕ Producto Rechazado (Transmix) (Fase I y Fase II)

¹ Esta zonificación cuenta con infraestructura para la recepción y entrega vía marítima, almacenaje y transporte de GNL y gas L. P., así como generación eléctrica que beneficia a clientes industriales, comerciales y residenciales. En la reforma energética que se impulsa a nivel federal se prevén impactos positivos en Baja California; esta región se encuentra estratégicamente posicionada para proyectos de infraestructura que aumenten la conectividad del Corredor y de Baja California con Baja California Sur, el resto de México y otras regiones.

La Turbosina filtrada se obtendrá después de filtrar el producto contenido en los tanques de almacenamiento de Turbosina que llegará desde el tanque buffer. El Etanol llegará a través de auto tanques y la descarga se realizará mediante una bomba de descarga independiente para el Etanol.

El Diésel y la Turbosina almacenados en los tanques se enviarán al Área de Llenaderas para llenado de auto tanques, que los distribuirán a los consumidores finales. Al igual que las Gasolinas Regular y Premium, las cuales serán previamente mezcladas con el Etanol almacenado. Respecto al Transmix, éste será recibido, almacenado y transferido hacia auto tanques para su disposición final con empresas autorizadas.

Cada llenadera de las áreas de carga/descarga, contará con medición másica independiente, lo que permitirá llevar un control de inventarios.

Por lo anterior, el Proyecto contará con las siguientes áreas generales (principales) permanentes y temporales:

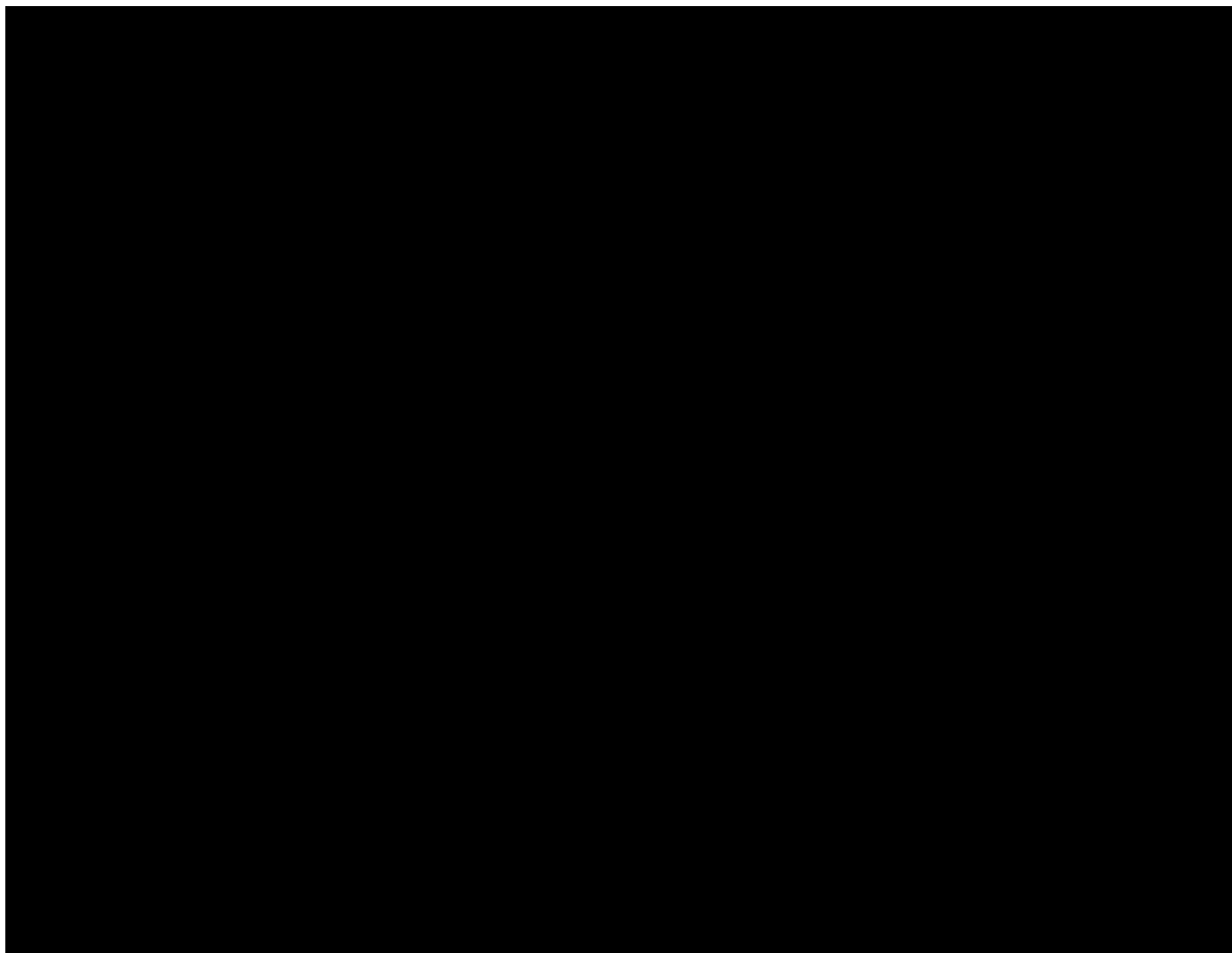
- ✦ Área de Tanques Buffer
- ✦ Área de Almacenamiento
- ✦ Área de Llenaderas
- ✦ Ductos Terrestres
- ✦ Ductos Marinos
- ✦ Caminos y vialidades
- ✦ Áreas temporales
 - Patios de tuberías
 - Áreas temporales para el movimiento de tierras, maquinaria y equipo
 - Rampa de montaje
 - Pozo de ataque
- ✦ Microtúnel
- ✦ Fosa de recepción
- ✦ Áreas para disposición de material de dragado
- ✦ Toma de agua PCI (para el sistema contra incendio)
- ✦ Área para el sistema de anclaje
- ✦ Zona de maniobra de los buques tanque
- ✦ PLEM y Monoboya

Asimismo, se consideran las siguientes obras, instalaciones y equipo:

- ✦ Tanques de almacenamiento (incluyendo tanques buffer)
- ✦ Bardas perimetrales
- ✦ Edificaciones
- ✦ Obras para tanques de almacenamiento
- ✦ Tuberías de conducción
- ✦ Sistema de bombeo
- ✦ Drenaje aceitoso
- ✦ Drenaje pluvial
- ✦ Agua potable
- ✦ Sistema y subestación eléctrica
- ✦ Bombas contra incendio incluyendo cobertizo
- ✦ Sistemas de Voz y datos
- ✦ Alumbrado

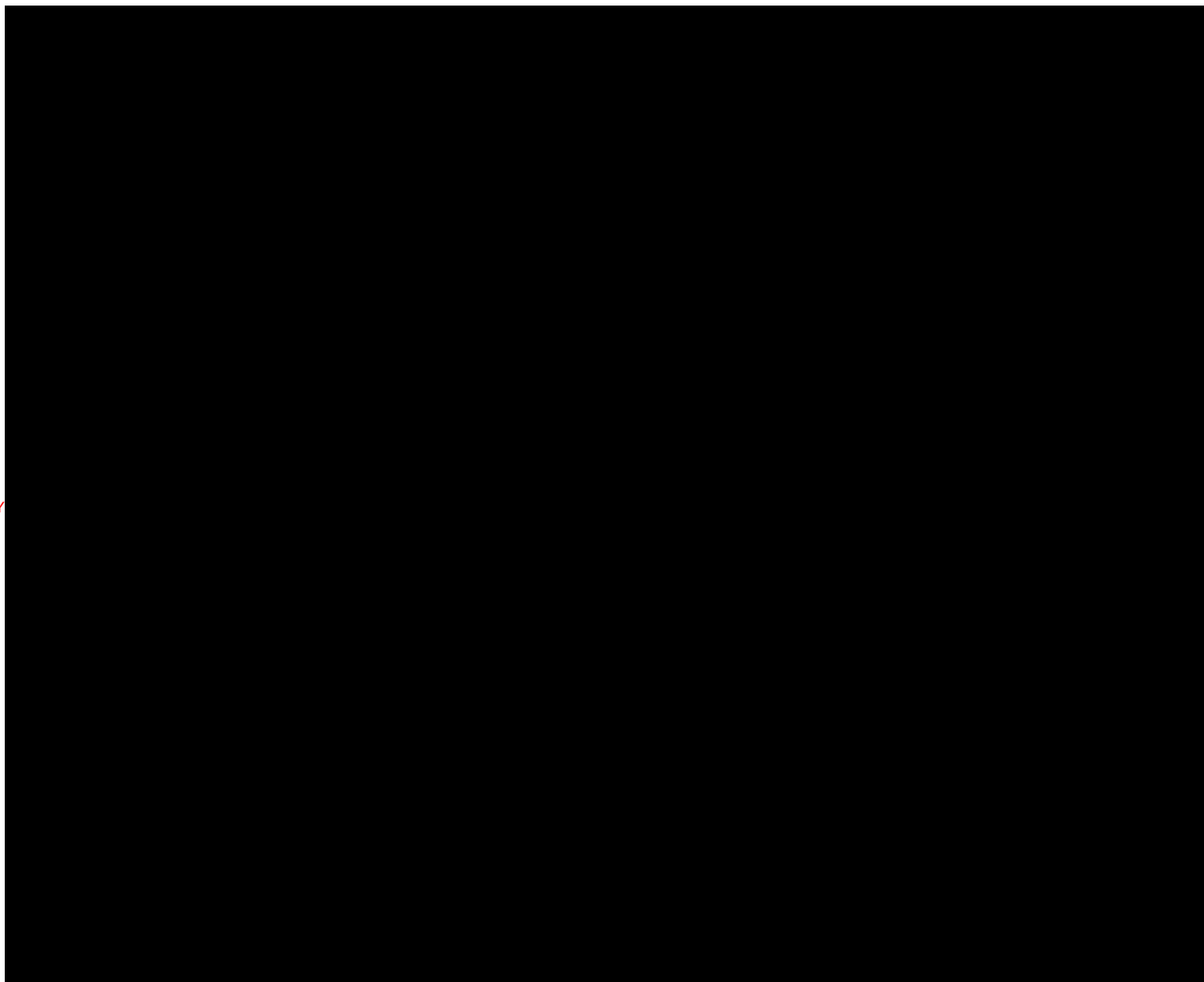
- ⊕ Sistema de Circuito Cerrado de Televisión
- ⊕ Sistema de Telecomunicaciones
- ⊕ Dique de contención para los tanques de almacenamiento
- ⊕ Edificaciones que albergan oficinas administrativas
- ⊕ Servicios sanitarios, cuarto de control y cuarto de bombas
- ⊕ Cuarto de control
- ⊕ Área de carga/descarga de auto tanques
- ⊕ Área de bombas
- ⊕ Obras exteriores (civiles y eléctricas)
- ⊕ Caseta de vigilancia
- ⊕ Bombas con motor a prueba de explosión para manejo de fluidos
- ⊕ Posiciones de carga a tanques de almacenamiento
- ⊕ Sistema de carga/descarga de auto tanques
- ⊕ Instalaciones eléctricas y alumbrado a prueba de explosión en áreas consideradas de riesgo
- ⊕ Transformador eléctrico
- ⊕ Sistema de aire de instrumentos

Las siguientes figuras muestran el mapa de localización del Proyecto (Ver Anexo V.1.1), así como, el arreglo general del Proyecto (Ver Anexo V.1.2).



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

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



I.1 Bases de diseño

El diseño cumplirá con los requerimientos de la normatividad aplicable, específicamente lo solicitado en la Norma Oficial Mexicana NOM-006-ASEA-2017 o aquella que la cancele o sustituya, así como de los gobiernos locales; específicamente para el trámite de permisos.

De manera adicional, como parte del diseño de estructuras metálicas, se tiene considerado lo siguiente:

Todos los perfiles de acero y sus conexiones serán cubiertos por un galvanizado en caliente conforme a la ASTM A123, además, en las zonas en las que aplique de acuerdo al Análisis de Consecuencias se les aplicará una capa de pintura intumescente base agua como Recubrimiento para Protección Pasiva Contra Fuego (con un tiempo de protección contra fuego de 2 horas mínimo bajo la prueba UL 1709:2011).

A continuación, se enlistan las principales Normas y Códigos aplicables al diseño del Proyecto:

Estándares Nacionales

NOM-006-ASEA-2017	Especificaciones y criterios técnicos de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para el diseño, construcción, pre-arranque, operación, mantenimiento, cierre y desmantelamiento de las instalaciones terrestres de almacenamiento de petrolíferos y petróleo, excepto para gas licuado de petróleo.
NOM-001-SEDE-2012	Instalaciones Eléctricas (utilización).
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de Seguridad-Prevención y Protección Contra Incendios en los Centros de Trabajo
NOM-011-STPS-2001	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se genere ruido.
NOM-016-CRE-2016	Especificaciones de Calidad de los Petrolíferos.

Estándares Internacionales

API 610	Centrifugal Pumps for Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries
API 650	Welded Tanks for Oil Storage
API 2030	Application Of Fixed Water Spray Systems For Fire Protection In The Petroleum And Petrochemical Industries
ASME	American Society of Mechanical Engineers
ASTM A36	Standard Specification for structural steel
ASTM A123	Standard Specification for Zinc (Hot-Dip Galvanized) Coatings on Iron and Steel Products
ASTM A563	Standard Specification for Carbon and Alloy Steel Nuts
IEC	International Electro technical Commission.
IEC 801-3	Electromagnetic Compatibility for Industrial-Process Measurement and Control Equipment - Part 3: Radiated Eletromagnetic Field Requirements
ITU-T G.613	Characteristics of symmetric cable pairs usable wholly for the transmission of digital systems with a bit rate of up to 2 Mbit/s
UL 1709:2011	Standard for Safety Rapid Rise Fire Tests of Protection Materials for Structural Steel

UL 2166	Underwrites Laboratories Inc.
UL 79	Power-Operated Pumps for Petroleum Dispensing Products
TIA 568-B.1	Commercial Building Telecommunications Cabling Standard
NFPA-10	Standard for Portable Fire Extinguishers
NFPA-70	National Electrical Code
NFPA-72	National Fire Alarm and Signaling Code
NFPA-11	Standard for Low-, Medium-, and High-Expansion Foam
NFPA-13	Standard for the Installation of Sprinkler Systems
NFPA-15	Standard for Water Spray Fixed Systems for Fire Protection
NFPA-16	Standard for the Installation of Foam-Water Sprinkler and Foam-Water Spray Systems
NFPA-20	Standard for the Installation of Stationary Pumps for Fire Protection
NFPA 22	Standard for Water Tanks for Private Fire Protection
NFPA 24	Standard for the Installation of Private Fire Service Mains and Their Appurtenances
NFPA 30	Flammable and Combustible Liquids Code
FM approved	Factory Mutual Research Center

I.1.1 Instalaciones

I.1.1.1 Instalaciones Marinas

El Proyecto contempla instalar ductos marinos, un PLEM y una Monoboya donde atracarán buques tanque para la descarga de productos petrolíferos, dichas instalaciones parten del frente marino de la propiedad de ECA en la zona conocida como “Costa Azul”, ubicada en la zona norte de la costa del Pacífico del estado de Baja California. Adicionalmente, se instalará la toma de agua marina para abastecer el Sistema de Protección contra Incendios. Los planos de la obra de transición tierra – mar se presentan en el Anexo V.1.3.

I.1.1.1.1 Ductos marinos

Se contará con 3 ductos marinos de 20” de diámetro. Un ducto para transportar Gasolina Regular y Gasolina Premium, uno para Diésel y uno para Turbosina. Los productos petrolíferos se conducirán hacia los patines de medición y posteriormente a los tanques buffer, instalaciones ubicadas en el Área de Tanques Buffer en la Zona Terrestre.

Los ductos marinos pasarán por 5 tipos de instalación de la costa a la Monoboya:

- ⊕ Primer tramo. Una longitud de aproximadamente 50.08 m ubicada en la Zona Terrestre a través de un microtúnel bajo tierra. En este tramo se incluyen los ductos del agua marina y cloración para el sistema de protección contra incendios. Así como, 5 ductos de inyección en polietileno de alta densidad (HDPE) de 5” que serán utilizados sólo durante la etapa de Construcción.
- ⊕ Segundo tramo. En la Zona Marina, los primeros 202.8 m desde la línea de costa, los ductos marinos serán instalados bajo el lecho marino a través de un microtúnel. En este tramo también se incluyen los ductos del agua marina y cloración para el sistema de protección contra incendios. Así como, los 5 ductos de inyección de HDPE de 5” que serán utilizados sólo durante la etapa de Construcción.
- ⊕ Tercer tramo. Al final del microtúnel, los ductos marinos ascenderán a través de la fosa de recepción, hasta cerca del lecho marino. En este tramo tendrán una longitud de 43 m.

- ⊕ Cuarto tramo. Los ductos marinos continuarán por 223.48 m en una zanja de 50 cm de profundidad.
- ⊕ Quinto tramo. Por último, los ductos marinos se instalarán sobre el lecho marino hasta el PLEM, este tramo tendrá una longitud aproximada de 1,210 m.

En todos los tramos de los ductos marinos, se incluye un cable umbilical para alimentación y comunicaciones.

Las tuberías de los ductos marinos serán de concreto armado, tendrán un diámetro interior de aproximadamente 2,000 mm. Se considera el empleo de tubería de concreto armado ASTM clase V C76M, como tubos de hinca, con un espesor aproximado de 21 cm. Dadas las condiciones topográficas del ámbito del pozo de ataque y el elevado oleaje incidente, se prevé un sitio costa adentro destinado a la prefabricación de las tuberías de acero y la formación de racimos (racimos).

Los tubos de acero se soldarán, después de la soldadura, se aplicarán capas protectoras en cada unión. Al no tratarse de líneas de muy alta presión (<10 barg), se considera que es factible evaluar, la inserción de conexiones con cierto número de bridas intermedias.

I.1.1.1.1.1 Arreglo de ductos en el microtúnel

Como parte de la obra de transición tierra-mar, se construirá el microtúnel. La técnica del microtúnel consiste en el empuje horizontal de un tubo de hinca por medio de gatos hidráulicos con la ayuda simultánea de una cabeza de corte giratoria situada al frente de la excavación (MTBM).

El perfil longitudinal del microtúnel asegurará un elevado radio mínimo de curvatura, para facilitar la instalación de los racimos (bundles) dentro del microtúnel. Los bundles incluirán tuberías de acero paralelas (3 tuberías de 20”), tubería de la captación de protección contra incendios (PCI) en polietileno de alta densidad (HDPE), cable umbilical para alimentación y comunicaciones, 5 ductos de inyección en HDPE (5”) y un ducto de hipocloración en HDPE (5”), así como soportes, abrazaderas y rodillos.

La solución se desarrolló con un radio de $R=4,000$ m. Además, se conservará una cobertura (recubrimiento) mínima a lo largo de toda la longitud del microtúnel. La cobertura mínima se requiere por cuestiones de viabilidad de la perforación del microtúnel y para evitar las rocas muy fracturadas, con el objetivo de facilitar la sustitución de los discos de corte durante la instalación.

Las imágenes a continuación muestran el arreglo de los bundles en el microtúnel.

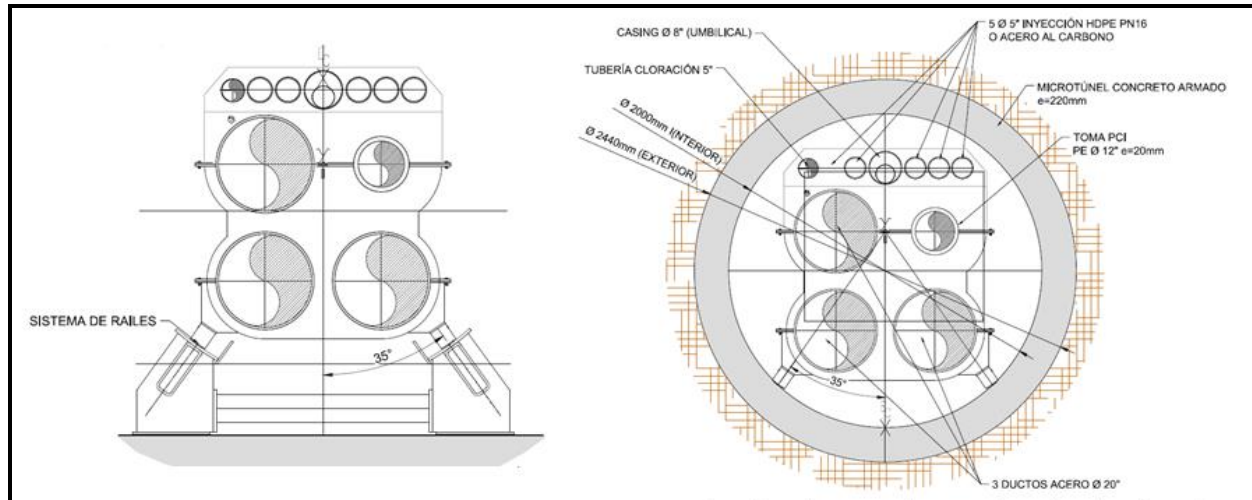


Figura I.2 Racimos en rampa de lanzamiento (izquierda) y en interior del microtúnel (derecha)

I.1.1.1.2 Arreglo de ductos entre salida de microtúnel y PLEM

Los ductos marinos se instalarán paralelos en acero (3 tuberías de 20"), y extensión del cable umbilical entre la salida del microtúnel y el PLEM, de acuerdo al arreglo que se muestra a continuación.

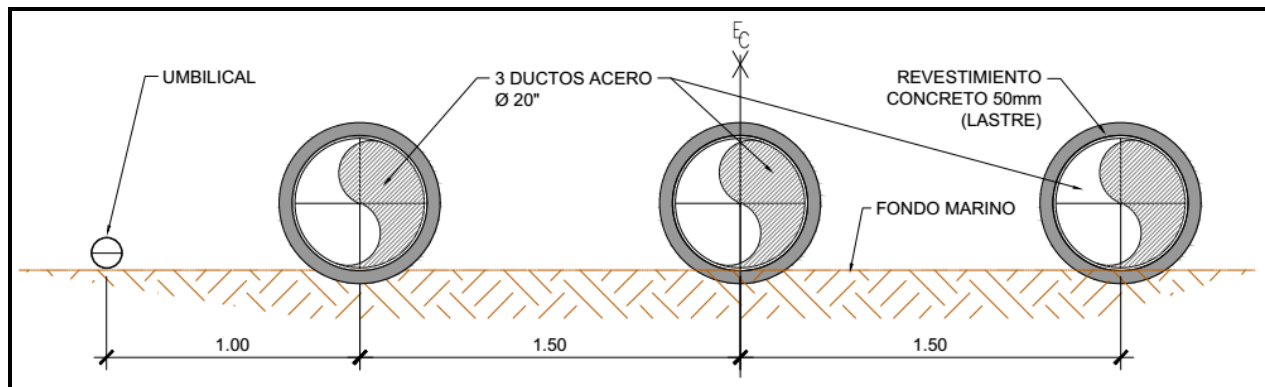


Figura I.3 Arreglo de ductos marinos y cable umbilical entre la salida de microtúnel y PLEM.

Se considera el uso de matrices de concreto para estabilización de las tuberías en el lecho marino, las cuales tendrán diferentes arreglos, como se muestra en las siguientes figuras. El arreglo a utilizar en cada sección será definido durante la Ingeniería de Detalle, por medio de un análisis de esfuerzos. Las matrices de concreto tendrán una longitud de 6 m por 3 m de ancho y un espesor de 0.3 m. También se estima la instalación de cama a base de cuatro matrices de concreto cónicas de 6 m de longitud, 3 m de ancho y 0.3 m de espesor. La instalación de estas matrices es complementaria al revestimiento de concreto (lastre) con el que cuentan los ductos marinos.

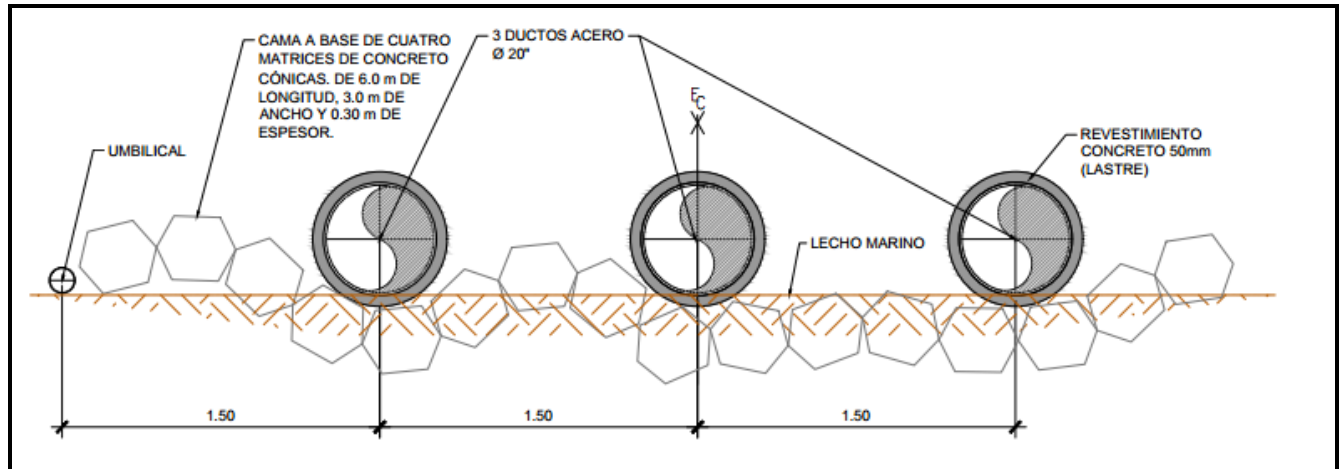


Figura I.4 Arreglo de las matrices de apoyo de ductos marinos.

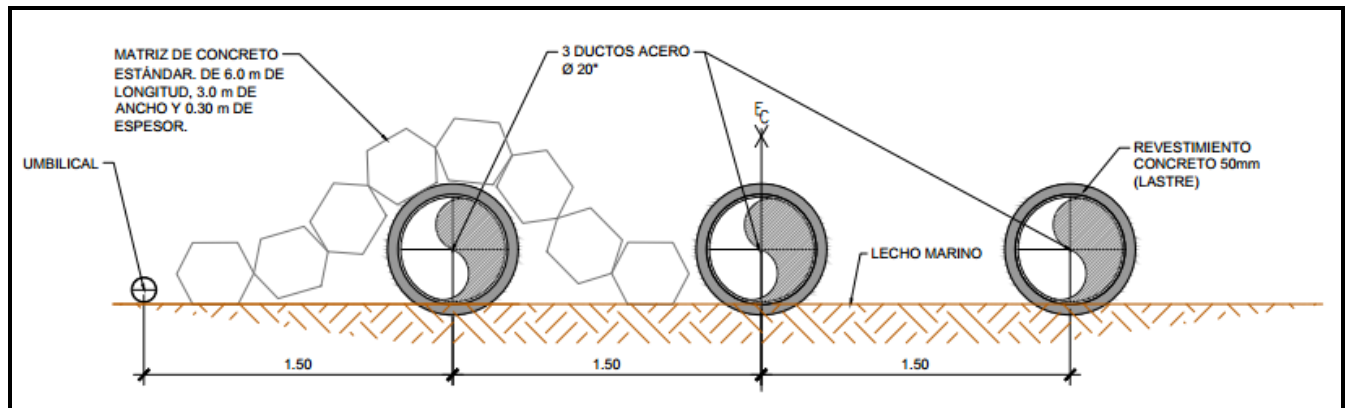


Figura I.5 Arreglo de las matrices de estabilización de ductos marinos.

I.1.1.1.2 PLEM y Monoboya

El sistema Monoboya se basa fundamentalmente en que un único elemento flotante (Monoboya) realice conjuntamente tanto las funciones de atraque del buque tanque como las funciones de descarga de petrolíferos. El sistema recibe el nombre de CALM (Catenary Anchor Leg Mooring).

El PLEM se situará aproximadamente a 45 m de profundidad. Dicho PLEM estará conectado con la Monoboya, cuyo eje quedará situado aproximadamente a 30 m de la vertical del PLEM. La conexión se realizará mediante dos mangueras submarinas que permitirán la carga/descarga de petrolíferos. La Monoboya adoptará una forma cilíndrica y constituye una estructura compartimentada que incluye los mencionados sistemas de amarre, transporte de petrolíferos, válvulas y conexiones además de su propia estructura de flotación. El PLEM podrá estar equipado con receptores de diablos (pigging).

Las dimensiones del PLEM en planta se estiman hasta en 16 m x 11 m para la opción de incorporar receptores de pigging.

El PLEM se diseña con los siguientes objetivos:

- ⊕ Proveer una conexión segura sobre el fondo marino para los spools de conexión con el extremo de los 3 ductos marinos.
- ⊕ Proveer válvulas para aislar los 3 ductos marinos de 20" de las mangueras de conexión con la Monobooya.

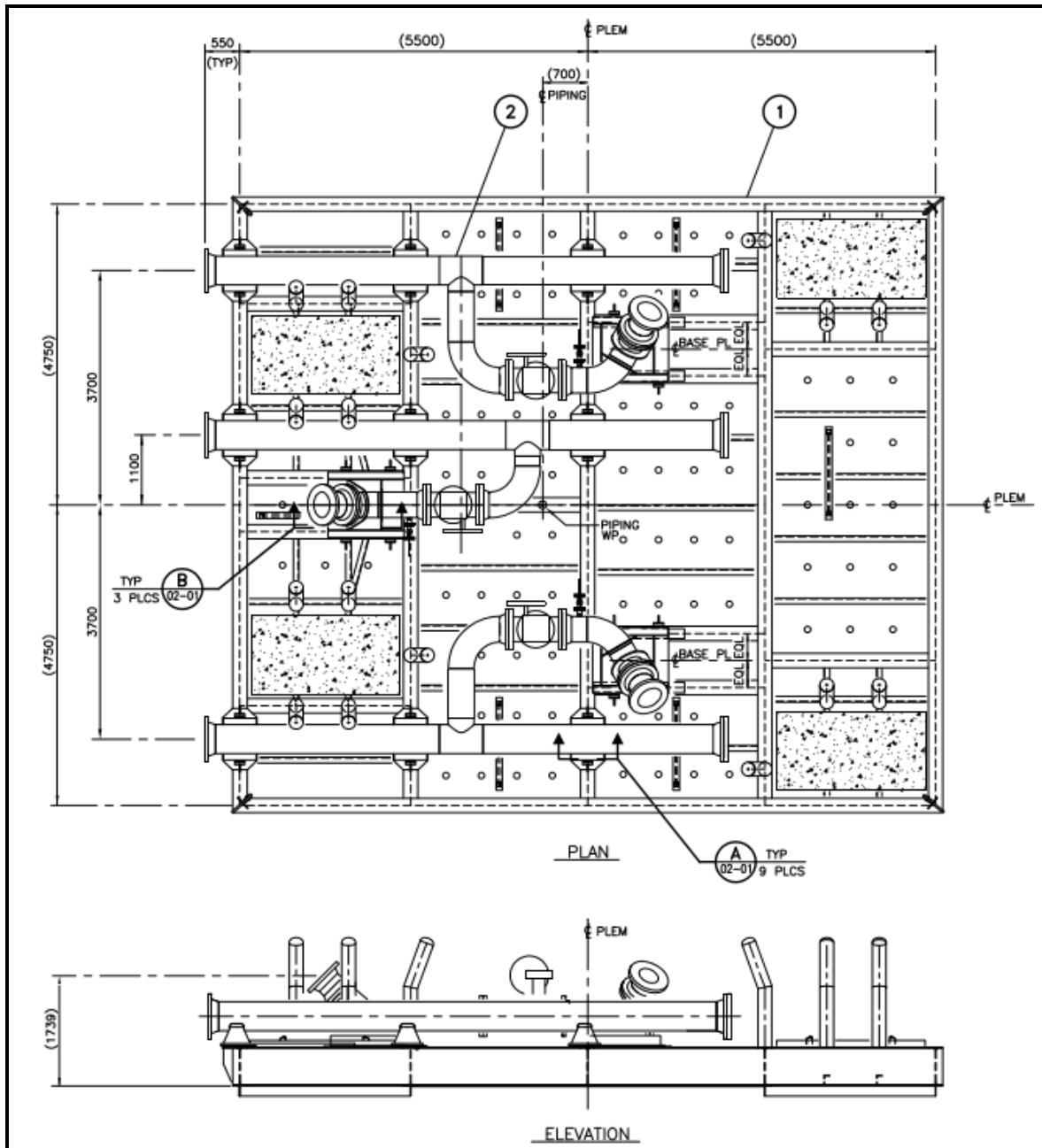


Figura I.6 Detalle de PLEM propuesto para el presente proyecto, opción sin receptores de pigging.
Fuente: SOFEC.

Se considera un radio de 30 m en donde se instalará el PLEM.

La Monoboya permitirá realizar lo siguiente:

- ⊕ Monitoreo de presión, temperatura y posición de las válvulas.
- ⊕ Detección de mezclas explosivas, humo y fuego.

La Monoboya contará con preparaciones para conectar ductos flexibles, los cuales servirán para interconectar los ductos marinos que enviarán el producto hasta el Área de Tanques Buffer. Se requiere contar con 3 ductos marinos de 20" de diámetro.

La estructura de la Monoboya se mantendrá estabilizada gracias a una serie de muertos de anclaje o pilotes, unidos a la Monoboya mediante cadenas usadas como tirantes. Se prevén 6 anclas, procurando mantener una disposición simétrica y teniendo en cuenta que adoptarán forma de catenaria debido a su propio peso.

El buque tanque se conectará a la Monoboya mediante una única línea de amarre, procurándose disponer sistemas de desenganche rápido. Para la carga y descarga de petrolíferos se incluyen dos líneas de mangueras flotantes que conectarán la estructura de la Monoboya con el sistema hidráulico del buque tanque. Dichas mangueras, que serán flexibles, conectarán en la Monoboya con las mangueras submarinas anteriormente mencionadas.

En los sistemas Monoboya, el buque tanque adapta su posición/orientación de amarre a la más favorable en cada momento. Esto es, debido a que la Monoboya es giratoria y el buque tanque rota respecto a dicha monoboya y se posiciona de forma que ofrece la menor resistencia al entorno. Así, durante las operaciones de carga/descarga, el buque tanque se orienta según la posición más favorable en función de las corrientes, oleaje y vientos que deba soportar durante el mencionado proceso.

El cuerpo de la Monoboya será en acero soldado con un pozo central concéntrico utilizado para el paso de la tubería del producto. El armazón estructural del cuerpo de la Monoboya se fabricará con un espesor mínimo de placa de 9 mm. Será adecuadamente rígido para mantener la forma de la Monoboya y la integridad estructural bajo la peor combinación de factores de diseño especificados.

La siguiente tabla muestra las características de la Monoboya:

Tabla I.1 Características de la Monoboya.

Artículo	Descripción
MONOBOYA CALM Tamaño de la Monoboya: Tamaño del buque-tanque: Profundidad del agua (msl): Productos: Tasa de flujo: Vida de diseño:	Monoboya tipo unidad giratoria (casco) 12.5 m de diámetro x 5.8 m de profundidad 80,000 DWT (máx) 100m (TBC) Diesel, gasolina, combustible para aviones 8,340 bph (1,326 m³/hr) (cada producto) 25 años
Particularidades de la Monoboya No. Compartimentos Registros-hombre herméticos Escaleras verticales Tubos de capacidad Relleno de espuma Marcas de calado de altura completa Bolardos de amarre Desembarcadero Defensas Compartimentos de almacenamiento Dispositivos de cierre Orejetas de izaje Soportes para la instalación de la manguera Bomba de achique Unidad Giratoria Brazo de atraque del buque-tanque Brazo de la tubería Compartimentos de lastre Placas de desgaste Plataforma de desembarco	12 Sí Sí Sí (1 por compartimento) No Sí (6 lugares) Sí (6 lugares) Sí (2 lugares) Sí (tubos de media caña en el cuerpo de la Monoboya, hule en el desembarcadero) Sí (caja de herramientas en la unidad giratoria) Sí (cuerda de fibra en el bolardo de amarre) Sí (4 ojales en la unidad giratoria) Sí Sí, portátil, neumática Sí Sí Sí (3 compartimentos en la unidad giratoria) Sí (cubierta de madera debajo del amarre de pata de ganso) Sí
Unidad del Rodamiento Principal Corriente de Proceso Corrida de la Línea del Pozo Central Pivote de Fluido Corrida de la Línea de la Unidad Giratoria	Sí, tipo rodamiento de tres hileras, con sistema de lubricación manual <u>Líneas</u> Tres (3) – Tubos con diámetro de 12", con bridas tipo pivote en las piezas de bobina para conectarse a mangueras submarinas de 12". <u>Válvulas</u> Tres (3) – válvulas de mariposa de 12", de operación manual <u>Pistón de 3 Rutas</u> Presión de diseño: 285 psig (ASME Clase 150) Presión de prueba: 427.5 psig Entrada al pivote: 3 x 12" de diámetro Salida del pivote: 3 x 12" de diámetro Detección de fugas en el pivote: Sí <u>Líneas</u> Tres (3) – Tubos con diámetro de 12" con pieza de bobina fuera de borda para conectarse a manguera flotante de 12" <u>Juntas de expansión</u> Tres (3) – de 12" de tipo hule <u>Válvulas</u> Tres (3) – válvulas de mariposa de 12", con operación manual Todas las líneas, bridas y válvulas son ASME Clase 150.

Artículo	Descripción
Apoyos para la Navegación	Lámpara de Navegación 5 NM Sirena de niebla: 0.5 NM (min) Detector de niebla: No Reflector de radar: Diámetro de 0.5, 316 SS octaédrico Baterías: Sí Paneles solares: Sí
Apoyos para el Mantenimiento	Cabrestante: Cabrestante neumático de 10 toneladas (capacidad para jalar 30 Ton) Equipo de Seguridad Anillos de vida 2 cada uno, diámetro de 750 mm, con luz para agua y línea de polipropileno de 30 m Extintores de incendio: 2 cada uno, 9 kg, químico seco
Ánodos	Aluminio, zinc, galvalum III 12.5 años, reemplazables por buzos
Unidades de Soporte de la Cadena	Seis (6) unidades para el soporte de cadenas, montadas en muñones.
Líneas de Anclaje	Seis (6) líneas de anclaje sin contrete
Tipo de Ancla	Seis anclas de arrastre con alto poder de sujeción o pilotes hincados, dependiendo del estudio de suelos
Amarre de pata de ganso / Hawser	Amarre de pata de ganso para configuración de hawser dual
Mangueras Flotantes	Tres (3) strings de mangueras flotantes de 12", doble carcasa Tres (3) sistemas de cierre individual de 12" Todas las mangueras flotantes tendrán presión de trabajo de 275 psig (19 barg) conforme al GMPHOM 2009 y tendrán bridas ASME Clase 150 WN FF.
Mangueras submarinas	Tres (3) strings de manguera submarina de 12" de diámetro, con doble carcasa. Todas las mangueras flotantes tendrán presión de trabajo de 275 psig (19 barg) conforme al GMPHOM 2009 y bridas ASME Clase 150 WN FF, y serán eléctricamente discontinuas.
PLEM (extremo de la línea)	
Tubería	Tres (3) barriles de 24" en la línea principal. Conexión de brida giratoria con cuello soldado ASME Clase 300 RTJ en un extremo de cada barril principal para conexión con el gasoducto submarino y una conexión de brida ciega con cuello soldado ASME Clase 300, en el otro extremo
Conexión de la manguera submarina	Tres (3) ramales con diámetro de 12" (1 partiendo de cada uno de los barriles principales), para conectarse con la manguera submarina de 12"
Válvulas	Tres (3) válvulas de tipo bola con diámetro de 12", con operación hidráulica, ASME Clase 300 Tres (3) válvulas de bola de 2", con operación manual, Clase 300 (conexión al ras)
Sistema de anclaje	Basado en gravedad o pilotes hincados, dependiendo del estudio de suelos.
Sistema Hidráulico	Sistema de energía hidráulica y umbilical submarino para la operación de la válvula del PLEM.
Telemetría y Controles	Telemetría básica: ⊕ Monitoreo de la carga del h ⊕ Control de apagado y encendido de la sirena de niebla ⊕ Monitoreo de carga de la batería ⊕ Detección de fugas en el pivote ⊕ Control de las válvulas de PLEM

Sistema de anclaje

Los conjuntos de soporte de cadena proporcionan la interfaz entre el faldón de la Monoboya y las patas de anclaje. Cada pata estará posicionada radialmente desde la línea central de la Monoboya. Cada soporte de cadena estará soportado por un cojinete lubricado permanentemente configurado para proporcionar un punto de articulación alrededor de un eje horizontal. Esto permitirá una alineación libre de la pata de anclaje y minimizará el desgaste de la cadena en su interfaz con el conjunto de soporte de la cadena. Las abrazaderas de freno de cadena con bisagras se proporcionan como un medio seguro y conveniente para asegurar la cadena al conjunto / Monoboya de soporte de la cadena.

Las tensiones de diseño bajo la peor combinación de condiciones de carga permanecerán en niveles muy por debajo de las tensiones admisibles especificadas en las normas y códigos aplicables.

Se considera un radio de 400 m para el sistema de anclaje.

La Monoboya se anclará de ensambles de soporte de cadena montados en muñón mediante patas de anclaje unidas a anclajes de arrastre en el lecho marino. Las patas de anclaje estarán hechas de cadena de anclaje sin clavos. Todas las cadenas de anclaje se fabricarán de acuerdo con las reglas de la Clase. La cadena y todos los elementos de hardware serán provistos con certificados de clase.

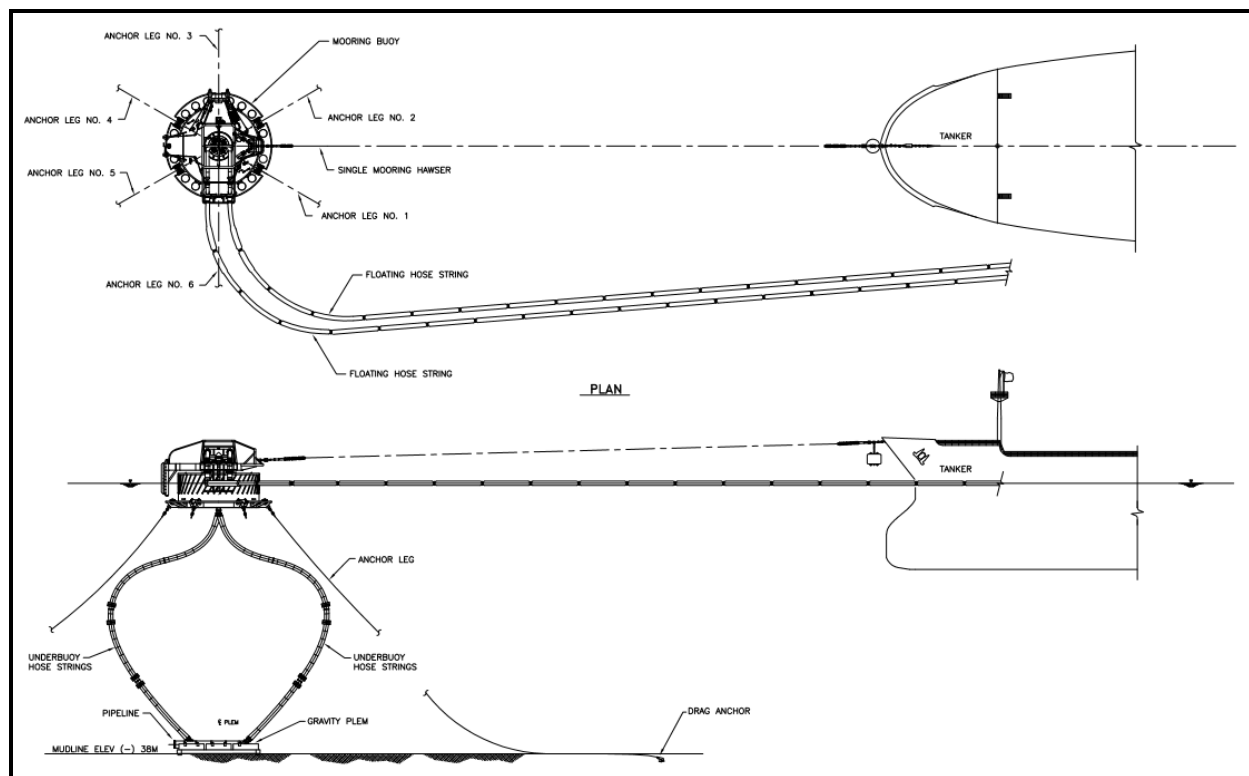


Figura I.7 Sección y planta típicas de la Monoboya propuesta para el Proyecto.

Fuente: SOFEC

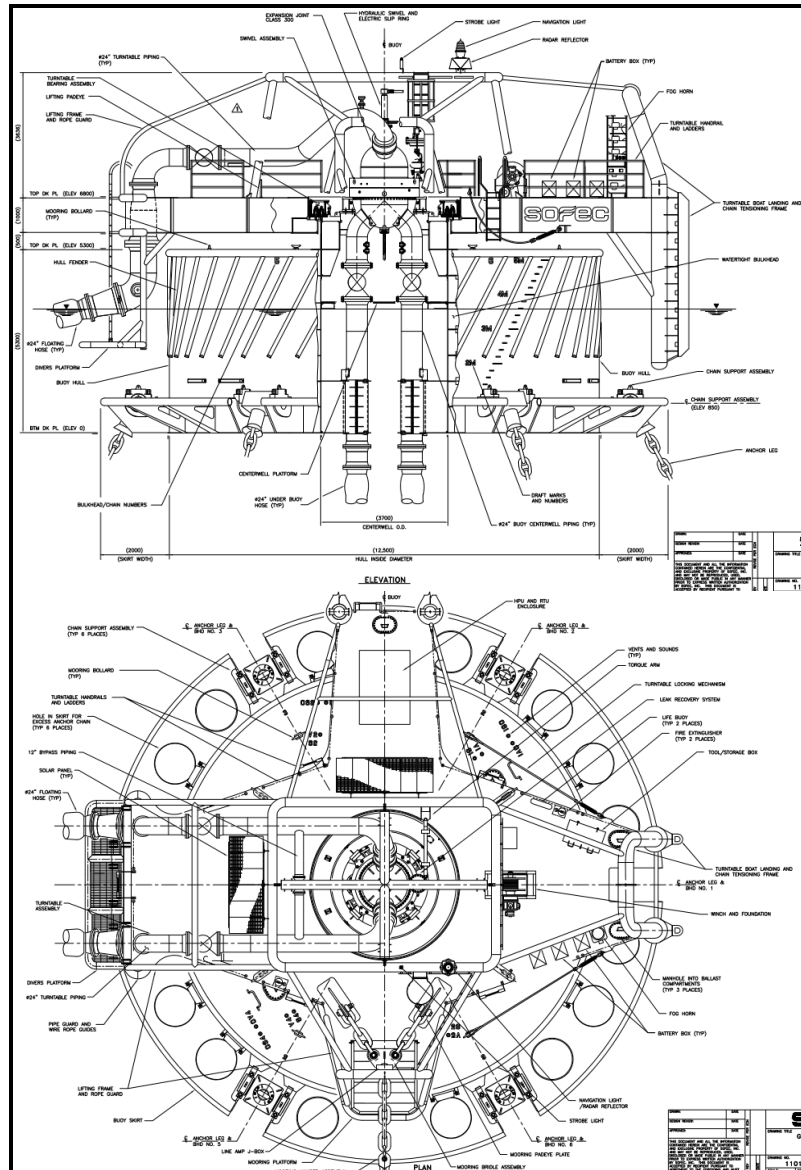


Figura I.8 Detalle de la Monoboya propuesta para el Proyecto.
Fuente: SOFEC.

Asimismo, se considera un diámetro de 500 m para las maniobras de los buques tanque y adicionalmente se consideran 720 m de radio para el área de maniobra del buque tanque en alguna situación de emergencia remota.

I.1.1.1.3 Toma de agua PCI

Adicionalmente, el Proyecto requiere una obra de captación Offshore para abastecer a la red de protección contra incendios (PCI). Dicha estructura, y dada la ubicación geográfica, se estima que estará cimentada a no menos de 15 m de profundidad. Dada la elevada pendiente del fondo marino, se evitarán profundidades menores, ya que incrementan las acciones de oleaje en la estructura, así como la re-suspensión de arenas en el fondo. La tubería de admisión en polietileno de alta densidad (HDPE) se incluirá por tanto en el racimo (racimo) a insertar en el microtúnel.

Se construirá una torre de toma o admisión (toma Offshore de PCI) después de la salida del microtúnel. Se plantea ubicarla en la cota batimétrica -16 m. La toma planteada constará de una estructura prefabricada en concreto armado, con geometría prismática de base cuadrada, que alojará 4 rejas extraíbles de 1,400 mm x 500 mm cada una, en acero AISI316L, con un paso libre de aproximadamente 150 mm y el tamaño final adoptado para la tubería de captación de HDPE. Dicha reja se situará a 1.5 m del fondo, para minimizar la captación de arenas.

Las dimensiones previstas para la estructura de la torrecilla son de 1.9 m x 1.9 m en planta (exteriores) y de 1.4 m x 1.4 m (interiores). La altura total de la estructura es de aproximadamente 4.37 m. Se ha planteado una base de 3.1 m x 3.1 m, que permite reducir las cargas en el terreno y mejorar las condiciones de estabilidad en construcción, así como en situación final. Se han previsto espesores de 0.25 m para los muros y de 30 cm para las losas. Como es habitual, la torrecilla dispondrá de una tapa superior (*velocity cap*), destinada a minimizar la captación de organismos marinos.

Este sistema requiere una línea de HDPE de 5" destinada a la inyección de hipoclorito de sodio en la torrecilla de captación. Esta tubería también se incluirá dentro del bundle, a fin de garantizar el control de bioincrustación en la torre de admisión y en toda la tubería de admisión en HDPE.

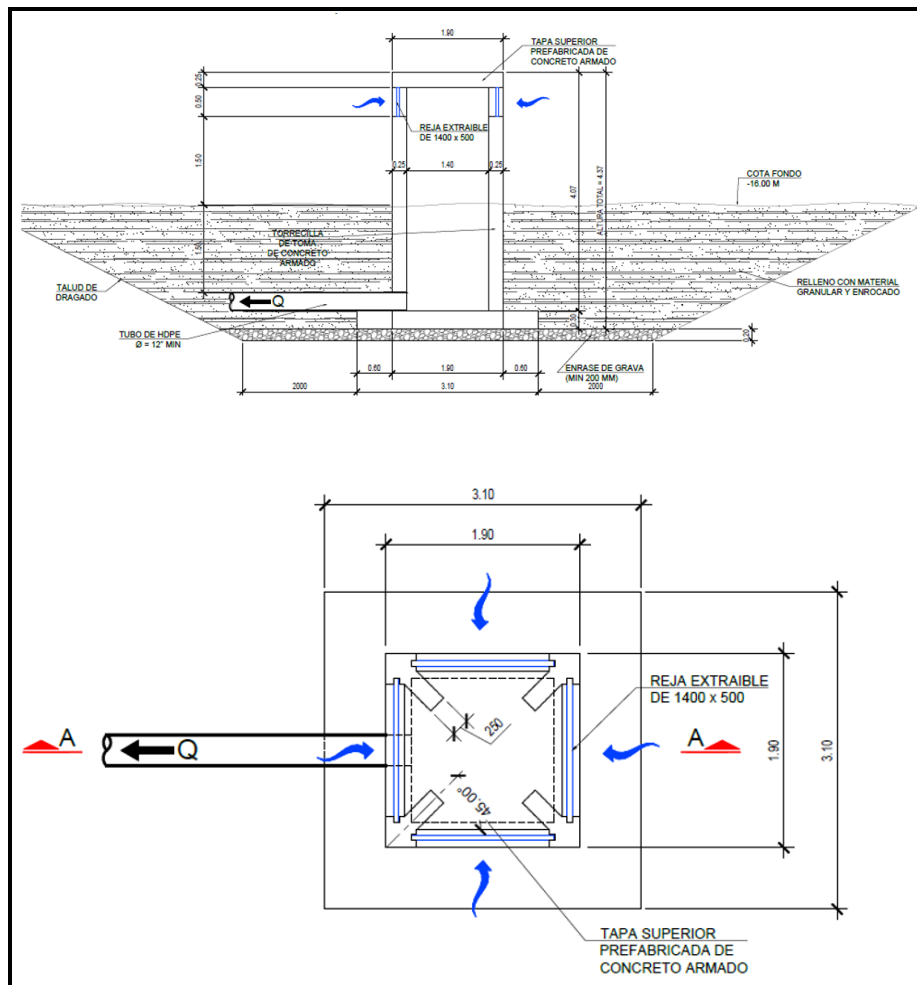


Figura I.9 Arreglo de la toma de agua marina para el sistema de protección contra incendios.

I.1.1.2 Instalaciones en la Zona Terrestre

I.1.1.2.1 Área de Tanques Buffer y Área de Almacenamiento

En el Área de Tanques Buffer se contará con 3 patines de medición, uno para Gasolina Regular y Premium, uno para Diésel y uno para Turbosina, los cuales tendrán al menos con los siguientes elementos:

- ⊕ Válvula de entrada
- ⊕ Filtros
- ⊕ Medidor de flujo másico
- ⊕ Transmisor Indicador de Presión
- ⊕ Transmisor Indicador de Temperatura
- ⊕ Indicadores locales
- ⊕ Computadores de Flujo
- ⊕ Válvulas de salida con actuador

En caso de ser requeridos, los patines de medición contarán con tanques eliminadores de aire, los cuales serán confirmados con el proveedor durante la Ingeniería de Detalle.

Los patines de medición contarán con válvulas de seguridad y sistemas de drenajes de acuerdo a lo establecido con la normatividad nacional e internacional vigente.

Los tanques de almacenamiento, tanto para el Área de Tanques Buffer como para el Área de Almacenamiento, contarán con diques de contención, los cuales cumplirán con lo indicado en la Norma Oficial Mexicana NOM-006-ASEA-2017 o aquella que la cancele o sustituya.

Con el objetivo de garantizar en todo momento la protección al ambiente, mediante el control de la contaminación de la atmósfera; los tanques de almacenamiento superficiales verticales cumplirán con la disposición de contención y sistema de recuperación de vapores.

Los tanques de almacenamiento se construirán cumpliendo con los requerimientos de la Norma Oficial Mexicana NOM-006-ASEA-2017 y el API 650 en su última edición, se construirán de acero al carbón, con techo tipo domo y membrana interna de aluminio en el caso de los tanques de Gasolina Regular y Gasolina Premium. Su nivel de operación será aproximadamente al 80% de su capacidad total y, en todos los casos. También contarán con venteos atmosféricos, que dispondrán de una cubierta de protección contra la intemperie.

Los tanques tendrán transmisores de presión y temperatura, así como un sistema de medidores de nivel de tipo radar e interruptores mecánicos, con alarmas configuradas por muy alto, alto, bajo y muy bajo nivel, que enviarán señales de apertura y cierre de las válvulas de entrada / salida al tanque en caso de muy alto o muy bajo nivel, para de esta forma ni superar el nivel de seguridad del tanque ni reducirlo en exceso de cara al funcionamiento de las bombas de descarga del tanque. Como parte del Proyecto se consideran los siguientes tanques de almacenamiento:

Tabla I.2 Tanques de almacenamiento en el Área de Almacenamiento.

Área de Almacenamiento	Tanques	Capacidad total Fase I	Capacidad total Fase II	Capacidad Total de la Terminal
		(Mb)	(Mb)	(Mb)
Gasolina Regular	TR1	150		150
	TR2	147.5		147.5
	TR3	135		135
	TR4	130		130
	TR5		50	50
	TR6		50	50
	Gasolina Regular Total	562.5	100	662.5
Gasolina Premium	TP1	110		110
	TP2	75		75
	Gasolina Premium Total	185		185
Diésel	TD1	55		55
	TD2	55		55
	TD3	43.75		43.75
	TD4	43.75		43.75
	TD5		50	50
	Diésel Total	197.5	50	247.5
Turbosina	TJF1 A		50	50
	TJF1 B		50	50
	TJF2 A (Filtrado)		5	5
	TJF2 B (Filtrado)		5	5
	Turbosina Total		110	110
Etanol	TE1		35	35
	TE2		35	35
	Etanol Total		70	70
Transmix	TRP1	5		5
	TRP2	5		5
	TRP3		5	5
	Producto Rechazado (Transmix) Total	10	5	15
Total		955	335	1,290

Tabla I.3 Tanques Buffer en el Área de Tanques Buffer.

Área de Tanques Buffer	Tanques	Capacidad Total Fase I	Capacidad Total Fase II	Capacidad Total de la Terminal
		(Mb)	(Mb)	(Mb)
Gasolina Regular	TB1	5		5
Gasolina Premium	TB2	5		5
Diésel	TB3	5		5
Turbosina	TB4		5	5
Total Área de Tanques Buffer		15	5	20

Asimismo, se contará con sistemas de bombeo descritos a continuación:

1. Bombeo de buques tanque

Como se mencionó anteriormente, la descarga de los buques tanque se realizará empleando las bombas de los buques tanque. El flujo de carga y descarga de buques tanque será de 200 Mb en un tiempo de 24 h de operación de buque tanque.

2. Bombeo de tanques buffer a tanques de almacenamiento
Desde los tanques buffer terrestres, saldrán cabezales de tuberías que conducirán los productos hacia las bombas booster, a través de ductos de 20" a la succión y 16" a la descarga, las cuales permitirán transportar los productos hacia el Área de Almacenamiento para su posterior traslado al área de llenaderas de auto tanques.
3. Bombeo de tanques de almacenamiento al Área de Llenaderas
Se tendrá un sistema de bombeo independiente para cada producto, cumpliendo el diseño de las bombas con los requerimientos del API 610.

I.1.1.2.2 Área de Llenaderas

En el Área de Llenaderas se llevará a cabo el sistema de carga y descarga de auto tanques, el paquete de llenado será del tipo modular e integrado en un patín estructural por bahía de carga y se suministrará con todos los accesorios y componentes necesarios que cumplan para una instalación funcional.

El paquete de llenado estará equipado con una Unidad de Control Local en la cual se proporcionarán los datos de carga a través del sistema de control de Acceso (desde el sistema de Entrada/Carga/Salida), la cual a través del operador realiza la secuencia de carga y controla la apertura / cierre de la válvula de carga de dos etapas, después de que se ha cargado la cantidad pre programada. Las Unidades de Control Local contarán con el hardware, software y los dispositivos de comunicación necesarios para transmitir la información al Sistema de Control de Acceso y al Sistema de Control Distribuido.

El equipo y la instrumentación del sistema localizado en campo, será de fácil acceso para su recalibración o sustitución.

El diseño de la tubería, fabricación de juntas, pruebas no destructivas e inspecciones, serán conforme a la norma ASME B31.3.

El paquete de llenado contará con los siguientes equipos principales:

- ⊕ Medidor de Flujo Másico
- ⊕ Transmisor Indicador de Presión
- ⊕ Transmisor de Temperatura
- ⊕ Válvulas de Control de Flujo
- ⊕ Unidad de Control Local (UCL)

Para la carga y descarga de auto tanques, se utilizarán brazos articulados mecánicos para conectar al autotanque para las operaciones de carga y descarga de las bombas de transferencia. Esta conexión contará con válvula check y un conector macho a otro conector hembra en el auto tanque.

Antes de iniciar la carga, el operador conectará a tierra el auto tanque presente en la posición de llenado.

Al iniciar la descarga del producto al auto tanque, el operador vigilará que el procedimiento se lleve a cabo, con la mayor seguridad, para evitar derrames en la zona.

Una vez terminada la carga, el operador desconectará el brazo articulado y lo direccionará a un sitio seguro, retirará las cuñas metálicas de las llantas del autotank y bombos.

Una vez concluido lo anterior, el auto tank saldrá de la Terminal.

Las siguientes figuras muestran los planos de localización de equipos en el Área de Llenaderas, Área de Almacenamiento y el Área de Tanques Buffer (Ver Anexo V.1.4).

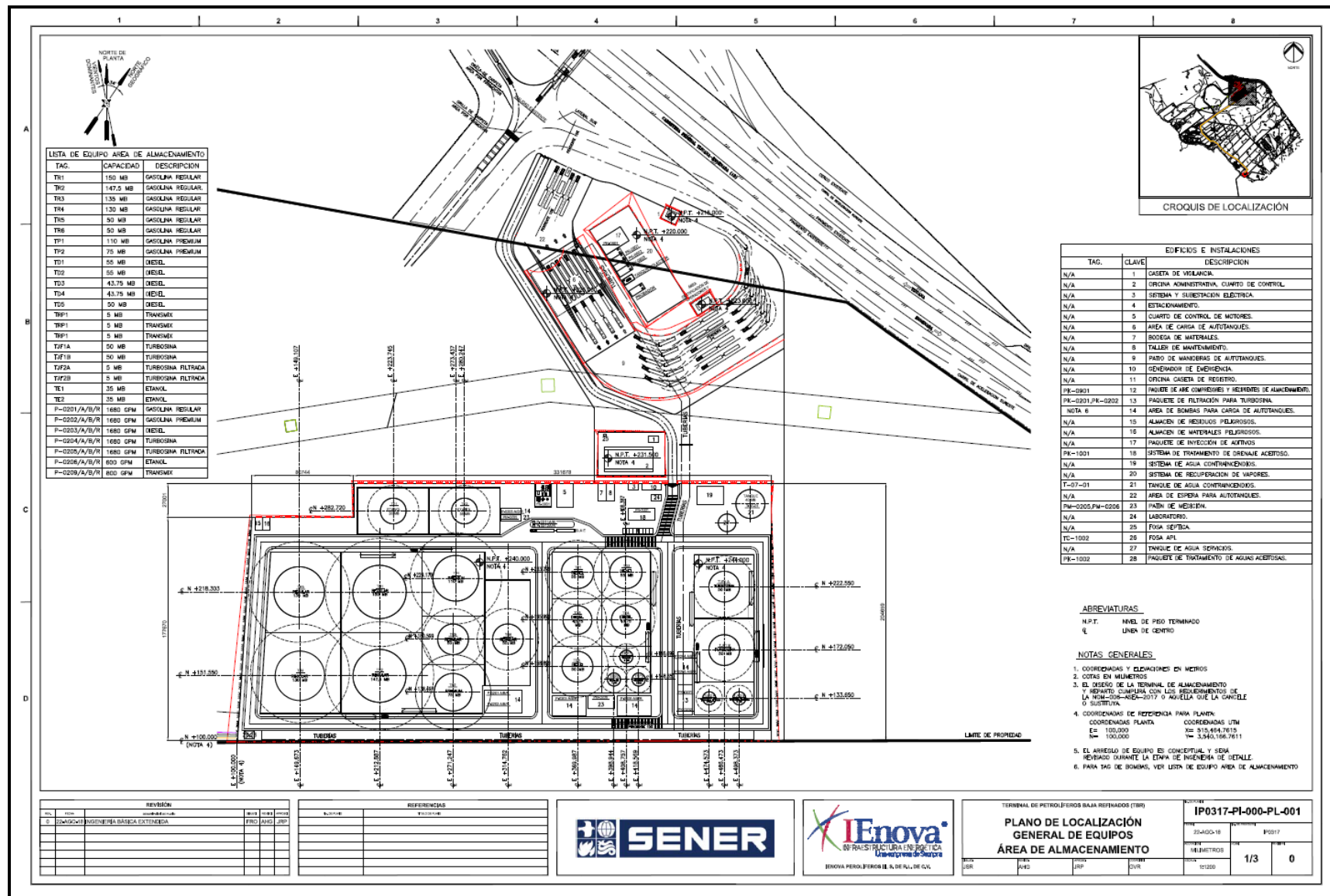


Figura I.10 Localización de equipos en el Área de Llenaderas y Área de Almacenamiento.



I.1.1.2.3 Ductos Terrestres

Posterior a la salida del Área de Tanques Buffer, se requieren 4 ductos terrestres de 16" de diámetro y 0.201" de espesor fabricadas en material API 5L PSL2 Grado X52 para transportar los productos hasta el Área de Almacenamiento, uno para Gasolina Regula, uno para Gasolina Premium, uno para Diésel y uno más para Turbosina.

Debido a la necesidad de alojamiento permanente de los ductos terrestres, el Proyecto en las anuencias de paso, tendrá preferentemente un DDV de aproximadamente 10 m, sin embargo, debido al método constructivo y a las instalaciones existentes y autorizadas, el ancho podrá variar. La siguiente figura, muestra la distribución aproximada en los 10 m, considerando en su mayoría una distancia de 1.50 m entre los ductos.

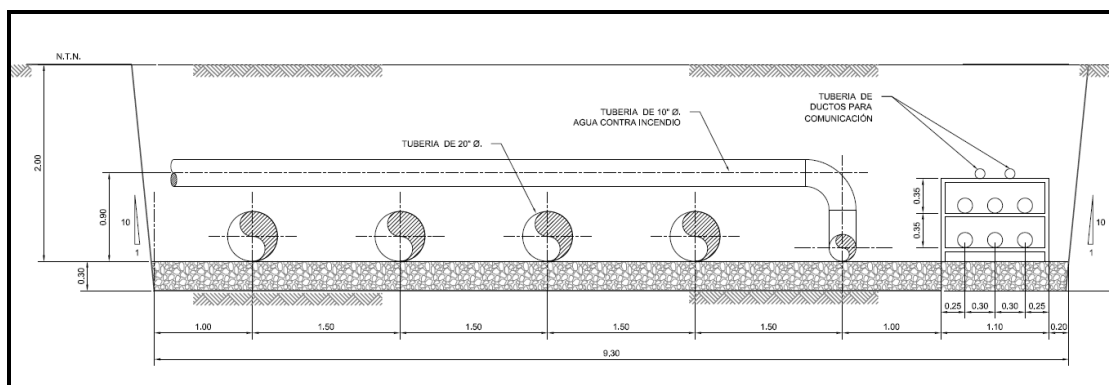


Figura I.12 Requerimiento de DDV para ductos terrestres.

I.1.2 Zonas vulnerables en el área del Proyecto

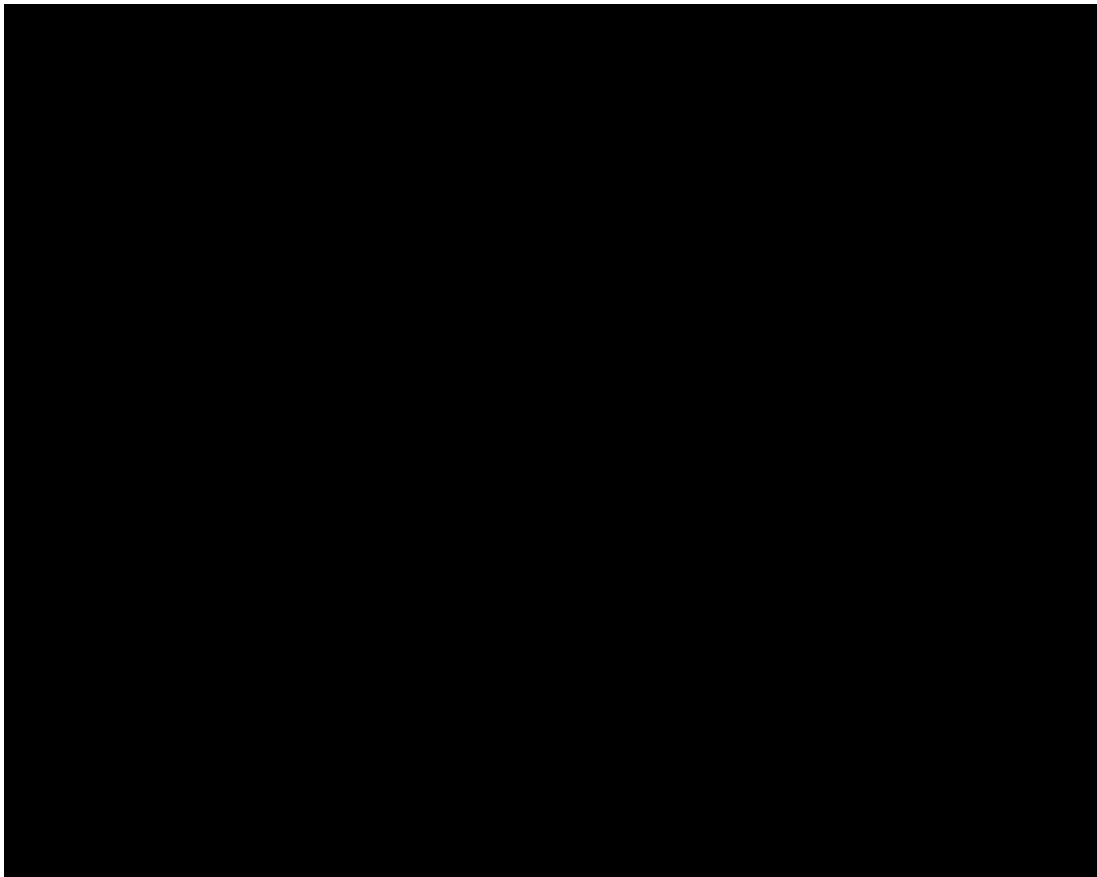
I.1.2.1 Riesgo sísmico

Riesgo sísmico a nivel bibliográfico

El Atlas de riesgo del Municipio de Ensenada establece que en ese territorio se han tenido los sismos de mayor magnitud en el estado, de 7.8 grados en la escala Richter, el 12 de diciembre de 1902, además otros de 7.7 grados el 17 de octubre de 1907 y 7.1 grados el 31 de diciembre de 1934, así como 17 temblores más entre 5 y 6.9 grados Richter. Lo anterior se debe a que el municipio de Ensenada se encuentra sobre una placa tectónica conocida como Placa del Pacífico. Esta placa se desplaza de forma constante hacia el noroeste.

En la siguiente figura se muestra la localización de los mayores sismos registrados a nivel municipal de los años 1900 a 2012.

UBICACIÓN DEL
PROYECTO, ART 113
FRACCIÓN I DE LA
LGAIP Y 110 FRACCIÓN
I DE LA LFTAIP



El Proyecto se ubica en la Zona C de riesgo sísmico, en donde los sismos son de menor frecuencia y con una aceleración del terreno <70% de gravedad, por lo que el riesgo es mediano.

Sismotectónica medida en campo

El Estudio Sismotectónico. Peligro sísmico y espectro de diseño sísmico de sitio² que se presenta en el Anexo V.3.1 Estudio Geotécnico, Geológico y Sismicidad, incluye la evaluación del peligro sísmico del sitio para la determinación del espectro de diseño sísmico de campo libre, aplicable a la revisión dinámica de las diferentes estructuras con que contará el Proyecto, particularmente en las denominadas provisionalmente como: zona de bombas Booster y en la zona de tanques de almacenamiento y tanques Buffer.

Los objetivos del estudio son:

- ⊕ Estudio y análisis de las fuentes sísmicas potenciales que afectan a la región.
- ⊕ Construcción de los modelos de sismicidad local.
- ⊕ Determinación del peligro sísmico a través de espectros de Peligro Uniforme empleado un periodo de retorno $T_r=500$ años, asociado a estructuras pertenecientes al Grupo B.
- ⊕ Análisis determinista del peligro sísmico de la zona, mediante la construcción de espectros en terreno firme obtenidos de las fuentes sísmicas potenciales que afectan al sitio.

² Sísmica de Suelos S.A. de C.V. Estudio Sismotectónico. Peligro sísmico y espectro de diseño sísmico de sitio. Mayo de 2018.

- ⊕ Generación de acelerogramas sintéticos representativos del movimiento de entrada en el basamento local del sitio, que reproduzcan las condiciones del Peligro Sísmico y de las diferentes fuentes sísmicas potenciales.
- ⊕ Construcción de modelos geodinámicos para el sitio a partir de las propiedades dinámicas de los materiales para determinan las funciones de trasferencia que muestran el nivel de amplificación local.
- ⊕ Cálculo de espectros de respuesta elásticos.
- ⊕ Construcción de espectros de diseño para 5 y 2% de amortiguamiento estructural, a partir de las familias de espectros de respuesta calculados.

Sismología en la Península de Baja California. Se ve afectada principalmente por sismos de tipo transcurrente, mecanismo ocurrido por movimientos en direcciones opuestas sobre un mismo plano entre las placas oceánica y continental. Esta fuente sísmica es la misma generadora de los grandes terremotos ocurridos en el estado de California de la Unión Americana.

A la actividad sísmica descrita se suman los sismos ocurridos dentro del continente, asociados principalmente a fallas y accidentes geológicos.

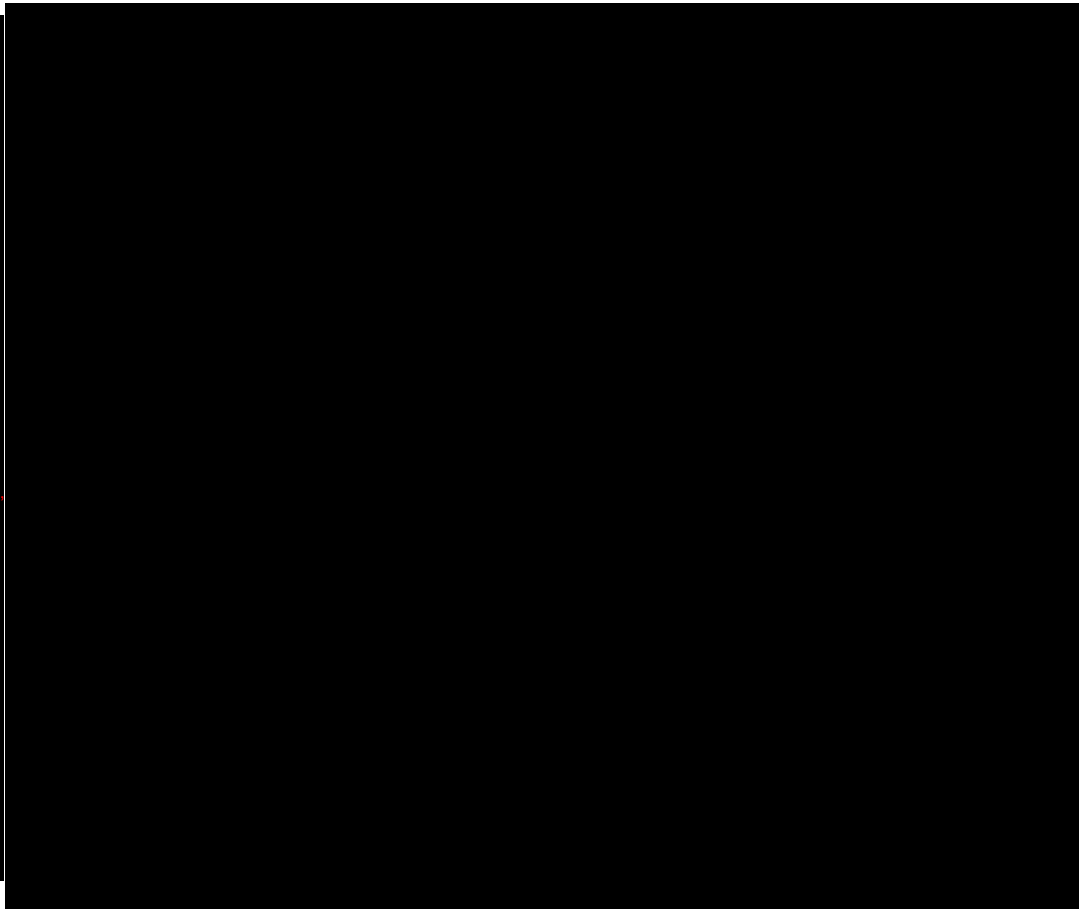
En la siguiente tabla se presentan las principales regiones sísmicas potenciales que afectan a la Península de Baja California, los estados de Sonora, Sinaloa y Chihuahua, así como la frecuencia anual estimada con que los sismos ocurren en cada una.

Tabla I.4 Regiones generadoras de sismos que afectan a la zona bajo estudio.

No.	Región	Frecuencia (1/año)
1	Baja California intraplaca norte	1.700
2	Baja California intraplaca sur	1.590
3	Baja California interplaca norte	2.510
4	Baja California interplaca centro	0.730
5	Baja California interplaca	4.260
6	Sierra Madre Occidental	0.120
7	Cuencas y Sierras	0.270
9	Interfaz Pacífico-Rivera	3.410
11	Sismicidad difusa 2	0.180

La ubicación geográfica de las regiones generadoras de sismos se muestra en la siguiente figura.

UBICACIÓN DEL PROYECTO
ART 113 FRACCIÓN I DE LA
LGTAIP Y 110 FRACCIÓN I
DE LA LFTAIP

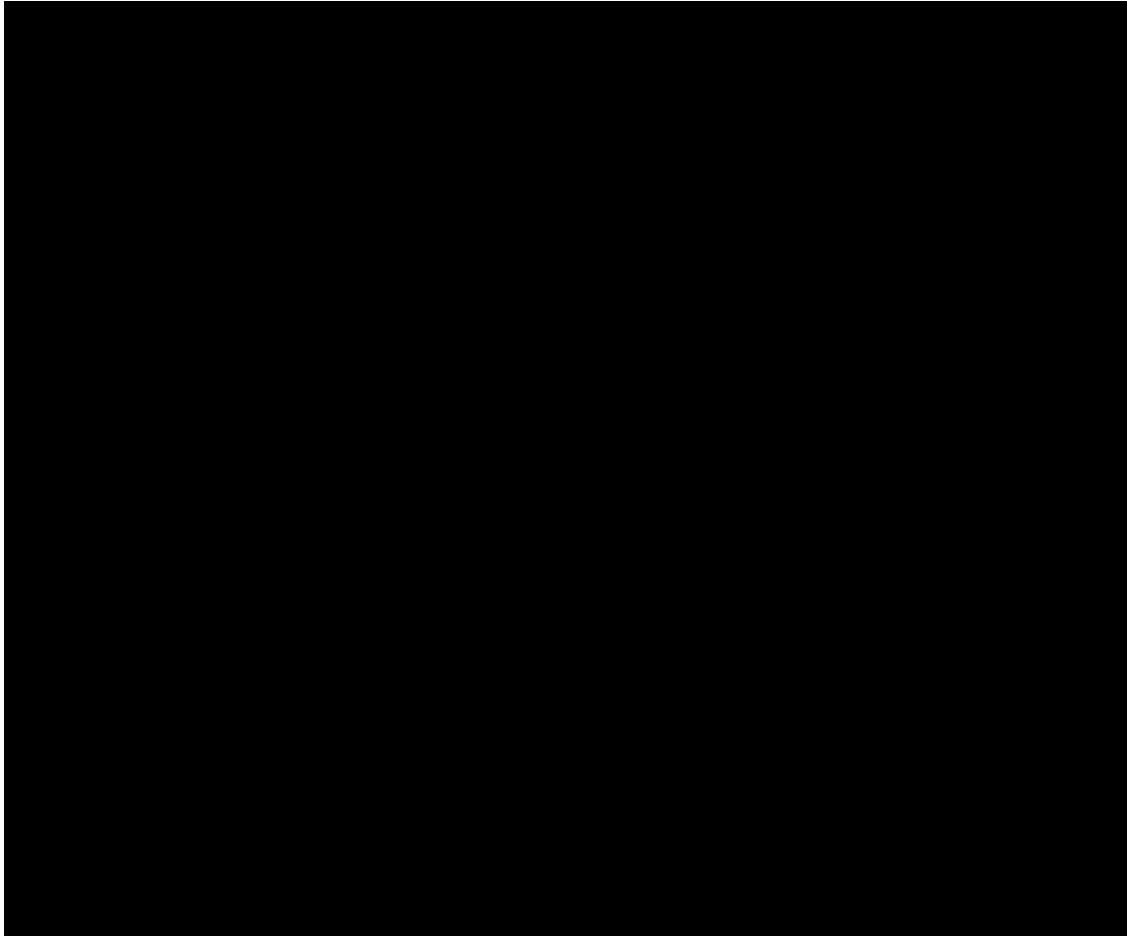


Para definir las acciones sísmicas de diseño, se requiere calcular las ordenadas espectrales en roca ante la ocurrencia de temblores máximos posibles. Se han obtenido expresiones empíricas que relacionan dichas ordenadas con la magnitud y distancia focal, usando bases de datos de diferentes fuentes sísmicas. Estas relaciones se conocen como leyes de atenuación y están implantadas en los programas Peligro Sísmico en México (PSM, 2004) y Programa de Diseño Sísmico (PRODISIS, 2015) del Manual de Obras Civiles (MDOC) de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Para sitios arbitrarios de terreno firme, estos programas permiten calcular espectros de peligro uniforme (5% de amortiguamiento) asociados a distintos periodos de retorno. Estos espectros incluyen el efecto ponderado de los sismos de distintos orígenes, dependiendo de la sismicidad de las diversas fuentes y su distancia al sitio de interés.

Complementariamente, en el siguiente mapa se presentan las fallas específicas que caracterizan a la zona y se destacan aquellas que afectarían al sitio de estudio.

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



Las fallas indicadas en el mapa anterior y su magnitud máxima se muestran en la siguiente tabla.

Tabla I.5 Magnitud de las fallas sísmicas potenciales

Falla	Mw
Vallecitos – San Miguel	7.2
Agua Blanca	6.4
San Diego	7.1
San Clemente – San Isidro	7.5
Sistema San Andrés	8.5

Con la información anterior se llevó a cabo el análisis de la sismicidad local cuya metodología y su aplicación se indica en Anexo V.3.1 Estudio Geotécnico, Geológico y Sismicidad.

El Espectro de Peligro Uniforme para un periodo de retorno $T_r = 500$ años (aplicable a estructuras pertenecientes al Grupo B), de acuerdo con lo indicado en la Especificación de IEnova (2018), domina las aceleraciones en una pequeña zona de periodos cortos, entre 0.2 y 0.3 s, aproximadamente.

Complementariamente se obtuvo el espectro óptimo en terreno rocoso del Manual de Obras Civiles de Comisión Federal de Electricidad (MDOC, 2015).

La exploración ejecutada muestra una estratigrafía con inversión de velocidades, detectando altos valores en los primeros metros de profundidad y posteriormente bajan en una capa intermedia. En la máxima profundidad explorada con los SPAC las velocidades de propagación de ondas de corte encontradas exceden a los 1000.0 m/s. Se considera que los materiales encontrados por debajo de los 20.0 m de profundidad corresponden al basamento local del sitio.

Con base en los acelerogramas sintéticos postulados en terreno rocoso, o firme, de las tres fuentes potenciales cercanas, junto con el peligro uniforme para $T_r=500$ años y las funciones de transferencia del depósito en ambas zonas de estudio, se determinó la respuesta en la superficie del terreno, haciendo uso de un modelo unidimensional de propagación de ondas excitado en su base. Con base en las familias de acelerogramas generadas y las funciones de transferencia de las zonas de interés, se obtuvieron 80 historias de aceleración de campo libre.

En la obtención del espectro de diseño se ha considerado que las condiciones estratigráficas y propiedades proporcionadas de la exploración en cada zona de estudio, son representativas del terreno donde se desarrollarán los proyectos.

I.1.2.2 Riesgo de licuefacción del suelo

Debido a basamento de roca volcánica sobre el que se encuentra en el SAR, la Poligonal del Proyecto, el Proyecto el AI-T, AI-M, no existe la posibilidad de licuefacción del suelo.

I.1.2.3 Riesgo de inundación o encharcamiento

El Atlas de Riesgo del Municipio de Ensenada indica que las inundaciones son el segundo riesgo de mayor impacto, ya que, por vía de inundación costera durante las tormentas invernales, se concentra su zona de riesgo en la costa de La Misión de San Miguel, Bahía de Todos Santos y San Quintín en la costa occidental, mientras que en la costa del Golfo de California se presenta en Bahía de los Ángeles. También la inundación se manifiesta por aquellas derivadas de precipitaciones pluviales y afectan secciones de los arroyos La Misión, San Miguel, Guadalupe, San Carlos, Las Ánimas, San Rafael, San Telmo, Oaxaca, Santo Domingo y San Simón, así como en diversas secciones de la infraestructura carretera, principalmente en los vados.

En la región se han presentado encharcamientos puntuales y esporádicos vinculados a lluvias atípicas, sin que existan antecedentes de inundaciones que hayan representado un riesgo.

Para el caso del Proyecto, en el Anexo V.3.1 Estudio Geotécnico, Geológico y Sismicidad, se presentan los resultados sobre la evaluación general del riesgo por inundación a una altura entre los 50 y 250 msnm aproximadamente, encontrándose en una zona media de peligro de inundaciones según el índice de vulnerabilidad de inundaciones y el peligro por inundaciones (CENAPRED, 2010).

Se elaboró un mapa de riesgos por inundaciones mediante el software ArcGIS 10.2, con respecto a la topografía medida en msnm y dadas sus características geomorfológicas, así como un mapa hídrico para ubicar los drenajes naturales mediante las curvas de nivel a provistas por INEGI e interpolando estas curvas con respecto a sus pendientes y dirección de ubicación.

Los resultados obtenidos indican que las órdenes de corrientes de agua que presenta la zona son de primer orden. La corriente de primer orden presenta un pequeño canal que no tiene

tributario, el segundo orden consiste en la unión de dos corrientes de primer orden y el tercer orden está formado por dos corrientes de segundo orden. Entre mayor sea el orden indica un drenaje más eficiente que desalojara más rápidamente el agua.

No existe el riesgo de inundación o encharcamiento en la Poligonal del Proyecto, debido a su basamento de roca volcánica, la topografía y las pendientes.

I.1.2.4 Fenómenos climatológicos extremos

Las variables climatológicas medidas por la CONAGUA en la estación clave 2005 “La Boquilla Sta. Rosa La Misión”, aplicables al SAR, la Poligonal del Proyecto, el Proyecto y sus Al-T y Al-M, no muestran ninguna variación de los parámetros medidos que no corresponda al tipo climático BSks árido, templado (clasificación de Köppen, modificada por E. García).

Los cambios anuales que presenta la precipitación son una consecuencia directa de la circulación atmosférica general y particularmente del número de ciclones que se generan durante el año. Las masas de aire polar continental provenientes de Canadá y Estados Unidos de América, al intercambiarse con el aire cálido de las latitudes bajas y costeras de la península de Baja California.

Las trayectorias de los ciclones son casi paralelas a las costas de Sinaloa y Sonora o bien pueden ser paralelas a la península de Baja California en su dirección hacia Estados Unidos de Norteamérica, siendo frecuente que crucen la península y se internen en el Mar de Cortés en su trayectoria hacia Sonora; sin embargo tienen una influencia marcada en el incremento de la precipitación pluvial con un efecto puntual sobre el territorio peninsular, en donde la probabilidad de originar inundaciones es baja, debido al tipo de suelo y cobertura vegetal, la secuela de estos fenómenos es el incremento de la precipitación pluvial de tipo puntual.

Los únicos fenómenos climatológicos que han cruzado en un radio de 100 km (con punto central en el Proyecto) han sido las Depresiones Tropicales Sin Nombre (1959), Jen-Kath (1963), Emily (1965) y Kathlee (1976) (con datos a partir del año 1842 a octubre-2018), ninguna de sus trayectorias pasó sobre el Proyecto.

Los vientos máximos registrados para las Depresiones Tropicales son menores a 34 km/hr, por lo que no representan peligro alguno.

I.1.2.5 Áreas de Importancia Ambiental

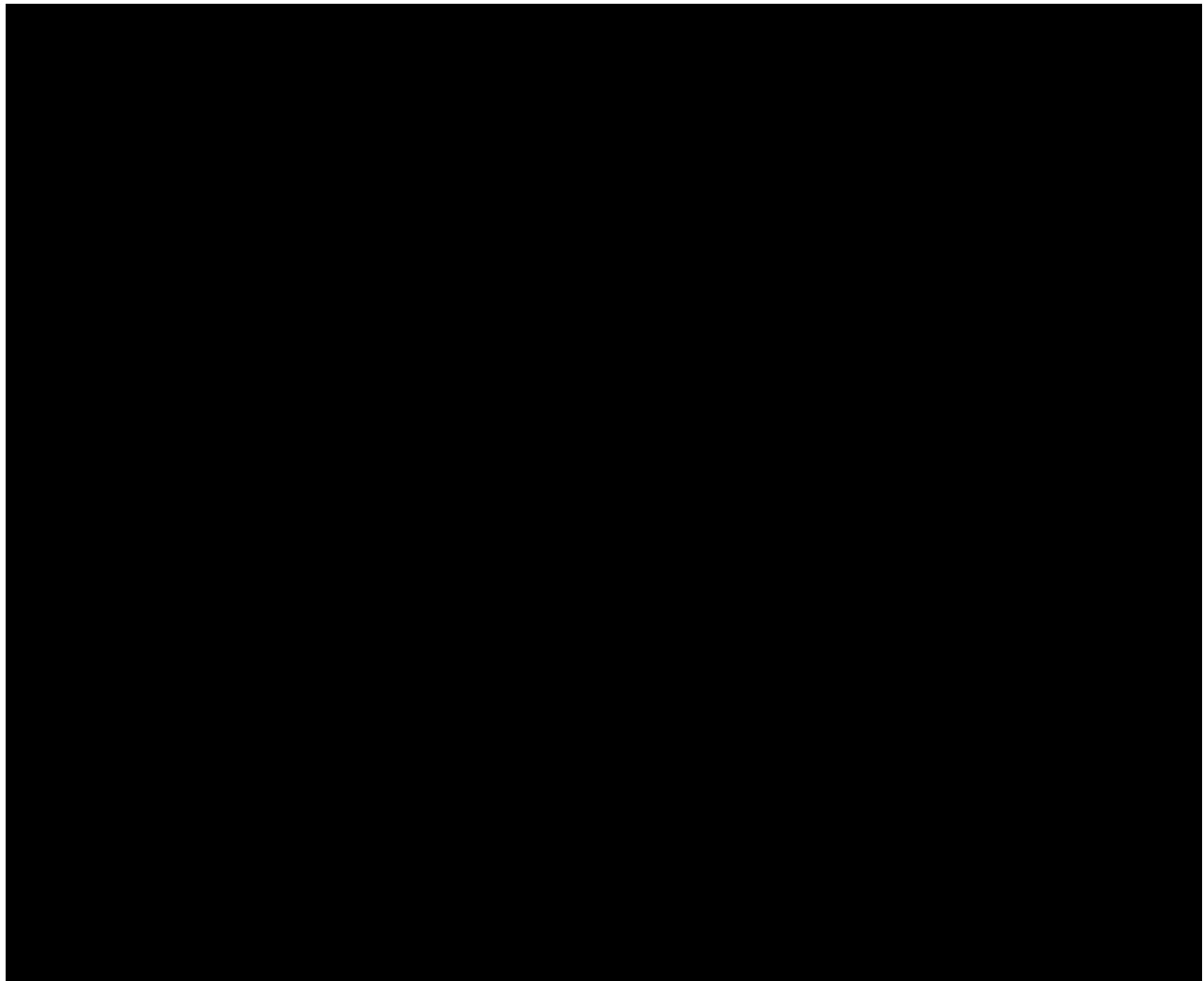
I.1.2.5.1 Cercanía del Proyecto con Áreas Naturales Protegidas

El Proyecto no cruza o incide sobre la superficie de algún Área Natural Protegida (ANP) de competencia federal, estatal o municipal. Debido a lo anterior las obras y/o actividades del Proyecto no tendrán influencia sobre los recursos y/o componentes ambientales de dichas superficies. En este sentido, en la siguiente tabla se pueden observar las distancias del Proyecto a las ANP más cercanas.

Tabla I.6 Distancia del Proyecto a los límites de las ANP más cercanas.

Competencia y tipo de ANP	Nombre del ANP	Distancia a la Poligonal del Proyecto (km)	Orientación
ANP Federal Parque Nacional	Constitución de 1857	80.65	E
ANP Federal Reserva de la Biósfera	Alto Golfo de California y Delta del Río Colorado	156	E
ANP Federal Parque Nacional	Sierra de San Pedro Mártir	161	SE

La ubicación del Proyecto respecto a las ANP más cercanas se puede observar en el siguiente mapa y en el Anexo V.1.5.



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

I.1.2.5.2 Regiones Prioritarias para la Conservación de la Biodiversidad

Las regiones en análisis respecto al cruce o incidencia del Proyecto, son en relación con las Regiones Prioritarias de la Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO). Estas Regiones se establecieron con el fin de optimizar los recursos financieros, institucionales y humanos en materia de conocimiento de la biodiversidad en México. La

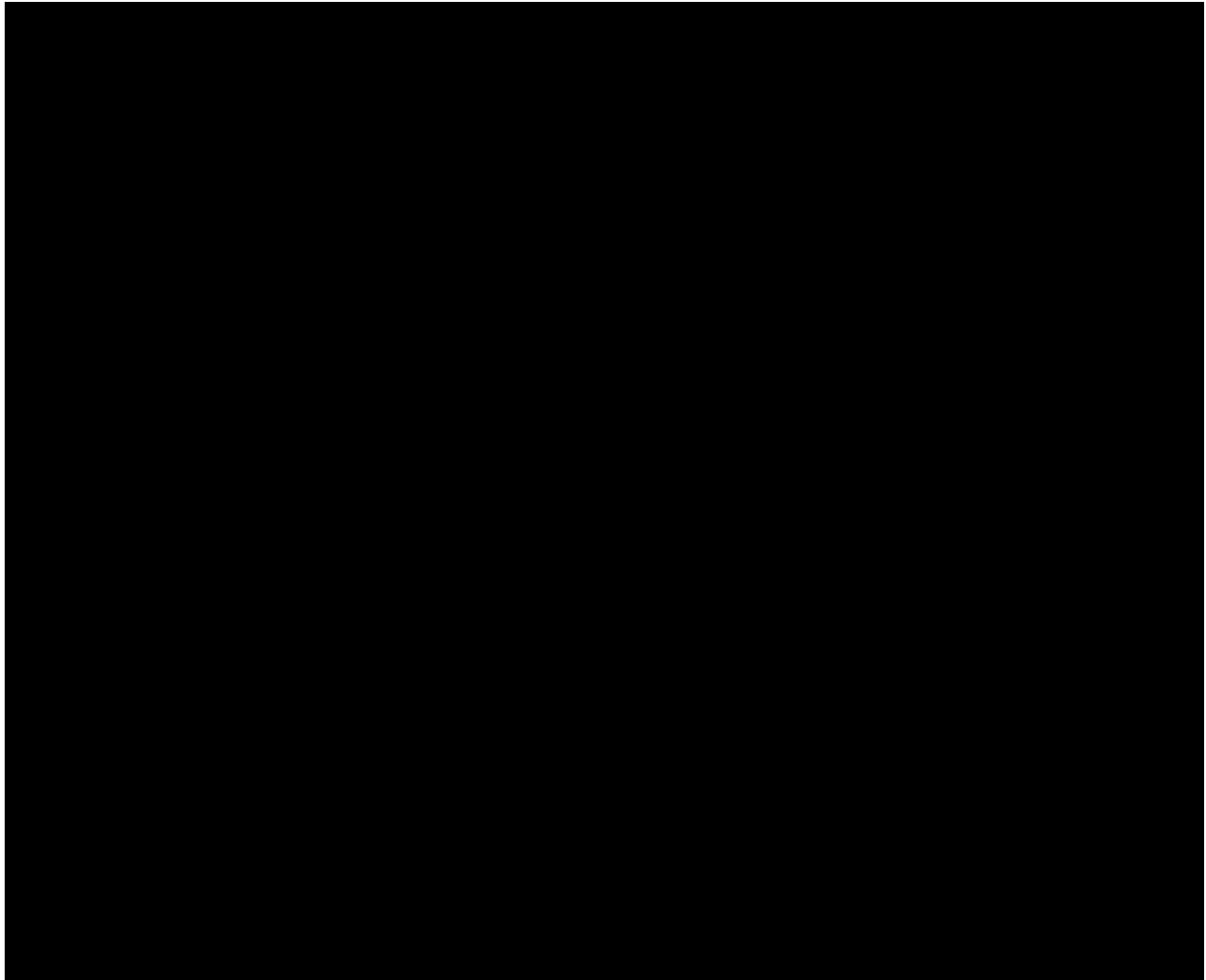
CONABIO, entre otras instituciones gubernamentales y no gubernamentales, ha impulsado un programa de identificación de regiones prioritarias para la biodiversidad, estas son: regiones terrestres prioritarias, RTP, regiones marinas prioritarias, RMP, regiones hidrológicas prioritarias, RHP y áreas de importancia para la conservación de las aves, AICAS, para los cuales, mediante talleres de especialistas, se definieron las áreas de mayor relevancia en cuanto a la riqueza de especies, presencia de organismos endémicos y áreas con un mayor nivel de integridad ecológica, así como aquéllas con mayores posibilidades de conservación en función a aspectos sociales, económicos y ecológicos.

El Proyecto inciden sobre la superficie de 2 Regiones Prioritarias establecidas por la CONABIO, la Región Marina Prioritaria (RMP) No. 1 denominada "Ensenadense" y en la Región Terrestre Prioritaria (RTP) No. 10 denominada "Santa María - El Descanso". Las distancias y las superficies de incidencia de las Regiones Prioritarias se pueden observar en la siguiente tabla.

Tabla I.7 Incidencia y distancias del Proyecto respecto a las Regiones Prioritarias de la CONABIO.

Tipo de Área y/o Región de Interés	Nombre	Distancia a la Poligonal del Proyecto (km)	Superficie forestal que incide en la región	Orientación
RMP	Ensenadense	--	El total de la superficie de la Poligonal del Proyecto	C
RTP	Santa María - El Descanso	--	El total de la superficie de la Poligonal del Proyecto	C
AICA	Bahía Todos Santos	8.94	--	S-SE
RHP	Delta del Río Colorado	75.20	--	NE

Ver en el siguiente mapa la ubicación del Proyecto respecto a áreas de interés ecológico, y en el Anexo V.1.6 para mejor apreciación.



Las características por las que definieron las regiones prioritarias en donde se ubica el Proyecto, se describe a continuación, en donde además se señala la problemática por diferentes factores a la que dichas regiones se encuentran sujetas.

Tabla I.8 Descripción general de la Región Marina Prioritaria en la que incide el Proyecto.

Características generales de la Región Prioritaria	Problemática establecida por la CONABIO
Nombre: RMP No. 1, "Ensenadense" Extensión: 27,453.00 km² Descripción: zona de matorral, dunas costeras, zonas oceánicas, islas, lagunas, bahías, playas, marismas, acantilados. Oceanografía: surgencias estacionales. Predomina la corriente de California. Oleaje alto. Aporte de agua dulce por ríos subterráneos y arroyos. Ocurre marea roja, así como procesos de turbulencia, concentración, retención y enriquecimiento de nutrientes, transporte de Ekman. Presencia de "El Niño" Oscilación del Sur (ENOS), sólo cuando el fenómeno es muy severo Biodiversidad: moluscos, poliquetos, equinodermos, crustáceos, tortugas, peces, aves, mamíferos, plantas. Endemismo de peces, invertebrados y plantas (<i>Agave shawii</i>, <i>Aesculus spp</i>, <i>Sarcostemma arenaria</i>, <i>Adenothamnus validus</i>, <i>Ambrosia chenopodiifolia</i>, <i>Coreopsis marítima</i>, <i>Haplopappus arenarius</i>, <i>H. berberidis</i>, <i>H. palmeri</i>, <i>H. venetus</i>, <i>Hazardia berberidis</i>, <i>H. orwtti</i>, <i>Hemizonia greeneana</i>, <i>Bergerocactus</i>	⊕ Modificación del entorno: disminución de agua dulce por deforestación, apertura de áreas agrícolas y construcción de caminos. ⊕ Contaminación: por aguas residuales (principalmente por descargas de asentamientos humanos irregulares), basura, escurrimientos, pesticidas y fertilizantes. ⊕ Uso de recursos: presión pesquera sobre comunidades vegetales, abulón, almeja y erizo. Dunas y

Características generales de la Región Prioritaria	Problemática establecida por la CONABIO
<i>emori</i>, <i>Echinocereus maritimus</i>, <i>Ferocactus viridescens</i>, <i>Lemairocereus thurberi</i>, <i>Atriplex julaceae</i>, <i>Dudleya ingens</i>, <i>Phacelia spp</i>, <i>Salvia munzii</i>, <i>Lathyrus latifolius</i>, <i>Lotus distidus</i>, <i>L. watsonii</i>, <i>Fraxinus trifoliata</i>, <i>Stipa diegoensis</i>, <i>Eriogonum fasciculatum</i>, <i>E. grande</i>, <i>Ceanothus verrucosus</i>, <i>Rhamnus insula</i>, <i>Cneoridium dumosum</i>, <i>Ptelea aptera</i>, <i>Ribes tortuosum</i>, <i>R. viburnifolium</i>, <i>Galvezia juncea</i>). Zona migratoria de aves y cetáceos. <u>Aspectos económicos:</u> pesca intensiva tipo artesanal, cooperativas, flotas pesqueras y cultivos. Se explota el abulón (<i>Haliotis spp</i>), algas (<i>Macrocystis spp</i>), erizo rojo y púrpura (<i>Strongylocentrotus spp</i>), langosta (<i>Panulirus spp</i>), ostiones, mejillones y peces. Turismo fronterizo de alto impacto y de bajo impacto en partes más sureñas. Gran potencial para el ecoturismo. Existe agricultura, industria, transporte y recursos geotérmicos, petroleros y minerales (fosforita).	matorrales en riesgo. Pesca ilegal. ⊕ Especies introducidas: gatos (<i>Felis catus</i>), perros (<i>Canis familiaris</i>), matorral (<i>Bromus rubens</i>), plantas decorativas como <i>Carpobrotus aequilatus</i> y crustáceos (<i>Crassostea gigas</i>). ⊕ Regulación: falta de esquemas integrales de conservación

Tabla I.9 Descripción general de la Región Terrestre Prioritaria en la que incide el Proyecto.

Características generales de la Región Prioritaria	Problemática
<u>Nombre:</u> RTP No. 10 Santa María - El Descanso <u>Extensión:</u> 572 km² <u>Descripción:</u> Región muy importante botánica y ecológicamente por ubicarse en una de las cinco zonas con clima mediterráneo en el mundo, presenta un endemismo florístico muy alto. Se definió como prioritaria por constituir uno de los últimos remanentes de matorral costero en la parte norte de Baja California. Posee las mejores poblaciones conocidas de <i>Poliophtila melanura</i>, endémica del matorral costero en Baja California. Esta RTP tiene como límite las subcuencas Cañón El Descanso y la Ilusión, e incluye los cañones San Carlos y San Francisquito, la Cañada El Morro y el área que ocupa el matorral rosetófilo costero y remanentes de chaparral. La influencia marítima provoca un patrón ecosistémico, relativamente homogéneo. <u>Los principales tipos de vegetación y uso del suelo representados en esta región, son:</u> Chaparral: asociación de encinos bajos y vegetación arbustiva. Se presenta en climas semicálidos, templados y subhúmedos Matorral rosetófilo costero: Vegetación arbustiva espinosa baja con hojas en forma de roseta y cactáceas. Dominan los vientos marinos. Agricultura, pecuario y forestal Actividad que hace uso de los recursos forestales y ganaderos; puede ser permanente o de temporal.	⊕ Pérdida de superficie original: La presión de los asentamientos humanos es cada vez más importante. ⊕ No existe un programa de manejo adecuado para la región ⊕ Existe un nivel de fragmentación medio de la región, por lo cual, los ecosistemas originales se están viendo afectados por el desarrollo urbano y turístico (la variante de matorral costero está desapareciendo rápidamente debido al desarrollo de zonas habitacionales). ⊕ Existe presión sobre especies clave debido a la fragmentación de los ecosistemas. ⊕ Existen prácticas de manejo inadecuado como ganadería y expansión de la frontera agrícola

I.1.2.5.3 Otros sitios de interés ambiental

Además de las ANP y de las Regiones Prioritarias establecidas por la CONABIO, esta dependencia acotó las grandes superficies que previamente había designado con las Regiones Prioritarias, a Sitios Terrestres Prioritarios, Sitios Acuáticos Epicontinentales Prioritarios, además de los Sitios Marinos Prioritarios, todos para la "Conservación de la Biodiversidad". Estos sitios fueron creados por las prioridades de conservación para los diversos ecosistemas y grupos de especies para optimizar los recursos dedicados a las acciones de conservación; con el objeto de mantener los hábitats conservados, restaurar los que requieren acciones más urgentes y albergan elementos únicos de la diversidad biológica, fortalecer las áreas protegidas, ampliar el abanico de instrumentos que contribuyen a la conservación y promover y apoyar a quienes han innovado en el manejo sostenible de los recursos.

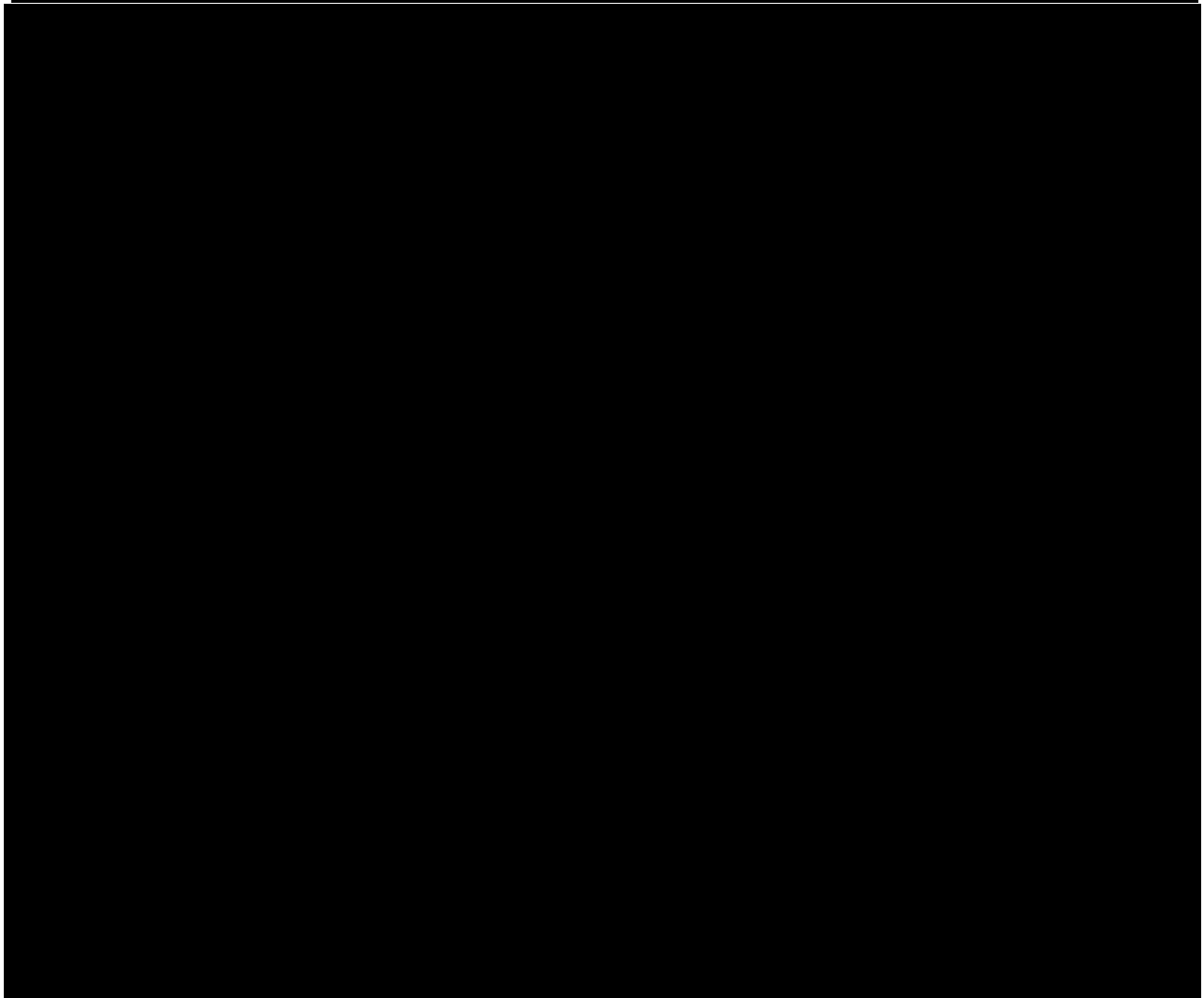
En este sentido es importante señalar que la Poligonal del Proyecto incide en un Sitio Prioritario Marino para la Conservación de la Biodiversidad.

Los sitios prioritarios para la conservación de la biodiversidad marina de México se identificaron utilizando cartografía temática digital, bases de datos de registros georreferenciados de especies de flora y fauna marina proveniente del Sistema Nacional de Información sobre Biodiversidad, así como diversos objetos de conservación relevantes en los distintos niveles geográficos (margen continental, plataforma continental y zona oceánica). En una primera aproximación se delimitaron los sitios prioritarios en función del conocimiento actual y la relevancia biológico-ecológica de diversos grupos taxonómicos, así como de las características generales físicas, químicas, biológicas y geológicas de cada sitio. Todos los sitios delineados en esta fase se superpusieron para detectar coincidencias, se redefinieron y denominaron con base en una revisión detallada según el conocimiento de los especialistas participantes por regiones. Posterior al taller se refinó la delimitación de los sitios, para lo cual fue esencial la validación de los participantes del taller, así como de otros especialistas. Para una última y más precisa delimitación de cada sitio se usó la siguiente cartografía temática digital: en la parte marina Hipsometría y Batimetría escala 1: 4000000; en la parte terrestre: Cuerpos de agua y humedales de México, escala 1:250000, Uso del suelo y vegetación, escala 1:250000, y otras para delimitación general como las Áreas Naturales Protegidas, escala variable, Regiones Marinas Prioritarias, escala 1:4000000 y Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves, escala 1:250000. Los límites de los sitios costeros tierra adentro fueron restringidos a una altitud máxima de 50 msnm y a la permanencia de vegetación costera. Se acordó la escala de 1:1000000 por ser una escala intermedia de los diferentes insumos (1:250000 hasta 1:10000000) y por el tamaño de los objetos cartografiados mínimos en el mapa (min. 100 ha).

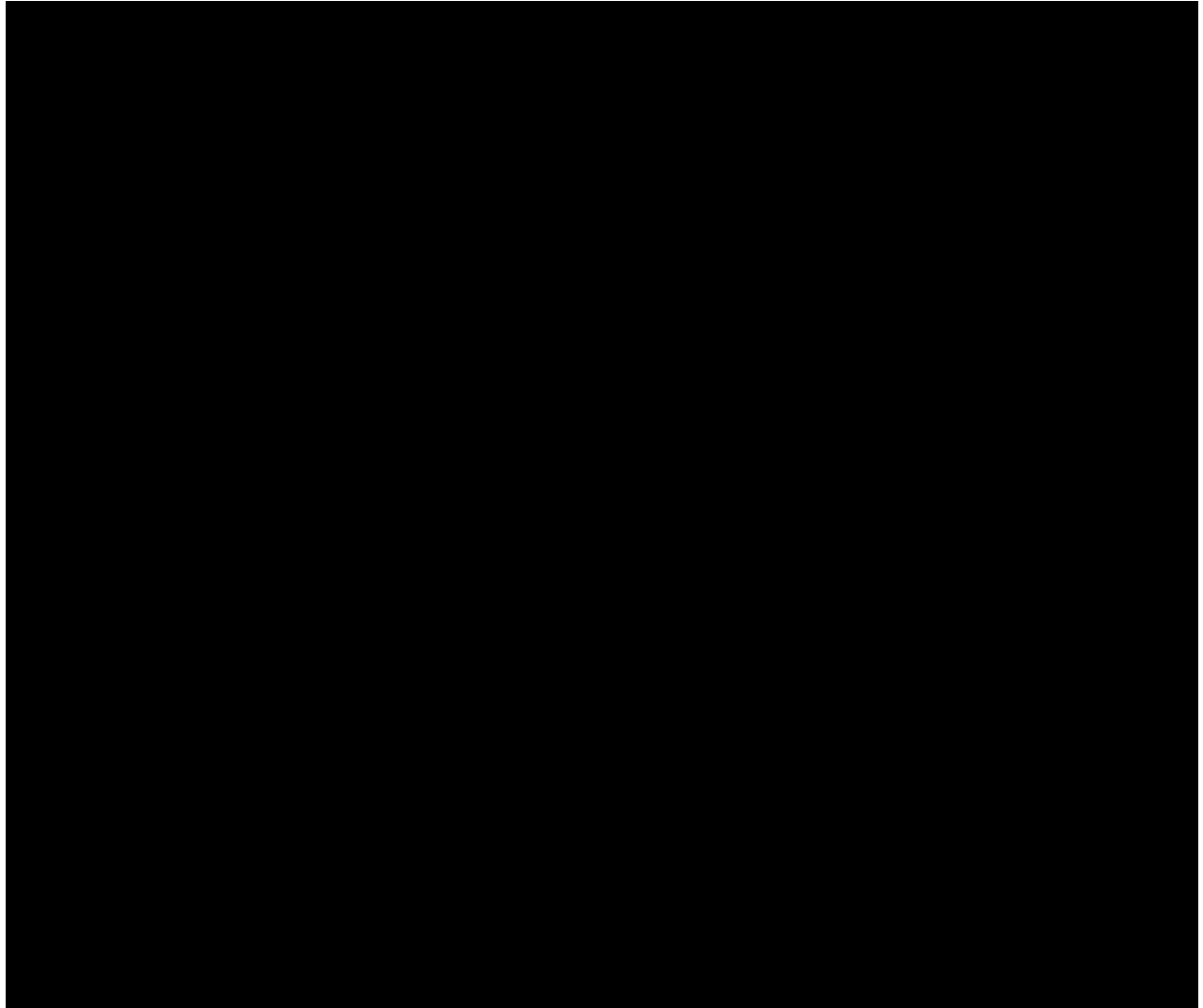
La planificación de la conservación de la biodiversidad marina es fundamental ya que un componente esencial de la megadiversidad de México son los ambientes costeros, oceánicos e insulares. Estos ecosistemas son de importancia crítica ya que en ellos habitan una gran cantidad de especies tanto endémicas como de distribución amplia y al mismo tiempo son sitios importantes de reproducción, anidación, descanso y alimentación de la fauna marina y aves migratorias. Debido a las grandes diferencias en conocimiento y disponibilidad de información sobre la biodiversidad de las diferentes regiones marinas de México, se decidió utilizar la opinión de expertos para la identificación de los sitios prioritarios para la conservación de la biodiversidad marina, que incluye costas, océanos e islas. El resultado final fueron 105 sitios marinos. La delimitación de estos sitios marinos constituye un avance con respecto a las Regiones Marinas Prioritarias (RMP), debido principalmente a que en este ejercicio se hizo una delimitación más detallada y de mayor resolución de los sitios costeros y oceánicos en comparación con las RMP que son áreas generalizadas.

Para el caso del Proyecto, las obras que se construirán en el mar son las que incidirán en el sitio marino prioritario para la conservación de la biodiversidad clasificado por la CONABIO como “importante” por el grado de heterogeneidad ambiental que presenta como: zonas oceánicas, cañones submarinos, aguas costeras, islas, puntas rocosas, acantilados, pastos marinos, bahía, playas, dunas costeras, bancos de sargazo, mantos de macroalgas, praderas de pastos marinos, lagunas costeras, marismas; además de la importancia del sitio como área de alimentación, refugio, reproducción y anidación, desarrollo y crecimiento para diferentes especies, como sitio de reproducción para aves, así como sitio de alimentación, refugio, reproducción, anidación, desarrollo, crecimiento de moluscos, crustáceos, algas, sargazos; y sitio de alimentación de la tortuga verde (*Chelonia mydas*) lobos elefantes marino, y focas; y es zona migratoria de aves y cetáceos.

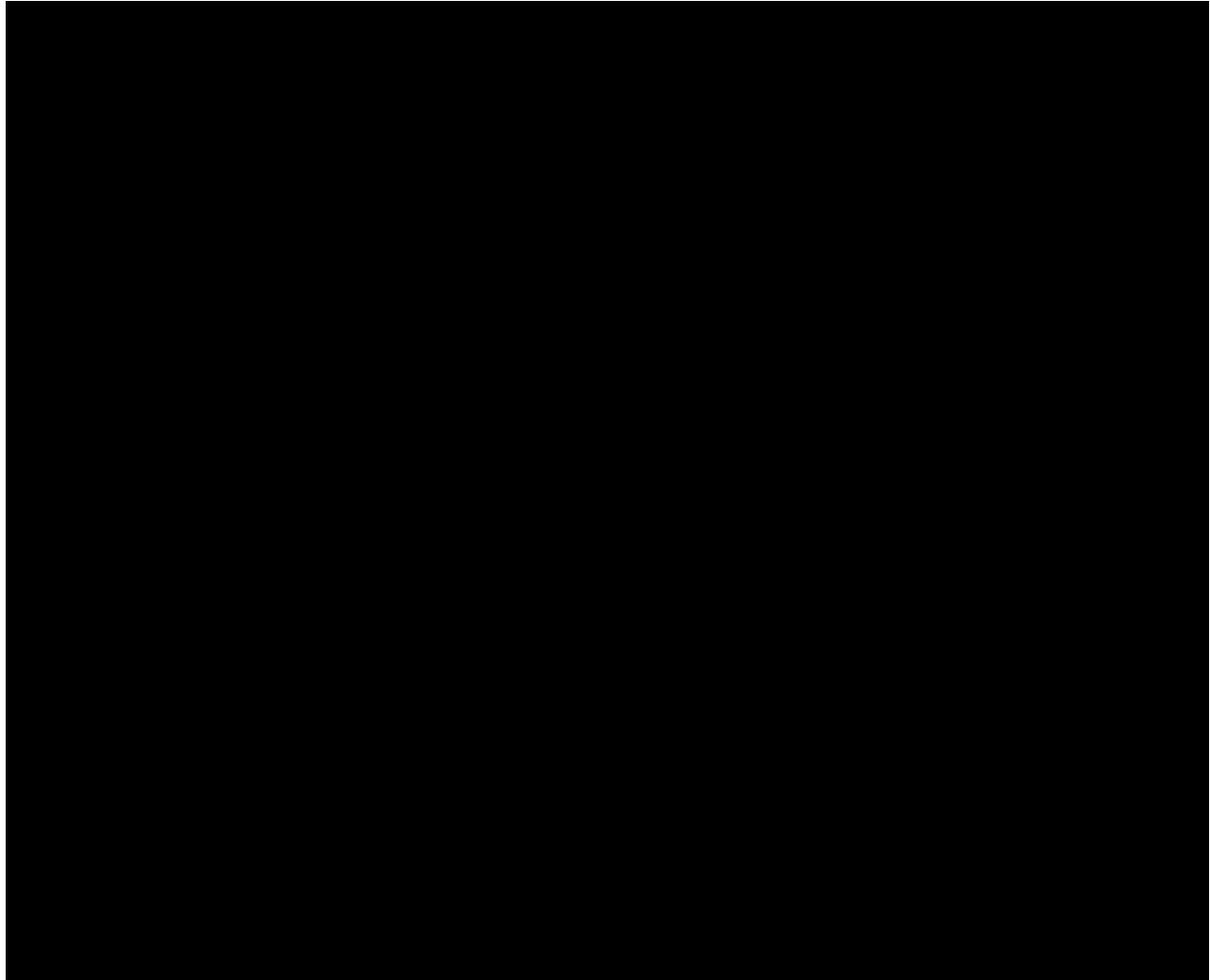
A continuación, se presentan los mapas en donde se puede observar la ubicación del Proyecto respecto a los límites de los Sitios Prioritarios para la Conservación de la Biodiversidad. Los mapas se presentan para mejor apreciación en los Anexos V.1.7, V.1.8 y V.1.9.



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



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



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

I.1.3 Proyecto civil

Este apartado describe los datos, normas, requerimientos, parámetros y criterios de diseño a ser utilizados en el análisis, diseño de estructuras y obras civiles que se llevarán a cabo para el Proyecto.

I.1.3.1 Topografía

La ciudad de Ensenada cuenta con una topografía semiplana muy diversa, desde el tipo cerril y accidentada hasta tipologías semiplanas; con cotas máximas al este de la ciudad de hasta 1126.00 msnm a mínimas al oeste de hasta 0.00 msnm.

De acuerdo con el levantamiento topográfico realizado en el área, las elevaciones, en el Área de Almacenamiento oscilan desde 234.58 msnm hasta 246.86 msnm con una pendiente de 3.00 % aproximadamente en dirección SO-NE. En lo que respecta al Área de Tanques Buffer, las elevaciones varían desde 52.28 msnm como mínima hasta 54.33 msnm, por lo que la pendiente de 2.77% va de SO-NE.

I.1.3.2 Parámetros del Suelo

El diseño se realizará de acuerdo a los resultados obtenidos de la mecánica de suelos, indicados en el “Estudio Geotécnico-Geológico, Geofísico y Sismotectónico” presentado en el Anexo V.3.1.

I.1.3.3 Diseño por Sismo

El análisis sísmico para el diseño de las Estructuras y Cimentaciones estará de acuerdo a lo indicado en el Capítulo C.1.3 del M.D.O.C. CFE “Diseño por Sismo” 2015.

Para el diseño de las Estructuras y cimentaciones de la Terminal se usará el Método Estático, a excepción de estructuras especiales que de acuerdo al manual indicado en el párrafo anterior, requieran ser diseñadas por el Método Dinámico de acuerdo a la caracterización y tipo de estructuras.

Casos en los que se usará el Método Dinámico:

- ⊕ Edificios. - Aquellos que no cumplan los requisitos indicados en el punto 3.3.3 del M.D.O.C.D.S. CFE 2015.
- ⊕ Estructuras industriales. - Aquellas estructuras en las que, por efectos de los modos, se puedan afectar elementos importantes o equipo costoso (3.4.9 del M.D.O.C.D.S. CFE 2015).
- ⊕ Péndulos invertido y apéndices. - Se aplicará el mismo criterio que para edificios (3.5.1 del M.D.O.C.D.S. CFE 2015).

Los parámetros para diseño por sismo, así como los espectros correspondientes, se tomarán de los resultados de los siguientes estudios:

- ⊕ Estudio de Mecánica de Suelos.
- ⊕ Estudio de Peligro Sísmico y Espectro de diseño.

I.1.3.4 Diseño por Viento

Para el sitio donde se ubicará la Terminal el diseño por viento se realizará de acuerdo al Capítulo C.1.4. “Diseño por Viento” del M.D.O.C. de la CFE-2015 con los parámetros siguientes:

Tabla I.10 Parámetros para el diseño por viento.

Parámetros de diseño			
Velocidad regional Tr= 200 años	Vr	120	km/h
Categoría del terreno	Tipo	1	-
Factor de topografía	Ft	1	-
Estructura	Grupo	A	-

El método de diseño dependerá del tipo de estructura que se trate.

El cálculo de la velocidad de diseño (V_D), las fuerzas y presiones, se indicará en la memoria de cálculo particular de cada estructura.

I.1.3.5 Condiciones Climatológicas

Baja California, México.

Altitud	10	MSNM	INEGI
Temperatura máxima extrema	42.0	°C	INEGI
Temperatura de diseño de verano	26.0	°C	
Temperatura de diseño de invierno	4.3	°C	
Temperatura media anual	18.6	°C	INEGI

Precipitación Pluvial

Para el diseño de la Terminal, se tiene las siguientes intensidades de lluvia:

Baja California, México.

Precipitación pluvial media anual	313.7	mm	SMN
Precipitación pluvial diaria máxima	102	mm	SMN
Evaporación medio anual	114	mm	SMN

Estos valores fueron obtenidos del "Informe de Estudio Hidrológico" del Anexo V.3.2.

Tabla I.11 Curvas de Intensidad Duración Periodo de Retorno.

Duración [min]	Intensidad [mm/hr]	Intensidad [mm/hr]
	Tr=10	Tr=100
	Áreas Exteriores	Bloque de Fuerza
5	81.23	123.03
10	60.79	92.08
20	42.39	64.21
30	33.63	50.93
60	22.08	33.44
120	14.17	21.46

I.1.4 Proyecto mecánico

Como parte de la Terminal se instalarán equipos dinámicos (bombas centrífugas principalmente) y estáticos (tanques), los cuales cumplirán con las normas aplicables tanto para su fabricación como para su instalación y operación.

I.1.4.1 Especificaciones de bombas de transferencia

Las bombas cumplirán con los requerimientos del API 610 y tendrán la capacidad de operar adecuadamente para las condiciones requeridas y considerando un incremento del 5% en la cabeza a las condiciones solicitadas en la hoja de datos, con el objetivo de tener la posibilidad de instalar un impulsor más grande o de diferente diseño, en caso de que así se requiera, para garantizar la flexibilidad del sistema.

Con base en lo indicado en el API 610, las bombas serán seleccionadas preferentemente para garantizar una zona de operación desde el 70 % al 120 % del flujo de eficiencia máxima de la bomba.

En caso de que se requiera enfriamiento, este será adecuado para las condiciones atmosféricas del sitio, evitando en todo momento que la tecnología propuesta genere condensados.

Las bombas serán diseñadas para instalación a la intemperie a las condiciones atmosféricas del sitio. En su caso, considerarán alguna protección especial.

El accionado de cada bomba será motor eléctrico, adecuado para instalación y operación en área clasificada.

I.1.4.1.1 Materiales

Los materiales cumplirán los requerimientos indicados en las hojas de datos y los requerimientos del API 610 para Diésel y Gasolina.

I.1.4.1.2 Ruido

El nivel de ruido generado por el paquete será como máximo 85 dB(A) registrado a una distancia de 1 m.

Cuando el nivel de ruido exceda el valor establecido, se considerarán las recomendaciones aplicables siguiendo lo estipulado en la Norma Oficial Mexicana NOM-011-STPS-2001.

I.1.4.1.3 Inspecciones y pruebas

Todos los componentes sujetos a presión serán probados hidrostáticamente a 1.5 veces la Máxima Presión Admisible de Trabajo (MAWP) del equipo a ser probado, independientemente de las condiciones de operación.

Se efectuará prueba de funcionamiento a todas las bombas, operándolas a lo largo de un rango suficiente de caudales que permita obtener la mayor información de las características hidráulicas de las bombas operando a velocidad constante. Un mínimo de cinco (5) puntos de prueba son requeridos incluyendo caudal cero (*shut-off*), mínimo flujo continuo, punto nominal (*rated*), punto de mayor eficiencia (BEP) y final de la curva.

Las bombas operadas a velocidad y caudal nominal (*rated*) serán probadas según las características cotizadas de funcionamiento, dentro de las tolerancias de Nivel A del Instituto Hidráulico (HI).

La velocidad de operación para todas las pruebas estará dentro del 3% de la velocidad nominal (*rated*).

En caso de que se requiera abrir la bomba para realizar una reducción de diámetro de más de 5% del diámetro original con el fin de llegar a la carga requerida, o en caso de corrección de eficiencia, NPSH u operación mecánica, se repetirá la prueba de funcionamiento.

La información de pruebas, incluyendo la curva de operación, será enviada con prontitud a IPIII después de la terminación de cada prueba, para revisión y aprobación por parte de IPIII previo al embarque. Este envío será aparte de la emisión formal de documentos.

En caso de que el rango de NPSH ($NPSH_D - NPSH_R$) sea igual o menor a 0.90m (3 ft), se incluirá como opcional una prueba No Atestiguada de NPSH. La prueba de NPSH será efectuada según el Instituto Hidráulico (HI). No se aplicarán factores de corrección de ningún tipo.

La prueba de NPSH será realizada con agua por medio de bombeo.

La prueba de NPSH considerará al menos tres (3) puntos de toma de datos incluyendo mínimo flujo continuo, caudal nominal (*rated*) y punto de mayor eficiencia (BEP).

Se mantendrá la siguiente información disponible:

- ⊕ Todas las certificaciones de material especificada, como Certificados de Material.
- ⊕ Órdenes de compra para todos los componentes indicados en la Lista de Materiales.
- ⊕ Prueba de funcionamiento para verificar el cumplimiento de los requerimientos de las especificaciones.
- ⊕ Resultados de las actividades de Aseguramiento de Calidad.

I.1.4.2 Especificaciones de tanques de almacenamiento

Los materiales fabricados bajo alguna especificación diferente de las listadas en esta sección, se pueden emplear siempre y cuando tengan características equivalentes o superiores, previa aprobación de IPIII.

Los aceros que se recomienda utilizar son los siguientes:

- ⊕ Para estructuras del tanque: ASTM A 36/A 36M; A 131/A 131M o equivalente.
- ⊕ Para el cuerpo del tanque y placas de refuerzo: A-283 Grado C o equivalente.
- ⊕ Para escaleras y barandales: ASTM A 36/A 36M.

Las soldaduras de las placas que forman el tanque se efectuarán con un 100% de penetración y serán inspeccionadas en cumplimiento con lo solicitado en el API 650.

El diseño cumplirá con lo indicado en el Manual de Obras Civiles de CFE en su última edición tanto para Diseño por Sismo como Diseño por Sismo.

Diseño por Sismo:

El diseño por sismo se efectuará conforme al Manual de Diseño de Obras Civiles, capítulo C.1.3.

Diseño por Viento:

El diseño por viento se efectuará conforme al Manual de Diseño de Obras Civiles, capítulo C.1.4. Adicionalmente se considera como base lo siguiente:

- ⊕ Clasificación de estructura según su importancia: Grupo "A".
- ⊕ Equipo localizado a la intemperie.
- ⊕ Distancia desde la base del equipo hasta el piso: 1 m.
- ⊕ Resistencia del concreto a 28 días: 350 kg/cm².
- ⊕ Carga viva en plataformas: 122 kg/m².

- ⊕ No coincidirá el periodo natural de vibración del equipo con el del terreno, para evitar el fenómeno de resonancia.

Los datos indicados anteriormente pueden variar una vez realizado un análisis detallado.

De manera adicional, el fabricante cumplirá con los siguientes requerimientos:

- ⊕ Proporcionar calibración volumétrica.
- ⊕ Todos los accesorios soldados al equipo, serán del mismo material de la parte donde se localice.
- ⊕ Se suministrarán los accesorios a continuación descritos conforme a sus estándares; cumpliendo siempre, como mínimo lo siguiente:
 - Placa de nombre
 - Orejas para conexión a tierra
 - Soportes para tubos distribuidores (no soldados al fondo)
 - Acabado en superficie bajo empaque de boquillas: 125 Ra
 - Escalera helicoidal, plataforma y barandales
- ⊕ Será responsabilidad del fabricante, el diseño y suministro de las placas de refuerzo, para las boquillas, bajo los requerimientos del API-650.
- ⊕ El tanque contará con entrada hombre, la tapa será de peso liviano para evitar lesiones al operario y su diámetro máximo de 42".

Recuperación de vapores:

La boquilla de recuperación de vapores será hermética aun cuando sea conecta con el codo de retorno de vapores hacia el auto tanque durante la operación de descarga del producto, lo cual se conoce como fase I de recuperación de vapores y lo llevarán instalado todos los tanques de almacenamiento superficiales.

Consiste en un conjunto de accesorios, tuberías, mangueras y conexiones especialmente diseñados para recuperar los vapores de petrolíferos producidos en la operación de transferencia de gasolinas del tanque de almacenamiento al auto tanque. Contempla la Fase I.

Venteo normal:

Los venteos normales de los tanques de almacenamiento se instalarán de acuerdo a los siguientes criterios: En petrolíferos líquidos con temperatura de inflamación mayor a 60°C (combustible diésel) se utilizarán boquillas para venteos con arrestador de flama o válvula de venteo. Los petrolíferos líquidos con temperatura de inflamación menor a 60 °C (gasolinas) contarán con válvulas de presión/vacío.

Por ningún motivo quedará oculta o bloqueada la sección superficial de los venteos de tanques de almacenamiento.

I.1.5 Proyecto sistema contra-incendios

Los sistemas de seguridad tienen como propósito principal minimizar o reducir los efectos y/o daños al personal y a las instalaciones, que pueden presentarse durante un incendio relacionado con los procesos de almacenamiento y distribución propios de la operación de las terminales de almacenamiento y reparto de petrolíferos y petróleo. Los sistemas de seguridad son primordiales en este tipo de terminales ya que los riesgos que se presentan son muy altos.

I.1.5.1 Sistema de agua contra incendio incluyendo cobertizo

El agua requerida para la red contra incendio será agua de mar. El agua de mar se tomará de una captación específicamente diseñada para suministro de agua contra incendios. Esta captación se localizará en la zona marina, próxima a los ductos de llegada de combustible y será enviada al tanque contra incendio por un paquete de bombas para este fin, la cual arrancará de manera manual desde el panel local cuando alarme por bajo nivel, y parará de manera automática mediante el transmisor de nivel del tanque de agua contra incendio al llegar a su nivel normal de operación.

El tanque de agua contraincendios, tendrá capacidad para atender el evento de mayor demanda más un 10% adicional.

Se dispondrá de los medios necesarios para poder llenar el tanque, después de un evento en un tiempo no mayor a 4 horas.

El sistema de bombeo para servicio contraincendios, proporcionará el agua en la cantidad y presión suficientes para cubrir los requerimientos totales de agua que demande el riesgo mayor estimado en el centro de trabajo. Las bombas principales del sistema contra incendio se instalarán en un cobertizo localizado convenientemente alejado de los equipos de procesos, su ubicación es estratégica, para que no sean susceptibles de sufrir daños durante incendios o emergencias.

El cobertizo del sistema de bombeo será construido con materiales no combustibles, con los espacios necesarios para facilitar la operación y el mantenimiento de los equipos, considerando la iluminación adecuada a los requerimientos de la Norma Oficial Mexicana NOM-025-STPS-2008. Además, tendrá un sistema de iluminación de emergencia.

El equipo de bombeo del sistema contra incendio y sus accesorios, cumplirán con los requerimientos de diseño y fabricación de NFPA 20 y serán para servicio específico de protección contra incendio con certificación UL. Las bombas principales contra incendio serán tipo paquete y estarán impulsadas por motor de combustión interna; serán diseñadas al 50% de la capacidad de flujo requerida por el sistema contra incendio. La presión de descarga de estas bombas asegurará el suministro de agua en el punto más lejano del sistema, así mismo se contará con una bomba de reserva también impulsada por motor de combustión interna con características similares de presión de descarga y de flujo a las bombas principales.

Con la finalidad de mantener presurizada la red contraincendios se dispondrán de 2 bombas *jockey* una principal y otra de reserva; lo anterior para tener la flexibilidad ante una operación de mantenimiento. Estas bombas serán tipo paquete y no es requerido que sean calificadas UL.

El paquete de bombas contraincendios incluirá:

- ⊕ Medidor de flujo, el cual será instalado en el cabezal de pruebas, y tendrá la capacidad para realizar las pruebas de flujo requeridas por NFPA 20 a cada una de las bombas contra incendio.
- ⊕ Válvula de alivio de presión, se incluirá en paquete de bombas contra incendio válvula de alivio de presión lista o aprobada por UL o equivalente, del tipo resorte o diafragma

por medio de piloto, la válvula estará dimensionada de acuerdo a la capacidad de flujo de la bomba, de acuerdo con NFPA 20.

I.1.5.2 Sistema de Espuma Mecánica

El sistema de espuma mecánica es responsable de liberar el compuesto de espuma y mezclarlo con agua de la red de contra incendio para su inyección a la parte superior y periferia (dique) de los tanques de almacenamiento de producto y mitigar el fuego presente y proteger ante la propagación al producto contenido.

I.1.5.3 Sistema de Detección de Humo y Supresión

El sistema de detección de humo y supresión estará integrado por un Panel de Detección de Humo para la protección de los edificios administrativos, de control y eléctricos. El sistema será conectado al Sistema de gas y fuego de la Terminal a través de protocolo Modbus TCP a fin de supervisar el estado y las condiciones de los sistemas de protección de los edificios.

I.1.5.4 Extintores portátiles

La Terminal contará con equipo portátil contra incendio, los extintores portátiles están planeados como una primera línea de defensa contra incendio de proporciones iniciales.

El equipo portátil de extinción cumplirá con todos los requerimientos establecidos la Norma Oficial Mexicana NOM-002-STPS-2010, “Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo” y Código NFPA-10, “*Standard for Portable Fire Extinguishers*” en su última edición.

El agente de extinción será de acuerdo al tipo de fuego y clasificación de riesgo:

- ⊕ Clase A. Son los fuegos en materiales combustibles comunes como maderas, tela, papel, caucho y muchos plásticos.
- ⊕ Clase B. Son los fuegos líquidos inflamables y combustibles. Grasas de petróleo, alquitrán, bases de aceite para pinturas, solventes, lacas, alcoholes y gases inflamables:
- ⊕ Clase C. Son incendios en sitios que involucran equipos eléctricos energizados.

Se distribuirán alrededor de la Terminal extintores montados en carretilla de 56.7 kg (125 lb) de polvo químico seco a base de bicarbonato de potasio para las zonas o áreas en que se almacenen o manejen petrolíferos inflamables, para áreas comunes se emplearán extintores portátiles de polvo químico seco a base de fosfato mono amónico de 9.0 kg (20 lb), mientras que para las áreas donde el riesgo de incendio sea del tipo eléctrico los extintores portátiles serán a base de dióxido de carbono (CO₂) de 9.0 kg (20 lb).

Los extintores se colocarán en lugares visibles, de fácil acceso y libres de obstáculos, de tal forma que el recorrido hacia el extintor más cercano, tomando en cuenta las vueltas y rodeos necesarios para llegar a uno de ellos, no exceda de 50 pies (15.25 m) desde cualquier lugar ocupado en el centro de trabajo para fuego tipo B. Para fuego tipo A, C y D en áreas en donde el riesgo es alto, la distancia de recorrido hacia el extintor más cercano, tomando en cuenta las vueltas y rodeos necesarios para llegar a éste, no excederá de 75.46 pies (23 m).

En el área de la Monoboya de anclaje se suministrarán dos extintores portátiles de polvo químico seco de 9 Kg (20 Lb), el material de dicho cilindro será de fibra de vidrio; herméticos y con bisagras de acero inoxidable.

I.1.5.5 Hidrantes y monitores

Los hidrantes serán de 6", con dos conexiones de 2 x 1/2", equipadas de racor de conexión rápido, compatible con el estándar local de bomberos. Cada conexión de 2 1/2" contará con una válvula de corte con regulación de presión, para limitar la presión máxima en mangueras a 100 PSI.

En la parte superior del hidrante se instalará una reducción de 3", para la conexión de un monitor manual, Aquellos hidrantes que tengan monitor, se dotarán de una brida ciega en esta conexión de 3"

Dado que se utilizará agua de mar, los hidrantes se ejecutarán en tubería A0E1 (GRE) o tubería A1A1 (acero carbono), protegida interiormente con capa de polietileno o protección plástica similar. Los monitores manuales serán de bronce marino en su totalidad.

Para los monitores de la zona de bombeo, la lanza del monitor será autoaspirante, para aspirar espumógeno AFFF-AR de un tanque situado a pie del mismo.

En la zona de almacenamiento, la dosificación se hará mediante dosificador en línea, pero igualmente, se dotarán de lanza autoaspirante, para uniformizar los modelos en el complejo.

Los planos de la red y sistema contra incendio en el Área de Tanques Buffer (en plano Área de Bombeo) y del Área de Almacenamiento, se encuentran en el Anexo V.1.10.

I.2 Descripción detallada del proceso

Instalaciones Marinas

Los petrolíferos llegarán a la Terminal mediante buques tanque que atracarán en la Monoboya tipo CALM (SPM) la cual será el punto de amarre de los buques tanque, así como el punto de interconexión de las tuberías flexibles provenientes del manifold del buque tanque y las tuberías flexibles que conectan de la Monoboya hacia el PLEM localizado en el lecho marino a una profundidad de aproximadamente 45 m.

La recepción de los productos se hará a través de tres ductos dedicados para cada producto, un ducto para las Gasolinas Regular y Premium, el segundo para Diésel y el tercero para Turbosina.

La Monoboya tipo CALM se diseñará de acuerdo con los requisitos de la American Bureau of Shipping (ABS) "Reglas para la construcción y clasificación de amarres de punto único", para obtener la clasificación "A1 Single Point Mooring" (SPM).

Una Monoboya tipo CALM consiste en una boya flotante anclada al lecho marino por patas catenarias de cadena que están aseguradas a anclas o pilotes. Uno o más amarres elásticos mantienen el buque tanque sujeto a la plataforma giratoria de 360 grados ubicada en la parte superior de la boya a través de un rodamiento. Este rodamiento permite que la plataforma

giratoria se adapte para que el buque pueda ocupar la posición de menor resistencia al clima imperante en todo momento durante el proceso de descarga.

La Monoboya contará con elementos como brazo de amarre, contrapesos, sistema de rodamiento, líneas de proceso (brazos de tuberías para conexiones flexibles al buque, distribuidor central y válvulas), ayudas de navegación (salvaguardas visuales y audibles, reflector de radar pasivo y un transpondedor), ayudas de mantenimiento (aparejo neumático), equipo de seguridad (boyas de vida, extintores de polvo químico seco), sistema de protección catódica, pilas y piernas de anclaje, guindaleza de amarre, mangueras flotantes, mangueras submarinas, sistema hidráulico, panel solar para la generación de energía eléctrica, sistema de banco de baterías 12VCD para los elementos de la boya y un sistema de telemetría y control remoto.

El sistema de radio telemetría y control remoto de la Monoboya CALM considera el monitoreo de variables de presión y temperatura de productos, posición de válvulas, dirección y velocidad del viento, estatus del sistema de baterías, presión y temperatura en el sistema hidráulico, video monitoreo, entre otras señales.

La red troncal del sistema estará formada por el suministro de una red de telemetría UHF con transceptores ubicados en la sala de control en tierra, la Monoboya CALM y la unidad portátil llevada a bordo del buque tanque. La ruta de comunicación se realizará a través de un único canal de frecuencia UHF con la transmisión de video CCTV en tiempo real transmitida en cuatro (4) canales en la banda de 5,6Ghz.

El PLEM (cabezal submarino integrado por tuberías, válvulas ESDV's y bridas) interconectará las mangueras flexibles provenientes de la Monoboya con el inicio de los 3 ductos marinos de diámetros de 20" y longitud aproximada de 1.69 km, los cuales transferirán los productos petrolíferos hasta el área de tanques Buffer.

El sistema de control de telemetría permite acciones de apertura/cierre de las válvulas ESDV's del PLEM desde cualquiera de los 3 puntos de monitoreo (sala de control terrestre, Monoboya y buque tanque) a través del accionamiento del sistema hidráulico ubicado en la Monoboya.

En tierra, al final de cada ducto se instalará un patín de medición de transferencia de custodia, el ducto de Turbosina contará con filtro coalescente antes del arribo al patín de medición, una vez medidos los productos serán enviados a los tanques buffer.

Como se ha mencionado, los productos petrolíferos descargados desde los buques tanque son: Gasolina Regular, Gasolina Premium y Diésel durante la Fase I y Gasolina Regular, Gasolina Premium, Diésel y Turbosina a lo largo de la Fase II, los cuales llegarán por ductos marinos al Área de Tanques Buffer, desde donde serán bombeados al Área de Almacenamiento. Habrá cuatro tanques buffer con capacidad de 5,000 barriles cada uno. La distancia entre los mismos y el Área de Almacenamiento a donde se conducirá el producto es de aproximadamente 3,000 m.

La transferencia de los productos líquidos desde los buques tanque se llevará a cabo a partir de un *Single Point Mooring System* (SPM), el cual se localizará en la zona marina, aproximadamente a 1.69 km offshore (*costa afuera*).

Podrán atracar buques tanque de hasta 350 Mb de capacidad. El caudal de descarga de los productos petrolíferos será de 6,000 GPM, equivalente a un tiempo máximo de descarga

máximo de 200 Mb de cada producto en 24 horas y será necesario un ducto marino de aproximadamente 1.69 km por producto, siendo necesarias 3 líneas marinas una para la transferencia a tierra de gasolinas, otra para Diésel y una línea adicional para la transferencia a tierra de Turbosina. Podrán descargarse del buque hasta dos productos a la vez Gasolina Regular o Premium, Diésel o Turbosina.

Adicionalmente, el sistema de ductos mar – tierra tendrá una línea umbilical de 8" para la instalación del sistema de potencia hidráulica, para la apertura o cierre de las válvulas submarinas con actuadores de doble acción situadas en el PLEM.

Área de Tanques Buffer

Los petrolíferos conducidos a tierra (Gasolina Regular, Gasolina Premium, Diésel y Turbosina) serán transferidos y medido su caudal en un patín de medición a cuatro tanques buffer de 5,000 barriles de capacidad cada uno, para desde allí ser transportados hasta el Área de Almacenamiento.

La configuración de las instalaciones buffer en la Fase I y Fase II se muestra en la siguiente tabla.

Tabla I.12 Configuración de tanques buffer en la Fase I y Fase II.

Área de Tanques Buffer	Tanques	Capacidad Total Fase I	Capacidad Total Fase II	Capacidad Total de la Terminal
		(Mb)	(Mb)	(Mb)
Gasolina Regular	TB1	5		5
Gasolina Premium	TB2	5		5
Diésel	TB3	5		5
Turbosina	TB4		5	5
Total Área de Tanques Buffer		15	5	20

Desde los tanques buffer, los productos serán transferidos hasta el Área de Almacenamiento. Para ello, serán necesarias una serie de bombas booster que permitirán impulsar los productos desde el Área de Tanques Buffer hasta el Área de Almacenamiento (situados a aproximadamente 3,000 m de distancia y con un desnivel de aproximadamente 230 m). Concretamente, se requieren tres bombas booster (dos bombas en operación más una bomba en reserva) para cada servicio:

- ⊕ 3 Bombas para Gasolina Regular P-0101 A/B/R (Fase I)
- ⊕ 3 Bombas para Gasolina Premium P-0102 A/B/R (Fase I)
- ⊕ 3 Bombas para Diésel P-0103 A/B/R (Fase I)
- ⊕ 3 Bombas para Turbosina P-0104 A/B/R (Fase II)

Cada bomba suministrará 3,000 GPM, aproximadamente el 50% del caudal nominal y tendrá una presión de descarga aproximada de 400 psig.

Los patines de medición, por su parte contarán al menos con los siguientes elementos:

- ⊕ Válvula de entrada con actuador motorizado: Las válvulas se encontrarán a la entrada de los patines de medición para dirigir el flujo de acuerdo con las necesidades de carga y descarga de producto.
- ⊕ Filtros: Se contemplan filtros tipo canasta a la entrada de cada tren de medición incluyendo sus transmisores de presión diferencial con señal al cuarto de control. La

- función de los filtros será evitar la entrada de partículas al medidor tipo másico disminuyendo los errores de medición y daños del equipo.
- ⊕ Tanque eliminador de aire, en el caso de los sistemas de recepción por auto tanque.
 - ⊕ Medidor de flujo másico: Los medidores de flujo y densidad tipo másico con tecnología Coriolis o desplazamiento positivo.
 - ⊕ Transmisor Indicador de Presión.
 - ⊕ Transmisor Indicador de Temperatura.
 - ⊕ Indicadores locales de presión y temperatura locales con los rangos de acuerdo a las condiciones del proceso.
 - ⊕ Computadores de Flujo: obtendrá los valores de los datos de entrada, y deberá calcular las variables, tales como: caudal instantáneo, caudal acumulado, valores corregidos, además de las cantidades de presión, temperatura y densidad.
 - ⊕ Válvulas de salida con actuador motorizado.

Para la Turbosina, se contará con un patín con filtros tipo coalescentes.

Los tanques contarán con transmisores de temperatura, con la finalidad de monitorear las condiciones del producto almacenado. Cada tanque además tendrá un sistema de medición de nivel, constituido por equipos tipo radar e interruptores mecánicos, con alarmas configuradas por muy alto, alto, bajo y muy bajo nivel. Este sistema mandará señales de apertura y cierre de las válvulas de entrada y salida al tanque en caso de muy alto o muy bajo nivel, según corresponda, con la finalidad de no exceder su nivel de seguridad y de no disminuir el mismo más allá del requerido por las bombas de descarga del tanque.

Los venteos atmosféricos de los tanques contarán con cubierta de protección contra la intemperie (evitando bloquearlo) y serán dimensionados para evitar una presurización en los tanques. Desde los tanques buffer, saldrán cabezales de tuberías que conducirán los productos hacia las bombas booster, a través de ductos de 20" a la succión y 16" a la descarga, las cuales permitirán transportar los productos hacia el Área de Almacenamiento para su posterior traslado al Área de Llenaderas de auto tanques.

A la descarga de buque tanque y antes de ser recibido el producto en el Área de Tanques Buffer se medirá la cantidad de producto, para posteriormente conducirlo a los tanques buffers respectivos mediante la alineación de las válvulas automáticas correspondientes, cuya apertura y cierre será en forma remota. En el caso de la Turbosina recibida se realizará una filtración y posteriormente la medición.

Área de Almacenamiento

Los productos serán conducidos a través de ductos terrestres, desde el Área de Tanques Buffer hasta el Área de Almacenamiento, en la cual serán almacenados de acuerdo a la distribución de tanques mostrada en la siguiente tabla:

Tabla I.13 Configuración de tanques del Área de Almacenamiento en la Fase I y Fase II.

Área de Almacenamiento	Tanques	Capacidad total Fase I	Capacidad total Fase II	Capacidad Total de la Terminal
		(Mb)	(Mb)	(Mb)
Gasolina Regular	TR1	150		150
	TR2	147.5		147.5
	TR3	135		135
	TR4	130		130
	TR5		50	50
	TR6		50	50
	Gasolina Regular Total	562.5	100	662.5
Gasolina Premium	TP1	110		110
	TP2	75		75
	Gasolina Premium Total	185		185
Diésel	TD1	55		55
	TD2	55		55
	TD3	43.75		43.75
	TD4	43.75		43.75
	TD5		50	50
	Diésel Total	197.5	50	247.5
Turbosina	TJF1 A		50	50
	TJF1 B		50	50
	TJF2 A (Filtrado)		5	5
	TJF2 B (Filtrado)		5	5
	Turbosina Total		110	110
Total		945	260	1205

En el Área de Almacenamiento, se realizará el filtrado de Turbosina, obteniéndose la Turbosina Filtrada indicada en la tabla anterior. Por otro lado, en la Terminal habrá tanques para almacenamiento de Etanol y producto rechazado o Transmix desde auto tanques, los cuales serán almacenados de acuerdo a la configuración mostrada en la siguiente tabla.

Tabla I.14 Configuración de tanques auxiliares del Área de Almacenamiento en la Fase I y Fase II.

Área de Almacenamiento	Tanques	Capacidad Total Fase I	Capacidad Total Fase II	Capacidad Total de la Terminal
		(Mb)	(Mb)	(Mb)
Etanol	TE1		35	35
	TE2		35	35
	Etanol Total		70	70
Producto Rechazado (Transmix)	TRP1	5		5
	TRP2	5		5
	TRP3		5	5
	Producto Rechazado (Transmix) Total	10	5	15

Todos los tanques de almacenamiento serán atmosféricos y diseñados de acuerdo al API 650. Serán construidos de acero al carbón, con techo tipo domo y membrana interna de aluminio en el caso de los tanques de Gasolina Regular y Gasolina Premium (Norma Oficial Mexicana NOM-006-ASEA-2017). Su nivel de operación será aproximadamente al 80% de su capacidad nominal y, en todos los casos, dispondrán de bombas para la impulsión de su contenido hacia las llenaderas de auto tanques. También contarán con venteos atmosféricos, que dispondrán de una cubierta de protección contra la intemperie.

Los tanques contarán con transmisores de presión y temperatura, con la finalidad de monitorear las condiciones del producto almacenado. Cada tanque además tendrá un sistema de medición de nivel, constituido por equipos tipo radar e interruptores mecánicos, con alarmas configuradas por muy alto, alto, bajo y muy bajo nivel, este sistema mandará señales de apertura y cierre de las válvulas de entrada y salida al tanque en caso de muy alto o muy bajo nivel, según corresponda, con la finalidad de no exceder el nivel de seguridad del tanque y de no disminuir el nivel más allá del requerido por las bombas de descarga del tanque.

La Terminal contará con un Sistema de Paro por Emergencia (SPE) que activará el cierre de las válvulas en caso de fuego en las instalaciones o por condiciones anormales en el proceso de almacenamiento y reparto de los productos.

Los venteos atmosféricos de los tanques contarán con cubierta de protección contra la intemperie (evitando bloquearlo) y serán dimensionados para evitar una presurización en los tanques.

Las válvulas en las líneas de salida de productos de los tanques de almacenamiento serán automáticas para que la alineación de los tanques a las bombas y de estas a las posiciones de llenado se realice de forma remota y mediante líneas independientes para cada uno de los productos.

El bombeo de los diferentes productos hacia las islas de carga de cisternas o auto tanques se efectuará mediante tres bombas (dos bombas en operación más una bomba en reserva, suministrando cada bomba el 50% del caudal nominal).

Se consideran tres bombas para cada uno de los productos almacenados (número definitivo de bombas a definir durante Ingeniería de Detalle), las cuales habrán de disponerse de la misma forma que los tanques del Área de Almacenamiento:

- ⊕ 3 Bombas para Gasolina Regular P-0201 A/B/R (Fase I)
- ⊕ 3 Bombas para Gasolina Premium P-0202 A/B/R (Fase I)
- ⊕ 3 Bombas para Diésel P-0203 A/B/R (Fase I)
- ⊕ 3 Bombas para Turbosina P-0204A/B/R (Fase II)
- ⊕ 3 Bombas para Turbosina filtrada P-0205 A/B/R (Fase II)
- ⊕ 3 Bombas para Etanol P-0206 A/B/R (Fase II)
- ⊕ 3 Bombas para Producto Rechazado (Transmix) P-0209 A/B/R (Fase II)

Además, se consideran bombas para la descarga de Etanol y Transmix de los auto tanques, así como, patines de medición:

- ⊕ 2 Bombas para Etanol P-0311 A/R (Fase II) de 600 GPM
- ⊕ 2 Bombas para Producto Rechazado (Transmix) P-0312 A/R (Fase II) de 800 GPM

Cada línea de llenado tendrá un caudal para cargar auto tanques de 300 barriles en 15 minutos (aproximadamente a 800 GPM).

Se contará con sistemas de bombeo independientes para cada producto, tanto para carga/descarga de auto tanques. Las bombas cumplirán con los requerimientos del API 610. El fluido del sello proveerá una barrera de protección entre la flecha de la bomba y el medio ambiente. Se asegurará que exista sello aún con la bomba fuera de operación. Los tanques

contarán con interruptores por bajo nivel, los cuales mandarán a paro las bombas asociadas cuando se detecte esta condición, y eviten una condición de riesgo por cavitación del equipo rotativo.

La presión de succión será adecuada para que las bombas operen, en caso de baja presión de succión, la bomba se detendrá mediante interruptores por muy baja presión. Para proteger a los equipos, en la succión se contará con transmisores indicadores de presión (PIT) conectados al Sistema de Control Distribuido (SCD), con alarmas de alta y baja presión. En la descarga, las bombas contarán con otro PIT, con alarma por alta y baja presión, con envío de señales al SCD. Una señal de alta presión de descarga en las bombas causará una alarma en el cuarto de control para que el operador revise la operación de la bomba.

Se consideran cinco llenaderas o islas de carga con un total de cuatro líneas de carga, una para cada fluido en cada isla, pudiendo estar todas las islas en operación; el caudal requerido para que cada línea de carga pueda suministrar 300 barriles en 15 minutos a un auto tanque equivale a 3,360 GPM totales. La presión de descarga aproximada de cada bomba será de 64 psig, a verificar con el cálculo hidráulico. La quinta isla se utilizará para carga/descarga de Transmix y para descarga de Etanol.

Los productos Gasolina Regular, Gasolina Premium, Diésel y Turbosina serán bombeados desde el Área de Almacenamiento hasta las islas de carga de auto tanques. El Etanol se adicionará a las Gasolinas Regular y Premium antes de su carga en auto tanques. El Transmix, por su parte será enviado a otros auto tanques para su disposición final.

Área de Llenaderas

La Terminal contará con cinco bahías o islas para la descarga de productos en auto tanques. En cada bahía, existirá una línea de llenado de Gasolina Regular, Gasolina Premium, Diésel y Turbosina, una línea de llenado por cada producto con los correspondientes brazos de llenado de auto tanques. La quinta isla descargará Etanol y cargará Transmix.

Las bahías o islas de carga o llenaderas serán capaces de cargar el Diésel y la Turbosina, así como las Gasolinas Regular y Premium después de haber sido aditivados y de descargar el producto rechazado.

En cada una de las llenaderas habrá una conexión para recuperación de los vapores desplazados durante el llenado del auto tanque, los cuales, serán enviados a una unidad de recuperación de vapores.

Los productos se suministrarán desde las bombas de los tanques de almacenamiento y contarán con válvula de corte de emergencia que actuará con el sistema de detección de fuego, detección de gas, por condiciones anormales en el proceso o por acción manual del botón de paro.

De forma previa a la introducción de la Gasolina en las bahías de carga, se realizará la medición y dosificación del Etanol conducido desde los tanques de almacenamiento. La cantidad de Etanol a aportar a la Gasolina dependerá de las propiedades de la Gasolina.

El Etanol será suministrado a la Terminal, al igual que el Transmix, mediante auto tanques y conexiones con mangueras, serán bombeados y medidos hasta los tanques de almacenamiento para su posterior bombeo para, en el caso del Etanol, ser mezclado con la

Gasolina en el Área de Llenaderas de auto tanques y, en el caso del Transmix, ser transferido a un auto tanque para su disposición final.

De forma previa a la introducción de los petrolíferos en los auto tanques, se llevará a cabo la inyección de los aditivos correspondientes a cada uno. Dicha inyección se efectuará justo antes de la entrada de la Gasolina Regular, Premium, Diésel y Turbosina a los brazos de llenado.

Los sistemas de medición para cada bahía de carga/descarga estarán integrados por filtros tipo canasta (coalescente para la turbosina), cada uno con su respectivo transmisor indicador de presión diferencial, el cual, enviará una señal al SCD; medidores de flujo másico, transmisor indicador de temperatura, transmisor indicador de presión y válvula de control de flujo (FCV). Los medidores constarán de un transmisor indicador de flujo con envío de señales al SCD y alarmas por bajo y alto flujo. Además, el sistema de medición incluirá tanque eliminador de aire, válvula *check*, válvula electrohidráulica, válvula de bloqueo a tanque con indicador de posición (abierta-cerrada) y válvula de bloqueo de auto tanques.

Los tanques de aditivación con los aditivos requeridos, de acuerdo con la especificación exigida por el cliente, serán conducidos a las islas de carga por medio de camiones o paquetes contenerizados.

Antes de realizar la inyección de los aditivos, se efectúa el proceso de medición en cada bahía de carga. Los sistemas de medición estarán integrados por filtros tipo canasta, cada uno con su respectivo transmisor indicador de presión diferencial que envía señal al Sistema de Control Distribuido; medidores de flujo másico, transmisor indicador de temperatura, transmisor indicador de presión y válvula de control de flujo. Los medidores constarán de un transmisor indicador de flujo con envío de señales al Sistema de Control Distribuido y alarmas por bajo y alto flujo.

El equipo encargado de controlar la carga/descarga y registrar todas las variables del sistema de medición en cada posición se denomina Unidad de Control Local (UCL).

Todas las Unidades de Control Local estarán conectadas al Sistema de Control Distribuido. Si alguna de las unidades de control local llegara a fallar, no se interrumpirá el funcionamiento de las otras, ni la comunicación de éstas con los servidores.

La Unidad de Control Local almacenará en su memoria interna, por lo menos, los siguientes datos operativos por cada transacción:

- ⊕ Número de operación
- ⊕ Número de posición de descarga
- ⊕ Producto
- ⊕ Cantidad de carga/descarga programada (masa y volumen)
- ⊕ Cantidad neta medida compensada de 4 a 20 °C de acuerdo con el estándar ISO 91-2 (masa y volumen)
- ⊕ Temperatura promedio de carga (°C).
- ⊕ Flujo promedio de carga (masa y volumen)
- ⊕ Factor K del medidor (pulsos/unidad de volumen)
- ⊕ Fecha de inicio de la carga/descarga
- ⊕ Fecha de fin de la carga/descarga
- ⊕ Hora de inicio de la carga/descarga

Hora de fin de la carga/descarga

La siguiente figura muestra el Diagrama de Flujo de Proceso principal, mismo que se encuentra en el Anexo V.1.11 junto con el resto de la serie.

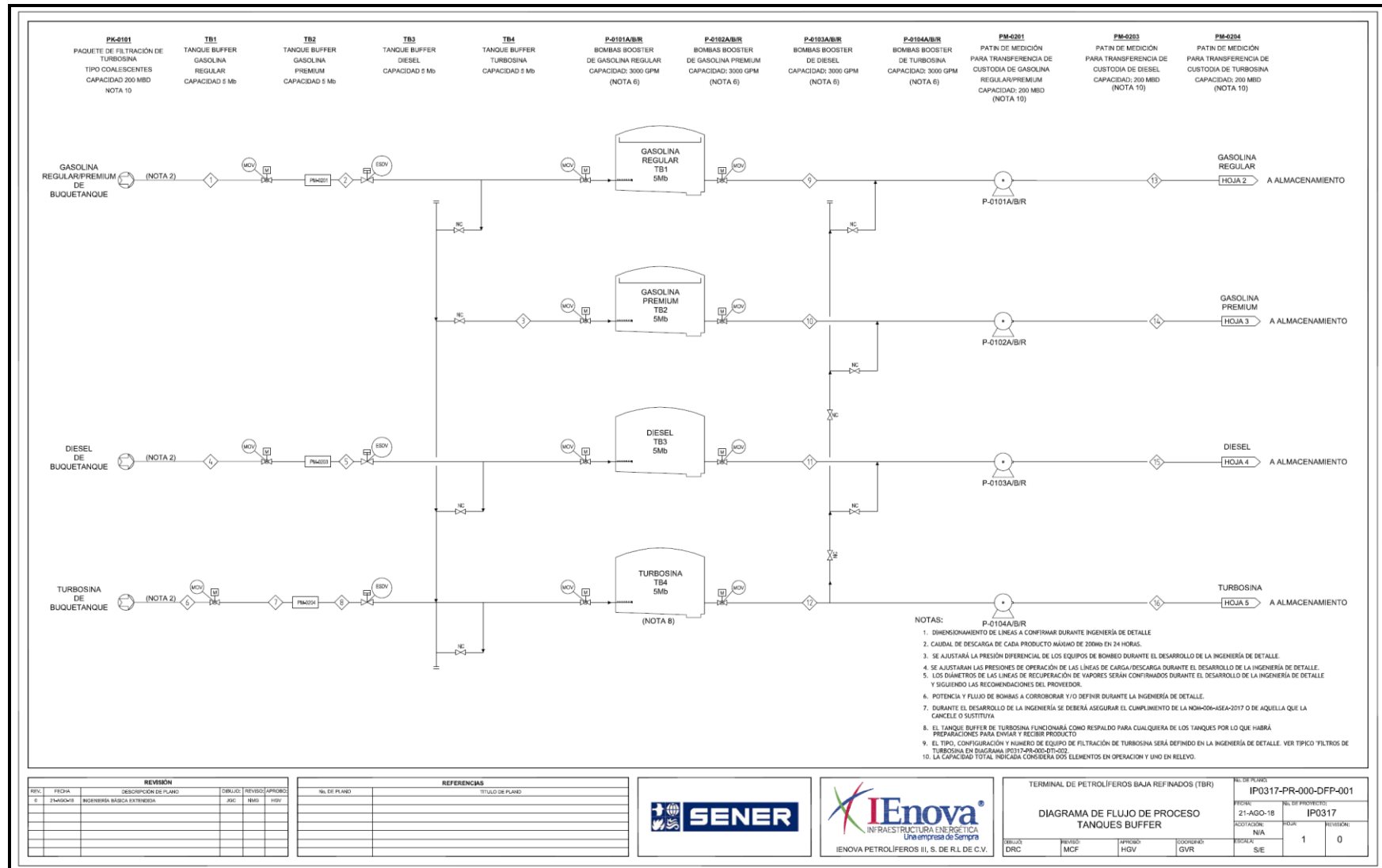


Figura I.15 Diagrama de Flujo de Proceso del Proyecto.

La siguiente tabla, muestra la lista de materias primas, productos y subproductos que se utilizarán en el Proyecto.

Tabla I.15 Lista de materias primas, productos y subproductos.

Sustancia	Descripción General	Cantidad	Unidad	Notas
Gasolina Regular	En Almacenamientos de Producto. Mezcla de hidrocarburos parafínicos de cadena recta y ramificada, olefinas, cicloparafinas y aromáticos, que se obtienen del petróleo.	667.5	Mb	Incluidos: TB1, TR1, TR2, TR3, TR4, TR5, TR6
Gasolina Premium	En Almacenamientos de Producto. Mezcla de hidrocarburos parafínicos de cadena recta y ramificada, olefinas, cicloparafinas y aromáticos, que se obtienen del petróleo.	190	Mb	Incluidos: TB2, TP1, TP2
Diésel	En Almacenamientos de Producto. Diésel automotriz	252.5	Mb	Incluidos: TB3, TD1, TD2, TD3, TD4, TD5
Turbosina	En Almacenamientos de Producto. Mezcla de hidrocarburos parafínicos y aromáticos, que se obtienen del petróleo.	115	Mb	Incluidos: TB4, TJF1A, TJF1B, TJF2A, TJF2B
Etanol	En tanques auxiliares de almacenamiento de etanol para inyectar a las gasolinas ajuste octanaje.	70	Mb	Incluidos: TE1, TE2
Transmix	En tanques auxiliares de almacenamiento de los productos de rechazo por estar fuera de especificación	15	Mb	Incluidos: TRP1, TRP2, TRP3
Diésel PCI	En tanques de almacenamiento para Bombas PCI	1050	gal	Incluidos: T-0720, T-0721
Diésel GE	Para el Generador de emergencia	Nota 1	gal	Incluido: PK-111
Agua de Mar	En Tanque de agua de mar para abastecimiento del sistema de PCI.	40.9	Mb	Incluidos: T-0701, T-0702
Aditivos para Gasolinas	A inyectar en las gasolinas, fueles y combustibles	Nota 1	gal	Incluido: PK-0801
Aditivos para Diésel	A inyectar en las gasolinas, fueles y combustibles	Nota 1	gal	Incluido: PK-0802
Aditivos para Turbosina	A inyectar en las gasolinas, fueles y combustibles	Nota 1	gal	Incluido: PK-0803
Vapores	Vapores de retorno de las gasolinas, tratados en la Unidad de recuperación de COV's	Nota 1	-	Incluido: PK-0601
Hipoclorito Sódico	Para cloración del agua de PCI	Nota 1	gal	Incluido: PK-0701
AFFF-AR	Espumógeno PCI	4,500	gal	Incluidos: T-0740, T-0741, T-0742, T-0743, T-0744, T-0745, T-0746
Aceite	Aceite de lubricación bombas	Nota 1	-	
Agua de Servicios	Agua a ser utilizada en estaciones de servicio	Nota 1	gal	Incluido: TA-0400
Aire de Servicios e Instrumentos	Aire a ser utilizado en instrumentos y estaciones de servicio	Nota 1	gal	Incluido: PK-0901
Hidrógeno	Sustancia generada en la sala de baterías	Nota 1	-	
Aguas aceitosas	Aguas residuales que serán tratadas en un separador antes de vertido	Nota 1	-	incluido: PK-1001
Efluente Aceitoso	Aceite obtenido de la planta de recuperación	Nota 1	-	incluido: PK-1002

Nota 1: El listado se actualizará durante ingeniería de detalle.

I.2.1 Hojas de seguridad

A continuación, se enlistan los productos que se manejarán, señalando aquellas que se encuentren en los Listados de Actividades Altamente Riesgosas, especificando nombre de la sustancia, cantidad máxima de almacenamiento en m³, tipo de almacenamiento y equipo de seguridad:

Tabla I.16 Listado de Productos.

Nombre de la Sustancia	Cantidad de Reporte reportado en el Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas	Cantidad Máxima Almacenada (Mb)	Tipo de Almacenamiento	Equipos de Seguridad
Diésel	No aplica	247.5	Tanque superficial vertical	Venteo de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierre-válvula); Sistema de espuma
Etanol	No aplica	70	Tanque superficial vertical	Venteo de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierre-válvula); Sistema de espuma
Gasolina Regular	10,000 Bls (1,590 m ³)	662.5	Tanque superficial vertical	Venteo de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierre-válvula); Sistema de espuma
Gasolina Premium	10,000 Bls (1,590 m ³)	185	Tanque superficial vertical	Venteo de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierre-válvula); Sistema de espuma
Turbosina	No aplica	110	Tanque superficial vertical	Venteo de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierre-válvula); Sistema de espuma
Transmix	No aplica	15	Tanque superficial vertical	

De acuerdo con los listados 1º y 2º de la Secretaría de Gobernación, los cuales determinan las cantidades de reporte para clasificar a las empresas que realizan actividades altamente riesgosas, la Organización esta considerará de alto riesgo debido a que manejará gasolina en cantidades que rebasan la cantidad de reporte.

En el Anexo V.2.1 se presentan las hojas de datos de seguridad de Diésel, Etanol, Gasolina y Turbosina.

I.2.2 Almacenamiento

En la siguiente tabla se presenta la lista de tanques de almacenamiento, la cual enlista, sustancia contenida, capacidad nominal, dimensiones, % de llenado máximo, código de construcción y dispositivos de seguridad que contempla el presente Proyecto.

Tabla I.17 Tipos de Recipientes de Almacenamiento.

TAG	Nombre	Sustancia contenida	Capacidad Nominal (Mb)	Unidad	Dimensiones		% Llenado Máximo	Código de Construcción	Dispositivos de seguridad
					H (m)	D (m)			
TR1	Tanque de Almacenamiento Gasolina Regular	Gasolina Regular	150	Mb	17.1	42.4	80%	API-650; NOM-006-ASEA-2017	Ventoeo de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierre-válvula); Sistema de espuma
TR2	Tanque de Almacenamiento Gasolina Regular	Gasolina Regular	147.5	Mb	17.1	42.1	80%	API-650; NOM-006-ASEA-2017	Ventoeo de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierre-válvula); Sistema de espuma
TR3	Tanque de Almacenamiento Gasolina Regular	Gasolina Regular	135	Mb	17.1	40.2	80%	API-650; NOM-006-ASEA-2017	Ventoeo de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierre-válvula); Sistema de espuma
TR4	Tanque de Almacenamiento Gasolina Regular	Gasolina Regular	130	Mb	17.1	39.3	80%	API-650; NOM-006-ASEA-2017	Ventoeo de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierre-válvula); Sistema de espuma
TR5	Tanque de Almacenamiento Gasolina Regular	Gasolina Regular	50	Mb	17.1	24.4	80%	API-650; NOM-006-ASEA-2017	Ventoeo de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierre-válvula); Sistema de espuma
TR6	Tanque de Almacenamiento De Gasolina Regular	Gasolina Regular	50	Mb	17.1	24.4	80%	API-650; NOM-006-ASEA-2017	Ventoeo de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierre-válvula); Sistema de espuma
TP1	Tanque de Almacenamiento De Gasolina Premium	Gasolina Premium	110	Mb	17.1	36.3	80%	API-650; NOM-006-ASEA-2017	Ventoeo de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierre-válvula); Sistema de espuma
TP2	Tanque de Almacenamiento De Gasolina Premium	Gasolina Premium	75	Mb	17.1	29.9	80%	API-650; NOM-006-ASEA-2017	Ventoeo de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierre-válvula); Sistema de espuma

TAG	Nombre	Sustancia contenida	Capacidad Nominal (Mb)	Unidad	Dimensiones		% Llenado Máximo	Código de Construcción	Dispositivos de seguridad
					H (m)	D (m)			
TD1	Tanque de Almacenamiento Diésel	Diésel	55	Mb	17.1	25.6	80%	API-650; NOM-006-ASEA-2017	Venteo de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierreválvula); Sistema de espuma
TD2	Tanque de Almacenamiento Diésel	Diésel	55	Mb	17.1	25.6	80%	API-650; NOM-006-ASEA-2017	Venteo de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierreválvula); Sistema de espuma
TD3	Tanque de Almacenamiento Diésel	Diésel	43.75	Mb	17.1	22.9	80%	API-650; NOM-006-ASEA-2017	Venteo de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierreválvula); Sistema de espuma
TD4	Tanque de Almacenamiento Diésel	Diésel	43.75	Mb	17.1	22.9	80%	API-650; NOM-006-ASEA-2017	Venteo de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierreválvula); Sistema de espuma
TD5	Tanque de Almacenamiento Diésel	Diésel	50	Mb	17.1	24.4	80%	API-650; NOM-006-ASEA-2017	Venteo de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierreválvula); Sistema de espuma
TJF1 A	Tanque de Almacenamiento De Turbosina	Turbosina	50	Mb	17.1	24.4	80%	API-650; NOM-006-ASEA-2017	Venteo de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierreválvula); Sistema de espuma
TJF1 B	Tanque de Almacenamiento De Turbosina	Turbosina	50	Mb	17.1	24.4	80%	API-650; NOM-006-ASEA-2017	Venteo de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierreválvula); Sistema de espuma
TJF2 A	Tanque de Almacenamiento De Turbosina Filtrada	Turbosina Filtrado	5	Mb	9.8	10.4	80%	API-650; NOM-006-ASEA-2017	Venteo de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierreválvula); Sistema de espuma
TJF2 B	Tanque de	Turbosina	5	Mb	9.8	10.4	80%	API-650;	Venteo de emergencia; Válvula de

TAG	Nombre	Sustancia contenida	Capacidad Nominal (Mb)	Unidad	Dimensiones		% Llenado Máximo	Código de Construcción	Dispositivos de seguridad
					H (m)	D (m)			
	Almacenamiento de Turbosina Filtrada	Filtrado						NOM-006-ASEA-2017	presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierre-válvula); Sistema de espuma
TE1	Tanque Almacenamiento Etanol	Etanol	35	Mb	17.1	20.4	80%	API-650; NOM-006-ASEA-2017	Venteo de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierre-válvula); Sistema de espuma
TE2	Tanque Almacenamiento Etanol	Etanol	35	Mb	17.1	20.4	80%	API-650; NOM-006-ASEA-2017	Venteo de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierre-válvula); Sistema de espuma
TRP1	Tanque de Almacenamiento Transmix	Transmix	5	Mb	9.8	10.4	80%	API-650; NOM-006-ASEA-2017	Venteo de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierre-válvula); Sistema de espuma
TRP2	Tanque de Almacenamiento Transmix	Transmix	5	Mb	9.8	10.4	80%	API-650; NOM-006-ASEA-2017	Venteo de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierre-válvula); Sistema de espuma
TRP3	Tanque de Almacenamiento Transmix	Transmix	5	Mb	9.8	10.4	80%	API-650; NOM-006-ASEA-2017	Venteo de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierre-válvula); Sistema de espuma
TB1	Tanque Buffer Gasolina Regular	Gasolina Regular	5	Mb	14.6	8.5	80%	API-650; NOM-006-ASEA-2017	Venteo de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierre-válvula); Sistema de espuma
TB2	Tanque Buffer Gasolina Premium	Gasolina Premium	5	Mb	14.6	8.5	80%	API-650; NOM-006-ASEA-2017	Venteo de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierre-válvula); Sistema de espuma
TB3	Tanque Buffer Diésel	Diésel	5	Mb	14.6	8.5	80%	API-650; NOM-006-ASEA-	Venteo de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de

TAG	Nombre	Sustancia contenida	Capacidad Nominal (Mb)	Unidad	Dimensiones		% Llenado Máximo	Código de Construcción	Dispositivos de seguridad
					H (m)	D (m)			
								2017	flama Interruptor por alto-alto nivel (cierre-válvula); Sistema de espuma
TB4	Tanque Buffer Turbosina	Turbosina	5	Mb	14.6	8.5	80%	API-650; NOM-006-ASEA-2017	Ventoe de emergencia; Válvula de presión-vacío con arrestador de flama Interruptor por alto-alto nivel (cierre-válvula); Sistema de espuma

I.2.1 Equipos de proceso y auxiliares

La siguiente tabla presenta el listado de equipos mecánicos que serán utilizados por el Proyecto. En el Anexo V.2.2 se presentan las características de estos.

Tabla I.18 Listado de equipo mecánico para el Proyecto.

No. de Equipo	Descripción	Tipo	Material
PM-0201	Patín de medición para transferencia de custodia de Gasolina Regular y Premium		
PM-0203	Patín de medición para transferencia de custodia de Diésel		
PM-0204	Patín de medición para transferencia de custodia de Turbosina		
PM-0205	Patín de medición para transferencia de custodia de Etanol		
PM-0206	Patín de medición de transmix		
TB1	Tanque Buffer Gasolina Regular	Vertical	Acero al carbono
TB2	Tanque Buffer Gasolina Premium	Vertical	Acero al carbono
TB3	Tanque Buffer Diésel	Vertical	Acero al carbono
TB4	Tanque Buffer Turbosina	Vertical	Acero al carbono
P-0101A/B/R	Bombas booster Gasolina Regular	Centrifuga	Acero al carbono
P-0102A/B/R	Bombas booster Gasolina Premium	Centrifuga	Acero al carbono
P-0103A/B/R	Bombas booster Diésel	Centrifuga	Acero al carbono
P-0104A/B/R	Bombas booster Turbosina	Centrifuga	Acero al carbono
TR1	Tanque de almacenamiento Gasolina Regular	Vertical	Acero al carbono
TR2	Tanque de almacenamiento Gasolina Regular	Vertical	Acero al carbono
TR3	Tanque de almacenamiento Gasolina Regular	Vertical	Acero al carbono
TR4	Tanque de almacenamiento Gasolina Regular	Vertical	Acero al carbono
TR5	Tanque de almacenamiento Gasolina Regular	Vertical	Acero al carbono
TR6	Tanque de almacenamiento Gasolina Regular	Vertical	Acero al carbono
P-0201A/B/R	Bombas de carga para auto tanque Gasolina Regular	Centrifuga	Acero al carbono
TP1	Tanque de almacenamiento Gasolina Premium	Vertical	Acero al carbono
TP2	Tanque de almacenamiento gasolina premium	Vertical	Acero al carbono
P-0202A/B/R	Bombas de carga para auto tanque Gasolina Premium	Centrifuga	Acero al carbono
TD1	Tanque de almacenamiento Diésel	Vertical	Acero al carbono
TD2	Tanque de almacenamiento Diésel	Vertical	Acero al carbono
TD3	Tanque de almacenamiento Diésel	Vertical	Acero al carbono
TD4	Tanque de almacenamiento Diésel	Vertical	Acero al carbono
TD5	Tanque de almacenamiento Diésel	Vertical	Acero al carbono
P-0203A/B/R	Bomba de carga para auto tanque Diésel	Centrifuga	Acero al carbono
TJF1 A	Tanque de almacenamiento Turbosina	Vertical	Acero al carbono
TJF1 B	Tanque de almacenamiento Turbosina	Vertical	Acero al carbono
TJF2 A	Tanque de almacenamiento Turbosina filtrada	Vertical	Acero al carbono
TJF2 B	Tanque de almacenamiento Turbosina filtrada	Vertical	Acero al carbono
P-0204A/B/R	Bombas para tanques de Turbosina filtrada.	Centrifuga	Acero al carbono
P-0205A/B/R	Bombas de carga para auto tanques de Turbosina	Centrifuga	Acero al carbono
PK-0201	Paquete de filtración de Turbosina	Coalescente	Acero al carbono
PK-0202	Paquete de filtración de Turbosina	Coalescente	Acero al carbono
TE1	Tanque almacenamiento Etanol	Vertical	Acero al carbono
TE2	Tanque almacenamiento Etanol	Vertical	Acero al carbono
TRP1	Tanque de almacenamiento transmix	Vertical	Acero al carbono
TRP2	Tanque de almacenamiento transmix	Vertical	Acero al carbono
TRP3	Tanque de almacenamiento transmix	Vertical	Acero al carbono
P-0206A/B/R	Bombas de carga para auto tanques Etanol	Centrifuga	Acero al carbono

No. de Equipo	Descripción	Tipo	Material
P-0209A/B/R	Bombas de carga de auto tanque de transmix	Centrifuga	Acero al carbono
P-0311 A/R	Bomba para descarga de auto tanques Etanol	Centrifuga	Acero al carbono
P-0312A/R	Bomba para descarga de auto tanques transmix	Centrifuga	Acero al carbono
PK-0301A	Llenadera de auto tanques (isla A)		Acero al carbono
PK-0301B	Llenadera de auto tanques (isla B)		Acero al carbono
PK-0301C	Llenadera de auto tanques (isla C)		Acero al carbono
PK-0301D	Llenadera de auto tanques (isla D)		Acero al carbono
PK-0901	Paquete de aire comprimido		Acero al carbono
P-1001	Bomba de drenaje aguas pluviales aceitosas		Hold
PK-1001	Paquete de tratamiento de aguas aceitosas deposito separador		Hold
PK-0601	Sistema de recuperación de vapores de auto tanques		Hold
PK-0801	Paquete de inyección de aditivos para gasolinas		Hold
PK-0802	Paquete de inyección de aditivos para Diésel		Hold
PK-0803	Paquete de inyección de aditivos para Turbosina		Hold
PK-1002	Paquete de tratamiento efluente aceitoso		Hold
TO-1002	Tanque de aceite a disposición		Hold
TA-1002	Tanque de disposición de agua recuperada		Hold
PK-0400	Paquete hidroneumático		Hold
TA-0400	Tanque de almacenamiento de agua de servicios		ASTM-A-36
T-07-01	Tanque agua PCI		Hormigón armado
T-07-02	Tanque agua PCI		Hormigón armado
T-07-20	Deposito Diésel bomba PCI		Acero al carbono
T-07-21	Deposito Diésel bomba PCI		Acero al carbono
T-07-22	Deposito Diésel bomba PCI		Acero al carbono
T-07-23	Deposito Diésel bomba PCI		Acero al carbono
T-07-40	Deposito Diésel bomba concentrado de espumógeno		Hold
T-07-41	Tanque de espumógeno zona almacenamiento		Hold
T-07-42	Tanque de espumógeno alimentación monitores de espuma		Hold
T-07-43	Tanque de espumógeno alimentación monitores de espuma		Hold
T-07-44	Tanque de espumógeno alimentación monitores de espuma		Hold
T-07-45	Tanque de espumógeno alimentación monitores de espuma		Hold
TV-07-45	Tanque bladder de espumógeno		Hold
TV-07-46	Tanque bladder de espumógeno		Hold
PK-1101	Tanque Diésel GE		Acero al carbono
PK-0701	Paquete de inyección de hipoclorito sódico		Hold
P-07-10 A/B	Bombas jockey eléctricas (Área de Tanques Buffer)	Horizontal	Hold
P-07-20	Bomba principal PCI Diésel (Área de Tanques Buffer)	Horizontal	Acero al carbono
P-07-30	Bomba principal PCI eléctrica (Área de Tanques Buffer)	Horizontal	Hold
P-07-01	Bomba eléctrica Llenado tanques (Área de Tanques Buffer)	Vertical	Hold
P-07-11 A/B	Bombas jockey eléctricas (Área de Almacenamiento)	Horizontal	Hold
P-07-21	Bomba principal PCI Diésel (Área de Almacenamiento)	Horizontal	Acero al carbono
P-07-31	Bomba principal PCI Diésel (Área De Almacenamiento)	Horizontal	Hold
P-07-41	Bomba principal PCI Diésel (Área De Almacenamiento)	Horizontal	Hold
P-07-40 A	Bomba eléctrica de espumógeno (Área de Almacenamiento)	Desplazamiento Positivo	Hold
P-07-40 B	Bomba espumógeno Diésel (Área de Almacenamiento)	Horizontal	Acero al carbono
K-0901A/B	Compresor de aire (equipo paquete)		Acero al carbono
V-0901	Recipiente pulmón de aire de planta	Vertical	Acero al carbono

No. de Equipo	Descripción	Tipo	Material
V-0902	Recipiente pulmón de aire de instrumentos	Vertical	Acero al carbono
D-0902A/B	Secador de aire		Acero al carbono
TC-1002	Secador tipo api	Por proveedor	Por proveedor
P-1012	Bomba de cámara de aceite recuperado.	Por proveedor	Por proveedor
P-1002	Bomba de lodos.	Por proveedor	Por proveedor
TL-1002	Secador de placas tipo CPI	Por proveedor	Por proveedor
TC-1012	Cámara de aceite recuperado	Por proveedor	Por proveedor

I.2.2 Pruebas de verificación

I.2.2.1 Descripción de las pruebas

I.2.2.1.1 Soldadura

Las posiciones de las soldaduras de prueba y todos los otros procedimientos cumplirán con la especificación AWS D1.1. Sección 5, Parte b; ningún procedimiento se pondrá en práctica hasta no ser aprobado por el Supervisor de la Obra, la decisión del Supervisor en cuanto a la aceptación del procedimiento de soldadura será definitiva.

I.2.2.1.2 Probetas y realización de pruebas

Las probetas de soldadura serán según se señala en el párrafo 5.10 de la sección 5, parte II de la especificación AWS D1.1

A discreción del Supervisor de la Obra, se permitirá reensayar una soldadura que hubiera fallado en cualquier prueba.

Ductos y tuberías en la Terminal: Incluye el tendido de tubería de acero al carbón con soportes y/o mochetas, pruebas de hermeticidad, radiografía de soldaduras, limpieza interior, limpieza exterior con chorro de arena y pintura de protección a base de inorgánico de zinc y recubrimiento epóxico de alta resistencia a la intemperie, salinidad y el rotulado de tuberías de acuerdo a la norma aplicable al producto que transporten. Habrá ductos marinos recubiertos con concreto y ductos subterráneos con recubrimiento epóxico FBE.

Para las válvulas, se tomarán las siguientes previsiones:

- ⊕ Cambiar empaquetaduras en general
- ⊕ Revisar y realizar prueba de válvulas de seguridad
- ⊕ Limpiar y realizar mantenimiento mayor de válvulas
- ⊕ Realizar las pruebas a válvulas en general
- ⊕ Aplicar recubrimiento en válvulas en general
- ⊕ Cambiar juntas flexitalic®

Las bombas, tanques de almacenamiento y tuberías contarán con programas periódicos de inspección y mantenimiento (eléctrico, civil, mecánico, instrumentos, corrosión) que tienen por objeto revisar, controlar y mantener la integridad mecánica para prolongar la vida útil de los equipos. Se contará con el historial de cada equipo, en el cual registrará las reparaciones, inspecciones realizadas, condiciones actuales, modificaciones, mejoras y pruebas de integridad mecánica.

I.2.2.2 Pruebas hidrostáticas

Se elaborarán procedimientos de prueba hidrostática específicos para cada equipo y/o elemento, los cuales serán revisados y validados por el inspector de Control de Calidad antes del inicio de las pruebas.

Los materiales de construcción de los equipos contarán con los certificados de calidad de los fabricantes. Las pruebas hidrostáticas se realizarán con equipos certificados y calibrados, el personal empleado tendrá los conocimientos en los métodos de prueba de presión y medidas de seguridad. Se elaborarán registros gráficos que indiquen fecha de inicio de prueba, tiempo de duración de la prueba, presión a la que se realizó la prueba, firma de quien realizó la prueba y firma quien supervisa la prueba hidrostática.

Todas las tuberías de acero soldadas durante la etapa de construcción, previo a la aplicación de protección anticorrosiva y de su puesta en operación, contarán con sus reportes de verificación radiográfica y su certificado de prueba hidrostática ambos con resultados satisfactorios.

I.3 Condiciones de operación

Los petrolíferos llegarán a la Terminal mediante buques tanque. Para realizar el proceso de descarga, se instalará una Monoboya, la cual se ubicará aproximadamente a 1.69 km de la transición tierra-mar.

La Monoboya será capaz de recibir los petrolíferos provenientes de los buques tanque y los enviará hacia 3 ductos marinos. La Monoboya contará con sistemas de protección y atención de emergencias, interconexión con los sistemas de seguridad y de paro por emergencia del buque tanque y con los correspondientes de la Terminal, entre otros sistemas requeridos para las maniobras.

Tabla I.19 Condiciones de operación.

Condición	1 Año de Operación	100 Años
Olas		
Altura	4.2 a 3.9 m	7.6 m / 7.2 m
Picos	13.2 s/ 13.1 s	16.2 s / 16.5 s
Viento		
Velocidad	13.1 m/s	24.6 m/s
Corrientes		
Superficie	0.10 m/s	0.46 m/s
Marina	0.08 m/s	0.37 m/s

Tabla I.20 Condiciones ambientales.

Condición	1 Año de Operación	100 Años
Temperatura agua de mar, °C	7.22	25
Temperatura de aire, °C	-1.1	40.5

Las condiciones de operación de las diferentes corrientes de las instalaciones en la Zona Terrestre, se presentan en el balance de materia y energía a continuación, mismo que se presenta en el Anexo V.2.3.

Los DFP se encuentran en el Anexo V.1.11 y en el Anexo V.1.12 se encuentran los DTÍ's del Proyecto.

CORRIENTE		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
FLUIDO		REGULAR / PREMIUM	REGULAR / PREMIUM	PREMIUM	DIESEL	DIESEL	TURBOSINA	TURBOSINA	TURBOSINA	REGULAR	PREMIUM	DIESEL	TURBOSINA	REGULAR	PREMIUM
FLUJO (MAX)	GPM	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000	6000
FLUJO (MAX)	kg/h	1,022,061	1,022,061	1,022,061	1,118,816	1,118,816	1,083,385	1,083,385	1,083,385	1,004,345	1,022,061	1,118,816	1,083,385	1,004,345	1,022,061
GRAVEDAD ESPECIFICA		0.750	0.750	0.750	0.821	0.821	0.795	0.795	0.795	0.737	0.750	0.821	0.795	0.737	0.750
TEMPERATURA OP	°C	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB
PRESION OP	Kg/cm ² g	7	5	7	7	5	7	5	4	ATM	ATM	ATM	ATM	24.3	24.8
PRESION OP	psig	100	72	100	100	72	100	72	57	ATM	ATM	ATM	ATM	346	353

CORRIENTE		15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
FLUIDO		DIESEL	TURBOSINA	REGULAR	REGULAR	PREMIUM	PREMIUM	DIESEL	DIESEL	TURBOSINA	TURBOSINA	TURBOSINA FILTRADA	TURBOSINA FILTRADA	TURBOSINA FILTRADA	TURBOSINA FILTRADA
FLUJO (MAX)	GPM	6000	6000	3360	3360	3360	3360	3360	3360	3360	3360	3360	3360	3360	3360
FLUJO (MAX)	kg/h	1,118,816	1,083,385	562,433	562,433	572,354	572,354	626,537	626,537	606,695	606,695	606,695	606,695	606,695	606,695
GRAVEDAD ESPECIFICA		0.821	0.795	0.737	0.737	0.750	0.750	0.821	0.821	0.795	0.795	0.795	0.795	0.795	0.795
TEMPERATURA OP	°C	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB
PRESION OP	Kg/cm ² g	27.5	26.8	ATM	5.27	ATM	5.27	ATM	5.83	ATM	3	2	ATM	5.62	4.62
PRESION OP	psig	392	382	ATM	75	ATM	75	ATM	83	ATM	43	29	ATM	80	66

CORRIENTE		29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42
FLUIDO		REGULAR	PREMIUM	DIESEL	TURBOSINA FILTRADA	ETANOL	ETANOL	ETANOL	ETANOL	ETANOL	TRANSMIX	TRANSMIX	TRANSMIX	TRANSMIX	TRANSMIX
FLUJO (MAX)	GPM	840	840	840	840	600	600	600	600	600	800	800	800	800	800
FLUJO (MAX)	kg/h	140,608	143,089	156,634	151,674	107,657	107,657	107,657	107,657	108,338	144,451	144,451	144,451	144,451	144,451
GRAVEDAD ESPECIFICA		0.737	0.750	0.821	0.795	0.790	0.790	0.790	0.790	0.795	0.795	0.795	0.795	0.795	0.795
TEMPERATURA OP	°C	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB	AMB
PRESION OP	Kg/cm ² g	5.27	5.27	5.83	4.62	ATM	4.5	2.4	ATM	5.62	ATM	4.5	2.5	ATM	5
PRESION OP	psig	75	75	83	66	ATM	65	35	ATM	80	ATM	65	36	ATM	72

NOTAS:

1. LA INFORMACIÓN PRESENTADA EN LA TABLA DE BALANCE CORRESPONDE A LOS ESCENARIOS DE OPERACIÓN DE FLUJO MÁXIMO POR PRODUCTO Y PODRÁN NO SER SIMULTÁNEOS.
2. TODA LA INFORMACIÓN PRESENTADA EN LA TABLA DE BALANCE, SE DEBERÁ ACTUALIZAR DURANTE EL DESARROLLO DE LA INGENIERÍA DE DETALLE, CON LA INFORMACIÓN Y ARREGLOS FINALES DE LOS EQUIPOS, ASÍ COMO CON LA SIMULACIÓN HIDRÁULICA DE LA TERMINAL.

REVISIÓN					
REV.	FECHA	DESCRIPCIÓN DE PLANO	ELABOR.	REVISÓ	APROBÓ
0	21-AGO-2018	INGENIERÍA BÁSICA EXTENDIDA	JGC	NMG	HGV

REFERENCIAS	
NO. DE PLANO	TÍTULO DE PLANO



TERMINAL DE PETROLÍFEROS BAJA REFINADOS (TBR)				NO. DE PLANO: IP0317-PR-000-DPP-009	
BALANCE DE MATERIA Y ENERGÍA				FECHA: 21/AGO/18	NO. DE PROYECTO: IP0317
ELABOR.: JGC	REVISÓ: NMG	APROBÓ: HGV	COORDINÓ: GVR	ADOTACIÓN: N/A	REVISIÓN: 1
				ESCALA: S/E	

Figura I.16 Balance de Materia y Energía del Proyecto.

I.3.1 Especificación del cuarto de control

La siguiente descripción cubre los requerimientos mínimos que contendrán el Cuarto de Control.

La arquitectura del Sistema de Control Distribuido tendrá las características para poder distribuir todos sus componentes geográficamente y funcionalmente de manera tal que satisfaga las estrategias de control y los requerimientos de seguridad de los procesos de control en la Terminal.

El monitoreo de la medición electrónica de presión, temperatura, nivel y flujo permitirá contar con datos en tiempo real de las variables operativas asociadas a los procesos de la Terminal de Almacenamiento. Esto incluye también el monitoreo de los parámetros operativos y el control local / remoto de las bombas de carga, así como controlar la posición de las válvulas de corte, las cuales abrirán o cerrarán automáticamente de acuerdo a la secuencia de carga y descarga de los tanques de almacenamiento; todas estas variables estarán enlazadas al Sistema de Telecomunicaciones utilizando la infraestructura de telecomunicaciones.

Será un sistema completamente integrado para llevar a cabo el proceso de la información y las funciones de transferencia de datos, integrado con controladores, estaciones de trabajo, servidores y el *software* asociado, terminales periféricas e instrumentación.

La Interfaz Hombre-Máquina (HMI) permitirá al Operador/Programador monitorear, programar y configurar fácilmente. En este nivel el Sistema de Control Distribuido será capaz de adquirir datos, procesar y guardar la información entregada por el equipo del nivel de Control.

Las estaciones de operación del Sistema de Control Distribuido/Sistema de paro por emergencia/ Sistema de gas y fuego tendrán la siguiente funcionalidad:

- ⊕ Se podrá consultar información referente al flujo de carga/descarga y niveles instantáneos o totalizados de cada una de las llenaderas, patines de medición de llegada Sistema de medición de nivel.
- ⊕ El sistema de control operará bajo el concepto de tiempo real y en un inicio tendrá la función de actualizar y sincronizar todos los relojes de los Controladores del Sistema de Control Distribuido, Sistema de paro por emergencia y Sistema de gas y fuego, Red *Ethernet* y dispositivos de Red, con el objeto de que la adquisición de datos, eventos y alarmas se etiqueten con el mismo reloj en el que se presenten.

El sistema de control de esta instalación contará con rutinas de autodiagnóstico en línea y en tiempo real para la detección de fallas del *hardware* que compone el sistema: Estaciones de trabajo, controladores, computadoras, servidores, UPS y Red *Lan Ethernet*; así mismo se implementará gráficos que indiquen el estado de los módulos electrónicos de cada uno de los equipos.

Se contará con los servidores los cuales tendrán la siguiente funcionalidad:

Almacenar y respaldar los datos del Sistema de Control Distribuido, Sistema de paro por emergencia, Sistema de gas y fuego, SCA y Sistema de Circuito Cerrado de Televisión tales como: alarmas, cambios del operador y eventos del sistema. Mediante estas funciones el operador podrá tener acceso y recuperar datos históricos del proceso y del sistema para tener

un análisis de las condiciones de operación de los procesos y del sistema. El almacenamiento de datos se realizará mediante dispositivos de memoria removibles, con la capacidad de grabar el historial de todo el proceso en un período de un mes.

I.3.2 Sistemas de aislamiento

I.3.2.1 Diques de contención para los tanques de almacenamiento

Los tanques de almacenamiento serán agrupados con el objetivo de garantizar un diseño eficiente.

Todos los tanques de almacenamiento estarán limitados por diques de contención, con el fin de evitar que, en el caso de derrames o siniestros, éstos se extiendan hacia otras áreas de la Terminal, así como tener la posibilidad en un momento dado de poder recuperar el producto cuando se tengan derrames de consideración.

Atendiendo a las disposiciones ambientales, respecto a la no contaminación del subsuelo, los pisos dentro de los diques de contención serán de concreto impermeable con pendientes a registros de drenajes.

Por ningún motivo se permitirá que el producto se filtre al subsuelo, en caso de derrames o siniestros.

El diseño cumplirá con los requerimientos específicos para contención establecidos en la Norma Oficial Mexicana NOM-006-ASEA-2017 o aquella que la cancele o sustituya.

I.3.2.2 Sardinel

En las áreas de bombas, se instalarán sardineles, cuya función será recolectar pequeños derrames que puedan presentarse durante la operación y el mantenimiento. Los sardineles serán contruidos con concreto y tendrán una altura variable de 10 a 20 cm, dependiendo de la capacidad de las bombas.

El sardinel podrá ser contruido de manera individual, es decir, un sardinel para cada bomba, o bien, un sardinel por cada grupo de bombas. En la siguiente figura, se muestra de manera ilustrativa el sardinel.

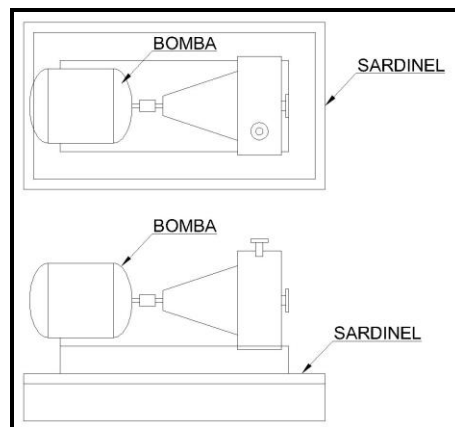


Figura I.17 Sardinel tipo.

I.3.2.3 Red de drenaje aceitoso

Para la recolección de aguas aceitosas, la Terminal, contará con una red de drenaje aceitoso tanto en el Área de Almacenamiento y Área de Tanques Buffer como en las áreas operativas de carga y descarga de auto tanques, canalizando los desechos por este sistema a una trampa de combustibles que será de concreto armado en su totalidad para evitar cualquier tipo de filtraciones al subsuelo. El sistema de drenaje aceitoso en las áreas previamente mencionadas, conducirá los productos y/o aguas aceitosas a la trampa de combustibles, utilizando una ruta con una pendiente no menor al 1%, tal como se indica en la Norma Oficial Mexicana NOM-006-ASEA-2017. Periódicamente esta trampa se limpiará por una empresa certificada para que estas aguas aceitosas sean trasladadas fuera de la Terminal y destinadas a su tratamiento.

En las bóvedas que contengan más de 100 kVA de capacidad de transformadores, se construirá un drenaje u otro medio que evacue hacia un depósito especial de confinamiento cualquier acumulación de líquido aislante o agua, cuando no sea posible, el piso tendrá una inclinación hacia dicho drenaje.

Se contará con un sistema de lavado de derrames que consistirá de un separador de aceites para eliminar los petrolíferos en caso de derrame, posteriormente se limpiarán las superficies correspondientes. Los residuos recuperados serán almacenados en el tanque de aceite a disposición.

I.3.2.4 Membrana interna y sistema de recuperación de vapores

Con el objetivo de garantizar en todo momento la protección al ambiente, mediante el control de la contaminación de la atmósfera; los tanques de almacenamiento superficiales verticales cumplirán con la disposición de contención y sistema de recuperación de vapores.

Los tanques de almacenamiento se construirán cumpliendo con los requerimientos de la Norma Oficial Mexicana NOM-006-ASEA-2017 y el API 650 en su última edición, se construirán de acero al carbón, con techo tipo domo y membrana interna de aluminio en el caso de los tanques de Gasolina Regular y Gasolina Premium. Su nivel de operación será aproximadamente al 80% de su capacidad total y, en todos los casos. También contarán con venteos atmosféricos, que dispondrán de una cubierta de protección contra la intemperie.

Los tanques tendrán transmisores de presión y temperatura, así como un sistema de medidores de nivel de tipo radar e interruptores mecánicos, con alarmas configuradas por muy alto, alto, bajo y muy bajo nivel, que enviarán señales de apertura y cierre de las válvulas de entrada / salida al tanque en caso de muy alto o muy bajo nivel, para de esta forma ni superar el nivel de seguridad del tanque ni reducirlo en exceso de cara al funcionamiento de las bombas de descarga del tanque.

I.3.2.5 Barda perimetral

La barda principal tendrá de 2.5 m de altura, con muro de block hueco de concreto de 15 x 20 x 40 cm., cimentación de piedra braza base 0.80 m de altura variable y corona de 0.30 m., dalas, castillos y cerramientos serán con armex 15 x 15-4 y colado de concreto $f'c = 200 \text{ kg/cm}^2$, columnas y trabe en puerta de acceso principal de pipas con varillas de $\frac{1}{2}$ " de diámetro, dimensiones de 0.30 x 0.30 m. Concreto $f'c = 200 \text{ kg/cm}^2$.

Las bardas laterales serán construidas con *block*.

Todos los valores de resistencia aplicables se corroborarán mediante memoria de cálculo por *software* especializado.

I.4 Análisis y evaluación de riesgos

El análisis y evaluación de riesgos es una de las secciones más importantes del Estudio de Riesgo Ambiental, ya que permite determinar los radios de afectación a causa de un accidente. Con este fin, IPIII solicitó a varias empresas especialistas realizar la identificación y análisis de riesgos de accidentes mayores para identificar y evaluar los peligros y riesgos que representa el Proyecto para las poblaciones dentro y fuera de los límites de la Poligonal del Proyecto. El análisis de riesgos ambientales se realizó conforme a los requisitos de la Guía para la elaboración del Estudio de Riesgo Ambiental modalidad Análisis de Riesgo de la SEMARNAT para su presentación ante la ASEA (Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, mejor conocida como Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente).

I.4.1 Antecedentes de accidentes e incidentes

A continuación, se presenta dos eventos relacionados con el manejo de petrolíferos a nivel nacional³

Caso 1 Incendio

Tabla I.21 Incendio de Gasolinas en la Terminal Satélite Norte de PEMEX en San Juan Ixhuatepec, Estado de México.

Fecha del Evento	Empresa Responsable	Tipo de Evento	Sustancia Involucrada	Ubicación
11/11/96	Terminal Satélite Norte (PEMEX)	Incendio	Gasolina	San Juan Ixhuatepec, Estado de México

El 11 de noviembre de 1996, aproximadamente a las 14:00 horas, se produjo un incendio de gasolinas en la Terminal Satélite Norte de PEMEX, mismo que se suscitó por la ruptura de una válvula en uno de los tanques, lo que permitió una fuga de gasolina NOVA en grandes cantidades. Esta gasolina se acumuló en la parte baja del dique del lado oriente que contiene cinco tanques de la terminal; posteriormente esta gasolina se prendió provocando un incendio que tardó 35 horas en ser extinguido.

Durante el siniestro se quemaron aproximadamente 83,000 barriles de gasolinas y 2,250 barriles de producto fuera de especificación, se utilizaron alrededor de 200,000 litros de líquido formador de espuma, 6.5 millones de litros de agua; participaron aproximadamente 1,000 elementos de los distintos cuerpos de bomberos. Desafortunadamente, también se reportaron cuatro personas fallecidas y 15 lesionadas. Como medida de prevención se evacuó a la población cercana; asimismo se provocaron daños materiales exclusivamente a las instalaciones de PEMEX tales como; pérdida total de los tanques TV-9 y TV-10, afectación en cinco anillos de la parte sur del tanque TV-8 y de diversas líneas de tubería, daños en la

³ Información extraída de la página de la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente en la sección de accidentes - Atención de emergencias diciembre de 2000-.

estructura del dique de contención, en las casetas del poliducto, en el laboratorio y en la torre de control, sin que se hayan cuantificado hasta el momento del presente reporte.

Como resultado de la investigación del accidente se determinó que, entre los principales factores concurrentes, se encuentran (la lista exhaustiva se encuentra en el documento original):

La instalación de una válvula de 6" de diámetro de material inadecuado, el cual debió ser acero al carbono especificado bajo la norma de PEMEX T101-T1B (ASTM A 216 grado WCB) y no hierro gris (hierro fundido o hierro colado) establecido en la NOM H8. Falta de evaluación de riesgo al trabajar en la línea de espuma sub-superficial con un brazo de palanca importante y en un tanque de 100,000 barriles prácticamente lleno de gasolina NOVA. Falta de cumplimiento a la normatividad en el diseño, construcción, operación, supervisión, y mantenimiento de la Terminal Satélite Norte. Una deficiente calidad de manufactura de la válvula evidenciada por un espesor de pared en su cuerpo con 63% menos del indicado en las tolerancias dimensionales de la misma NOM H8. Las maniobras realizadas para instalar el disco de ruptura tales como meter polines o barretas seguramente alcanzaron los desplazamientos necesarios para romper la válvula. En el momento del inicio de la fuga, el tanque tenía un volumen almacenado de 83,474 barriles de gasolina NOVA equivalente a una altura de 10.10 m. El derrame se produjo por la ruptura de la válvula ocasionando un orificio de 6". Del resultado del modelo de combustible quemado, se determinó que el volumen fugado que generó la emisión de vapores es de 1,271 barriles. De acuerdo con los resultados de la modelación, dentro del área de afectación calculada, cualquiera de las siguientes acciones realizadas durante la emergencia pudo producir la ignición que generó el incendio; encendido de motores sin antichispa, corriente de los cables de las bujías, alta temperatura en algún punto de los motores, golpeo con herramienta no adecuada en metales o energía estática. De acuerdo a la topografía del terreno y a la localización de la fuga, la mayor severidad del incendio se dio directamente sobre la sección Suroriente del tanque TV-9, por lo cual se considera que aproximadamente un 40% del área del tanque estuvo expuesta a una temperatura de flama entre 800 y 1,100°C. La cantidad de emisiones contaminantes provocadas por el incendio equivalen a duplicar lo que se emite en la Zona Metropolitana durante un día. Las dimensiones del siniestro fueron tales que, por la temperatura de los gases de combustión, la altura alcanzada por los gases superó la altura de la capa de mezclado, quedando atrapadas por enfriamiento, en una zona de estabilidad atmosférica. Esto permitió que la dispersión de contaminantes por el viento se diera a alturas suficientemente altas, de tal manera que la fumigación a la superficie se presentó a distancias alejadas del punto del siniestro (10 a 30 km), por ende, muy diluidas.

Fuente: Estudio Técnico; "Accidente en la Terminal Satélite Norte, San Juan Ixhuatepec", Instituto Mexicano del Petróleo, México, diciembre de 1996.

Caso 2 Derrame.

Tabla I.22 Fuga de Gasolina en la Refinería Gral. Lázaro Cárdenas en Minatitlán, Veracruz México.

Fecha del Evento	Empresa Responsable	Tipo de Evento	Sustancia Involucrada	Ubicación
20/02/97	Refinería "Lázaro Cárdenas" (PEMEX)	Derrame	Gasolina	Coatzacoalcos, Ver.

A las 13:00 hrs del día 20 de febrero de 1997, en el cuarto de operación de la Refinería, se detectó una baja en el nivel de líquido en el tanque TV-11 (pantalla de tele-medición), procediéndose a revisar en campo la causa de la pérdida de nivel.

Se localizó una fuga excesiva de gasolina por la cubeta de dren del fondo del tanque, lo que provocó que la gasolina se acumulara en el interior del patio y que parte de ésta saliera, hacia el canal pluvial existente en el lado poniente, mismo que descarga en el Muelle No. 5, al Río Coatzacoalcos.

Las causas principales que originaron la ocurrencia de este incidente fueron la falta de planeación y programación para aplicar los procedimientos para realizar la inspección interna del tanque, así como una deficiente evaluación del riesgo detectado.

Después del accidente, se procedió de inmediato a trasegar el producto contenido en el tanque TV-11 hacia otros tanques, con el fin de bajar su nivel y se taponó la comunicación entre el patio del tanque y el canal pluvial.

Aplicaron espuma en el interior del tanque, en el canal pluvial y en el rack de tuberías localizado en el lado poniente, para prevenir la ignición del producto.

Bloquearon los accesos al área para no permitir el paso de vehículos y personal no autorizado. Se colocaron en puntos estratégicos camiones de contra incendio y se calafateó y se reforzó el dique de contención al poniente del tanque. Se colocaron barreras flotantes en el canal pluvial y en el Muelle No. 5, para recuperar el producto derramado. Por medio de bombas de alto gasto, se trasegó la gasolina contenida en el patio del TV-11 hacia otro tanque.

Finalmente, el día 23 de febrero de 1997 se concluyeron los trabajos de recuperación del producto, colocándose juntas ciegas al tanque TV-11 para su inspección interna. De este incidente se enteró de inmediato a Protección Civil de Veracruz y del Municipio de Minatitlán quienes suspendieron inmediatamente las actividades en la escuela primaria y solicitaron a los pobladores no encender fuegos. Se suministraron víveres; se restringió el tránsito de embarcaciones en la zona del Río que colinda con la Refinería. Una vez que se regularizó la situación, se permitió el tráfico limitado de embarcaciones a la margen del Río opuesta a la Refinería.

Los inspectores de la Comisión Nacional de Agua (C.N.A.) y Procuraduría de Protección al Ambiente (PROFEPA) se presentaron en el lugar de los hechos y levantaron las actas correspondientes. El personal de CNA efectuó un muestreo del río aguas arriba y aguas abajo del sitio del incidente y se detectaron iridiscencias por hidrocarburos en algunos puntos de muestreo.

El tanque TV-11 contenía 79,288 barriles de gasolina nova, de los cuales 42,848 se derramaron hacia el exterior y el resto fue trasegado hacia otros tanques.

Por otra parte, el Instituto Nacional de Ecología (INE) a través del Centro de Orientación para la Atención de Emergencias Ambientales (COATEA) supervisado por la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA), clasificó las sustancias involucradas con mayor número de accidentes en distintos de procesos que se realizan en México, las cuales se presentan en la siguiente tabla:

Tabla I.23 Sustancias de Mayor Índice de Accidentes.

Nombre de la Sustancia	% de Accidentes
Petróleo Crudo	42.08
Gasolina	7.83
Diésel	6.80
Combustóleo	5.39
Amoniaco	4.05
Gas L.P.	3.19
Gas Natural	2.30
Aceites	2.27
Ácido Sulfúrico	2.26
Solventes Orgánicos	1.09
Otras Sustancias	27.21

En México no se cuenta con una estadística de accidentes de manejo de gasolina, diésel o turbosina. Sin embargo, los accidentes con mayor frecuencia se presentan en las actividades de transportación de combustibles, siendo mayor que en instalaciones de almacenamiento. En refinerías y terminales de almacenamiento las causas de los eventos de incendio y daños de tanques son debido a fenómenos meteorológicos (huracanes, tormentas eléctricas) y en poca proporción debido a error humano (sobrellenado del tanque, colapso del tanque) o error material (falla de válvula presión vacío, arrestaflamas, soldadura y desprendimiento de cúpula). Otra causa de incendio en tanque de almacenamiento puede ser durante las actividades de mantenimiento.

En las tablas siguientes se muestran varios registros históricos de accidentes en instalaciones industriales diversas⁴, así como en medios de transporte de las sustancias involucradas en estos accidentes.

Tabla I.24 Principales accidentes e incidentes ocurridos en refinerías y plantas químicas a nivel nacional en fechas 1972-1996.

Fecha	País y Localización	Causa	Producto	Numero		
				Muertes		
1988	23.06	México, Monterrey	Explosión	Gasolina	4	15 10 000

Fuente: OECD, MHIDAS, TNO, SEI, UBA-Handbuch Stoerfaelle, SIGMA, Press Reports, UNEP, BARPI

Tabla I.25 Principales accidentes e incidentes ocurridos durante la transportación de sustancias peligrosas a nivel nacional en fechas 1972-2005.

Fecha	País y Localización	Tipo de Transporte y Causa	Producto	Numero		
				Muertes		
1991	22.04	México, Guadalajara	Ducto, explosión	Gasolina	300	- -

Fuente: OECD, MHIDAS, TNO, SEI, UBA-Handbuch Stoerfaelle, SIGMA, Press Reports, UNEP, BARPI

Tabla I.26 Principales accidentes e incidentes ocurridos en refinerías y plantas químicas a nivel mundial en fechas 1970-1997.

Fecha	País y Localización	Causa	Producto	Numero		
				Muertes	Heridos	Evacuados
1972	6.04	USA, Doraville	Incendio	Gasolina	2	161 ..
1985	1.11	India, Padaval	Incendio	Gasolina	>43	82 ..
1986	-	*USA, Northville	Fuga en una terminal	Gasolina	-	- -

⁴ http://www.paho.org/Spanish/PED/ProductosQuimicos/Quimicos/index_folder/word_html/1/home1.html

Fecha		País y Localización	Causa	Producto	Numero		
					Muertes	Heridos	Evacuados
1988	2.01	*USA, Floreffe	Descarga en Tanque	Diésel	-	-	-
1994	20.10	USA, Houston	Liberación de material	Crudo, Gasolina		<70	12 000
1997	26.01	EUA	Incendio, explosión	Hidrocarburos	1	60	-
	14.09	India, Wishakhaptnam	Incendio en refinería	Hidrocarburos	34	31	15 000

Fuente: OECD, MHIDAS, TNO, SEI, UBA-Handbuch Stoerfaelle, SIGMA, Press Reports, UNEP, BARPI

Tabla I.27 Principales accidentes e incidentes ocurridos durante la transportación de sustancias peligrosas a nivel mundial en fechas 1972-2000.

Fecha		País y Localización	Tipo de Transporte y Causa	Producto	Numero		
					Muertes	Heridos	Evacuados
1984	25.02	Brasil, Cubatao	Tubería, explosión	Gasolina	89	-	2 500
1987	17.07	Alemania, Herborn	Carretero, fuga	Gasolina	6	24	-
1994	8.03	Suiza, Zurich	Ferroviano, fuga	Gasolina	-	7	120
1999	03	Will County IL.	Tubería, fuga por golpe y derrame	Gasolina	-	-	-
	06	Bellingham WA	Tubería, fuego y explosión	Gasolina	-	3	-
2000	01	Winchester KY	Tubería, derrame	Gasolina	-	-	-
	02	Knoxville TN	Tubería, derrame	Diésel	-	-	-
	03	Greeville TX	Tubería, derrame	Gasolina	-	-	-

Fuente: OECD, MHIDAS, TNO, SEI, UBA-Handbuch Stoerfaelle, SIGMA, Press Reports, UNEP, BARPI Office of Pipeline Safety (OPS) data shows.

I.4.2 Metodologías de identificación y jerarquización

La identificación y jerarquización de riesgos se llevó a cabo mediante una combinación de metodologías para las diferentes áreas del Proyecto, que se resumen de la forma siguiente:

- ⊕ Análisis Cuantitativo de Riesgo
 - Área de Tanques Buffer
 - Área de Almacenamiento
 - Área de Llenaderas
- ⊕ Identificación de peligros mediante Análisis What-if...? / Lista de Verificación – Análisis Cualitativo de Riesgo
 - Buque tanque a Monoboya / Monoboya a PLEM / PLEM a ductos marinos hacia recibo de productos petrolíferos en el Área de Tanques Buffer.
 - Ductos terrestres enterrado desde Área de Tanques Buffer hacia el Área de Almacenamiento

La información utilizada y entregada por IPIII para el desarrollo del ERA en etapa de Ingeniería Básica extendida, fue la siguiente:

El Proyecto tendrá las siguientes instalaciones generales:

- ⊕ Monoboya, zona de atraque, sistema de carga y descarga de buques tanque.
- ⊕ Conexiones flexibles de la Monoboya al sistema múltiple de conexiones (PLEM).

- ⊕ Tuberías submarinas (Ductos marinos) a la costa con longitud aproximada de 1.69 km.
- ⊕ Tanques buffer y bombas booster (Área de Tanques Buffer).
- ⊕ Tuberías terrestres desde los tanques buffer a los tanques de almacenamiento (Ductos terrestres).
- ⊕ Tanques de almacenamiento para Gasolina Regular, Gasolina Premium, Diésel, Turbosina, Turbosina filtrada, Etanol y producto rechazado (Transmix). (Área de Almacenamiento)
- ⊕ Área de llenaderas y bombas para auto tanques (Área de Llenaderas).
- ⊕ Sistemas eléctricos.
- ⊕ Servicios auxiliares, telecomunicaciones, protección contra incendios, etc.
- ⊕ Edificio administrativo, cuarto de control, almacenamiento de residuos, caminos, estacionamiento, etc.

Adicionalmente, la siguiente:

- ⊕ Descripción del Proceso (DP).
- ⊕ Diagramas de Flujo de Proceso (DFP).
- ⊕ Balance de Materia y Energía (BME).
- ⊕ Diagramas de Tubería e Instrumentación de Proceso (DTI's).
- ⊕ Planos de Localización General de Equipos (PLG).
- ⊕ Hojas de Datos de Equipos (HD).
- ⊕ Hojas de Datos de Seguridad de Los Materiales (HDS).

I.4.2.1 Análisis Cuantitativo de Riesgo⁵

La identificación y análisis de los riesgos se llevó a cabo mediante un Análisis Cuantitativo de Riesgo (ACR), en el cual se aplicó una detallada estrategia para el análisis cuantitativo de riesgo en la instalación para identificar las emisiones peligrosas potenciales y sus riesgos. Los Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI) de toda la Terminal fueron divididos en secciones aislables más pequeñas, y en cada una de ellas se calculó la magnitud y la frecuencia de dichas emisiones. Los escenarios de emisión de más alto riesgo para cada área del Proyecto fueron seleccionados y evaluados para las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento.

I.4.2.1.1 Antecedentes del Análisis Cuantitativo de Riesgo

La Norma Oficial Mexicana NOM-006-ASEA-2017 requiere la identificación de los escenarios más severos en la instalación, utilizando técnicas aceptadas por la industria para la identificación de peligros, así como para la estimación de las probabilidades, frecuencias y consecuencias del evento. El Análisis Cuantitativo de Riesgo es una metodología bien conocida que satisface los requisitos. Esta norma define las estrategias para el análisis de riesgos para el Proyecto. Las emisiones potenciales deben ser identificadas a través de un análisis de consecuencias y riesgos para los equipos, sistemas y productos en la instalación. Este análisis debe tomar en cuenta la composición, cantidad y manipulación de los productos petrolíferos, así como el equipo, arreglo y ubicación de las poblaciones dentro y fuera del sitio.

El riesgo, definido simplemente, es el potencial de perder algo de valor. El riesgo se evalúa tomando el producto de la probabilidad del evento con la gravedad del resultado de todas las

⁵ © Exponent Inc. "Reporte de Análisis de Riesgo Ambiental". Proyecto Exponent No. 1801792.000. Noviembre 02, 2018.

consecuencias peligrosas del evento. A diferencia de las metodologías cualitativas para la evaluación del riesgo, donde se usan matrices de riesgo para asignar el riesgo aproximado de un proceso dado, un Análisis Cuantitativo de Riesgo asigna un valor matemático al riesgo.⁶ El Análisis Cuantitativo de Riesgo está formado por diversos análisis integrados que culminan en la cuantificación del riesgo:

- ⊕ Identificación de sistemas y peligros – Los sistemas que están incluidos en el alcance del Análisis Cuantitativo de Riesgo y cuáles son los peligros representados, son los primeros a ser identificados.
- ⊕ Desarrollo de tasas de falla – Rutinariamente se utilizan los métodos del árbol de eventos para determinar la probabilidad de que un sistema o componente cree un entorno peligroso. Estos árboles de eventos podrían considerar las capas de protección o estrategias de mitigación diseñadas para prevenir un evento peligroso. Existen muchos juegos de datos que podrían ser utilizados para desarrollar árboles de eventos.
- ⊕ Determinación de consecuencias peligrosas – Pueden utilizarse modelos matemáticos o tablas empíricas para evaluar el impacto potencial de un evento peligroso. Estos cálculos consideran a las poblaciones potencialmente afectadas o los activos expuestos, para cuantificar la magnitud del daño, usualmente en función del tiempo. Los criterios de daño, tales como los puntos finales tóxicos o inflamables, deberán ser definidos para los sistemas y peligros específicos.
- ⊕ Análisis de Receptores – Se deberán determinar los receptores potenciales que rodean a la actividad propuesta, y podrían incluir a las fracciones en interiores y a las fluctuaciones con base en la hora del día.
- ⊕ Cálculo del Riesgo – Los tres pasos previos se combinan para determinar el riesgo de un establecimiento, proceso o componente propuesto. Con frecuencia, los datos meteorológicos y las poblaciones en interiores y exteriores son considerados para determinar el alcance de los efectos del evento peligroso. El riesgo se reporta como riesgo individual (IR) y como riesgo social (RS).

⁶ De Haag, PAM Uijt, y B. J. M. Ale. Guidelines for Quantitative Riesgo Assessment: Purple Book. Ministerie van Volkshuisvesting en Ruimtelijke Ordening (VROM), 2005.

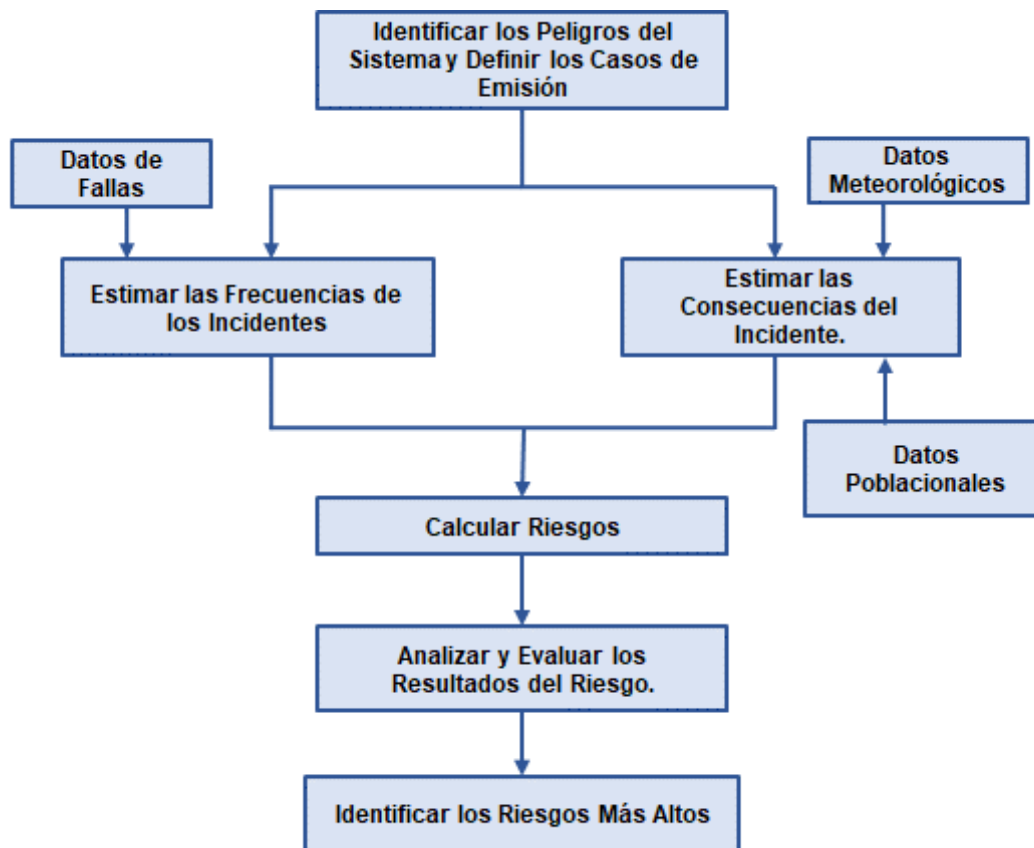


Figura I.18 Esquema de la Metodología del Análisis Cuantitativo de Riesgo.

I.4.2.1.1.1 Selección y Modelado de los Escenarios de Emisión para el Análisis Cuantitativo de Riesgo

El objetivo del Análisis Cuantitativo de Riesgo consiste en cuantificar los riesgos para el personal dentro y fuera del sitio, típicamente representados por incendios explosiones y emisiones tóxicas. Este Análisis Cuantitativo de Riesgo manejó las consecuencias de las emisiones en el Proyecto. En algunas ocasiones, en el caso de plantas químicas muy grandes y complejas, un paso de identificación y clasificación de peligros puede reducir un gran número de posibles emisiones a un subconjunto más manejable de las emisiones con riesgo más importante. Entonces, éstos serían una entrada de información en el Análisis Cuantitativo de Riesgo posterior. Sin embargo, si la instalación no es muy grande ni compleja, es preferible manejar íntegramente en el Análisis Cuantitativo de Riesgo todas las fuentes de emisión posibles que pueden estar presentes. Ésta es la estrategia seguida en este ERA. Los DTI para toda la instalación pueden ser divididos en secciones aislables más pequeñas, donde cada una de ellas sea una fuente de emisión. Los tamaños de la emisión de estas secciones se asignan a orificios equivalentes de distinto tamaño (i. e., las emisiones pequeñas, medianas, grandes y catastróficas son relacionados a orificios equivalentes de ¼", 1", 3" y el diámetro nominal del tubo).

Las frecuencias totales de emisión pueden ser calculadas para cada sección aislable, con base en las tasas de falla, el conteo de un tipo de equipo particular (i. e., válvulas, tanques), y la longitud y tamaño nominal de la línea.

I.4.2.1.2 Modelos Computacionales

Fueron dos los modelos computacionales utilizados para evaluar la dinámica, consecuencias y riesgos de los escenarios de emisión potencial, la dinámica física de los derrames accidentales, la vaporización, la dispersión de vapor, combustión, y explosiones de nubes de vapor para las instalaciones terrestres. Cada herramienta de modelado es un modelo computacional comprobado en la industria, y varían en complejidad y precisión. Estos modelos son enlistados a continuación:

Tabla I.28 Modelos computacionales utilizados para evaluar las consecuencias peligrosas y el riesgo en las instalaciones terrestres.

Modelo	Capacidad	Comentarios
PHAST	Software para el modelado de emisiones; cálculo del término de la fuente [vaporización de charco; líquidos incandescentes; y atomización en forma de partículas con deposición húmeda o vaporización en aire (<i>liquid rainout</i>)]; dispersión de vapor; incendio de charco; explosión de nube de vapor	Modelo simplificado; tiende a arrojar resultados de conservadores a extremadamente conservadores.
PHAST Risk	Software para el análisis cuantificado del riesgo, que amplía las capacidades del PHAST añadiendo información de entrada sobre la probabilidad de la emisión, la rosa de los vientos y población.	Modelo simplificado; tiende a arrojar resultados de conservadores a extremadamente conservadores.

I.4.2.1.2.1 Antecedentes del Software PHAST

El PHAST Versión 6.7 es un software comercial desarrollado y distribuido por Det Norske Veritas (DNV). PHAST es ampliamente utilizado para el cálculo de distancias de peligro a partir de la emisión de diversas sustancias peligrosas, incluyendo petrolíferos líquidos. El software PHAST usa el Modelo de Dispersión Unificado (MDU), que es un modelo de ecuación integral para calcular la dispersión después de emisiones presurizadas y no presurizadas. Consta de los siguientes módulos asociados, los cuales se ilustran en la figura a continuación:

- ⊕ Dispersión de chorro en campo cercano
- ⊕ Evaporación de gotas y *rainout* en no equilibrio, *touchdown*
- ⊕ Dispersión y vaporización de charcos
- ⊕ Dispersión de gas pesado
- ⊕ Dispersión pasiva en campo lejano.

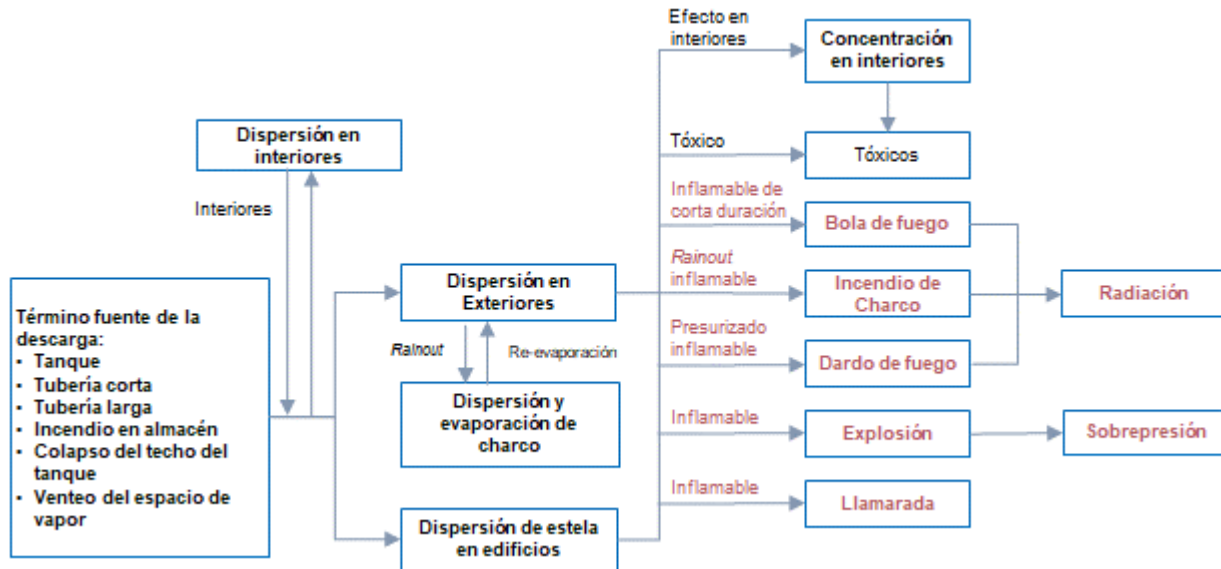


Figura I.19 Diagrama de bloques del PHAST.

El Modelo de Dispersión Unificado permite trabajar con emisiones continuas, instantáneas, de duración finita constante y generales variables en el tiempo. El Modelo de Dispersión Unificado también soporta la posible elevación cuando una pluma a nivel de piso se hace flotante. Este modelo ha sido validado ampliamente con datos experimentales y es tema de diversos documentos científicos revisados por pares.⁷

Los cálculos del modelo PHAST suponen que el terreno es totalmente plano y no consideran fácilmente las obstrucciones tales como una variación natural en el terreno o la presencia de equipo en las proximidades. El PHAST emplea un modelo de ecuaciones integrales simplificadas para calcular la dispersión de vapor; entonces, los resultados no explican los efectos de la topografía, la geometría local del sitio u otras complejas interacciones dinámicas del fluido con las estructuras.

El software PHAST está incorporado en una herramienta de análisis llamada PHAST Risk.

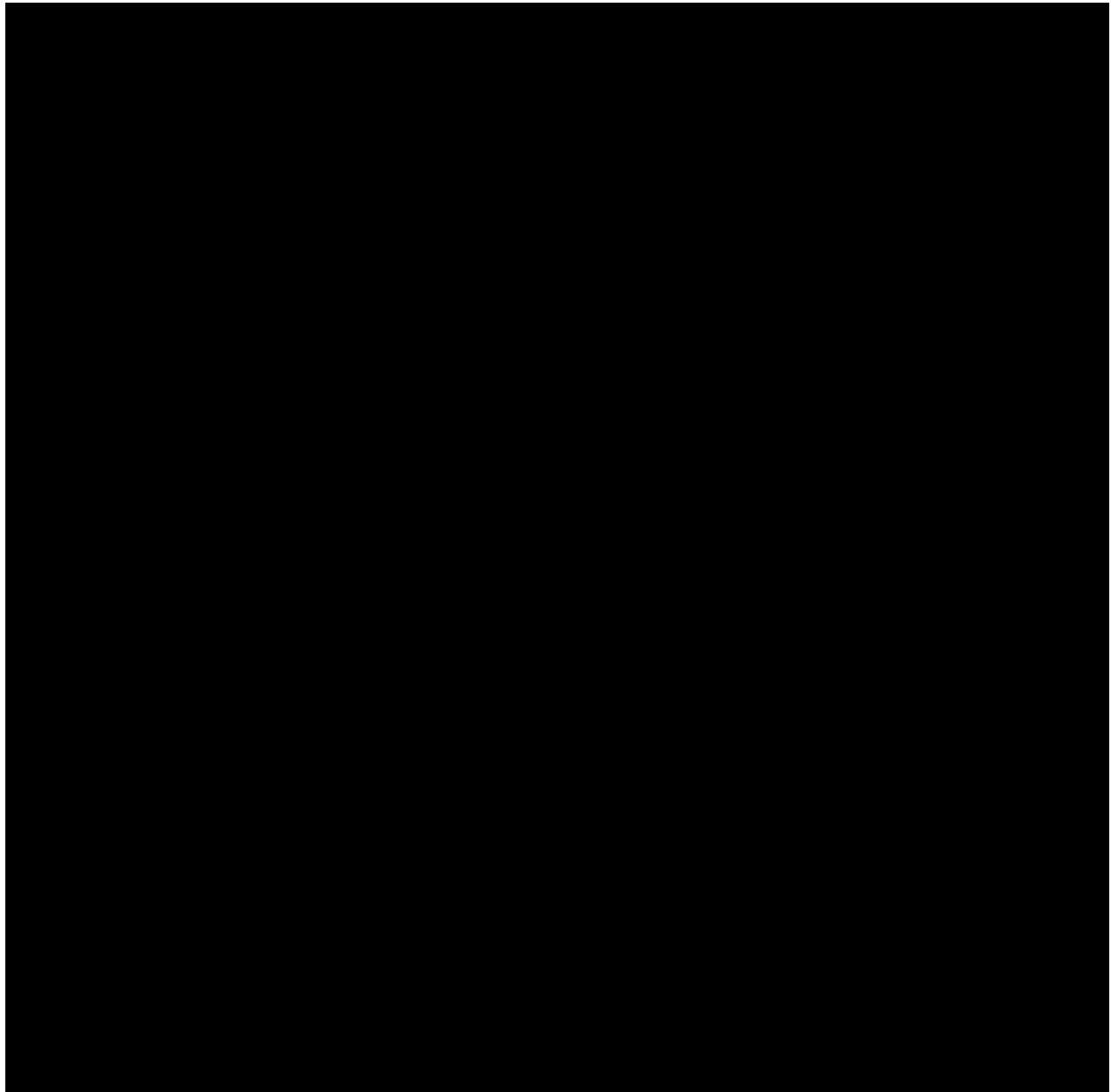
I.4.2.1.2.2 Software PHAST

El PHAST Risk es un paquete de software comercial desarrollado y distribuido por DNV, que combina los modelos fenomenológicos de emisiones y análisis de consecuencias en PHAST v6.7, con un sub-modelo de análisis de riesgo para evaluar derrames, aspersiones y dispersiones de gas, así como las consecuencias tóxicas, de incendios y explosiones sobre las poblaciones.

⁷ Witlox, H.W.M. y Holt, A., 1999, A unified model for jet, heavy y passive dispersion including droplet rainout and re-evaporation, International Conference and Workshop on Modeling the Consequences of accidental Releases of Hazardous Materials, CCPS, San Francisco, California, September 28–October 1, pages 315–344.

I.4.2.1.1 Análisis Meteorológico

Las características climáticas locales, incluyendo los parámetros históricos del viento y los datos de temperatura ambiente en la Terminal, son factores relevantes para calcular los escenarios de emisión más probables y los peores. Los datos meteorológicos de la estación climatológica más cercana a la Terminal se tomaron de un reporte presentado por ECA a ASEA en 2016, que están públicamente disponibles.⁸ Los datos de viento y temperatura observados de la estación meteorológica de ECA, estuvieron disponibles desde mediados del 2008 hasta finales del 2015. Las coordenadas de dicha estación son: 513,882.264 m Este, 3,539,001.514 m Norte en UTM 11N (NAD83). Estos datos fueron utilizados en el análisis que aquí se presenta.



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

⁸ Manifestación de Impacto Ambiental Modalidad Regional, Proyecto de Licuefacción de Gas Natural en Energía Costa Azul. Energía Costa Azul, S. de R.L. de C.V. Diciembre, 2016. Ingresado a través de: <http://apps1.semarnat.gob.mx/dgiraDocs/documentos/bc/estudios/2016/02BC2016G0068.pdf>

Tabla I.29 Temperatura Anual Promedio del Aire en el Sitio.

Año	Temperatura Promedio del Aire (°C)	# de Horas Válidas	# de Horas Faltantes	% de Horas Válidas
2008	16.9	6,317	2,443	72.11%
2009	16.4	8,758	2	99.98%
2010	15.58	8,749	11	99.87%
2011	15.39	8,736	24	99.73%
2012	16.13	8,782	2	99.98%
2013	16.05	8,732	28	99.68%
2014	17.24	8,760	0	100.00%
2015	18.16	8,545	215	97.55%

De acuerdo a la rosa de los vientos para la instalación de ECA, con los datos meteorológicos recopilados en el sitio y los datos de los vientos del Oeste (W), Oeste-Sur-Oeste (WSW) y Sur-Oeste (SW) se presentan 48% del tiempo (calculado despreciando las condiciones etiquetadas como “calma”); y las velocidades del viento menores a 6 m/s se presentan 86.6% del tiempo (incluyendo las condiciones etiquetadas como “calma”). Observar que los datos excluyen las condiciones en calma (velocidad del viento < 0.5 m/s), que se encuentran en el sitio 4.23% del tiempo.

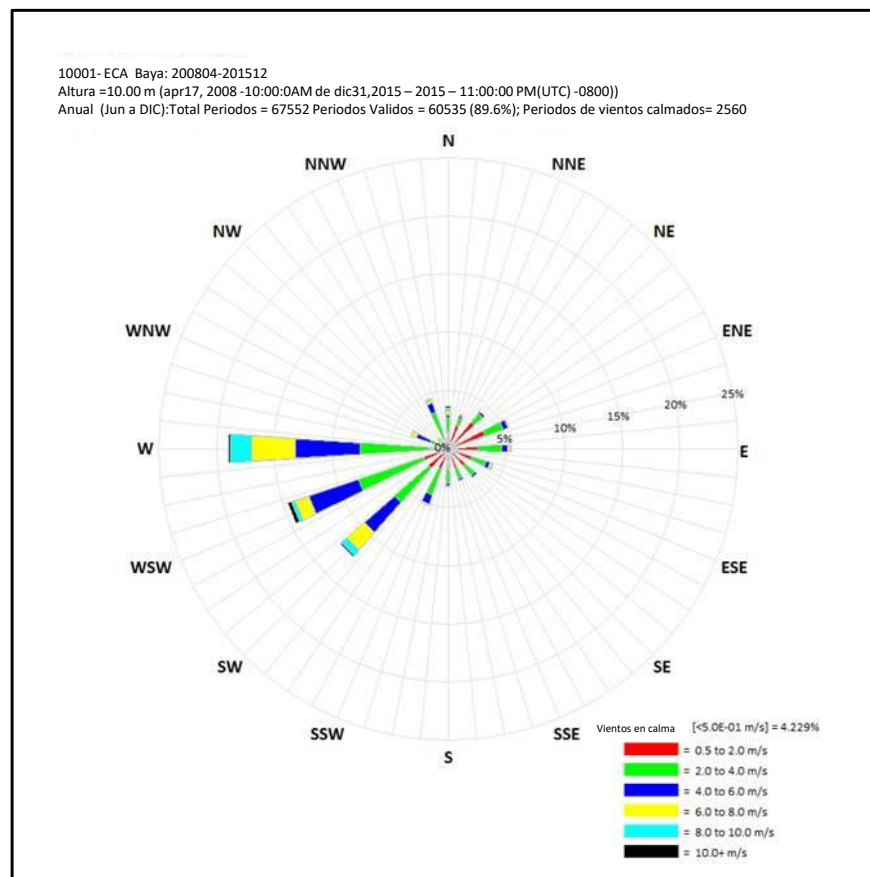


Figura I.21 Rosa de los vientos para la fracción de velocidad y dirección del viento en la instalación de ECA, con base en los datos meteorológicos recopilados en el sitio.

Tabla I.30 Datos tabulados de la velocidad y dirección del viento que se presenta en la instalación de ECA, con base en los datos meteorológicos recopilados en el sitio.

Dirección de Viento	Intervalo de Velocidad del Tiempo (m/s)						Suma de la Fila
	0.5-2.0	2.0-4.0	4.0-6.0	6.0-8.0	8.0-10.0	>10.0	
N	1.53%	1.15%	0.28%	0.33%	0.26%	0.11%	3.65%
NNE	2.08%	0.66%	0.18%	0.08%	0.04%	0.01%	3.06%
NE	2.98%	1.02%	0.15%	0.03%	0.01%	0.01%	4.21%
ENE	3.31%	1.73%	0.36%	0.07%	0.02%	0.03%	5.51%
E	2.63%	2.00%	0.48%	0.12%	0.11%	0.08%	5.43%
ESE	2.12%	1.30%	0.37%	0.11%	0.08%	0.07%	4.05%
SE	1.88%	1.10%	0.18%	0.07%	0.02%	0.02%	3.26%
SSE	1.77%	0.93%	0.17%	0.03%	0.01%	0.00%	2.92%
S	1.76%	1.19%	0.21%	0.05%	0.04%	0.01%	3.25%
SSW	1.86%	2.34%	0.82%	0.14%	0.02%	0.01%	5.19%
SW	2.17%	3.98%	3.48%	1.97%	0.68%	0.11%	12.39%
WSW	2.29%	5.93%	4.49%	1.21%	0.38%	0.29%	14.59%
W	1.59%	5.99%	5.63%	3.77%	1.79%	0.22%	18.98%
WNW	0.23%	1.44%	1.24%	0.40%	0.12%	0.01%	3.44%
NW	0.19%	0.77%	0.17%	0.06%	0.04%	0.02%	1.24%
NNW	0.90%	2.43%	0.86%	0.24%	0.13%	0.04%	4.60%
Totales	29.31%	33.95%	19.07%	8.67%	3.74%	1.04%	95.77%

N = Norte, W = Oeste, S = Sur, y W = Oeste.

I.4.2.1.2 Métricas del Riesgo

Existen dos tipos de métricas para el riesgo cuantitativo que son utilizadas comúnmente: riesgo individual y riesgo social. El riesgo individual se define como la frecuencia en la cual podría esperarse que un individuo sufriera un nivel dado de daño derivado de la concreción de los peligros especificados. El riesgo social se define como la relación entre la frecuencia y el número de personas que sufrirían un nivel especificado de daño en una población dada, derivado de la concreción de peligros específicos.

Los riesgos individual y social son formas distintas de presentar las mismas combinaciones de frecuencia y consecuencias de un incidente. La diferencia principal es que el riesgo individual es una medida del riesgo para un individuo particular; mientras que el riesgo social, por otro lado, es una medición del riesgo para la sociedad como un todo. Al considerar el riesgo individual, es común suponer que el receptor está fuera 24 horas al día, y que no inicia ninguna

acción de protección en un evento de escenario de emisión. El riesgo individual no considera la población real presente dentro y alrededor de una instalación, ni los cambios en la población durante el día.

Las medidas de riesgo tanto individual como social son de importancia al evaluar los beneficios de las medidas para la reducción del riesgo, y al juzgar la aceptabilidad del proceso u operación particular que estén siendo evaluados. Sin embargo, en la mayoría de las decisiones con respecto a que, si el nivel de riesgo es aceptable o si se debe hacer más para controlar o reducir el riesgo, serán informadas principalmente por uno o el otro. Al decidir si es adecuado considerar el riesgo individual o el social, o ambos, es importante considerar el número de personas que podrían ser afectadas al mismo tiempo, a partir de la concreción de los peligros considerados.

Es necesario considerar el riesgo individual para determinar si el riesgo para las personas de interés es aceptable, o no. Si los peligros que se están considerando tienen el potencial de afectar solamente a personas, o a algunas personas al mismo tiempo, sería adecuado considerar sólo el riesgo individual. Sin embargo, si los peligros que se están considerando tienen el potencial de afectar a un gran número de personas al mismo tiempo, sería necesario considerar también el riesgo social, incluso si el riesgo individual estimado fuera bajo.

I.4.2.1.2.1 Contornos de Riesgo Individual

Típicamente, los resultados del riesgo individual son reportados como la probabilidad de muerte (o dosis peligrosa) por año, y pueden ser presentados en forma de contornos de riesgo. El cálculo del riesgo individual supone que una persona está presente de manera continua durante 24 horas al día, todos los días durante un año. Cada anillo del contorno en la gráfica representa una probabilidad calculada de deceso en un análisis de riesgo, típicamente como órdenes de magnitud (e. g., 1×10^{-6} /año). Por ejemplo, una persona ubicada en el contorno de 1×10^{-6} /año tendría una posibilidad en 1'000,000 de años de morir debido a un escenario de pérdida de contención en la instalación particular que se está considerando. A medida que una persona se aleja del punto, el riesgo individual disminuye.

I.4.2.1.2.2 Riesgo Social, Curvas F/N y Riesgo Integral

El riesgo social se define como la relación entre la frecuencia y el número de personas que sufren un nivel especificado de daño en una población dada, derivado de la concreción de peligros específicos. La evaluación del riesgo social está enfocada en la estimación de la probabilidad de más de un individuo para ser lesionado simultáneamente por un incidente. La probabilidad del evento primario (un accidente en una planta peligrosa mayor), sigue siendo un factor, pero las consecuencias son evaluadas en términos del nivel de daño y el número de personas afectadas (gravedad), para dar una idea de la escala de un accidente en términos del número de personas muertas o lesionadas. El riesgo social depende de los riesgos representados por las sustancias y procesos ubicados en una instalación de peligro mayor. Un factor clave en la estimación del riesgo social es la población alrededor del sitio, en particular su ubicación y densidad. Por ejemplo, mientras más edificios (ocupados) existan en un área particular, es mayor el número de personas que podrían ser afectadas por una emisión de gas tóxico que pasara a través de esa área.

En el caso de una instalación con una población ubicada en una dirección específica de la brújula, la posibilidad de una emisión de gas tóxico dependería de la probabilidad de deriva en esa dirección. Los ejemplos de sitios que presentarían un riesgo social significativo incluyen:

plantas químicas donde se fabrican, almacenan o utilizan sustancias tóxicas licuadas; ciertas plantas de tratamiento de agua donde se almacenan sustancias tóxicas licuadas que se utilizan en la purificación del agua; grandes instalaciones de almacenamiento de combustibles, tales como petrolíferos líquidos, gas licuado de petróleo (GLP), y gas natural licuado (GNL).

El riesgo social considera la población presente dentro de una distancia particular de un sitio de interés. Típicamente es reportado como promedio (tasa promedio de muerte o pérdida potencial de la vida), y puede ser representado en una curva o gráfica F/N, donde el eje x es el número de decesos (*fatalities*) (N) y el eje y representa la frecuencia (F) de los accidentes que involucran N o más decesos al año.

La estrategia del Análisis Cuantitativo de Riesgo da como resultado el cálculo y la presentación de curvas F/N que describen la frecuencia de ocurrencia contra el número de decesos potenciales. La Integral del Riesgo Social se determina integrando matemáticamente (el área bajo la curva), la curva F/N para cada escenario (ver la siguiente gráfica). La integración de la curva se hace automáticamente en el software del programa PHAST Risk, y el resultado se entrega en los reportes de riesgo sumariados. La Integral del Riesgo Social es un término aceptado por la industria que se utiliza para representar y jerarquizar el riesgo, y es similar a la frecuencia acumulativa del riesgo.⁹

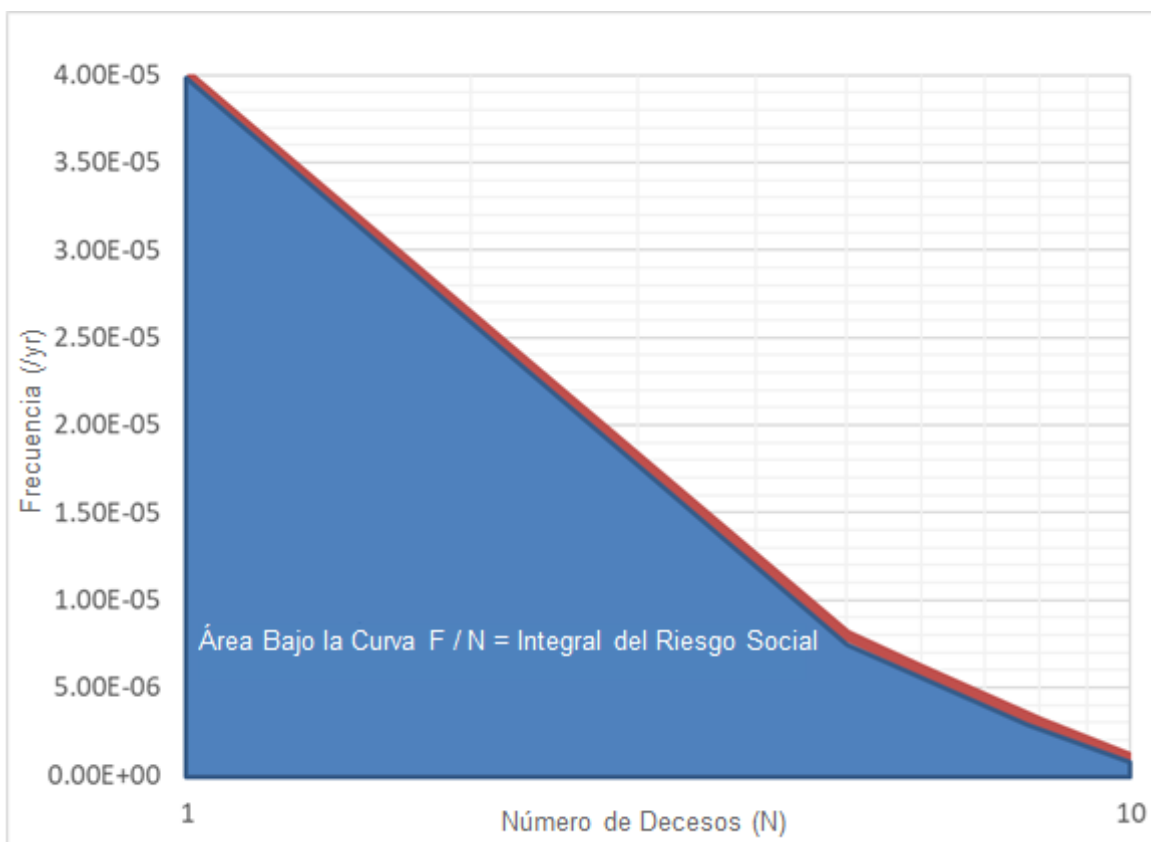


Figura 1.22 Ejemplo de la integración matemática del área bajo la curva F/N para determinar la Integral del Riesgo Social.

⁹ “An independent review of HSE methodology for assessing societal risk,” UK Health and Safety Executive (January 2006). Ver las páginas 7 y 8, para conocer la definición de “Integral de Riesgo” UK HSE y su decisión para usar este valor para la jerarquización del riesgo y la comparación con los criterios de aceptabilidad.

I.4.2.1.3 Identificación de las Fuentes de Emisión

Los DTI para toda la instalación que se presentan en el Anexo V.1.12 fueron divididos en subsistemas aislables más pequeños; y ahora, cada subsistema es definido como una fuente de emisión que puede tener un tamaño de emisión diferente para el material peligroso: pequeño, mediano, grande y catastrófico. Cada uno de estos tamaños de emisión fue asociado a la emisión de un tamaño de orificio equivalente de ¼", 1", 3", y catastrófico, respectivamente.

I.4.2.1.3.1 Fuentes de Emisión

La Terminal tiene tres áreas distintas en tierra: el Área de Tanques Buffer, el Área de Almacenamiento, y el Área de Llenaderas. Con el objetivo de manejar de manera más exhaustiva todas las emisiones posibles de la Terminal, los DTI para toda la instalación fueron divididos en 44 secciones aislables distintas; cada una de las cuales fue considerada como una posible fuente de emisión. El volumen de material peligroso por cada fuente de emisión depende del tamaño del orificio, la tasa de flujo del material en el equipo, las propiedades físicas del material y la duración de la emisión. Las tasas de flujo y las propiedades de los materiales se tomaron de los datos del Balance de Materia y Energía IP0317-PR-000-DFP-009 para la Terminal (Anexo V.2.3). En el caso de todas las fuentes de emisión que involucran a los tanques buffer o de almacenamiento, la duración supuesta para la emisión fue de una hora. Esta larga duración da tiempo para que las actividades de respuesta aislen el flujo de un tanque de almacenamiento en la granja de tanques. En el caso de las bahías del Área de Llenaderas, la duración se estableció en un minuto para las emisiones pequeñas, dado que se espera un menor tiempo de respuesta ante una emisión accidental. Para el resto de los subsistemas, la duración de la emisión se definió en 10 minutos.

Los cálculos se realizaron con las tasas de flujo de diseño del Balance de Materia y Energía del 26 de junio, 2018. Posterior al análisis, pero antes de su terminación, las tasas de flujo de diseño para las corrientes de los subsistemas 36 a 42 fueron ajustadas. El diseño de la tubería e ingeniería no fueron modificados. Las reducciones en las tasas de flujo para estos subsistemas no fueron analizadas en el Análisis Cuantitativo de Riesgo debido a que los nuevos flujos eran más pequeños que los utilizados en los cálculos originales. Por lo tanto, cualesquier emisiones de estos subsistemas serán más pequeñas que las utilizadas en los cálculos del Análisis Cuantitativo de Riesgo original; y que los cálculos originales que aquí se reportan dan un límite superior para el riesgo de los escenarios relacionados. Es de relevancia mencionar que ninguno de los subescenarios de las corrientes 36 a 42 se encuentra como parte de los resultados de los eventos de mayor riesgo para la determinación de las Zonas de Alto Riesgo y Zonas de Amortiguamiento.

Tabla I.31 Flujo máximo de las corrientes 36 a 42 del Balance de Materia y Energía.

Corriente	Fluido	Versión Junio, 2018		Versión Final	
		Flujo máx. GPM	Flujo máx. kg/h	Flujo máx. GPM	Flujo máx. kg/h
36	Etanol	1000	179,429	600	107,657
37	Etanol	1000	180,564	600	108,338
38	Transmix	840	151,674	800	144,451
39	Transmix	840	151,674	800	144,451
40	Transmix	840	151,674	800	144,451
41	Transmix	1680	303,348	800	144,451
42	Transmix	1680	303,348	800	144,451

En la tabla a continuación se enlistan los 44 subsistemas aislables o fuentes de emisión.

Tabla I.32 Lista de los Subsistemas Aislables o Fuentes de Emisión.

Subsistema #	Subsistemas Aislables/Fuente de Emisión	Área
1	Patín de Medición –Gasolina Regular/Premium	Área de Tanques Buffer
2	Patín de Medición - Diésel	Área de Tanques Buffer
3	Patín de Medición - Turbosina	Área de Tanques Buffer
4	Patín de Medición - Etanol	Área de Almacenamiento
5	Patín de Medición - Transmix	Área de Almacenamiento
6	Tanque Buffer de Gasolina Regular	Área de Tanques Buffer
7	Tanque Buffer de Gasolina Premium	Área de Tanques Buffer
8	Tanque Buffer de Diésel	Área de Tanques Buffer
9	Tanque Buffer de Turbosina	Área de Tanques Buffer
10	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular - TR1	Área de Almacenamiento
11	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular - TR2	Área de Almacenamiento
12	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular - TR3	Área de Almacenamiento
13	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular - TR4	Área de Almacenamiento
14	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular - TR5	Área de Almacenamiento
15	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular - TR6	Área de Almacenamiento
16	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Premium - TP1	Área de Almacenamiento
17	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Premium - TP2	Área de Almacenamiento
18	Tanque de Almacenamiento de Etanol - TE1	Área de Almacenamiento
19	Tanque de Almacenamiento de Etanol - TE2	Área de Almacenamiento
20	Tanque de Almacenamiento de Diésel - TD1	Área de Almacenamiento
21	Tanque de Almacenamiento de Diésel - TD2	Área de Almacenamiento
22	Tanque de Almacenamiento de Diésel - TD3	Área de Almacenamiento
23	Tanque de Almacenamiento de Diésel - TD4	Área de Almacenamiento
24	Tanque de Almacenamiento de Diésel - TD5	Área de Almacenamiento
25	Tanque de Almacenamiento de Turbosina - TJF1A	Área de Almacenamiento
26	Tanque de Almacenamiento de Turbosina - TJF1B	Área de Almacenamiento
27	Tanque de Almacenamiento de Turbosina Filtrada - TJF2A	Área de Almacenamiento
28	Tanque de Almacenamiento de Turbosina Filtrada - TJF2B	Área de Almacenamiento
29	Tanque de Almacenamiento de Transmix - TRP1	Área de Almacenamiento
30	Tanque de Almacenamiento de Transmix - TRP2	Área de Almacenamiento
31	Tanque de Almacenamiento de Transmix - TRP3	Área de Almacenamiento
32	Bombas de las Llenaderas de Gasolina Regular P-0201A/B/R	Área de Almacenamiento
33	Bombas de las Llenaderas de Gasolina Premium P-0202A/B/R	Área de Almacenamiento
34	Bombas de las Llenaderas de Diésel P-0203A/B/R	Área de Almacenamiento
35	Bombas de las Llenaderas de Etanol P-0206A/B/R	Área de Almacenamiento
36	Bombas de las Llenaderas de Turbosina P-0205A/B/R	Área de Almacenamiento
37	Bombas de las Llenaderas de Transmix P-0209A/B/R	Área de Almacenamiento
38	Bahía de Llenado de Auto Tanques – A	Llenado de Auto Tanques

Subsistema #	Subsistemas Aislables/Fuente de Emisión	Área
39	Bahía de Llenado de Auto Tanques - B	Llenado de Auto Tanques
40	Bahía de Llenado de Auto Tanques - C	Llenado de Auto Tanques
41	Bahía de Llenado de Auto Tanques - D	Llenado de Auto Tanques
42	Sistema de Filtración de Turbosina	Área de Almacenamiento
43	Sistema de Recuperación de Vapor	Llenado de Auto Tanques
44	Bahía de Descarga de Bahía de Llenado de Auto Tanques - E	Área de Almacenamiento

I.4.2.1.3.2 Materiales Inflamables

Los materiales inflamables incluyen: Gasolina Regular, Gasolina Premium, Diésel, Turbosina, Etanol y Transmix. Las emisiones de estos materiales podrían ocasionar resultados peligrosos tales como incendios y explosiones. En los modelos PHAST, la Gasolina y la Turbosina fueron representados como mezclas de pseudo-componentes, debido a que son mezclas de hidrocarburos puros. El Etanol fue representado como un componente puro. El Diésel fue representado como n-butanol puro, dado que el n-butanol y el Diésel tienen características de inflamabilidad muy similares. Se supuso que la Gasolina Premium y Gasolina Regular tienen una composición idéntica, dado que la diferencia en octanos no afecta de manera significativa las características de combustión en un incendio accidental. Dado que el Transmix es en realidad el producto rechazado de petrolíferos, se supuso que tiene las mismas propiedades de la Gasolina, dado que los productos petrolíferos tienen las características de combustión más significativas. Las composiciones representativas de cada petrolífero, en la forma en que fueron utilizadas en los modelos, se encuentran en la siguiente tabla.

Tabla I.33 Composiciones representativas utilizadas en los modelos para representar a las Gasolinas, Diésel, Turbosina y Etanol.

Componente	Composición (Mol %)			
	Gasolinas	Diésel	Turbosina	Etanol
Heptano	5%	--	3%	--
Hexano	5%	--	3%	--
Octano	20%	--	15%	--
Nonano	20%	--	15%	--
Dodecano	30%	--	20%	--
Butanol	20%	100%	45%	--
Etanol	--	--	--	100%

I.4.2.1.3.3 Áreas de Dique y Contención de Derrames

Los tanques de almacenamiento de petrolíferos ubicados en la Terminal están separados en cuatro áreas distintas, una para cada tipo de petrolífero: Gasolina, Diésel, Turbosina y Etanol. Cada una de estas áreas está dentro de un dique principal que contiene a todos los tanques de almacenamiento, y que está diseñada para contener las emisiones catastróficas del mayor tanque en su interior. Además, cada tanque de almacenamiento está dentro de una subdivisión más pequeña del dique principal, diseñado para contener emisiones menores a las

catastróficas. Únicamente los tres tanques de almacenamiento de Transmix comparten un pequeño dique y están ubicados dentro de una sola subdivisión del dique principal de diésel. Las áreas para los diques fueron estimadas a partir de los diagramas de la instalación. En caso de presentarse, se supuso que cada emisión sería contenida dentro de su área de dique respectiva. Así, el tamaño de un incendio de charco resultante quedaría limitado al área del dique que contenga los productos petrolíferos. En el caso de las emisiones ubicadas fuera de las áreas con dique, el tamaño de los charcos de líquido estaría limitado por el tamaño máximo alcanzable, balanceando la tasa de emisión y la tasa de combustión para un incendio de charco. Las áreas para los diques se enlistan en la siguiente tabla.

Tabla I.34 Área con dique alrededor de cada tanque de almacenamiento y su ubicación en el dique principal.

Tanque de Almacenamiento	Área (m ²)	Dique Principal
Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular - TR1	2,688	Gasolina
Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular - TR2	2,708	Gasolina
Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular - TR3	2,826	Gasolina
Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular - TR4	2,883	Gasolina
Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular - TR5	1,472	Gasolina
Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular - TR6	2,497	Gasolina
Tanque de Almacenamiento de Gasolina Premium - TP1	1,436	Gasolina
Tanque de Almacenamiento de Gasolina Premium - TP2	1,162	Gasolina
Tanque de Almacenamiento de Diésel - TD1	1,004	Diésel
Tanque de Almacenamiento de Diésel - TD2	1,004	Diésel
Tanque de Almacenamiento de Diésel - TD3	1,109	Diésel
Tanque de Almacenamiento de Diésel - TD4	1,109	Diésel
Tanque de Almacenamiento de Diésel - TD5	1,052	Diésel
Tanque de Almacenamiento de Turbosina - TJF1A	1,679	Turbosina
Tanque de Almacenamiento de Turbosina - TJF1B	1,679	Turbosina
Tanque de Almacenamiento de Turbosina Filtrada- TJF 2A	1,209	Turbosina
Tanque de Almacenamiento de Turbosina Filtrada- TJF2B	1,209	Turbosina
Tanque de Almacenamiento de Etanol - TE1	1,763	Etanol
Tanque de Almacenamiento de Etanol - TE2	1,763	Etanol
Tanques de almacenamiento de Transmix – TRP1, TRP2 y TRP3	1,266	Diésel

Los tanques de almacenamiento de petrolífero en el Área de Tanques Buffer se colocarán dentro de un dique de 857 m². El área supuesta para los derrames de los patines de medición del Área de Tanques Buffer es de 1,460 m², y está limitada por el sistema de drenaje circundante.

I.4.2.1.3.4 Frecuencias de Falla Estimadas

El análisis de riesgo requiere el desarrollo de un detallado árbol de eventos para cada escenario de emisión que describirá la frecuencia del evento de falla del evento iniciador, la probabilidad de los resultados individuales y la frecuencia final de los resultados individuales (e. g., incendio de charco, incendio de llamarada, dardo de fuego y explosión de nube de vapor). Las frecuencias de falla para los tamaños del orificio de la fuente de emisión de toda la Terminal se calcularon utilizando los datos pertinentes de la industria, como se refiere a continuación. El Anexo V.3.3 contiene un resumen de todas las emisiones y las tasas de falla estimadas.

I.4.2.1.3.4.1 Tiempo de Uso y Consideraciones de Falla sobre Demanda

Varios de los escenarios de emisión identificados representan el uso intermitente de las líneas y el equipo. Por ejemplo, el Área de Tanques Buffer sólo es operativo cuando se recibe producto de un buque tanque. En consecuencia, se aplicó un factor del tiempo de uso para representar la probabilidad potencial de que cualquier equipo utilizado solamente cuando se recibe producto del buque tanque estuviera en servicio simultáneamente en el momento en el que se registrara una emisión. Los factores de tiempo de uso se determinaron dividiendo la capacidad anual permitida por la tasa de flujo de diseño para las bombas de cada uno de los materiales considerados para calcular la fracción de un año en la que el equipo estaría teóricamente en uso.

I.4.2.1.3.4.2 Tasas de Falla de Equipos y Tuberías

Las tasas de falla para los equipos y segmentos de tubería se tomaron de las tablas de tasas de falla Directorio de Datos para la Evaluación de Riesgos: Frecuencia de Emisiones de Proceso (HSE y IOGB)¹⁰, que están normalizadas con base en la longitud de la tubería, y varían dependiendo del diámetro del tubo que se está considerando. Los estimados para la longitud de los sistemas de tubería propuestos para la Terminal, fueron multiplicados por las tasas de falla para cada uno de los segmentos de tubería para obtener la frecuencia de la tasa de falla frecuencia (falla/año). El equipo identificado en los diagramas incluyó tanques, bombas, filtros, válvulas y bridas. Se hizo un conteo de partes en cada sección aislable utilizando los DTI. El conteo total de cada tipo de equipo en cada sección fue multiplicado por la tasa de falla del equipo, para obtener la frecuencia total de la tasa de falla (falla/año).

I.4.2.1.4 Análisis Cuantitativo de Riesgo

Los 44 subsistemas potencialmente de alto riesgo identificados a partir de los DTI, fueron analizados con una estrategia de Análisis Cuantitativo de Riesgo para identificar los escenarios de más alto riesgo para la presentación de las Zonas de Alto Riesgo y las Zonas de Amortiguamiento. Para que un evento de pérdida de contención genere un resultado peligroso, debe ocurrir una secuencia de eventos. El Análisis Cuantitativo de Riesgo aborda esta secuencia de eventos asignando una frecuencia al evento iniciador y probabilidades condicionales de ocurrencia para los eventos subsecuentes. Un evento iniciador podría generar diversos resultados potenciales, donde no todos ellos representarían un peligro para el personal o el público. El Análisis Cuantitativo de Riesgo modela las secuencias alternativas de eventos para cada uno, a través de árboles de eventos con la complejidad adecuada para describir los resultados más probables del evento. Cada resultado, e. g., la consecuencia de una emisión de

¹⁰ Directorio de Datos para la Evaluación de Riesgos: Frecuencia de Emisiones de Proceso. Reporte OGB No. 434-I 03/2010

Gasolina, es entonces modelado para determinar el impacto de los peligros para el personal o el público. En el caso de las emisiones de una localidad fija, la fuente de la emisión es modelada como una fuente pseudo-puntual.

Las corridas de las modelaciones realizadas en PHAST para el Análisis Cuantitativo de Riesgo se presentan, en formato electrónico para un uso eficiente de papel, en el Anexo V.3.4.1.

I.4.2.1.4.1 Modelo PHAST Risk y Supuestos

Las condiciones de la emisión, vaporización, formación y dispersión de la nube, y la envolvente de la nube inflamable en función del tiempo, fueron calculadas en el PHAST Risk v6.7, que es un paquete comercial de software desarrollado y distribuido por Det Norske Veritas (DNV). El PHAST Risk combina la emisión fenomenológica y los modelos del análisis de consecuencias del PHAST v6.7 con un sub-modelo del análisis de riesgo para evaluar derrames, aspersiones y dispersiones de gas, así como las consecuencias de los tóxicos, incendios y explosiones sobre las poblaciones.

I.4.2.1.4.1.1 Probabilidad de Ignición de una Nube Inflamable

Dada la emisión de un material y la formación de una nube inflamable, los resultados peligrosos analizados en el Análisis Cuantitativo de Riesgo sólo pueden ocurrir si la mezcla inflamable se enciende. El tiempo de ignición afecta el resultado de las consecuencias. Por ejemplo, la ignición inmediata de la emisión podría ocasionar un incendio de charco o dardo de fuego (o ambos); la ignición retardada podría ocasionar un incendio de charco, dardo de fuego, y/o una explosión. Para cada modelo de emisión, PHAST Risk calcula el resultado debido tanto a la ignición inmediata como a la retardada, cada una con diferente probabilidad de ocurrencia.

Las probabilidades de ambas igniciones en PHAST Risk son consistentes con los lineamientos publicados en el Libro Morado Holandés (*Dutch Purple Book*)¹¹, y se describen ampliamente en la documentación del PHAST Risk.¹²

I.4.2.1.4.1.2 Exposición a los Efectos Inflamables por Parte de una Población

Los efectos resultantes de una emisión de materiales inflamables podrían incluir incendios de charco, dardo de fuego, incendio de llamarada, y explosiones por expansión del vapor de un líquido en ebullición (*Boiling Liquid Expanding Vapor Explosions*) (BLEVEs). La probabilidad de que una población expuesta sufra un deceso debido a la exposición a un efecto inflamable, depende de la magnitud de la exposición y la protección de la población (en interiores contra a la intemperie). Los métodos para medir las consecuencias del efecto inflamable utilizados en PHAST Risk son consistentes con los lineamientos publicados en el Libro Holandés Verde (*Dutch Green Book*)¹³ (y aplicados al Análisis Cuantitativo de Riesgo en el Libro Holandés Morado¹⁴).¹⁵ Para los cálculos del riesgo social (personal en sitio y público fuera del sitio), el modelo supone que el 90% de la población está en interiores y 10% está en el exterior. Todos

11 Chapter 4.7, Ignition, in Guideline for Quantitative Risk Assessment (Dutch Purple Book), Publication Series on Dangerous Substances, Ministerie van Verkeer en Waterstaat (2005).

12 PHAST Risk Technical Documentation, “MPACT Theory,” DNV Software, page 103 (2010).

13 Chapter 1, Damage Caused by Heat Radiation, in Methods for the Determination of Possible Damage (Dutch Green Book), Publication Series on Dangerous Substances, Ministerie van Verkeer en Waterstaat (1992).

14 Chapter 5, Modeling Exposure and Damage, in Guideline for Quantitative Risk Assessment (Dutch Purple Book), Publication Series on Dangerous Substances, Ministerie van Verkeer en Waterstaat (2005).

15 PHAST Risk Technical Documentation, “MPACT Theory,” DNV Software, pages 66-94 (2010).

los cálculos suponen que las personas están a nivel de piso, por lo que se utilizan zonas de efecto a nivel de piso para calcular los resultados de las consecuencias.

En PHAST Risk, los efectos inflamables y las consecuencias en decesos se calculan utilizando un sistema de celdas cuadriculadas para calcular los decesos en las zonas de efecto; y se calcula la probabilidad de decesos en función de la distancia. El Método Probit, que depende del nivel de radiación y el tiempo de exposición, se utiliza para calcular la probabilidad de deceso debido a los efectos inflamables sobre las poblaciones expuestas a los efectos de BLEVEs, incendios de charco y dardos de fuego. Este método se aplica a cada celda independientemente, y después se obtiene el resultado acumulativo de las consecuencias para un efecto inflamable específico, sumando todas las celdas de la cuadrícula. Los resultados de las consecuencias para las clases de efectos inflamables se resumen [la envolvente de la llama se define como el área entre el límite inferior de inflamabilidad (*lower flammable limit*) (LFL), y el límite superior de inflamabilidad (*upper flammable limit*) (UFL)]:

- ⊕ BLEVE, incendio de charco, dardo de fuego—todas las personas, en interiores y exteriores, dentro de la envolvente de la llama se consideran decesos. Todas las personas, en interiores y exteriores, expuestas a niveles de radiación $>11,000 \text{ BTU/hr/ft}^2$ (35 kW/m^2), se consideran decesos. En el caso de niveles menores de radiación, el método Probit es utilizado para calcular la probabilidad de deceso.
- ⊕ Incendio de Lllamarada—Todas las personas, en interiores y exteriores, dentro de la envolvente de la llama se consideran decesos. Las personas, en interiores o exteriores, fuera de la envolvente de la llama no son consideradas decesos.
- ⊕ Explosión—Todas las personas, en interiores y exteriores, expuestas a sobrepresiones $>4.35 \text{ psig}$ (0.3 barg) se consideran decesos. Se considera que las personas en interiores expuestas a presiones entre 1.45 psig (0.1 barg) y 4.35 psig (0.3 barg), tienen una probabilidad de deceso igual al 2.5%. Ninguna de las demás exposiciones se considera
- ⊕ deceso. Se utilizó el modelo TNT con equivalencia del 10%, para calcular los efectos de las explosiones.

I.4.2.1.4.1.3 Árboles de Eventos para los Efectos Inflamables

En el modelo, la probabilidad de cada efecto inflamable y el resultado de la consecuencia son impactados por numerosos parámetros. La probabilidad de que cada uno de estos resultados ocurra (o que no haya ignición en absoluto), es compleja, y en PHAST Risk se maneja con el uso de árboles de eventos. La probabilidad de una consecuencia individual para una emisión dada, depende del hecho de que la emisión sea instantánea (e. g., emisiones catastróficas) o continua (e. g., las demás emisiones consideradas), la presencia de *rainout*, la vaporización subsecuente del charco, la presencia de un charco persistente de líquido, y la conducta de la dispersión de los vapores inflamables.

La gran mayoría de las emisiones de material consideradas aquí son continuas, y cierta fracción de ellas arderá inmediatamente al ser emitida, y el resto se depositará como líquido sobre el suelo, formando un charco que, posteriormente se vaporizará o dejará un charco persistente. El árbol de eventos usado en PHAST Risk para determinar los resultados probabilísticos de estas emisiones continuas con *rainout*, se presenta en la siguiente figura.

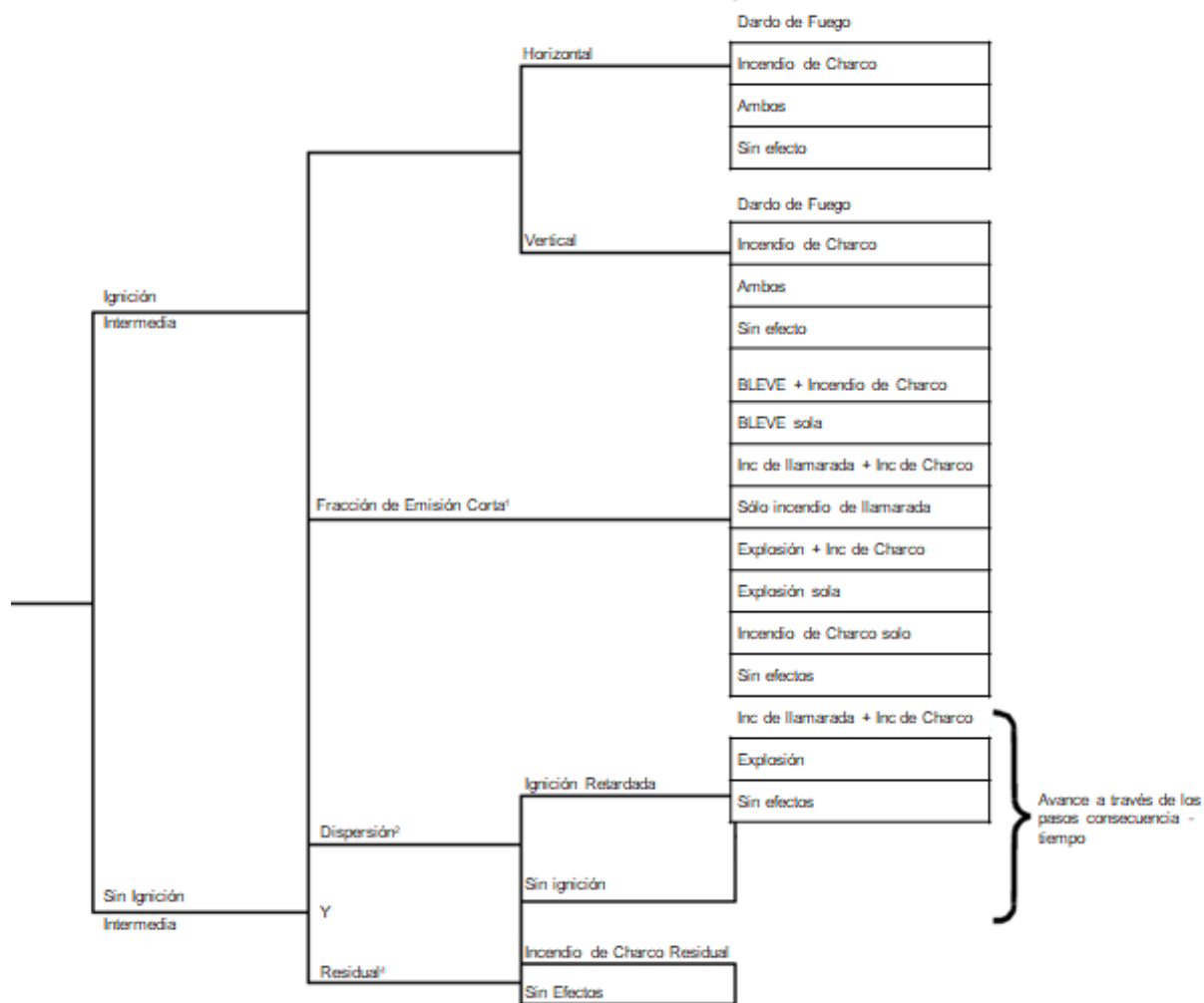


Figura I.23 Árboles de consecuencias del evento en PHAST Risk para una emisión continua con *rainout*.¹⁶

Existen árboles de eventos similares para una emisión continua sin *rainout* y una emisión instantánea sin *rainout*, todas las emisiones examinadas en este estudio. Las estructuras de los árboles de eventos son consistentes con los lineamientos del Libro Púrpura Holandés se describen en la documentación del PHAST Risk¹⁷. Cada rama de estos árboles de eventos tiene una correspondiente probabilidad de ocurrencia, y la suma de todas las ramas para un paso dado (i. e., ramas alineadas verticalmente), suma la unidad. Las probabilidades utilizadas en PHAST Risk son consistentes con los valores especificados en el Libro Púrpura Holandés¹⁸. En el caso del ejemplo del árbol de eventos ilustrado en la figura anterior, la rama de la ignición retardada tiene una probabilidad del 60% de ocasionar un incendio de llamarada, y del 40% de ocasionar una explosión (la probabilidad para no tener efectos es cero); el incendio de charco residual tiene una probabilidad del 15%, y la probabilidad de ser “sin efecto” es de 85% para esa rama.

¹⁶ PHAST Riesgo Technical Documentation, “MPACT Theory,” DNV Software, page 52 (2010).

¹⁷ PHAST Risk Technical Documentation, “MPACT Theory,” DNV Software, page 103 (2010).

¹⁸ Guideline for Quantitative Riesgo Assessment (Dutch Purple Book), Publication Series on Dangerous Substances, Ministerie van Verkeer en Waterstaat (2005).

I.4.2.1.4.2 Clima

La temperatura ambiente usada en el Análisis Cuantitativo de Riesgo fue tomada como el promedio de las temperaturas en la Tabla II.29 Temperatura Anual Promedio del Aire en el Sitio, igual a 16.4°C. La velocidad del viento y la categoría de estabilidad Pasquill utilizadas para el Análisis Cuantitativo de Riesgo fue de 1.5 m/s Categoría A-B para el modelo durante el día, y de 1.5 m/s 1.5 m/s Categoría F para el modelo durante la noche, como lo establece la Guía ERA-SEMARNAT.

I.4.2.1.4.3 Análisis Poblacional

La distribución estimada de la mano de obra en la Terminal se describe en la siguiente tabla.

Tabla I.35 Distribución de la Mano de Obra, Personas en la Terminal.

Población del Área	Turno	Operaciones	Mantenimiento	Administrativo	Seguridad	Total
Área de Tanques Buffer*	Día	2	1	0	--	3
	Noche	0	0	0	--	0
Caseta de Vigilancia del Área de Tanques Buffer	Día	--	--	--	1	1
	Noche	--	--	--	1	1
Batería de Tanques	Día	16	13	7	--	36
	Noche	16	0	0	--	16
Bahía de Llenado de Auto Tanques	Día	2	0	0	--	2
	Noche	2	0	0	--	2
Caseta de Vigilancia Llenado de Auto Tanques	Día	--	--	--	2	2
	Noche	--	--	--	1	1
Caseta de Vigilancia Terminal	Día	--	--	--	2	2
	Noche	--	--	--	1	1

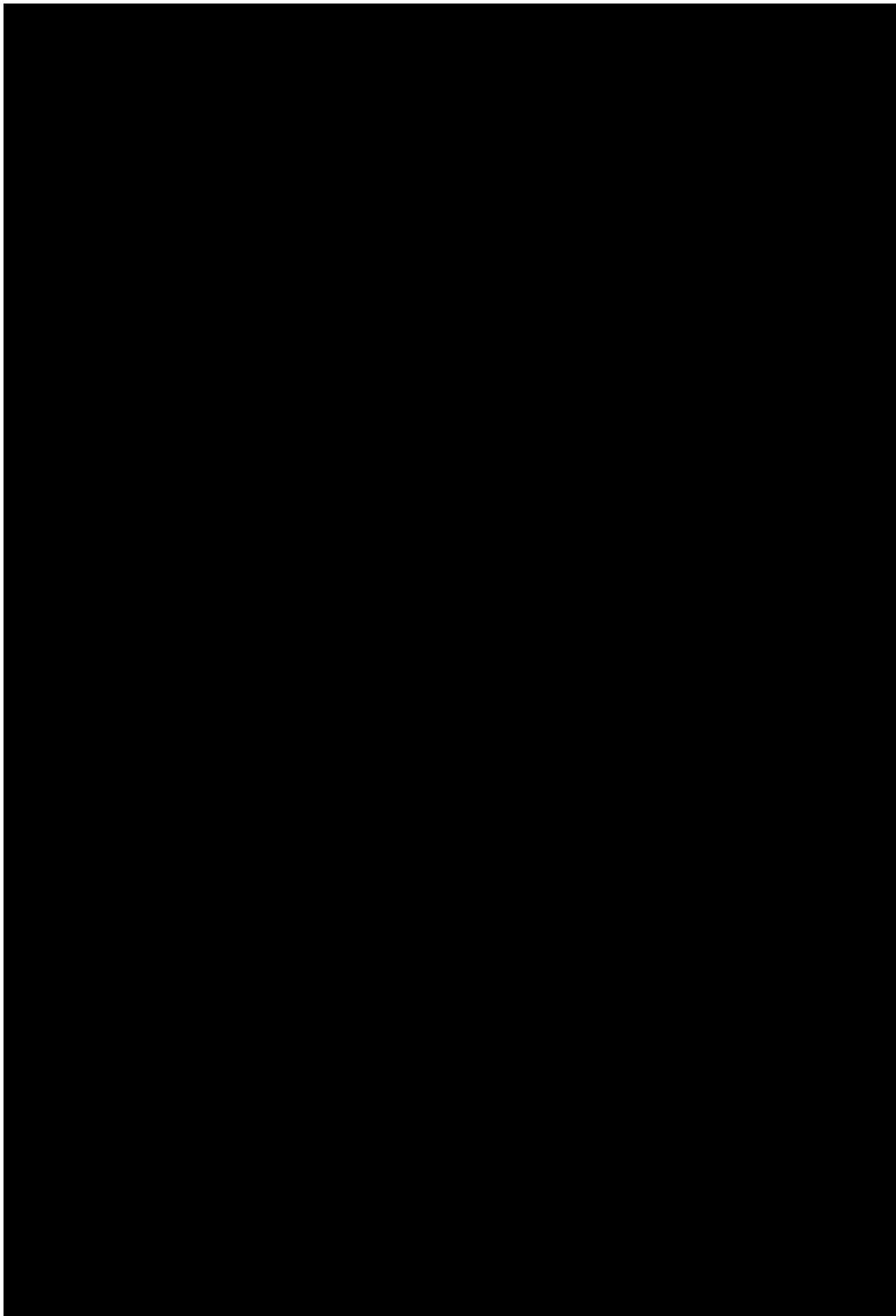
* El tiempo de operación del Área de Tanques Buffer está asociado con la descarga de los buques tanque.

El terreno que rodea al sitio y no está asociado con una instalación industrial desarrollada, parece no estar poblado con base en las imágenes satelitales del área, con excepción del Centro de Conferencias Casa Azul, en el que la población estimada es de 15 personas en todo momento. En PHAST Risk, los datos poblacionales fueron asignados a las áreas correspondientes a sus ubicaciones en la siguiente figura.



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

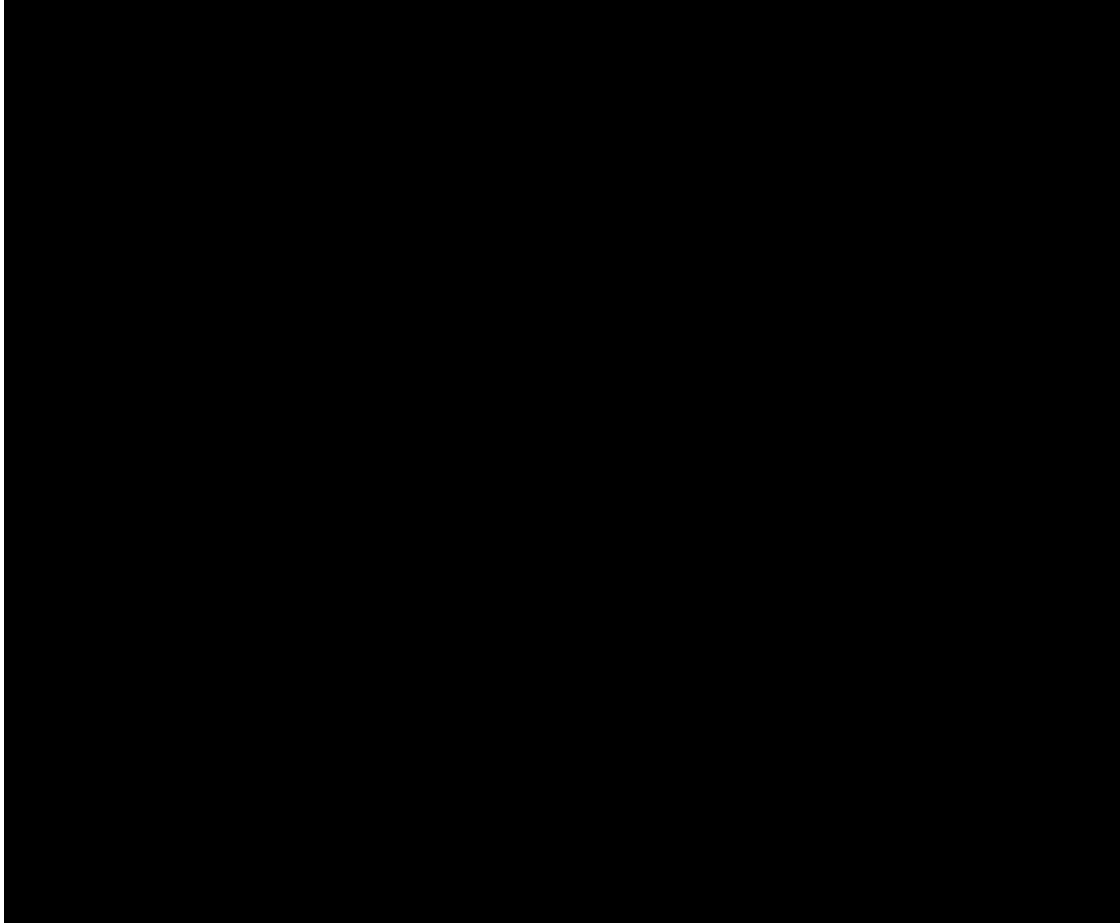
Los contornos con mayor riesgo individual están en el Área de Almacenamiento, mientras que los contornos riesgo individual observados alrededor del Área de Tanques Buffer son significativamente más bajos por órdenes de magnitud. Estos resultados de los contornos de riesgo individual en el Área de Almacenamiento se deben a los efectos de un incendio de charco de las emisiones dentro de los diques en el Área de Almacenamiento. Los contornos de riesgo individual para el sitio se ilustran en las siguientes figuras



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

Figura I.26 Contornos de riesgo individual del Área de Almacenamiento y el Área de Llenaderas de la instalación de la Terminal.

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



Las curvas F/N para toda la instalación y para las tres áreas principales se presentan en las siguientes figuras. Los resultados del riesgo social también concentran el riesgo en el Área de Almacenamiento, que es consistente con la población modelada, dado que la mayor parte de ella se distribuye dentro y alrededor del Área de Almacenamiento.

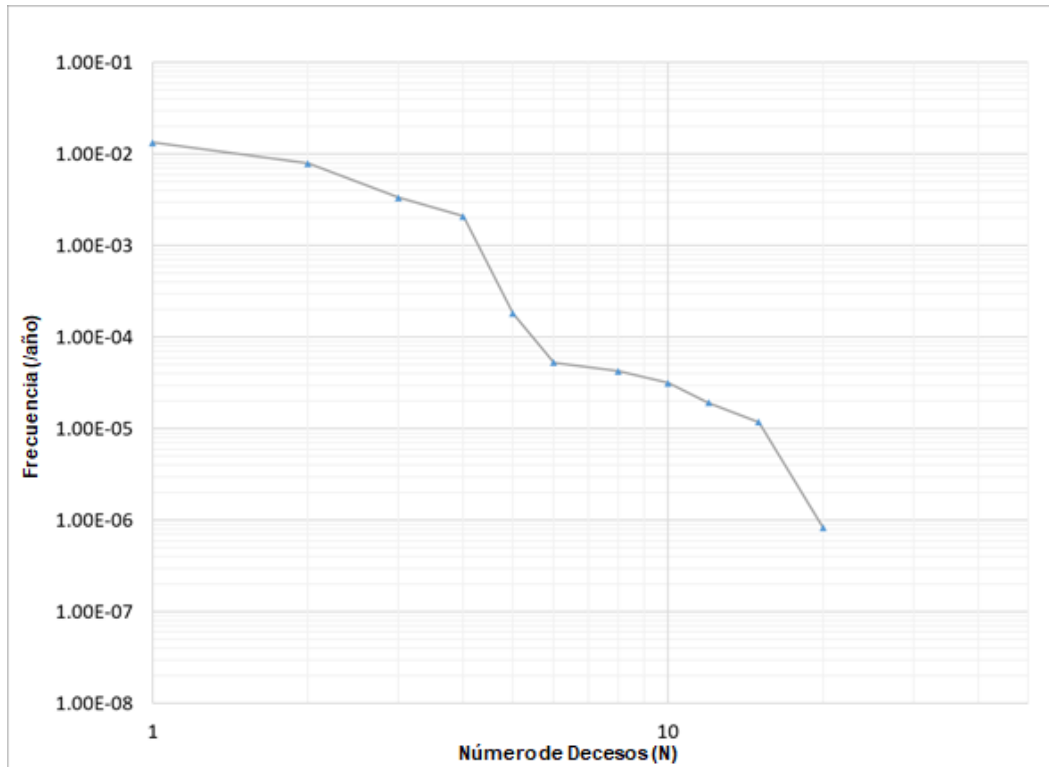


Figura I.28 Curva F/N para el riesgo social para la operación de la Terminal completa en tierra.

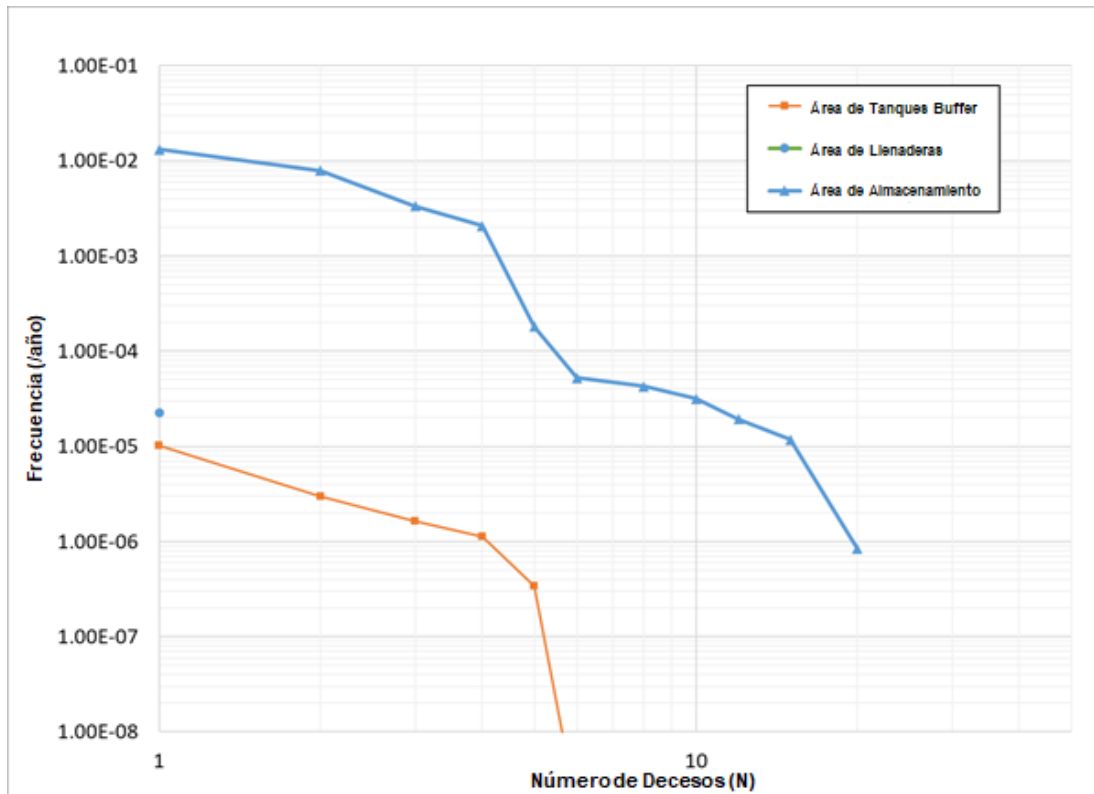


Figura I.29 Curvas F/N para el riesgo social para las tres áreas de la Terminal en tierra: Área de Tanques Buffer, Área de Almacenamiento, y Bahías del Área de Llenaderas.

I.4.2.1.4.4.1 Identificación de los Escenarios de Alto Riesgo

Los escenarios de emisión de más alto riesgo para el Proyecto se identificaron utilizando la estrategia de un Análisis Cuantitativo de Riesgo. Los escenarios de emisión fueron jerarquizados de acuerdo con su integral de riesgo social, que es un valor numérico asignado al riesgo, que en sí mismo es un producto de la frecuencia de ocurrencia de ese escenario de emisión y los resultados de los decesos que surgen de las consecuencias peligrosas de ese escenario de emisión particular.

La siguiente tabla presenta un resumen de los valores de la integral del riesgo social para los subsistemas analizados en el Análisis Cuantitativo de Riesgo. Las curvas F/N para cada uno de los subsistemas se encuentran en el Anexo V.3.5.

Tabla I.36 Resumen de las emisiones de más alto riesgo en cada área de la Terminal, con base en el Análisis Cuantitativo de Riesgo.

Subsistema #	Nombre de la Fuente de Emisión	Tamaño de la Emisión	Material	Área de la Terminal	Integral del Riesgo Social General (año)	Porcentaje del Riesgo Integral
10	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular – TR1	Mediana	Gasolina	Almacenamiento	2.05E-03	7.50%
12	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular – TR3	Mediana	Gasolina	Almacenamiento	2.02E-03	7.40%
11	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular – TR2	Mediana	Gasolina	Almacenamiento	2.00E-03	7.32%
13	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular – TR4	Mediana	Gasolina	Almacenamiento	2.00E-03	7.30%
15	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular – TR6	Mediana	Gasolina	Almacenamiento	1.84E-03	6.72%
27	Tanque de Almacenamiento de Turbosina - TJF1A	Mediana	Turbosina	Almacenamiento	4.99E-04	1.82%
18	Tanque de Almacenamiento de Etanol - TE1	Mediana	Etanol	Almacenamiento	1.41E-04	0.52%
19	Tanque de Almacenamiento de Etanol - TE2	Mediana	Etanol	Almacenamiento	1.39E-04	0.51%
38	Bahía de Llenado de Auto Tanques - A	Pequeña	Gasolina	Llenaderas Llenado de Auto Tanques	5.55E-06	0.02%
39	Bahía de Llenado de Auto Tanques - B	Pequeña	Gasolina	Llenado de Auto Tanques	5.19E-06	0.02%
40	Bahía de Llenado de Auto Tanques -	Pequeña	Gasolina	Llenado de Auto Tanques	4.83E-06	0.02%

Subsistema #	Nombre de la Fuente de Emisión	Tamaño de la Emisión	Material	Área de la Terminal	Integral del Riesgo Social General (Íaño)	Porcentaje del Riesgo Integral
	C					
41	Bahía de Llenado de Auto Tanques - D	Pequeña	Gasolina	Llenado de Auto Tanques	4.68E-06	0.02%
1	Patín de Medición /Gasolina -Regular Premium	Catastrófica	Gasolina	Área de Tanques Buffer	1.01E-06	< 0.01%

En estos subsistemas de más alto riesgo no se encontraron escenarios de emisión que representaran un gran peligro de explosividad (con base en la masa inflamable calculada en PHAST para la dispersión de vapor de una emisión). Los escenarios de emisión que representan los peligros de inflamabilidad (i. e., radiación térmica) más grandes están identificados por área de proceso:

- ⊕ Área de Tanques Buffer
 - Incendios de Charco
- ⊕ Área de Almacenamiento
 - Incendios de Charco
- ⊕ Área de Llenaderas
 - Incendios de Charco

I.4.2.2 Identificación de peligros mediante análisis What-if...?¹⁹ / Lista de Verificación – Análisis Cualitativo de Riesgo²⁰

I.4.2.2.1 Identificación de Peligros – Análisis What-if...? / Lista de Verificación²¹

En el caso de las instalaciones en mar y los ductos terrestres, por las características, se llevó a cabo la identificación de peligros haciendo una combinación de la metodología de Análisis What-if...? (Qué pasa sí?) complementado con una Lista de verificación (Checklist) adaptada para hacer una revisión básica de diseño.

La siguiente tabla resumen los sistemas y subsistemas o nodos considerados para el análisis de peligros correspondiente.

Tabla I.37 Instalaciones en mar y ductos terrestres divididas en sistemas y subsistemas para Análisis What-if...? / Lista de Verificación.

No.	Sistema	Subsistemas
1	Buque tanque y sus conexiones a Monoboya.	Buque tanque amarre a Monoboya.
		Conexión de manguera marina flexible desde Buque tanque a Monoboya.
2	Monoboya y sus conexiones submarinas con el PLEM.	Monoboya + Manguera Flexible + PLEM y conexiones asociadas.

¹⁹ Novo Control, S.A. de C.V., Infraestructura Energética Nova, S.AB. de C.V., Especialistas Ambientales, S.A. de C.V. Análisis What-if...?. Octubre 15, 2018.

²⁰ Novo Control, S.A. de C.V. Lista de Verificación. Octubre 15, 2018.

²¹ Novo Control, S.A. de C.V. Análisis Cualitativo de Riesgo. Octubre 15, 2018.

No.	Sistema	Subsistemas
3	Línea de salida del PLEM y su interconexión con microtúnel submarino en lecho marino y su cruce subterráneo en interfase mar-tierra (offshore-onshore interfase) hasta arribo de los ductos en tierra en el Área de Tanques Buffer.	PLEM y sus conexiones asociadas a tubería submarina.
		Interfase mar-tierra (offshore-onshore) del microtúnel submarino.
		Arribo de los ductos a tierra en Área de Tanques Buffer.
4	Desde salida de descarga de bombas booster en el Área de Tanques Buffer y su interconexión subterránea (onshore) hasta su arribo de los ductos terrestres al Área de Almacenamiento.	Salida o descarga de bombas booster en el Área de Tanques Buffer y su interconexión subterránea (onshore) a la entrada del Área de Almacenamiento.

I.4.2.2.1.1 What-if? / Lista de Verificación

Una forma de hacer una identificación de peligros cuando los proyectos se encuentran en una etapa de Ingeniería Básica, es emplear la combinación de dos metodologías. Tal como lo hace la aplicación del Análisis What-if...? / Lista de Verificación.

El Análisis What-if ...? hace una identificación de peligros potenciales inherentes asociados a lo que es un proceso donde se manejan, almacenen, transporten o procesos sustancias químicas peligrosas. A partir de esta identificación de peligros se delinearán los potenciales escenarios de riesgo que pueden presentarse para el Proyecto, los cuales podrán ser revisados o evaluados posteriormente en sus consecuencias a efecto de conocer el posible alcance de sus efectos asociados con impacto hacia las personas, población, ambiente, instalaciones o aun incluso, generar pérdidas económicas asociadas, por ejemplo al atraso en programas de despacho o bombeo de productos petrolíferos entre otros. La metodología Análisis What-if...? se basa genéricamente en la siguientes etapas o fases:

- Seleccionar subsistemas de análisis en función de su propósito de funcionamiento en el sistema analizado o por su arreglo en el sistema o bien por el tipo de equipo o componente que se trate: líneas de proceso, recipientes, bombas, compresor, entre otros.
- Establecer la intención de diseño del equipo o subsistema propuesto. Incluye una descripción del diseño y operación normal en cada subsistema, así como las funciones de dicho subsistema en el comportamiento del sistema en su totalidad, composiciones del proceso y rangos de valores numéricos de los principales parámetros o variables de operación importantes.
- Aplicar la pregunta What-if...? en el nodo o subsistema bajo estudio o análisis.
- Evaluar las consecuencias posibles en el subsistema siendo evaluado (asumiendo que todas las protecciones o salvaguardas fallan).
- Listar las causas en el subsistema que dan origen a la pregunta What-if...?
- Listar todas las salvaguardas existentes o aplicables para el subsistema bajo estudio (sistemas o controles de ingeniería o controles administrativos diseñados para prevenir las causas o mitigar las consecuencias asociadas con la pregunta What-if...? evaluada).
- Considerar y recomendar las acciones necesarias para prevenir las desviaciones identificadas en la pregunta What-if...? o bien considerar acciones que ayuden a mitigar los efectos de las consecuencias.
- Se procede a aplicar una nueva pregunta del tipo What-if...? en el subsistema analizado que genere otra desviación a la intención de diseño y genere condición de n riesgo o peligro potencial y así hasta concluir con el listado de preguntas.

En el siguiente diagrama de flujo se resumen las etapas o fases previamente descritas para el Análisis What-if...?.

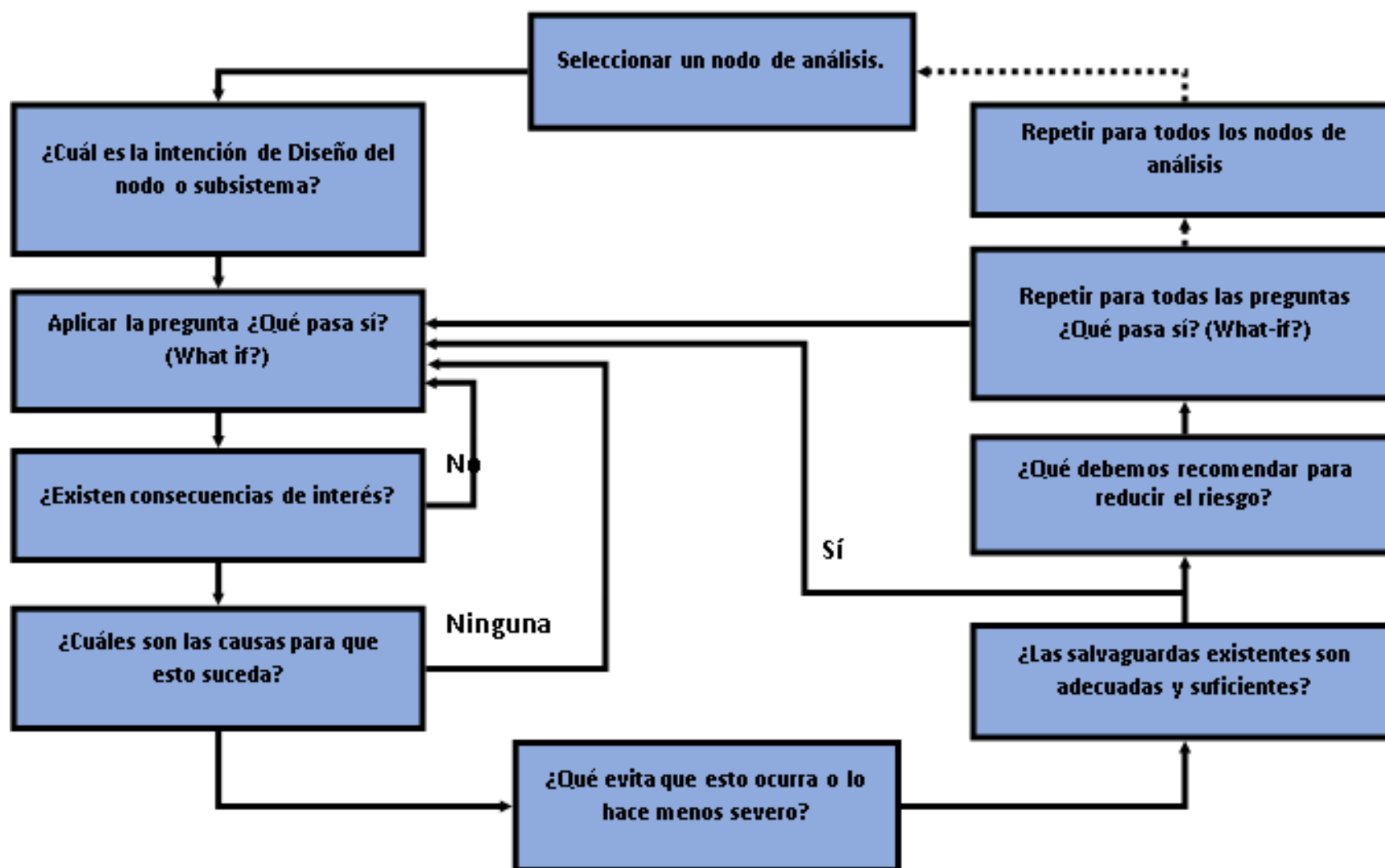


Figura I.30 Diagrama de flujo del Análisis What-if...?.

Cada situación o condición de peligro identificada o planteada para su análisis por cada pregunta What-if...?, es evaluada respecto a sus efectos (consecuencias) y probabilidad de ocurrencia o frecuencia. Con base a lo anterior, se generan las recomendaciones respectivas para los sistemas y sus subsistemas analizados por el What-if...?. De tal forma, que permitan atender la situación de peligro identificada, ya sea que la recomendación mitigue el impacto y/o los efectos de las consecuencias asociadas o que ayude a eliminar la o las causas posibles que den origen a dicho peligro.

Las recomendaciones resultantes se enfocarán para atender condiciones de peligros que se observen sean inminentes y mayores que pudieran surgir durante la ejecución del Proyecto. La implementación de las recomendaciones permitirá atender desde una etapa temprana del ciclo de vida del Proyecto, situaciones de peligros mayores. Se presenta la siguiente tabla que resume la terminología básica empleada en un Análisis What-if...?.

Tabla I.38 Definiciones principales a aplicar en la identificación de peligros mediante Análisis What-if...?

Término	Definición
Sistema	Conjunto de Equipos de procesos principales donde se ejecuta una actividad u operación principal dada o donde se tienen condiciones de frontera donde se pueden manifestar diferentes tipos de riesgo, por ejemplo, una zona donde hay riesgos de tipo marino es diferente a una zona donde hay riesgos de tipo terrestre.
Subsistema	Las secciones de equipo con límites definidos (por ejemplo, una línea entre dos recipientes) o conjunto de varios equipos con una función específica dentro de un sistema y donde los peligros mayores son analizados y evaluados.
Peligro	Una característica o propiedad física y/o química inherente a una sustancia, condición o situación determinada que tiene el potencial de causar daño al personal, a la población, a las instalaciones y/o al ambiente.
Consecuencia	Resultados directos proveniente de un peligro analizado (efectos o impactos en términos de daño al personal, a equipos, a la instalación y/o al ambiente). Normalmente los miembros del equipo de análisis asumen que los sistemas de protección (salvaguardas) fallan en demanda. Las consecuencias menores que no están relacionadas al objetivo de estudio, no se consideran.
Causa	Modos o formas de falla que pueden dar origen a un peligro determinado. Las causas tienen que ser representativas, creíbles y verosímiles.
Salvaguarda	Medios o mecanismos existentes por los cuales las causas o consecuencias pueden evitarse o mitigarse respectivamente. Las salvaguardas están constituidas por sistemas de ingeniería o controles administrativos (por ejemplo, alarmas de proceso, bloqueos internos, procedimientos, de trabajo, programas de mantenimiento, etc.).
Recomendación	Lineamiento y/o sugerencia que puede ser general o particular en ciertos casos y que puede contemplar añadir salvaguardas o mejorar a las ya existentes o bien, considera cambios en el diseño, en la ingeniería o adecuaciones (actualizaciones) de procedimientos de trabajo, de mantenimiento, de operación, etc. Según sea el caso, una recomendación puede direccionar a generar estudios futuros para un mayor análisis y entendimiento de un aspecto o tópico particular y del que no se tenga un conocimiento muy detallado todavía.
Fuga	Escape accidental de hidrocarburo líquido o gaseoso al ambiente, por deterioro, corrosión, erosión, falla mecánica o exceso de temperatura en cantidades reducidas.
Ruptura	Escape accidental de hidrocarburo líquido o gaseoso al ambiente por sobrepresión o impacto externo y que por su magnitud es detectada por sensores de presión (baja presión) o flujo (mayor o menor flujo, dependiendo del punto donde se presente la ruptura) y donde las cantidades liberadas son significativas.

La Lista de Verificación aplicada para el Proyecto revisa cuatro aspectos (4) importantes que se resumen en la siguiente figura. La lista de Verificación es tomada de Center for Chemical Process Safety, Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis, AIChE, 2000.



TRAYECTORIA DIRECTA AL AMBIENTE

- ⊕ Situaciones Operativas; externas, de emergencia o disturbios en el proceso
- ⊕ Acciones Humanas
- ⊕ Disparos en falso por fallas en instrumentos, accesorios o sistemas de control
- ⊕ Venteos, Alivios o Drenes al Ambiente requeridos por el Proceso.



IMPERFECCIONES Y DEFECTOS EN TUBERÍA Y/O EQUIPO DE PROCESO

- ⊕ No detectados antes o durante la construcción, la instalación, pruebas y arranque
- ⊕ Deterioro en o durante servicio detectado antes de que resulte un evento más significativo.



DESVIACIONES DEL PROCESO POR CONDICIONES DE OPERACIÓN QUE EXCEDEN LÍMITES DE OPERACIÓN QUE EXCEDEN LÍMITES DE OPERACIÓN

- ⊕ Sobrepresión
- ⊕ Despresurización
- ⊕ Reacciones Químicas Adversas
- ⊕ Presencia de Materiales Extraños



EVENTOS EXTERNOS

- ⊕ Golpes Externos por acciones o maniobras operativas y/o de mantenimiento
- ⊕ Explosiones o Incendios
- ⊕ Eventos Externos y/o Paso de Vehículos independientes a la instalación
- ⊕ Eventos Naturales

Figura I.31 Estructura y puntos revisados por la Lista de Verificación aplicada.

La Lista de Verificación propuesta para complementar la identificación de peligros mediante Análisis What-if...? se aplicó a los siguientes sistemas generales del Proyecto:

- ⊕ Buque tanque y sus conexiones a Monoboya.
- ⊕ Monoboya y sus conexiones submarinas con el PLEM.
- ⊕ Línea de salida del PLEM y su interconexión con microtúnel en lecho marino y su cruce subterráneo en interfase mar tierra (offshore-onshore interfase) hasta arribo del ducto en tierra en Área de Tanques Buffer.
- ⊕ Desde salida de descarga de bombas booster en Área de Tanques Buffer y su interconexión subterránea (onshore) hasta arribo de los ductos terrestres al Área de Almacenamiento.

La aplicación de la Lista de Verificación para el Proyecto presentó una variante, consistió en revisar criterios de diseño de sistemas marinos y submarinos en verificar que se hayan incluido los criterios, recomendaciones y prácticas de diseño incluidos en documentos normativos como los siguientes, que son considerados como los documentos mínimos aplicables para propósitos de diseño en etapas de Ingeniería Básica o Ingeniería Básica Extendida:

- ⊕ API RP 1111: Design, Construction, Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines (Limit State Design)
- ⊕ DNV-OS-E403: Offshore Loading Buoys.
- ⊕ DNV-RP-F105: Free Spanning Pipelines. February 2006
- ⊕ DNVGL-ST-F101: Submarine pipeline systems. December 2017
- ⊕ DNV-OS-F101: Submarine pipeline systems. October 2013
- ⊕ DNVGL-RP-F116: Integrity management of submarine pipeline systems
- ⊕ DNVGL-RP-F114: Pipe-soil interaction for submarine pipelines
- ⊕ DNV RP B401: Cathodic Protection Design.

Otros documentos sin carácter normativo, pero también revisados y aplicados para la aplicación de la Lista de Verificación adaptada para esta etapa de Ingeniería Básica Extendida fueron los siguientes:

- ⊕ Bluewater, Turret Buoy Technical Description, January 2014.
- ⊕ Medrano-González, M A., A Methodological Proposal to Support Best Operational Practices & Philosophies Through Using Risk Assessment of Transients in Pipelines", 4th Latin American Conference on Process Safety (CCPS), Rio de Janeiro, Brazil, July 2012.
- ⊕ R.T. Gilchrist, Deepwater Pipeline End Manifold Design, Oil & Gas Journal, November 2, 1998.
- ⊕ Y. Bai, Q. Bai, Subsea Pipelines and Risers, Elsevier, Oxford, 2005.

Se incluyó también como parte de esta adaptación una revisión al tramo de ductos terrestres que va desde el Área de Tanques Buffer hacia el Área de Almacenamiento.

La aplicación de esta Lista de Verificación adaptada ayuda a hacer una identificación de peligros inherentes o inmediatos que se pueden generar en situaciones específicas asociadas al bombeo o descargas de productos petrolíferos.

Los resultados del Análisis What if...? y Lista de Verificación se presenta en el Anexo V.3.6.

I.4.2.2.1.2 Jerarquización de escenarios de riesgo

La jerarquización de riesgos se realizó mediante la evaluación cualitativa de las consecuencias, conforme a los criterios indicados en la siguiente tabla.

Tabla I.39 Categorías de consecuencia

Categoría	Daños al personal	Efecto en la población	Impacto ambiental	Pérdida de producción (MM USD)	Daños a la instalación (MM USD)
6 (catastrófico)	Lesiones o daños físicos que pueden generar más de 10 fatalidades.	Lesiones o daños físicos que pueden generar más de 30 fatalidades.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones mayores a una semana.	Mayor a 500	Mayor a 500
5 (Mayor)	Lesiones o daños físicos que pueden generar de 2 a 10 fatalidades.	Lesiones o daños físicos que pueden generar de 6 a 30 fatalidades.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones de 1 día hasta una semana.	De 50 a 500	De 50 a 500

Categoría	Daños al personal	Efecto en la población	Impacto ambiental	Pérdida de producción (MM USD)	Daños a la instalación (MM USD)
4 (Grave)	Lesiones o daños físicos con atención médica que pueden generar incapacidad permanente o una fatalidad.	Lesiones o daños físicos mayores que generan de 1 a 5 fatalidades. Evento que requiere de hospitalización.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones en hasta 24 hrs.	De 5 a 50	De 5 a 50
3 (Moderado)	Lesiones o daños físicos que requieren atención médica que pueden generar una incapacidad.	Ruidos, olores e impacto visual que se pueden detectar fuera de los límites de la instalación y/o derecho de vía. Se requieren acciones de evacuación y existe la posibilidad de lesiones o daños físicos.	Se presentan fugas y/o derrames evidentes al interior de las instalaciones. El control implica acciones que lleven hasta 1 hora.	De 0.500 a 5	De 0.500 a 5
2 (Menor)	Lesiones o daños físicos que requieren primeros auxilios y/o atención médica.	Ruidos, olores e impacto visual que se pueden detectar fuera de los límites de la instalación y/o derecho de vía con posibilidad de evacuación.	Fugas y/o derrames perceptibles al interior de la instalación. El control es inmediato.	De 0.05 a 0.500	De 0.05 a 0.500
1 (Despreciable)	No se esperan lesiones o daños físicos.	No se esperan impactos, lesiones o daños físicos.	No se esperan fugas, derrames y/o emisiones por arriba de los límites establecidos.	Hasta 0.05	Hasta 0.05

La evaluación cualitativa de la frecuencia se realiza conforme a los criterios indicados en la siguiente tabla.

Tabla I.40 Categorías de frecuencia

Clasificación	Categoría	Descripción de la frecuencia de Ocurrencia	Frecuencia/año
F6	Muy Frecuente	Puede ocurrir una o más veces por año.	≥ 1.0 ($\geq 1 \times 10^0$)
F5	Frecuente	Puede ocurrir una vez en un periodo mayor a 1 año y hasta 5 años.	$\geq 0.2 < 1.0$ ($\geq 2 \times 10^{-1}$ a $< 1 \times 10^0$)
F4	Poco frecuente	Puede ocurrir una vez en un periodo mayor a 5 años y hasta 10 años.	$\geq 0.1 < 0.2$ ($\geq 1 \times 10^{-1}$ a $< 2 \times 10^{-1}$)
F3	Raro	Puede ocurrir una vez en un periodo mayor a 10 años.	$\geq 0.01 < 0.1$ ($\geq 1 \times 10^{-2}$ a $< 1 \times 10^{-1}$)
F2	Muy Raro	Puede ocurrir una vez en la vida útil de la instalación.	$\geq 0.001 < 0.01$ ($\geq 1 \times 10^{-3}$ a $< 1 \times 10^{-2}$)
F1	Extremadamente Raro	Es posible que ocurra, pero a la fecha no existe ningún registro.	$\geq 0.0001 < 0.001$ ($\geq 1 \times 10^{-4}$ a $< 1 \times 10^{-3}$)

La siguiente figura muestra las matrices de riesgo por daños al personal, daños a la población, impacto al ambiente, pérdida de producción y daños a la instalación.

		Consecuencia					
		1	2	3	4	5	6
Frecuencia/año	6	C	B	A	A	A	A
	5	C	C	B	B	A	A
	4	D	C	C	B	B	A
	3	D	C	C	C	B	A
	2	D	D	C	C	C	B
	1	D	D	D	D	C	C

MATRIZ DE JERARQUIZACIÓN DE RIESGOS PARA EL PERSONAL

		Consecuencia					
		1	2	3	4	5	6
Frecuencia/año	6	C	B	A	A	A	A
	5	C	C	B	B	A	A
	4	D	C	C	B	B	A
	3	D	C	C	C	B	A
	2	D	D	C	C	C	B
	1	D	D	D	D	C	C

MATRIZ DE JERARQUIZACIÓN DE RIESGOS PARA LA POBLACIÓN

		Consecuencia					
		1	2	3	4	5	6
Frecuencia/año	6	C	B	A	A	A	A
	5	C	C	B	B	A	A
	4	D	C	C	B	B	A
	3	D	C	C	C	B	A
	2	D	D	C	C	C	B
	1	D	D	D	D	C	C

MATRIZ DE JERARQUIZACIÓN DE RIESGOS PARA EL MEDIO AMBIENTE

		Consecuencia					
		1	2	3	4	5	6
Frecuencia/año	6	C	B	A	A	A	A
	5	C	C	B	B	A	A
	4	D	C	C	B	B	A
	3	D	C	C	C	B	A
	2	D	D	C	C	C	B
	1	D	D	D	D	C	C

MATRIZ DE JERARQUIZACIÓN DE RIESGOS PARA LA PRODUCCIÓN E INSTALACIONES

	Riesgo no tolerable
	Riesgo indeseable
	Riesgo aceptable con controles
	Riesgo tolerable

Figura I.32 Matrices de Riesgo.

Riesgo No Tolerable (Tipo A). El riesgo requiere se implementen acciones inmediatas temporales y permanentes. Un riesgo Tipo "A" representa una situación de riesgo no tolerable y deben establecerse Controles Temporales Inmediatos si se requiere continuar operando. Se debe realizar una administración de riesgos temporal y permanente por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos hasta reducirlo a Tipo "C".

En caso de identificar un Riesgo Tipo "A", se debe emplazar a la instalación o equipo por un periodo de 7 días naturales, para lo cual la Máxima Autoridad del Centro de Trabajo (MACT) debe presentar su correspondiente Programa de Acciones Correctivas y Preventivas temporales y permanentes para la reducción de riesgos a tipo "C" para ser sancionado.

La conclusión de las acciones correctivas y preventivas "Temporales" no deben ser mayores a 30 días naturales y la de las acciones correctivas y preventivas "Permanentes" no deben ser mayores a 90 días naturales después de entregar sus Programas de Acciones. El plazo de 90 días puede incrementarse siempre y cuando la atención del programa de Acciones Correctivas

y Preventivas "Permanentes" lo justifique y esté autorizado por la MACT responsable de la instalación.

Riesgo Indeseable (Tipo B). Un riesgo Tipo "B" representa una situación de riesgo Indeseable y deben establecerse Controles Permanentes Inmediatos. Se debe realizar una administración de riesgos permanente por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos permanentes hasta reducirlo a Tipo "C" y en el mejor de los casos, hasta riesgo Tipo "D".

En caso de identificar un Riesgo Tipo "B", se debe emplazar a la instalación o equipo por un periodo de 15 días naturales para que la MACT presente su Programa de Acciones Correctivas y Preventivas "Permanentes" para la reducción de los riesgos a tipo "C" o "D" para ser sancionado.

La conclusión de las Acciones Correctivas y Preventivas permanentes no debe ser mayor a 180 días naturales después de entregar el Programa de Acciones Correctivas Permanentes. Si la solución requiere de un plazo mayor, se deben establecer Controles Temporales Inmediatos, las cuales deben atenderse en un plazo no mayor a 30 días naturales después de entregar el Programa de Acciones Correctivas y Preventivas permanentes. La atención de estos riesgos no se determina en función de un Análisis Costo Beneficio.

Riesgo Aceptable con Controles (Tipo C). El riesgo es significativo, pero se pueden gestionar con controles administrativos. Un riesgo Tipo "C" representa una situación de riesgo Aceptable siempre y cuando se establezcan Controles Permanentes. Las acciones correctivas y preventivas permanentes que se definan para atender estos hallazgos, deben darse en un plazo no mayor a 180 días. La administración de un riesgo Tipo "C" debe enfocarse en la Disciplina Operativa y en la Confiabilidad de las diferentes Capas de Seguridad y/o Sistemas de Protección. La prioridad de su atención para reducirlos a riesgos tipo "D", debe estar en función de un Análisis Costo Beneficio de las acciones correctivas y preventivas establecidas para dar atención a las recomendaciones emitidas para Administrar los Riesgos identificados.

Riesgo Tolerable (Tipo D). El riesgo no requiere de acciones correctivas y preventivas adicionales, es de bajo impacto. Un riesgo Tipo "D" representa una situación de riesgo tolerable. Se debe continuar con los programas de trabajo para mantener la integridad de las capas de protección.

El análisis de la Ingeniería Básica Extendida del Proyecto identifica los siguientes escenarios para llevar a cabo su estimación de consecuencias y frecuencias.

Tabla I.41 Escenarios identificados para llevar a cabo su estimación de consecuencias y frecuencias.

No.	Clave del escenario identificado	Descripción del escenario identificado	Nivel de Riesgo (Frecuencia por Consecuencia)	Identificación del nodo o sistema	Nombre de la Instalación o ducto	Km o Instalación superficial	Sustancia involucrada
1	IP0317.001	Falla en conexiones de la manguera marina flexible en Monoboya y/o de materiales de la manguera flexible con diámetro de 12 in.	F2	What-if? Sistema: 1 Subsistema: 1 Pregunta: 1	Superficie marina conexión de buque tanque a Monoboya	Entre buque-tanque y Monoboya	Gasolina / Diésel /Turbosina
			F4	What-if? Sistema: 1 Subsistema: 2 Pregunta: 1			
			F2	What-if? Sistema: 1 Subsistema: 2 Pregunta: 2			
2	IP0317.002	Desconexión de manguera o línea submarina flexible durante operación de descarga de petrolíferos en cabezal de entrada hacia el PLEM con diámetro de 12 in.	F2	What-if? Sistema: 2 Subsistema: 1 Pregunta: 3	Línea submarina flexible de boya hacia el PLEM	Boya Marina	Gasolina / Diésel /Turbosina
			F3	What-if? Sistema: 2 Subsistema: 1 Pregunta: 4			
3	IP0317.003	Golpe de Ariete en tramo de tubería submarina del Área de Tanques Buffer hacia PLEM, con daño mecánico a ducto y flujo inverso de petrolíferos del Área de Tanques Buffer hacia ductos submarinos (°).	F2	What-if? Sistema: 3 Subsistema: 1 Pregunta: 3	Ductos Submarinos (PLEM hacia interconexión con microtúnel).	PLEM y Monoboya	Gasolina / Diésel /Turbosina
			F1	What-if? Sistema: 3 Subsistema: 2 Pregunta: 2			

En lo que respecta a los ductos terrestres que corre desde el Área de Tanques Buffer hacia el Área de Almacenamiento, al contar con un sobre-espesor en su especificación o requerimientos de diseño, se le está dando una capa de protección adicional asociada a un requerimiento de seguridad intrínseca lo que hace que el nivel de riesgo de un evento de pérdida de contención en los ductos terrestres se reduzca considerablemente. Este sobre-espesor hace a los ductos menos susceptibles a daños por corrosión y más resistente a soportar golpes de terceros o

externos. Este sobre-espesor es mencionado como una protección o salvaguarda durante la aplicación de la Lista de Verificación asociada con el Análisis What-if...? Las preguntas de la Lista de Verificación donde se menciona este sobre-espesor como protección son las siguientes:

- ⊕ **Pregunta 4:** ¿Para una condición operativa extraordinaria por condición de emergencia o disturbio del proceso, ¿puede originarse una situación de pérdida de contención?
Salvaguarda 1: Paro de bombas en zona Buffer por alta presión.
Observación: Adicionalmente diseño del ducto terrestre contempla un sobre-espesor.
- ⊕ **Pregunta 12:** ¿Se tienen condiciones que propicien erosión o adelgazamiento significativo de las paredes internas en tubería y equipos de proceso que desencadenen un evento de pérdida de contención? (por ejemplo, condiciones de alto flujo o altas velocidades, alto o bajo contenido de alguna sustancia, contaminante o material extraño).
Observación: Ducto terrestre contempla este sobre-espesor por lo que no se prevén daños o eventos de pérdida de contención provocados por este tipo de condiciones.

De lo antes comentado se observa que para este ducto terrestre el riesgo de pérdida de contención es muy bajo por lo que no se incluye en el listado de escenarios a simular consecuencias o eventos asociados con el mismo.

I.4.2.2.1.3 Análisis de Frecuencias mediante Árbol de Eventos

De los escenarios de riesgo seleccionados para hacer su correspondiente análisis de consecuencias, se llevó a cabo la estimación de frecuencia mediante el uso de árboles de eventos. De esta forma para estos escenarios de riesgo seleccionados a los que se les hizo análisis o modelación de consecuencias, se les hace su estimación de frecuencia de ocurrencia lo cual se hace a través de árboles de eventos.

El análisis de frecuencia es el procedimiento de evaluación del riesgo en el que se definen las probabilidades de ocurrencia y/o materialización de un potencial accidente descrito por el o los escenarios de riesgo identificados. El árbol de eventos ayuda a definir las posibles secuencias de falla o de funcionamiento correcto-incorrecto de un dispositivo y/o función de seguridad. Esto significa que un accidente puede ocurrir dentro de una instalación industrial debido a que los sistemas y/o dispositivos de seguridad con que se cuenta puedan o no operar en el momento en que se les requiera.

Un árbol de eventos es una técnica que permite definir las trayectorias de posibles resultados que se originan a partir de un evento iniciador. Los pasos a seguir para el desarrollo de un análisis de árbol de eventos son básicamente los siguientes:

- a) Identificación de un evento iniciador que sea de interés (por ejemplo, una identificación de peligros como Análisis What-if? o Checklist).
- b) Identificación de las principales funciones de seguridad que tengan o que presenten una relación importante con el evento iniciador (por ejemplo, las salvaguardas o protecciones de seguridad con las que disponga el proceso u operación).
- c) Construcción del árbol lógico de eventos.
- d) Clasificación y descripción de los accidentes resultantes que se pueden presentar acordes con la secuencia de eventos considerados más peligrosos.
- e) Estimación de la probabilidad de cada trayectoria del Árbol de Eventos y cuantificación de resultados.

La generación de un árbol de eventos parte de colocar al evento iniciador a la izquierda y en la parte media del árbol, las protecciones o salvaguardas que se hayan identificado previamente en la identificación de peligros (Análisis What-if...? / Lista de Verificación) y revisa las protecciones físicas de ingeniería del proceso que se tengan y que tengan relación con el evento iniciador o hasta protecciones asociadas a controles o mecanismos de protección administrativos y que se pueda estimar o conocer una probabilidad de falla.

Las protecciones o salvaguardas sean físicas de ingeniería o administrativas se colocan en forma de columnas empezando por la izquierda hacia la derecha considerando que siguen una secuencia lógica de operación o actuación cada una según se va el evento desenvolviendo. De esta forma, a partir del evento iniciador se escribe una línea horizontal hacia la primera protección o salvaguarda identificada y específica para el evento iniciador identificado; en este punto, tal protección o salvaguarda puede activarse con o sin falla (éxito en su actuación o fracaso y no se activa). Por convención, cuando la protección o salvaguarda de seguridad opera sin falla, se dibuja una línea vertical hacia arriba; cuando la actuación de esta salvaguarda o protección opera con falla, se dibuja una línea horizontal hacia abajo y tales líneas (de no falla o éxito y/o de falla o fracaso respectivamente). Cada una de estas líneas vuelven a correr de manera horizontal hacia la siguiente protección o salvaguarda existente y lógica que sigue que actúe o no y así sucesivamente hasta que se definen las consecuencias generadas por este evento iniciador (resultado).

En el caso particular de los escenarios de riesgo a los que se hace la estimación de frecuencias de ocurrencia, se modelan los mismos sin considerar el efecto o impacto en la reducción de frecuencias por Funciones Instrumentadas de Seguridad (FIS) provenientes del Sistema de Paro por Emergencia (SPE).

I.4.2.2.1.3.1 Resultados de la estimación de frecuencias mediante árboles de eventos

En la siguiente tabla se presentan los resultados del cálculo de frecuencias obtenidas para cada escenario mediante el empleo de los árboles de eventos, presentados en el Anexo V.3.7.

Tabla I.42 Resumen del resultado de estimación de frecuencias mediante árbol de eventos para escenarios de riesgo simulados.

No.	Clave del escenario identificado	Id. Escenario	Evento Iniciador	Frecuencia Evento Iniciador (fallas / año)	Frecuencia de Escenarios con efecto o daños	Observaciones	Descripción de Frecuencia
1	IP0317.001	What-if? 1.1.1, 1.2.1, 1.2.2	Desgaste de materiales o corrosión en conexiones de manguera flexible a conexiones de la Monoboya	0.240	0.000084 (8.4x10 ⁻⁵)	Riesgo Extremadamente Raro (F1) conforme a matriz de riesgo empleada	Es posible que ocurra, pero a la fecha no hay ningún registro

No.	Clave del escenario identificado	Id. Escenario	Evento Iniciador	Frecuencia Evento Iniciador (fallas / año)	Frecuencia de Escenarios con efecto o daños	Observaciones	Descripción de Frecuencia
2	IP0317.002	What-if? 2.1.3. 2.1.4	Esfuerzos excesivos en manguera marina y sus conexiones a Monoboja por alto viento u oleaje	0.008	0.00000019 (1.9x10 ⁻⁷)	Riesgo Extremadamente Raro (F1) conforme a matriz de riesgo empleada	Es posible que ocurra, pero a la fecha no hay ningún registro
3	IP0317.003	What-if? 3.1.3. 3.2.2	Falla de Válvula Motorizada MOV a la entrada de patín de medición del Área de Tanques Buffer	0.77	0.00308	Riesgo Muy Raro (F2) conforme a matriz de riesgo empleada	Puede ocurrir una vez en la vida útil de la instalación.



CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES

ÍNDICE

II. DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES	II-1
II.1 Radios potenciales de afectación	II-1
II.1.1 Radios potenciales de afectación en la Zona Terrestre	II-1
II.1.2 Radios de potenciales de afectación por la liberación accidental de petrolíferos en la Zona Marina	II-18
II.1.3 Análisis de los resultados de los radios de afectación	II-65
II.1.4 Reposicionamiento de escenarios de riesgo	II-68
II.2 Interacciones de riesgo	II-74
II.2.1 Interacciones de riesgo con instalaciones, infraestructura, servicios y asentamientos humanos	II-74
II.2.2 Efecto dominó	II-77
II.2.3 Interacciones de riesgo por Instalaciones Adyacentes hacia el Proyecto	II-77
II.3 Efectos sobre el Sistema Ambiental Regional	II-88
II.3.1 Efectos sobre componentes ambientales	II-88

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla II.1 Parámetros para determinar las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento	II-1
Tabla II.2 Condiciones Meteorológicas Utilizadas en los Cálculos de las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento por radiación térmica	II-2
Tabla II.3 Radios de afectación de las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento por radiación térmica de un incendio de charco para los subsistemas de más alto riesgo en el Área de Almacenamiento	II-5
Tabla II.4 Radios de afectación por radiación térmica de un incendio de charco de Gasolina para los subsistemas de más alto riesgo en el Área de Llenaderas	II-11
Tabla II.5 Radios de afectación por radiación térmica de un incendio de charco para los subsistemas de más alto riesgo en el Área de Tanques Buffer	II-16
Tabla II.6 Densidad de los productos	II-19
Tabla II.7 Longitud de Manifold (PLEM) a patines de medición	II-20
Tabla II.8 Datos de los Escenarios de Liberación de Petrolíferos en la Zona Marina	II-20
Tabla II.9 Datos y resultados de la modelación del sub-escenario 1.1 Emisión de Gasolina en superficie del mar	II-29
Tabla II.10 Datos y resultados de la modelación del sub-escenario 1.2 Emisión de Diésel en superficie del mar	II-33
Tabla II.11 Datos y resultados de la modelación del Sub-escenario 1.3 Emisión de Turbosina en superficie del mar	II-37
Tabla II.12 Datos y resultados de la modelación del Sub-escenario 2.1 Emisión de Gasolina a media agua	II-41
Tabla II.13 Datos y resultados de la modelación del Sub-escenario 2.2 Emisión de Diésel a media agua	II-45
Tabla II.14 Datos y resultados de la modelación del Sub-escenario 2.3 Emisión de Turbosina a media agua	II-49

Tabla II.15 Datos y resultados de la modelación del Sub-escenario 3.1 Emisión de Gasolina a nivel del lecho marino.....	II-53
Tabla II.16 Datos y resultados de la modelación del Sub-escenario 3.2 Emisión de Diésel a nivel del lecho marino.....	II-57
Tabla II.17 Datos y resultados de la modelación del Sub-escenario 3.3 Emisión de Gasolina a nivel del lecho marino.....	II-61
Tabla II.18 Resumen de los radios de afectación de los eventos de riesgo por radiación térmica en la Zona Terrestre del Proyecto.	II-65
Tabla II.19 Resumen de los radios de afectación por las liberaciones accidentales de petrolíferos en la Zona Marina del Proyecto.	II-66
Tabla II.20 Radios de afectación por radiación térmica de un incendio de charco para los subsistemas de más alto riesgo en el Área de Tanques Buffer Sin Mitigación adicional	II-70
Tabla II.21 Radios de afectación por radiación térmica de un incendio de charco para el subsistema de más alto riesgo en el Área de Tanques Buffer, Con Mitigación adicional de una cuneta para la recolección de derrames.....	II-72
Tabla II.22 Distancias de instalaciones, infraestructura, servicios y asentamientos humanos.	II-74
Tabla II.23 Tasas de falla para un tanque de Gas Natural Licuado.....	II-79
Tabla II.24 Tasas de falla para las emisiones de la línea de descarga con diámetro de 910 mm.	II-80
Tabla II.25 Resumen de las entradas de información en el modelo para el cálculo del dardo de fuego de una emisión en la línea de descarga de Gas Natural Licuado.	II-80
Tabla II.26 Resumen de la Zona de Alto Riesgo y Zona de Amortiguamiento para radiación térmica de dardo de fuego para el escenario de emisión de Gas Natural Licuado de más alto riesgo de la línea de carga y descarga de Gas Natural Licuado.	II-80
Tabla II.27 Resumen radios de afectación por radiación térmica para los escenarios de incendios de charco de GNL de más alto riesgo.....	II-82
Tabla II.28 Resumen de los radios de afectación por radiación térmica para el escenario del incendio de charco de propano de más alto riesgo.....	II-82
Tabla II.29 Resumen de los radios de afectación por radiación térmica para los escenarios de dardos de fuego de más alto riesgo.....	II-82
Tabla II.30 Resultados de los radios de emisión de gas en tramo de longitud de 135.70 m del Ramal de Interconexión a 1,480 psig.	II-83
Tabla II.31 Afectación de flora terrestre por los eventos de riesgo que pueden generarse por la operación de los componentes del Proyecto en los cuales los radios de afectación sobrepasarían los límites de la Poligonal del Proyecto.	II-89
Tabla II.32 Especies de flora que pudieran verse afectadas por radiación térmica.	II-90
Tabla II.33 Afectación de fauna terrestre por los eventos de riesgo que pueden generarse por la operación de los componentes del Proyecto en los cuales los radios de afectación sobrepasarían los límites de la Poligonal del Proyecto.	II-92
Tabla II.34 Especies de réptiles que pudieran verse afectadas por los eventos de radiación térmica.	II-93
Tabla II.35 Especies de mamíferos que pudieran verse afectadas por los eventos de radiación térmica.	II-93
Tabla II.36 Especies de aves que pudieran verse afectadas por los eventos de radiación térmica.	II-94
Tabla II.37 Especies de fauna silvestre con estatus de conservación.....	II-94
Tabla II.38 Especie de aves que pudiera verse afectada por la liberación accidental de petrolíferos.	II-94
Tabla II.39 Especies de mamíferos marinos que pudieran verse afectadas por la liberación accidental de petrolíferos.	II-95

Tabla II.40 Especies de fauna del submareal del sustrato arena que pudieran verse afectadas por la liberación accidental de petrolíferos.....	II-95
Tabla II.41 Especies de peces del submareal que pudieran verse afectadas por la liberación accidental de petrolíferos.	II-95
Tabla II.42 Clases y escala utilizadas para evaluar la calidad visual.	II-96

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura II.1 Diagrama que ilustra el Área de Almacenamiento y Área de Llenaderas.....	II-3
Figura II.2 Área de la plancha de recolección de derrames (naranja), de la emisión de más alto riesgo en el Área de Tanques Buffer, del subsistema #1, patín de medición de Gasolina. Se supuso, de manera conservadora, que el derrame cubriría toda la plancha inclinada.	II-4
Figura II.3 Magnitud y dirección de corrientes e histograma de velocidades de la corriente. ...	II-22
Figura II.4 Representación gráfica de CMS-Flow.	II-23
Figura II.5 Dominio computacional - PTM.....	II-25
Figura II.6 Ejemplo de salida del modelo.....	II-26
Figura II.7 Representación del Sub-Escenario 1.1 Emisión de Gasolina en superficie del mar con intensidad de corriente Alta.	II-27
Figura II.8 Comparación de resultados de las 27 modelaciones.....	II-68
Figura II.9 Área de la plancha de recolección de derrames (naranja), de la emisión de más alto riesgo en el Área de Tanques Buffer, del subsistema #1, patín de medición de Gasolina. Se supuso, de manera conservadora, que el derrame cubriría toda la plancha inclinada. Sin Mitigación adicional.	II-69
Figura II.10 Cuneta para la recolección de derrames en el medidor, añadida después de la evaluación de las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento.	II-72
Figura II.11 Instalaciones adyacentes en el área del Proyecto.	II-78
Figura II.12 Zona de Amortiguamiento y Zona de Alto Riesgo para la Línea de Descarga de Gas Natural Licuado de la Planta de Regasificación.....	II-81
Figura II.13 Radios de afectación por radiación térmica de la ruptura total del Ramal de Interconexión a la Central generadora de energía eléctrica de ciclo combinado La Jovita superpuestos con el Proyecto.	II-84
Figura II.14 Radios de afectación por sobrepresión de la ruptura total del Ramal de Interconexión a la Central generadora de energía eléctrica de ciclo combinado, La Jovita superpuestos con el Proyecto.	II-85
Figura II.15 Zona de Alto Riesgo de 1 psig de Zeta Gas superpuestas con el Proyecto. Se supuso que el origen de la explosión fue la esfera de propano más cercana.	II-86
Figura II.16 Zona de Alto Riesgo de 5 kW/m ² de Zeta Gas, superpuestas en una vista aérea del Proyecto. Se supuso que el origen de la bola de fuego fue la esfera de Propano más cercana. II-87	
Figura II.17 Propagación de un fuego por el viento.	II-91

ÍNDICE DE MAPAS

Mapa II.1 Radios de afectación por radiación térmica para el incendio de charco del dique individual del Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular TR1.....	II-6
Mapa II.2 Radios de afectación por radiación térmica para el incendio de charco del dique individual del Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular TR3.....	II-7
Mapa II.3 Radios de afectación por radiación térmica para el incendio de charco del dique individual del Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular TR2.....	II-8

Mapa II.4 Radios de afectación por radiación térmica para el incendio de charco del dique individual del Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular TR4.....	II-9
Mapa II.5 Radios de afectación por radiación térmica para el incendio de charco del dique individual del Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular TR6.....	II-10
Mapa II.6 Radios de afectación por radiación térmica para el incendio de charco de Gasolina en la bahía A del Área de Llenaderas.	II-12
Mapa II.7 Radios de afectación por radiación térmica para el incendio de charco de Gasolina en la bahía B del Área de Llenaderas.	II-13
Mapa II.8 Radios de afectación por radiación térmica para el incendio de charco de Gasolina en la bahía C del Área de Llenaderas.	II-14
Mapa II.9 Radios de afectación por radiación térmica para el incendio de charco de Gasolina en la bahía D del Área de Llenaderas.	II-15
Mapa II.10 Radios de afectación por radiación térmica para el incendio de charco del patín de medición de Gasolina Regular/Premium en el Área de Tanques Buffer.	II-17
Mapa II.11 Escenario 1, Sub-escenario 1.1 Emisión de Gasolina en superficie del mar, e intensidad Baja de corriente.	II-30
Mapa II.12 Escenario 1, Sub-escenario 1.1 Emisión de Gasolina en superficie del mar, e intensidad Media de corriente.....	II-31
Mapa II.13 Escenario 1, Sub-escenario 1.1 Emisión de Gasolina en superficie del mar, e intensidad Alta de corriente.	II-32
Mapa II.14 Escenario 1, Sub-escenario 1.2 Emisión de Diésel en superficie del mar, e intensidad Baja de corriente.	II-34
Mapa II.15 Escenario 1, Sub-escenario 1.2 Emisión de Diésel en superficie del mar, e intensidad Media de corriente.....	II-35
Mapa II.16 Escenario 1, Sub-escenario 1.2 Emisión de Diésel en superficie del mar, e intensidad Alta de corriente.	II-36
Mapa II.17 Escenario 1, Sub-escenario 1.3 Emisión de Turbosina en superficie del mar, e intensidad Baja de corriente.	II-38
Mapa II.18 Escenario 1, Sub-escenario 1.3 Emisión de Turbosina en superficie del mar, e intensidad Media de corriente.....	II-39
Mapa II.19 Escenario 1, Sub-escenario 1.3 Emisión de Turbosina en superficie del mar, e intensidad Alta de corriente.	II-40
Mapa II.20 Escenario 2, Sub-escenario 2.1 Emisión de Gasolina a media agua, e intensidad Baja de corriente.	II-42
Mapa II.21 Escenario 2, Sub-escenario 2.1 Emisión de Gasolina a media agua, e intensidad Media de corriente.....	II-43
Mapa II.22 Escenario 2, Sub-escenario 2.1 Emisión de Gasolina a media agua, e intensidad Alta de corriente.	II-44
Mapa II.23 Escenario 2, Sub-escenario 2.2 Emisión de Diésel a media agua, e intensidad Baja de corriente.	II-46
Mapa II.24 Escenario 2, Sub-escenario 2.2 Emisión de Diésel a media agua, e intensidad Media de corriente.	II-47
Mapa II.25 Escenario 2, Sub-escenario 2.2 Emisión de Diésel a media agua, e intensidad Alta de corriente.	II-48
Mapa II.26 Escenario 2, Sub-escenario 2.3 Emisión de Turbosina a media agua, e intensidad Baja de corriente.	II-50
Mapa II.27 Escenario 2, Sub-escenario 2.3 Emisión de Turbosina, e intensidad Media de corriente.	II-51
Mapa II.28 Escenario 2, Sub-escenario 2.3 Emisión de Turbosina, e intensidad Alta de corriente.	II-52

Mapa II.29 Escenario 3, Sub-escenario 3.1 Emisión de Gasolina a nivel del lecho marino, e intensidad Baja de corriente.	II-54
Mapa II.30 Escenario 3, Sub-escenario 3.1 Emisión de Gasolina a nivel del lecho marino, e intensidad Media de corriente.....	II-55
Mapa II.31 Escenario 3, Sub-escenario 3.1 Emisión de Gasolina a nivel del lecho marino, e intensidad Alta de corriente.	II-56
Mapa II.32 Escenario 3, Sub-escenario 3.2 Emisión de Diésel a nivel del lecho marino, e intensidad Baja de corriente.	II-58
Mapa II.33 Escenario 3, Sub-escenario 3.2 Emisión de Diésel a nivel del lecho marino, e intensidad Media de corriente.....	II-59
Mapa II.34 Escenario 3, Sub-escenario 3.2 Emisión de Diésel a nivel del lecho marino, e intensidad Alta de corriente.	II-60
Mapa II.35 Escenario 3, Sub-escenario 3.3 Emisión de Gasolina a nivel del lecho marino, e intensidad Baja de corriente.	II-62
Mapa II.36 Escenario 3, Sub-escenario 3.3 Emisión de Gasolina a nivel del lecho marino, e intensidad Media de corriente.....	II-63
Mapa II.37 Escenario 3, Sub-escenario 3.3 Emisión de Gasolina a nivel del lecho marino, e intensidad Alta de corriente.	II-64
Mapa II.38 Radios de afectación por radiación térmica para el incendio de charco del patín de medición de Gasolina Regular/Premium en el Área de Tanques Buffer. Sin Mitigación adicional	II-71
Mapa II.39 Radios de afectación por radiación térmica para un incendio de charco Con mitigación adicional en el patín de medición de Gasolina Regular/Premium en el Área de Tanques Buffer.....	II-73
Mapa II.40 Asentamientos humanos, instalaciones y servicios que se ubican cercanos a la Poligonal del Proyecto.....	II-75

II. DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES

II.1 Radios potenciales de afectación

II.1.1 Radios potenciales de afectación en la Zona Terrestre¹

II.1.1.1 Metodología

Los escenarios se evaluaron usando un Análisis Cuantitativo de Riesgos como se describió en el capítulo anterior. Los escenarios de más alto riesgo fueron evaluados para determinar las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento conforme a la Guía ERA-SEMARNAT. Estas Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento se determinan con base en el efecto potencial de (1) la concentración de una especie tóxica (toxicidad); (2) el flujo de la radiación térmica de un incendio (radiación térmica); y (3) la sobrepresión resultante de una explosión (explosividad).

Tabla II.1 Parámetros para determinar las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento².

	Toxicidad (Concentración)	Inflamabilidad (Radiación Térmica)	Explosividad (Sobrepresión)
Zona de Alto Riesgo	IDLH	5 KW/m ² o 1,500 BTU/Pie ² h	1.0 lb/plg ²
Zona de Amortiguamiento	TLV ₈ o TLV ₁₅	1.4 KW/m ² o 440 BTU/Pie ² h	0.5 lb/plg ²

Notas:

- 1) En modelaciones por toxicidad, 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, deberá utilizarse Estabilidad Clase F y velocidad del viento de 1.5 m/s.
- 2) Para el caso de simulaciones por explosividad, deberá considerarse en la determinación de las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento el 10% de la energía total liberada.

II.1.1.1.1 Escenarios a modelar

De acuerdo con los resultados de Análisis Cuantitativo de Riesgo, en los subsistemas de más alto riesgo no se encontraron escenarios de emisiones tóxicas; así mismo, no se encontraron escenarios de emisión que representaran un gran peligro de explosividad (con base en la masa inflamable calculada en PHAST para la dispersión de vapor de una emisión). Los escenarios de emisión que representan los peligros de inflamabilidad (radiación térmica) más grandes están identificados por área de proceso:

- ⊕ Área de Tanques Buffer
 - Incendios de Charco
- ⊕ Área de Almacenamiento
 - Incendios de Charco
- ⊕ Área de Llenaderas
 - Incendios de Charco

Específicamente, los escenarios de más alto riesgo que representaron peligros de radiación térmica en cada área fueron: (1) incendios de charco en los diques de los tanques de

¹ © Exponent Inc. "Reporte de Análisis de Riesgo Ambiental". Proyecto Exponent No. 1801792.000. Noviembre 02, 2018.

² En este documento, las unidades sobrepresión de lb/plg² se muestran usando las siglas en Ingles, psig (pounds per square inch – gauge).

almacenamiento de Gasolina en el Área de Almacenamiento; (2) incendios de charco no contenidos derivados de los incendios de charco de Gasolina en las bahías del Área de Llenaderas; y (3) incendio de charco del patín de medición de Gasolina en el Área de Tanques Buffer.

II.1.1.1.2 Productos

La determinación de los radios de afectación consideró las emisiones de los siguientes materiales: Gasolina Regular y Gasolina Premium a través de todas las áreas en tierra del Proyecto—Área de Tanques Buffer, Área de Almacenamiento y Área de Llenaderas.

II.1.1.1.3 Instalaciones

El Proyecto incluye en la Zona Marina una Monoboya marina con amarre de punto único (*single point mooring*) (PLEM) para la descarga de buques tanque, en la Zona Terrestre un área de tanques buffer con bombas booster (Área de Tanque Buffer), un área de tanques de almacenamiento (Área de Tanques Buffer), un rack de llenaderas (Área de Llenaderas) y sistemas de líneas de tubería interconectadas. Este apartado evaluó las instalaciones en tierra para identificar y reportar los riesgos más elevados.

El Proyecto incluye múltiples estrategias de mitigación diseñadas para prevenir la ocurrencia de incidentes o reducir la gravedad de los incidentes en caso de que ocurran, así como, sistemas de detección y paro previstos para detectar y aislar los incidentes. Los sistemas de detección y paro son medidas de mitigación "activa", lo que significa que dependen de sistemas y componentes que realizan una acción mecánica. El Proyecto también incluye sistemas activos de supresión basados en espuma, que reducen la duración y gravedad de los incendios de charco. Estos sistemas se describen el Capítulo III. Los sistemas de mitigación activa no fueron tratados explícitamente, pero se anticipa que reducirán los riesgos representados por los escenarios de más alto riesgo descritos en este apartado en un orden de magnitud.

II.1.1.1.4 Modelo y condiciones meteorológicas

Los escenarios de más alto riesgo que representaron peligros por radiación térmica en el área de la Terminal fueron los incendios de charco de las emisiones de tamaño mediano de los tanques de almacenamiento de Gasolina, que podrían ocasionar un incendio de charco en el área de contención con dique. Las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento por radiación térmica para estos escenarios fueron analizados en PHAST, descrito en el Capítulo I, utilizando las condiciones atmosféricas estándar de la siguiente tabla para representar las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento en una base consistente.

Tabla II.2 Condiciones Meteorológicas Utilizadas en los Cálculos de las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento por radiación térmica.

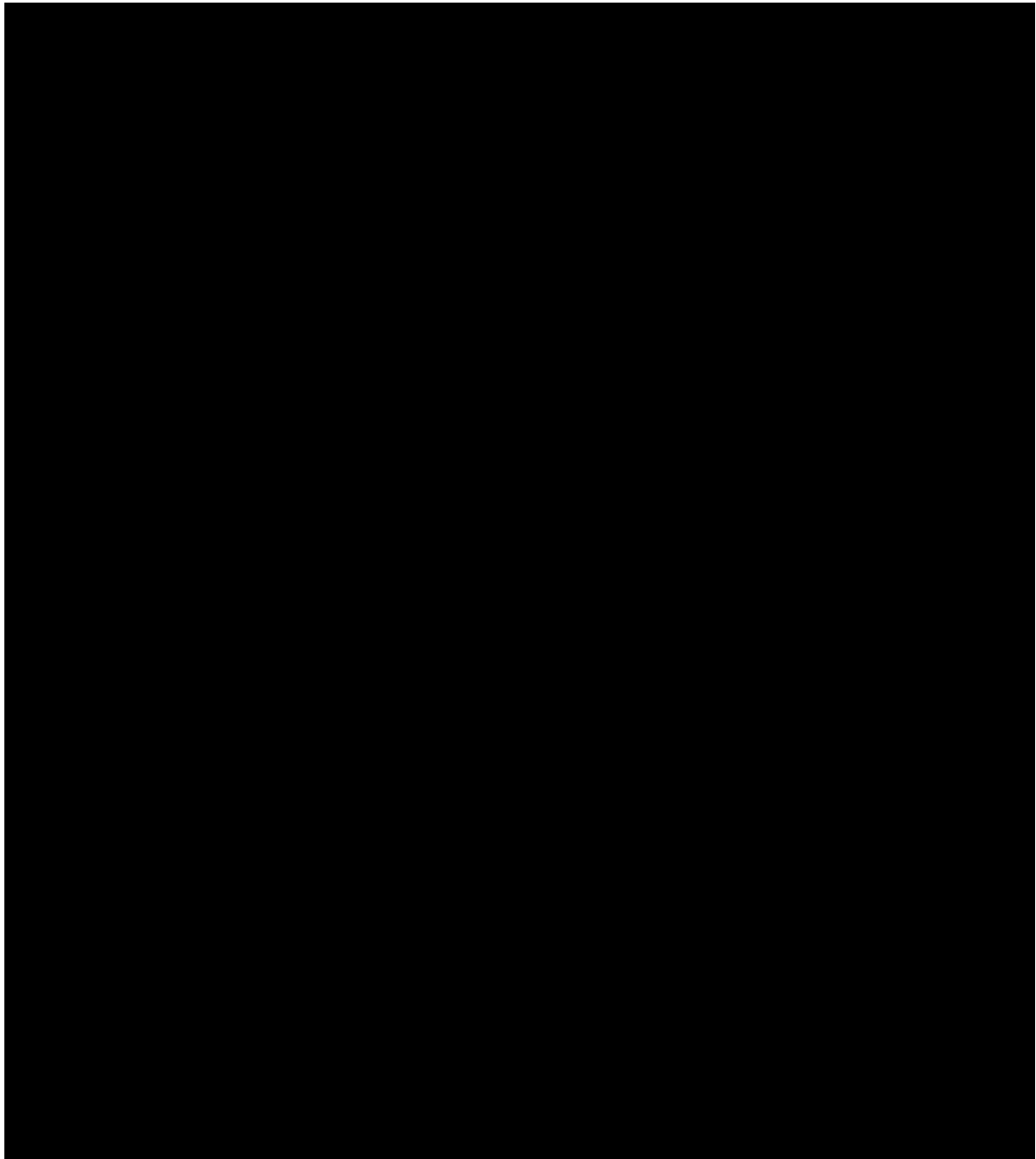
Condición	Valor
Temperatura Ambiente	61.5°F (16.4°C)
Velocidades del Viento	3.4 mph (1.5 m/s)
Estabilidad Atmosféricas Pasquill-Gifford	Categoría F

II.1.1.2 Radios de afectación por radiación térmica

II.1.1.2.1 Incendios de Charco en los Sistemas de Recolección de Derrames

Como se menciona anteriormente, los cálculos para incendios de charco se realizaron en PHAST, para cada uno de los derrames, con los tipos de petrolíferos enlistados para los escenarios.

El área del incendio de charco para las emisiones de tamaño mediano en el área de almacenamiento de Gasolina fue igual que el área del dique del tanque individual, como se puede observar en la siguiente figura.



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

La determinación del área del incendio de charco para la emisión de más alto riesgo en el Área de Tanques Buffer, que se muestra en la siguiente figura, se hizo de manera conservadora con base en los diagramas para el sistema de recolección de derrames y agua de lluvia, suponiendo que dicho sistema limitará el tamaño máximo de un derrame de petrolíferos líquidos en el área ilustrada en el diagrama.

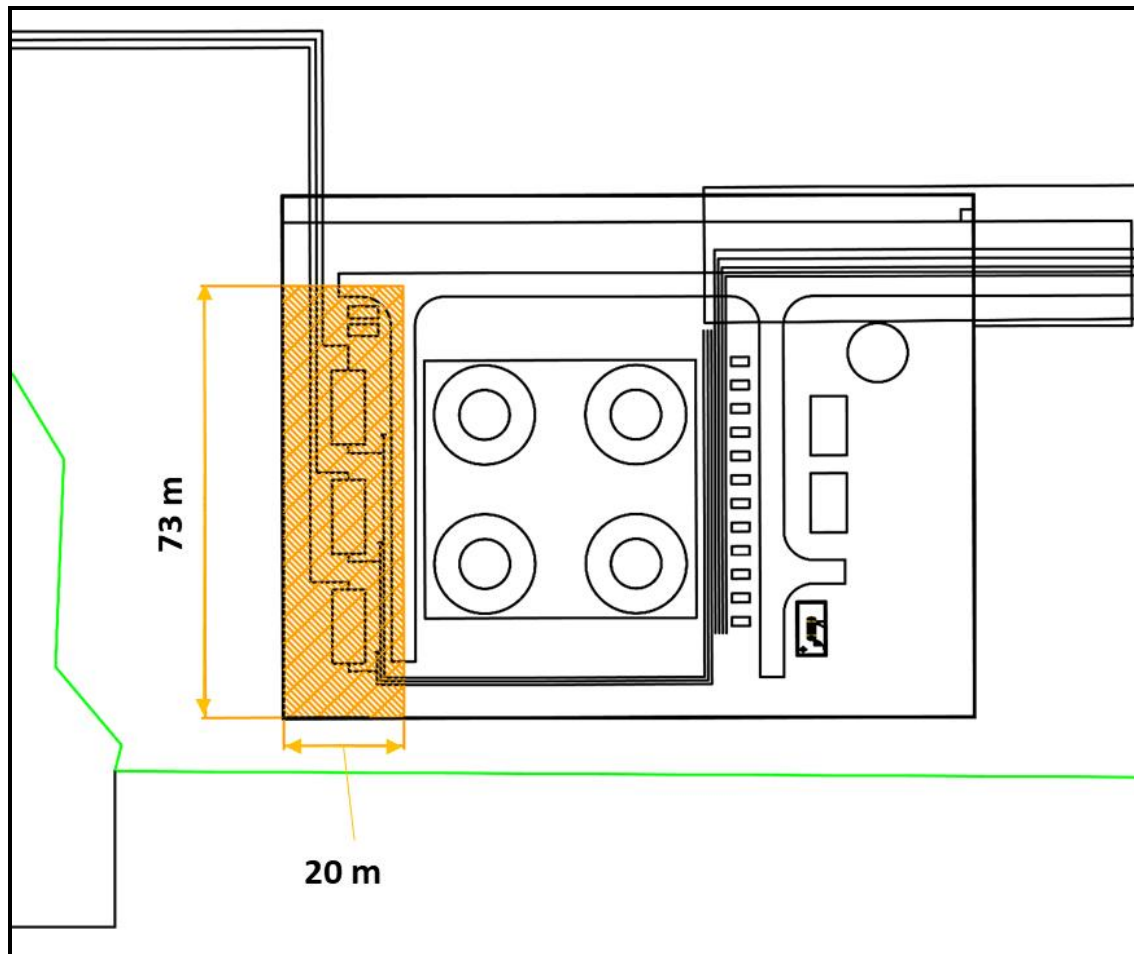


Figura II.2 Área de la plancha de recolección de derrames (naranja), de la emisión de más alto riesgo en el Área de Tanques Buffer, del subsistema #1, patín de medición de Gasolina. Se supuso, de manera conservadora, que el derrame cubriría toda la plancha inclinada.

II.1.1.2.1.1 Incendios de charco en el Área de Almacenamiento

Los radios de afectación por radiación térmica para los escenarios con más alto riesgo de incendio de charco en el Área de Almacenamiento se presentan en la siguiente tabla.

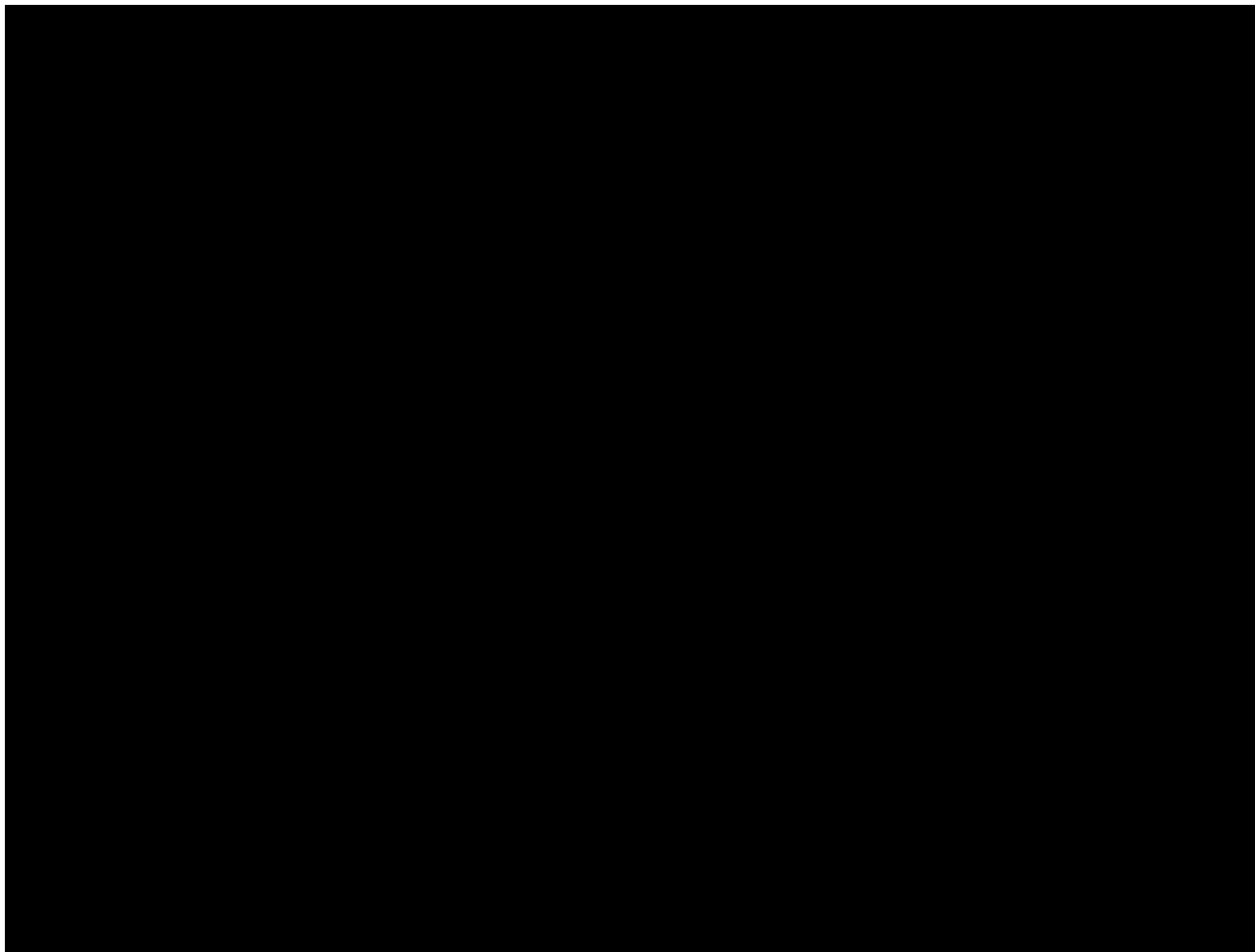
Tabla II.3 Radios de afectación de las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento por radiación térmica de un incendio de charco para los subsistemas de más alto riesgo en el Área de Almacenamiento.

Subsistema #	Subsistemas Aislables/Fuente de Emisión	Área con Dique (m ²)	Zona de Alto Riesgo Distancia a 5 kW/m ² (m)	Zona de Amortiguamiento Distancia a 1.4 kW/m ² (m)
10	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular - TR1	2,688	179	311
12	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular - TR3	2,708	179	312
11	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular - TR2	2,826	183	318
13	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular - TR4	2,883	185	321
15	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular - TR6	2,688	173	301

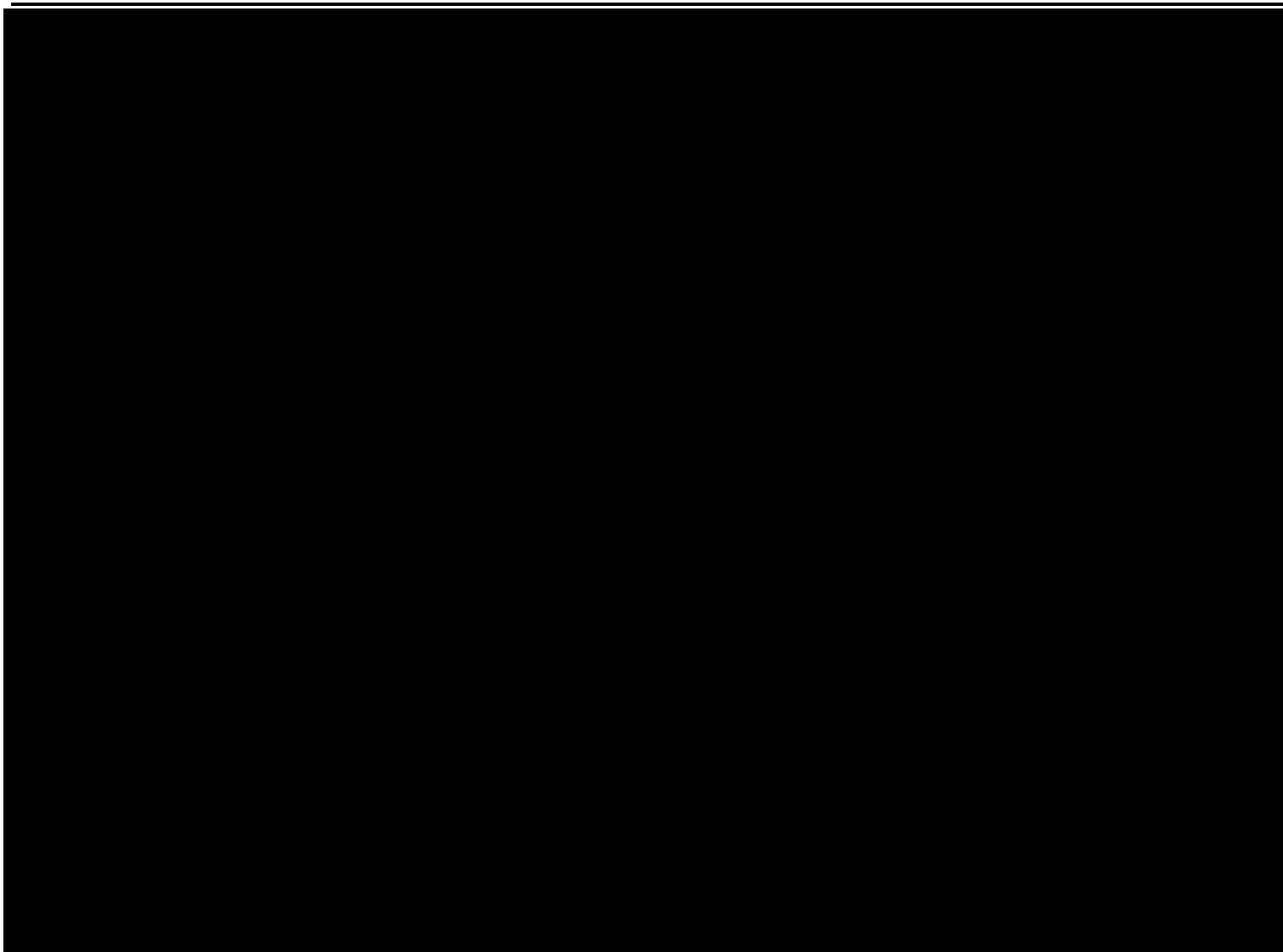
Las corridas de las modelaciones, mostrando las entradas y salidas en PHAST, para los subsistemas analizados en el Área de Almacenamiento se presentan, en formato electrónico para un uso eficiente de papel, en el Anexo V.3.4.2.

A continuación se ilustran las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento para los incendios de charco de los diques sobrepuestas en imagen aérea. Los mapas de los radios de afectación se presentan en el Anexo V.1.14 para mejor apreciación, asimismo se presentan en formato KMZ.

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



Mapa II.1 Radios de afectación por radiación térmica para el incendio de charco del dique individual del Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular TR1.



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

Mapa II.2 Radios de afectación por radiación térmica para el incendio de charco del dique individual del Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular TR3.

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



Mapa II.3 Radios de afectación por radiación térmica para el incendio de charco del dique individual del Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular TR2.

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



Mapa II.4 Radios de afectación por radiación térmica para el incendio de charco del dique individual del Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular TR4.

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



Mapa II.5 Radios de afectación por radiación térmica para el incendio de charco del dique individual del Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular TR6.

II.1.1.2.1.2 Incendio de charco en el Área de Llenaderas

Los radios de afectación por radiación térmica para los escenarios con más alto riesgo de incendio de charco en las bahías del Área de Llenaderas, se presentan en la siguiente tabla.

Tabla II.4 Radios de afectación por radiación térmica de un incendio de charco de Gasolina para los subsistemas de más alto riesgo en el Área de Llenaderas.

Subsistema #	Subsistemas Aislables/Fuente de Emisión	Zona de Alto Riesgo Distancia a 5 kW/m ² (m)	Zona de Amortiguamiento Distancia a 1.4 kW/m ² (m)
38	Bahía de Llenado de Auto Tanques – A	46.8	77.4
39	Bahía de Llenado de Auto Tanques - B	46.8	77.4
40	Bahía de Llenado de Auto Tanques - C	46.8	77.4
41	Bahía de Llenado de Auto Tanques - D	46.8	77.4

Las corridas de las modelaciones, mostrando las entradas y salidas en PHAST, para los subsistemas analizados en el Área de Llenaderas se presentan, en formato electrónico para un uso eficiente de papel, en el Anexo V.3.4.2.

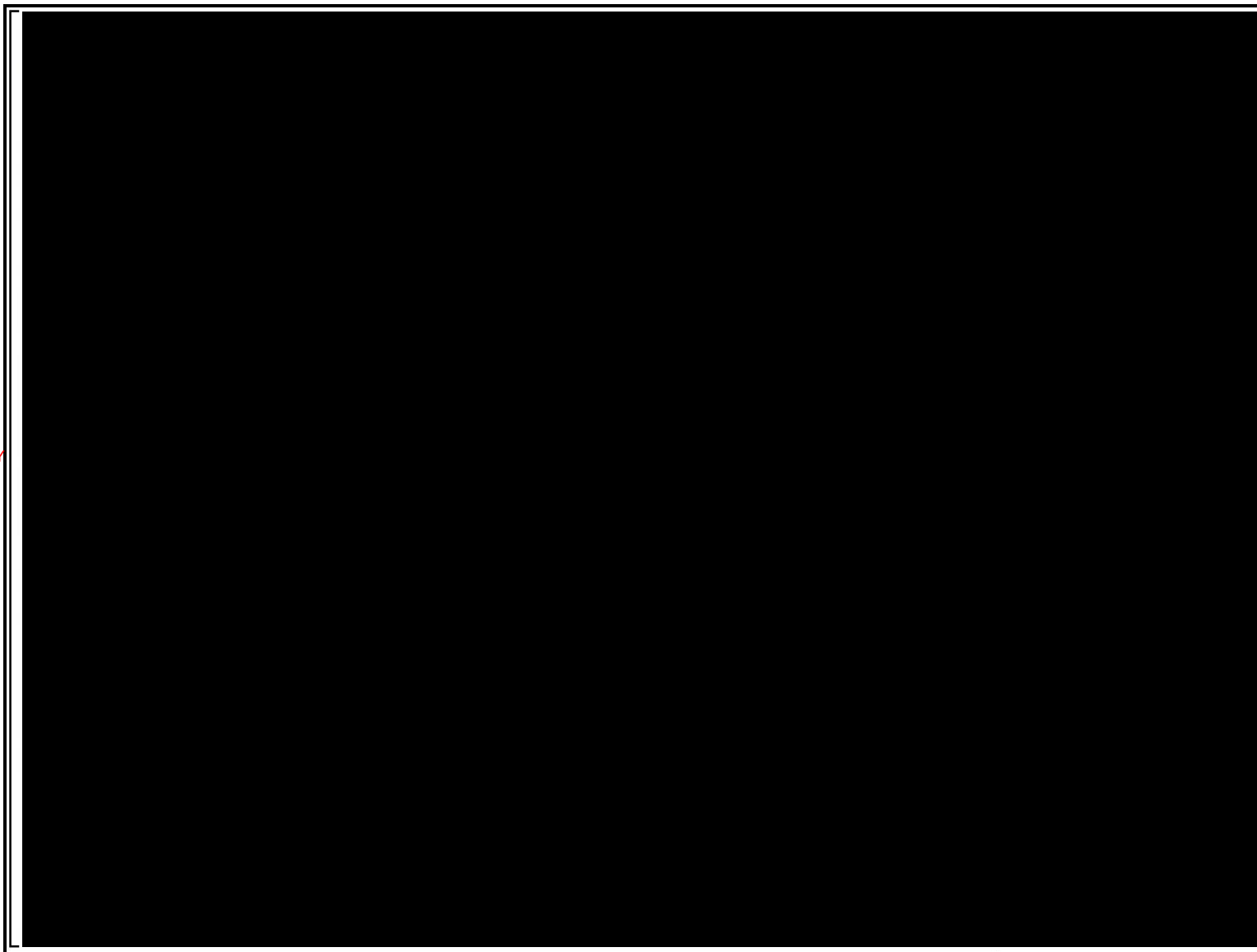
Posteriormente, se ilustran las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento para los incendios de charco en las bahías del Área de Llenaderas sobrepuestas en imagen aérea. Los mapas de los radios de afectación se presentan en el Anexo V.1.14 para mejor apreciación, asimismo se presentan en formato KMZ.



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

Mapa II.6 Radios de afectación por radiación térmica para el incendio de charco de Gasolina en la bahía A del Área de Llenaderas.

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



Mapa II.7 Radios de afectación por radiación térmica para el incendio de charco de Gasolina en la bahía B del Área de Llenaderas.



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

Mapa II.8 Radios de afectación por radiación térmica para el incendio de charco de Gasolina en la bahía C del Área de Llenaderas.

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



Mapa II.9 Radios de afectación por radiación térmica para el incendio de charco de Gasolina en la bahía D del Área de Llenaderas.

II.1.1.2.1.3 Incendio de charco en el Área de Tanque Buffer

Los radios de afectación por radiación térmica para los escenarios con más alto riesgo de incendio de charco en el Área de Tanques Buffer se presentan en la siguiente tabla.

Tabla II.5 Radios de afectación por radiación térmica de un incendio de charco para los subsistemas de más alto riesgo en el Área de Tanques Buffer.

Subsistema #	Subsistemas Aislables/Fuente de Emisión	Área del Charco (m ²)	Zona de Alto Riesgo Distancia a 5 kW/m ² (m)	Zona de Amortiguamiento Distancia a 1.4 kW/m ² (m)
1	Patín de Medición – Gasolina Regular/Premium	1,460	135	236

Las corridas de las modelaciones, mostrando las entradas y salidas en PHAST, para los subsistemas analizados en el Área de Tanques Buffer se presentan, en formato electrónico para un uso eficiente de papel, en el Anexo V.3.4.2

Posteriormente, se ilustra la Zona de Alto Riesgo y Amortiguamiento para el incendio de charco en el patín de medición de Gasolina Regular/Premium del Área de Tanques Buffer sobrepuestas en imagen aérea. Los mapas de los radios de afectación se presentan en el Anexo V.1.14 para mejor apreciación, asimismo se presentan en formato KMZ.

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



Mapa II.10 Radios de afectación por radiación térmica para el incendio de charco del patín de medición de Gasolina Regular/Premium en el Área de Tanques Buffer.

II.1.2 Radios de potenciales de afectación por la liberación accidental de petrolíferos en la Zona Marina³

II.1.2.1 Metodología

Típicamente, las modelaciones de los estudios de riesgo ambiental determinan la extensión de las zonas de afectación, usando umbrales de afectación para establecer la extensión de la zona de alto riesgo y zona de amortiguamiento. Este procedimiento es adecuado cuando la contingencia es una explosión, un incendio o la liberación atmosférica de una sustancia altamente tóxica.

Sin embargo, hay contingencias ambientales que implican la liberación de sustancias peligrosas al ambiente, cuyo proceso de dispersión no encaja adecuadamente en el procedimiento descrito que se enfoca en determinar las zonas de alto riesgo y amortiguamiento. Este es el caso de una liberación de petrolíferos, tanto al suelo como a un cuerpo de agua. Similar es el caso de la ruptura de una presa de jales de un proceso minero.

En casos de excepción como los referidos en el párrafo anterior, determinar la extensión afectada por la contingencia sigue siendo de máxima utilidad para gestionar un programa de prevención, atención y control de contingencias, sin embargo, es necesario ajustar el enfoque de modelación del escenario para obtener resultados que permitan formular planes de respuesta acordes a las características de la contingencia.

Para el caso de una liberación de petrolíferos al medio marino, se prevé que lo prioritario es detonar la pronta contención de la mancha del producto liberado, para enseguida proceder a su colección. El programa de contención y control ante el riesgo de un evento de esta naturaleza debe tener la capacidad de desplegar con máxima rapidez, los recursos necesarios para contener el producto que haya sido liberado al ocurrir el accidente. Para este fin, la información de mayor utilidad para el planeador del programa de atención de contingencia será la velocidad con que la mancha de petrolíferos liberada se dispersará en el medio marino.

Con el enfoque referido en el párrafo anterior, se especificó el proceso de modelación de los escenarios cuyos resultados se presentan a continuación. En cada caso el escenario se modeló con 3 intensidades de corriente (mínima, media, y elevada) elegidas a partir del análisis estadístico de la información de corrientes obtenida en los estudios practicados en la zona marina del proyecto. Los resultados de las modelaciones para cada una de las intensidades de corriente se presentan para una serie de tiempos (+0, +5, +10, +15 y +20 minutos) medidos a partir del momento del inicio de la liberación. En cada caso los resultados de las modelaciones son los valores de la extensión de la mancha de petrolífero (superficie y máxima distancia desde el punto de origen de la fuga).

II.1.2.1.1 I.2 Escenarios a Modelar

De acuerdo a los resultados del análisis *What_if?*, se desprendieron una relación de fallas potenciales en las instalaciones del Proyecto en la Zona Marina. Esta relación se filtró para elegir aquellas fallas con capacidad de dar lugar a una liberación de petrolíferos al medio marino, resultando los siguientes escenarios:

³ Cisco de Ensenada, S.A. de C.V. "Modelación de Liberaciones Accidentales en la Zona Marina del proyecto Terminal de Petrolíferos Baja Refinados". Octubre, 2018.

a) Escenario 01 (IP0317.001). Buque tanque y sus conexiones a Monoboya

- ⊕ Fallas en amarre de buque tanque a Monoboya
 - Falla en sistema de medición de tensión de hawser
 - Falla de línea de amarre por corrosión
- ⊕ Fallas en conexión de manguera marina flexible del buque tanque a Monoboya
 - Desgaste de materiales o corrosión de conexiones de manguera
 - Inadecuada aplicación de procedimiento de conexión de manguera flexible a conexiones de Monoboya
 - Defectos de fabricación o desgaste de materiales en manguera marina flexible
 - Excesivo doblado (torsión) de manguera flexible marina por oleaje excesivo

b) Escenario 02 (IP0317.002). Monoboya y sus conexiones submarinas con el PLEM

- ⊕ Fallas en Monoboya + Manguera Flexible + PLEM y conexiones asociadas
 - Esfuerzos excesivos causados por fenómenos naturales
 - Movimientos de lecho marino por actividad sísmica o asentamientos
 - Movimientos de lecho marino por actividad sísmica o asentamientos

c) Escenario 03 (IP0317.003). Línea de Salida del PLEM, interconexión con microtúnel submarino en lecho marino y cruce subterráneo de interfase mar-tierra hasta arribo del ducto en tierra en el Área de Tanques Buffer

- ⊕ Fallas en PLEM y sus conexiones asociadas a tubería submarina.
 - Descarga bloqueada súbitamente en zona de tanques buffer
 - Desarrollo de obras externas
 - Alto oleaje o vibración de línea durante descarga de petrolíferos
- ⊕ Fallas en Interfase mar-tierra del microtúnel submarino.
 - Movimiento de placas tectónicas

II.1.2.1.2 Productos

Las instalaciones de la Terminal tendrán capacidad para manejar Gasolina (Regular y Premium), Diésel y Turbosina. Cualquiera de estos productos petrolíferos podría potencialmente participar en una liberación. La diferencia sustancial entre cada producto es su densidad, lo que les confiere un grado distinto de comportamiento hidrostático. En la siguiente tabla se presentan las densidades de los productos, de estas se deriva que la Gasolina tiene una flotabilidad mayor, y que el Diésel tiene la menor flotabilidad. Esto significa que una liberación en el fondo del mar, por ejemplo, de Gasolina aflorará en la superficie del agua más rápido que si esta fuera de Diésel o Turbosina, expresado de otra forma. La Gasolina será arrastrada una menor distancia que el Diésel por la corriente, durante el proceso de llegar a la superficie.

Tabla II.6 Densidad de los productos.

Producto	Densidad
Gasolina	0.75
Diesel	0.821
Turbosina	0.795

Fuente: IP0317-PR-000-DFP-009 Balance de Materia y Energía. IP/III-TBR 21 de agosto de 2018. Anexo V.2.3

II.1.2.1.3 Instalaciones

Las instalaciones participantes en el proceso de análisis son las tres tuberías entre las instalaciones en tierra y su conexión al buque tanque, considerando que se contará con una tubería para cada producto, por lo tanto 3 tuberías. El primer segmento de las tuberías es el tramo en el microtúnel bajo el lecho marino referido como transición tierra-mar. El segundo tramo corresponde a las tuberías que serán instaladas sobre el lecho marino hasta el PLEM. El tercer elemento es el PLEM, que es la instalación en el fondo marino, directamente bajo la Monoboya. El cuarto elemento es la tubería que ascenderá hasta la Monoboya. El quinto elemento es la Monoboya con sus instalaciones. El sexto elemento son las mangueras del barco usada para conectar con el buque tanque. En la siguiente tabla se presentan las dimensiones y volúmenes de producto que contendrán las instalaciones involucradas en el análisis.

Tabla II.7 Longitud de Manifold (PLEM) a patines de medición.

Tubería	Patín de Medición	Longitud (m)	10% de Longitud (m)	Volumen (m³)
Gasolina	24	1,754.91	175.49	35.57
Diésel	25	1,770.62	177.06	35.89
Turbosina	26	1,786.29	178.63	36.21

II.1.2.1.4 Escenarios

El ejercicio de identificación de riesgos en la Zona Marina, determinó tres posibles escenarios de liberación. Los datos correspondientes a estos escenarios se presentan en la siguiente tabla. Se observa en la tabla que para cada escenario se tienen 3 variantes, una por cada producto.

Tabla II.8 Datos de los Escenarios de Liberación de Petrolíferos en la Zona Marina.

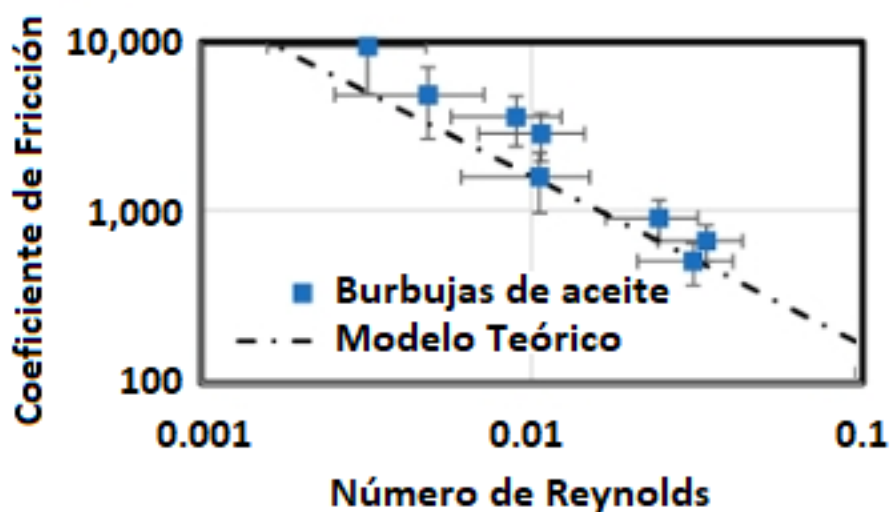
No. /Clave Escenario	Descripción del Escenario	Producto	Si Instantánea = Vol. Liberado Si Constante = tasa x duración	Masa Liberada (kg)	Consideraciones sobre el punto de emisión
01 IP0317.001	Falla en conexiones de la manguera marina flexible en Monoboya y/o de materiales de la manguera flexible con diámetro de 12 in.	Gasolina	19.7 m³	14,775	Emisión: en superficie del mar. Volumen liberado el contenido en la manguera (Ø = 12", L = 270 m)
		Diésel	19.7 m³	16,174	
		Turbosina	19.7 m³	15,662	
02 IP0317.002	Desconexión de manguera o línea submarina flexible durante operación de descarga de petrolíferos en cabezal de entrada hacia el PLEM con diámetro de 12 in.	Gasolina	123.2 L/s x 180 s = 22.18 m³	16,637	Emisión: A media agua. Volumen liberado = Bombeo durante 3 min
		Diésel	117.8 L/s x 180s = 21.20 m³	17,408	
		Turbosina	119.7 L/s x 180 s = 21.55 m³	17,130	
IP0317.003	Golpe de Ariete en tramo de tubería submarina del Área de Tanques Buffer hacia PLEM, con daño	Gasolina	197.6 L/s x 180 s = 35.57 m³	26,678	Emisión: A nivel de lecho marino. Volumen Liberado = 3 min de bombeo más 10% de contenido en ducto (Ø =
		Diésel	199.4 L/s x 180s = 35.89 m³	29,466	
		Turbosina	201.1 L/s x 180 s = 36.21 m³	28,787	

No. /Clave Escenario	Descripción del Escenario	Producto	Si Instantánea = Vol. Liberado Si Constante = tasa x duración	Masa Liberada (kg)	Consideraciones sobre el punto de emisión
	mecánico a ducto y flujo inverso de petrolíferos del Área de Tanques Buffer hacia ductos submarinos.				20", L = (Gasolina 1,755 m), (Diésel 1,771 m), (Turbosina 1,786 m).

Se establece la masa específica de producto liberada para cada escenario. La masa es función del volumen liberado, el cual a su vez es resultado de la definición del escenario. Se determinó en cada caso si se trata de una liberación instantánea o continua. En la quinta columna de la tabla se presentan las consideraciones en que se basó la determinación del volumen de la liberación. Por último, la tabla establece un dato importante más en la determinación de los escenarios, se trata de la profundidad a la que se determinó ocurrirá la liberación. Para el Escenario 01 la liberación se determinó en superficie, para el Escenario 02 la liberación se determinó a media agua, y para el Escenario 03, a nivel del lecho marino.

II.1.2.1.5 Ascenso del petrolífero a superficie

Los petrolíferos son más ligeros que el agua y su solubilidad es mínima. La modelación considera que el petrolífero, al ser liberado, ascenderá de acuerdo con el principio de Arquímedes, al tiempo que será arrastrado por la corriente. Una vez en superficie se inicia el proceso de dispersión. Dado que la fuga se realiza a diferentes profundidades, se realizó un balance de fuerzas para cada sustancia de acuerdo con el principio de Arquímedes; el cual afirma que un cuerpo sumergido en un fluido experimenta un empuje vertical ascendente igual al peso del fluido desplazado, simultáneamente la gravedad ejerce una fuerza descendente, por último, se debe considerar la fuerza de fricción, a la cual se determina como función del coeficiente de arrastre. Para determinar el coeficiente de arrastre se asumió flujo laminar con un número de Reynolds de 0.05 lo cual resulta en $CD = 500$. Ver la siguiente figura.



Coeficiente⁴ de arrastre para aceite con diferentes números de Reynolds.

⁴ <https://www.jove.com/science-education/10392/buoyancy-and-drag-on-immersed-bodies>

II.1.2.1.6 Corriente Marina

La corriente ambiente se utiliza como agente de advección del petrolífero y a su vez por causa del efecto de flujo turbulento, su dispersión en el medio. Se determinaron tres magnitudes de corriente las cuales se obtuvieron del análisis estadístico de los datos adquiridos en campo de la zona de estudio Modelación del Transporte Litoral por la Ejecución de Obra Marina del proyecto "Terminal de Petrolíferos Baja Refinados" que se presenta en el Anexo V.3.8.

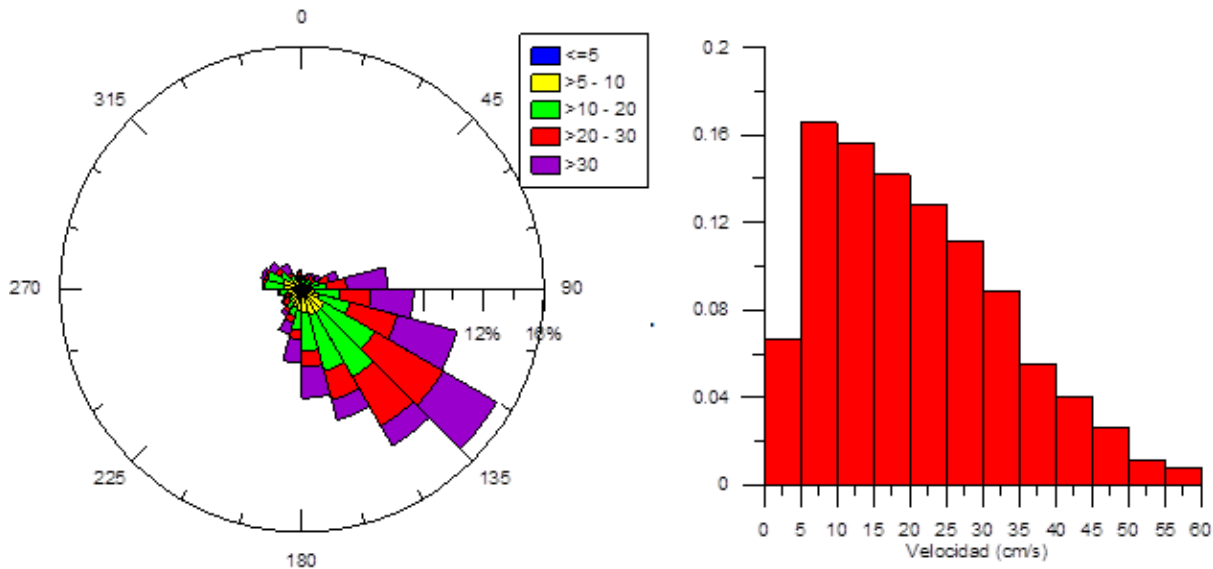


Figura II.3 Magnitud y dirección de corrientes e histograma de velocidades de la corriente.

Para cada escenario se realizaron tres modelaciones con tres intensidades de corriente, representativas de la zona marina. Las intensidades se rotularon como: Corriente Baja, Corriente Media y Corriente Alta. Como Corriente Baja se seleccionó un valor de 5 cm/s el cual de acuerdo con el histograma presenta baja probabilidad de ocurrencia (6%). Para Corriente Media se seleccionó el valor de 10 cm/s que es el de mayor ocurrencia (17%). Para el escenario Corriente Alta se asignó el valor de 35 cm/s (9% de probabilidad de ocurrencia).

II.1.2.1.7 CMS-Flow

Las modelaciones numéricas se realizaron con el software CMS-Flow. El CMS (*Coastal Modeling System* Sistema de Modelación en Costas) es un conjunto integrado de modelos numéricos para simular el flujo, el oleaje, el transporte de sedimentos y el cambio morfológico en las áreas costeras. El sistema está diseñado para aplicaciones prácticas como el desempeño de canales de navegación y el manejo de sedimentos en entradas costeras y sus playas adyacentes. El CMS está pensado como una herramienta de investigación e ingeniería que puede usarse en computadoras de escritorio. El CMS aprovecha la interfaz del sistema de modelado de aguas superficiales (SMS) para la generación de la red y la configuración del modelo, así como para el trazado de salidas y el post-procesamiento.

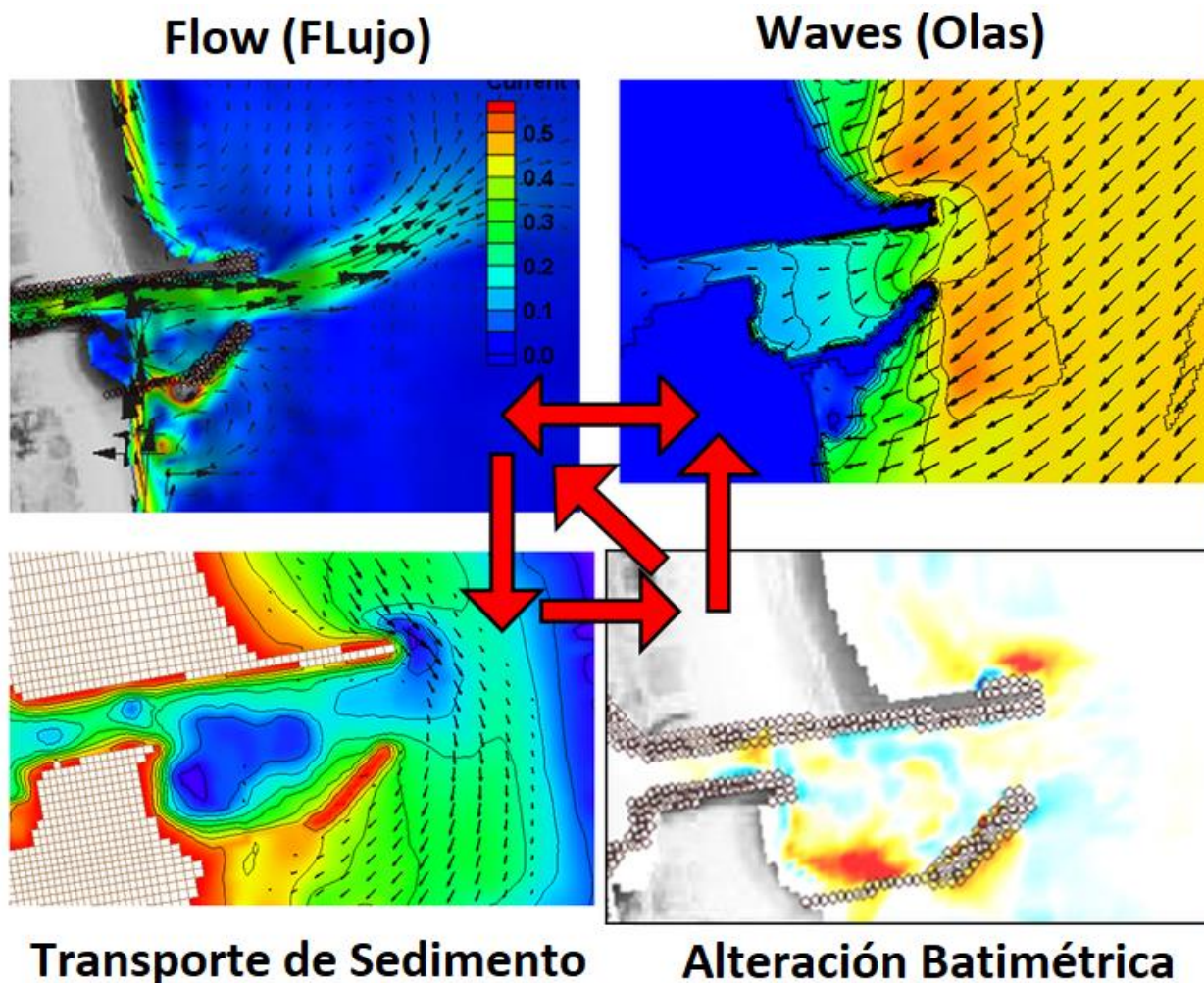


Figura II.4 Representación gráfica de CMS-Flow.

Desde 2006, el CMS ha constituido un área de investigación y desarrollo del programa de investigación *Coastal Inlets Research Program* (CIRP) del Cuerpo de Ingenieros del Ejército de los Estados Unidos - Centro de Investigación y Desarrollo de Ingeniería (USACE-ERDC), Laboratorio de Costas e Hidráulica (CHL). Construido a partir de un grupo de modelos numéricos que han estado en desarrollo desde 2002. La información sobre CIRP y sus publicaciones en el CMS se pueden encontrar en el sitio web del CIRP⁵.

Características principales:

- ⊕ Sistema totalmente integrado
- ⊕ CMS-Flow - Modelo de flujo, sedimento y salinidad en línea
- ⊕ CMS-Wave - Modelo de transformación de onda espectral
- ⊕ Método de volumen finito - conservador de masas
- ⊕ Rejilla cartesiana no uniforme: fácil de instalar y ejecutar
- ⊕ Rejilla cartesiana telescópica: flexible, eficiente y más fácil de generar que mallas sin estructura
- ⊕ Soporta los tipos más comunes de forzamiento y condiciones de contorno.

⁵ <https://www.cirp.net/>

- ⊕ Esquemas numéricos robustos para simulaciones fiables y sin choques
- ⊕ Paralelización en computadoras de escritorio para cómputo rápido
- ⊕ Interfaz amigable

CMS-Flow es un modelo acoplado de transporte hidrodinámico y de sedimentos capaz de simular la circulación promediada en profundidad, la salinidad y el transporte de sedimentos debido a las mareas, el viento y las olas. El modelo hidrodinámico resuelve la forma conservadora de las ecuaciones de aguas someras e incluye términos para la fuerza de Coriolis, la tensión del viento, la tensión de las olas, la tensión del fondo, la fricción del flujo en vegetación, la fricción y la fricción del fondo, y la difusión turbulenta. Hay tres modelos de transporte de sedimentos disponibles en CMS: un modelo de balance de masa de sedimentos, un modelo de difusión de advección de equilibrio y un modelo de difusión de advección de no equilibrio. El transporte de salinidad se simula con el modelo de difusión de advección estándar e incluye evaporación y precipitación. Todas las ecuaciones se resuelven utilizando el método de volumen finito en una cuadrícula cartesiana no uniforme.

El CMS-Wave es un modelo de transformación de onda espectral y resuelve la ecuación de equilibrio de onda-acción en estado estable en una cuadrícula cartesiana no uniforme. Considera la generación y el crecimiento de la onda del viento, la difracción, la reflexión, la disipación debida a la fricción del fondo, el corte y la rotura, las interacciones onda-onda y onda-corriente, el recorrido de la onda, la configuración de la onda y la transmisión de la onda a través de las estructuras. Para obtener información adicional sobre CMS-Wave, visite la página principal de CMS-Wave⁶.

II.1.2.1.8 Modelación Numérica

Se utilizó el módulo de liberación y seguimiento de partículas denominado PTM, el cual utiliza el campo de corrientes espacio-temporal para transportar las partículas, asignando ciertas características a la fuente. La siguiente figura muestra el dominio computacional y la ubicación de la fuente de petrolíferos para el Proyecto. En esta figura la escala de colores representa la batimetría en el dominio computacional.

⁶ <http://cirp.usace.army.mil/products/cms.php>

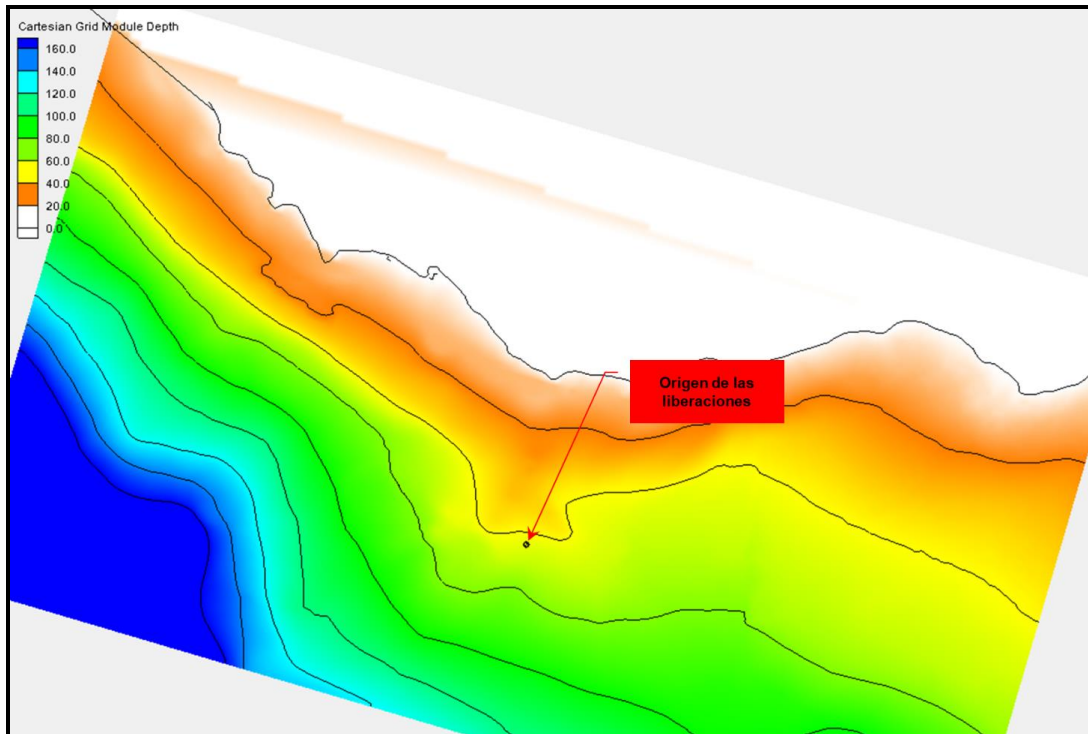


Figura II.5 Dominio computacional - PTM.
La escala en colores representa la batimetría en el dominio computacional.

El tiempo cero o inicio de la dispersión se definió a partir de que la fuente deja de expulsar petrolíferos y que la mancha llega a la superficie. El tiempo para el Escenario 01 (IP0317.001) es instantáneo, para los Escenarios 02 (IP0317.002) y 03 (IP0317.003) se consideró el tiempo de 3 minutos especificado al periodo de flujo continuo. Para calcular el tiempo de ascenso del petrolífero, se programó una rutina de cálculo en función del producto y la profundidad de liberación. Los resultados variaron entre 3 y 7 minutos.

El coeficiente de dispersión turbulenta se asignó con base al producto. Con los resultados de las modelaciones se calculó el área de la mancha y la distancia del centro de la fuente a su extremo más lejano, para los tiempos +0, +5, +10, +15 y +20 minutos.

II.1.2.1 Radios de afectación por liberación accidental de petrolíferos

A continuación, se presentan los resultados de las corridas de modelación de los tres escenarios. Como se explica antes, cada escenario fue modelado para los tres productos que serán manejados por el proyecto bajo estudio. Por lo tanto, cada escenario comprende 3 sub-escenarios (uno por producto) y por ello se presentan 9 conjuntos de resultados (9 sub-escenarios).

Los sub-escenarios se integran con los resultados para tres niveles de intensidad de corriente (Baja, Media, Alta). Para cada nivel de intensidad de corriente se presentan las proyecciones de la dispersión de la pluma de petrolíferos liberada para los tiempos +0, +5, +10, +15 y +20 minutos posteriores al inicio de la dispersión del petrolífero en la superficie del mar.

Como parte de las salidas de las modelaciones, el sistema descarga imágenes, como la que se muestra en la siguiente figura, que representan el origen de la liberación (Monoboya o PLEM), así como la mancha de liberación del petrolífero.

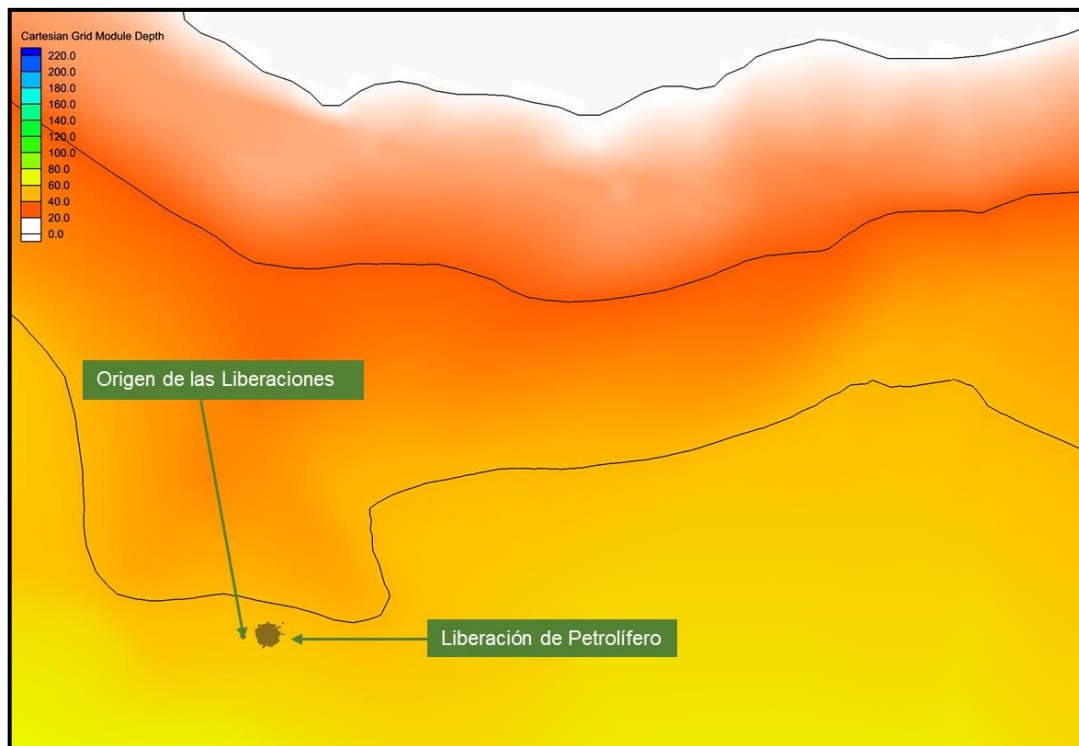


Figura II.6 Ejemplo de salida del modelo.

El ensamble de la siguiente figura ilustra la representación gráfica del Escenario 01, Sub-Escenario 1.1, correspondiente a la liberación en superficie de 19.7 m^3 de Gasolina ($14,775 \text{ kg}$) bajo condiciones de intensidad de corriente Alta. En esta figura la X roja representa el origen de la liberación, el círculo café representa la mancha de liberación del petrolífero en la superficie del mar. Las 5 representaciones corresponden a la ubicación de la mancha y su tamaño con respecto al punto de la fuga para los +0, +5, +10, +15 y +20 minutos posteriores al momento de inicio de la dispersión del producto liberado. Se observa que en la medida que transcurre el tiempo desde la liberación, se aleja la mancha y crece en tamaño. Es importante destacar que la modelación determina la extensión de la mancha, con este resultado se calculó el radio equivalente, aunque se debe advertir que en un caso real la mancha no tomará necesariamente forma circular.

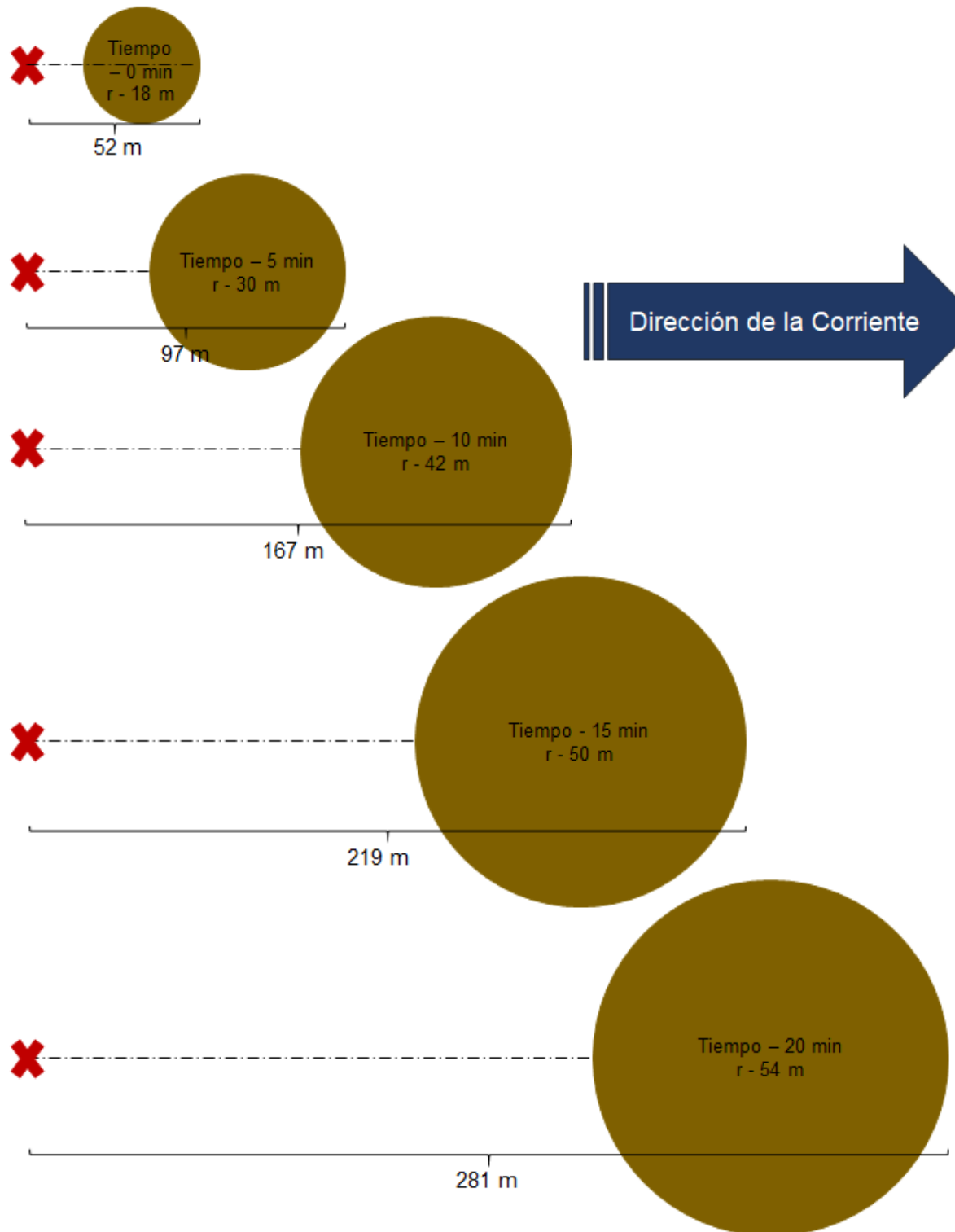


Figura II.7 Representación del Sub-Escenario 1.1 Emisión de Gasolina en superficie del mar con intensidad de corriente Alta.

Resumiendo, se presentan a continuación los resultados para los 3 escenarios, cada uno se integra por 3 sub-escenarios, por lo tanto, se presentan 9 sub-escenarios. Cada sub-escenario comprende los resultados para 3 niveles de intensidad de corriente (Baja, Media, Alta), por lo tanto, se presentan los resultados de 27 modelaciones.

Se ilustran gráficamente los 27 resultados de las modelaciones mediante círculos cuyo radio representa la distancia máxima de afectación para los 5 tiempos posteriores al inicio de la dispersión (+0, +5, +10, +15 y +20 min). Mediante la sobreposición de las imágenes de salida del simulador en Google Earth Pro, se centraron los círculos en el punto u origen de la liberación. El radio de cada círculo representa la máxima distancia que alcanzará la pluma de petrolífero cuando hayan transcurrido el número de minutos correspondiente, habiendo la intensidad de corriente respectiva.

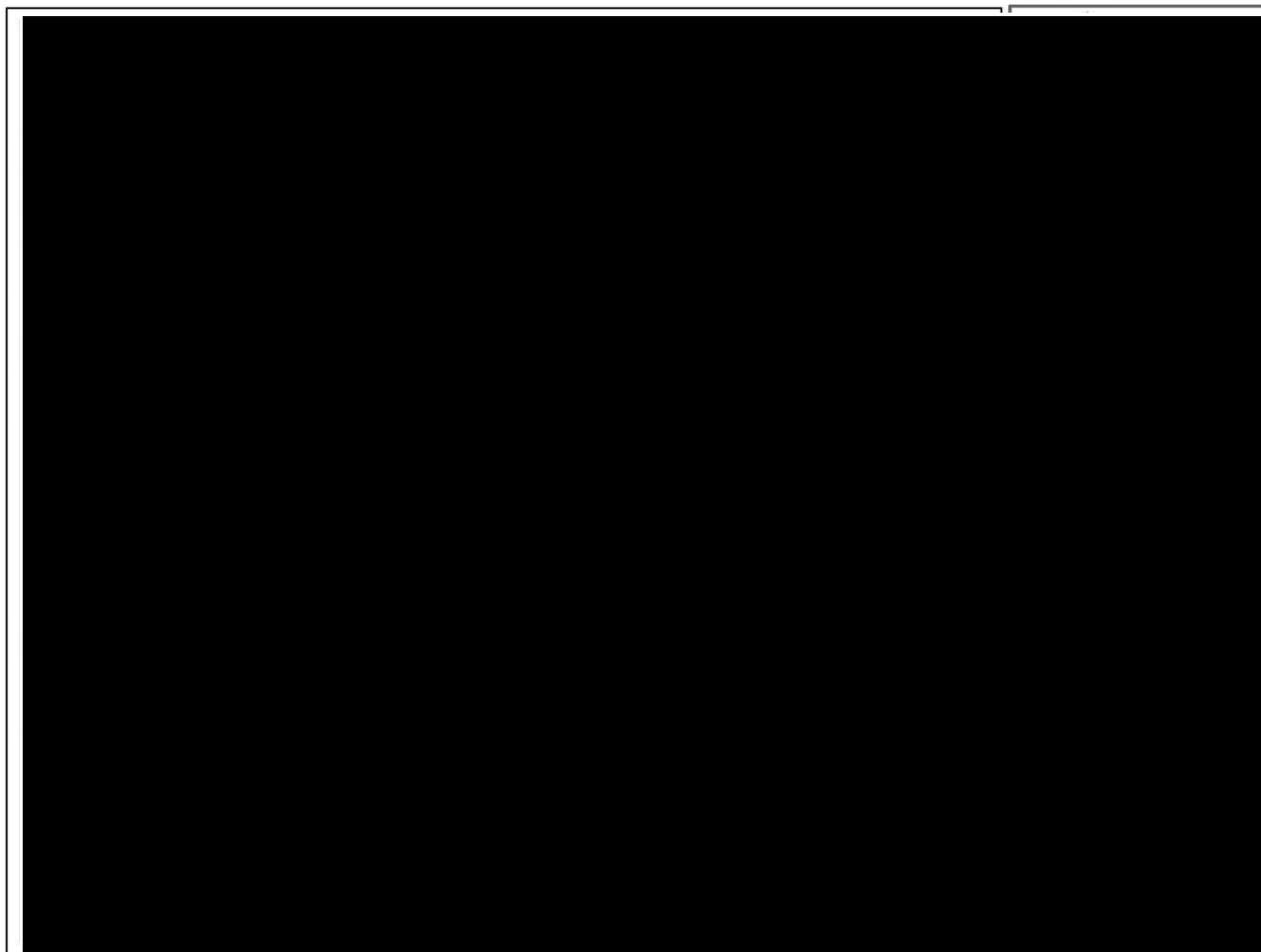
Las corridas de las modelaciones para la Zona Marina se presentan, en formato electrónico para un uso eficiente de papel, en el Anexo V.3.4.3. Los mapas de los radios de afectación se presentan en el Anexo V.1.15 para mejor apreciación, asimismo se presentan en formato KMZ.

II.1.2.1.1 Escenario 01 (IP0317.001). Buque tanque y sus conexiones a Monoboya

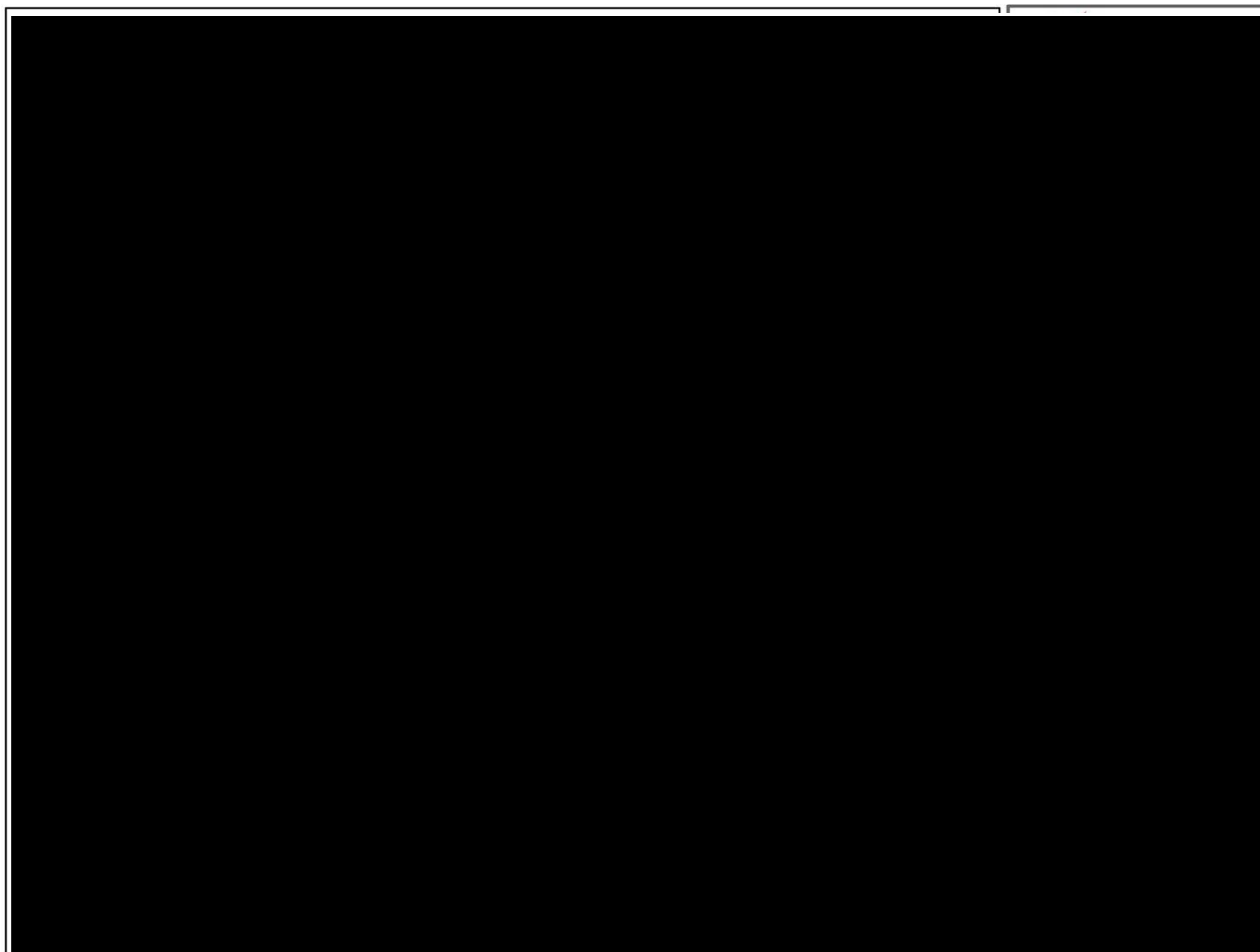
II.1.2.1.1.1 Sub-escenario 1.1 Emisión de Gasolina en superficie del mar

Tabla II.9 Datos y resultados de la modelación del sub-escenario 1.1 Emisión de Gasolina en superficie del mar.

Escenario	01				
Sub-escenario	1.1				
Producto	Gasolina				
Densidad	0.75 kg/L				
Volumen de liberación	19.7 m³				
Masa Liberada	14,775 kg/L				
Sistema	Buque tanque y sus conexiones a Monoboya				
Subsistema	Buque tanque amarre a Monoboya o conexión de manguera marina flexible desde buque tanque a Monoboya				
Descripción	Emisión: en superficie del mar. Volumen liberado el contenido en la manguera (Ø = 12", L = 270 m)				
Resultados de Modelación					
Intensidad	Baja				
Corriente	0.05 m/s				
Velocidad vertical	n/a m/s				
Tiempo de ascenso	n/a s				
Desarrollo de mancha					
Tiempo (min)	0	5	10	15	20
Área (m²)	896	2,585	4,909	7,194	8,595
Radio (eq)(m)	17	29	40	48	52
Distancia (m)	29	46	65	87	99
Intensidad	Media				
Corriente	0.10 m/s				
Velocidad vertical	0.14 m/s				
Tiempo de ascenso	n/a s				
Desarrollo de mancha					
Tiempo (min)	0	5	10	15	20
Área (m²)	930	2,785	4,956	7,340	8,426
Radio (eq)(m)	17	30	40	48	52
Distancia (m)	36	64	100	136	163
Intensidad	Alta				
Corriente	0.35 m/s				
Velocidad vertical	0.14 m/s				
Tiempo de ascenso	n/a s				
Desarrollo de mancha					
Tiempo (min)	0	5	10	15	20
Área (m²)	1,028	2,868	5,501	7,942	9,297
Radio (eq)(m)	18	30	42	50	54
Distancia (m)	52	97	167	219	281



Mapa II.11 Escenario 1, Sub-escenario 1.1 Emisión de Gasolina en superficie del mar, e intensidad Baja de corriente.



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

Mapa II.12 Escenario 1, Sub-escenario 1.1 Emisión de Gasolina en superficie del mar, e intensidad Media de corriente.

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



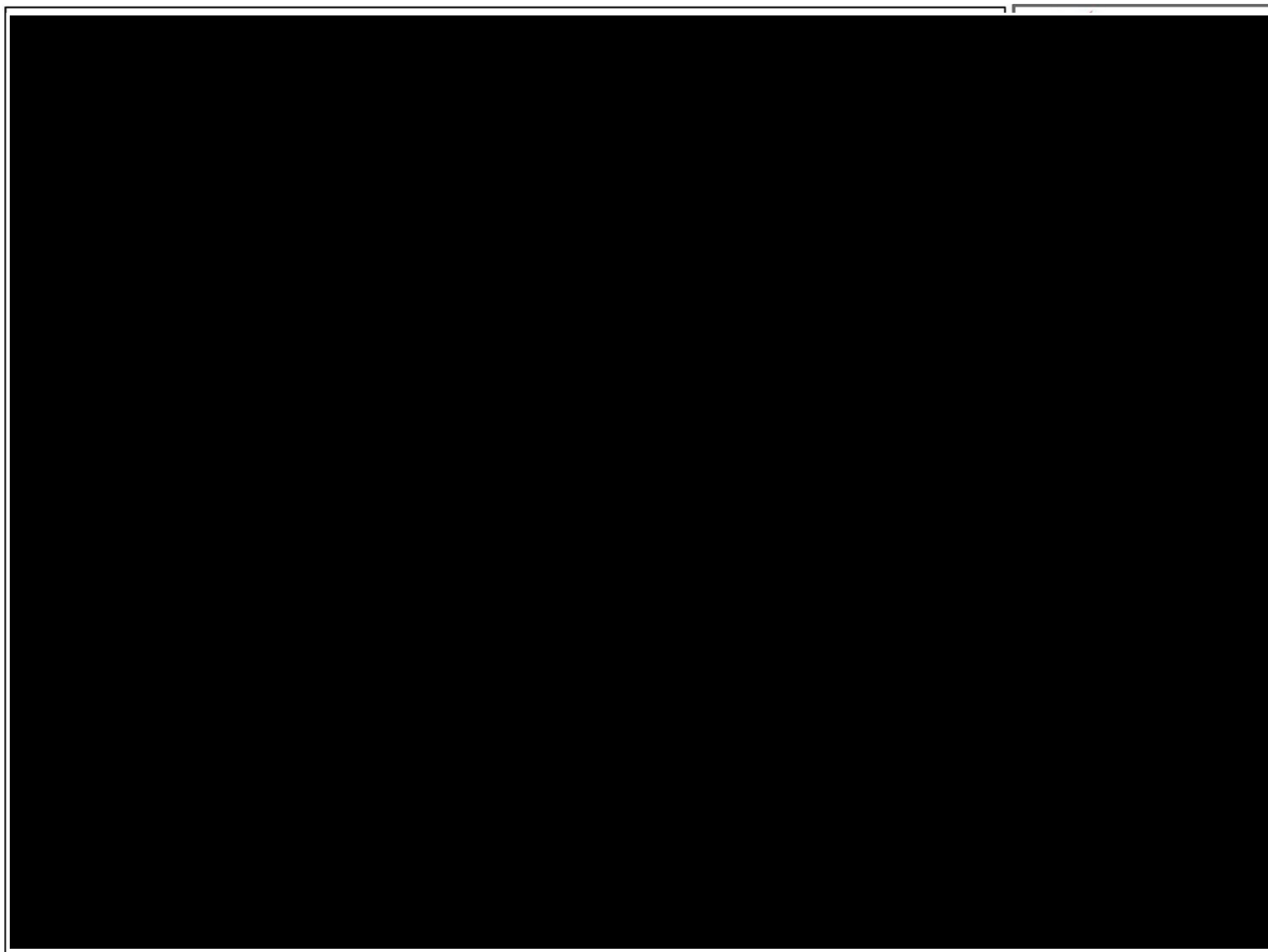
Mapa II.13 Escenario 1, Sub-escenario 1.1 Emisión de Gasolina en superficie del mar, e intensidad Alta de corriente.

II.1.2.1.1.2 Sub-escenario 1.2 Emisión de Diésel en superficie del mar

Tabla II.10 Datos y resultados de la modelación del sub-escenario 1.2 Emisión de Diésel en superficie del mar.

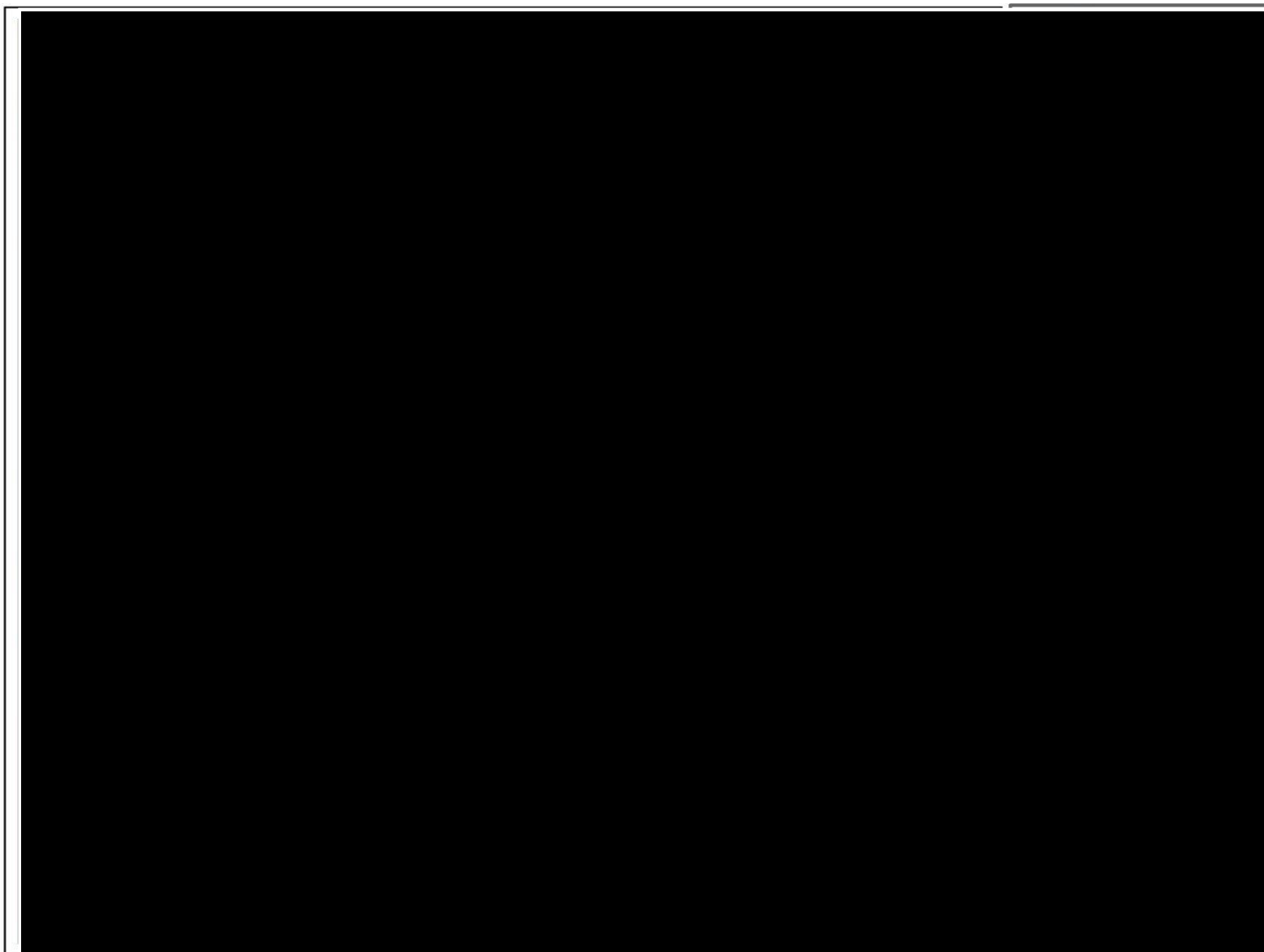
Escenario	01				
Sub-escenario	1.2				
Producto	Diésel				
Densidad	0.82 kg/L				
Volumen de liberación	19.7 m³				
Masa Liberada	16,174 kg/L				
Sistema	Buque tanque y sus conexiones a Monoboya				
Subsistema	Buque tanque amarre a Monoboya o conexión de manguera marina flexible desde buque tanque a Monoboya				
Descripción	Emisión: en superficie del mar. Volumen liberado el contenido en la manguera (Ø = 12", L = 270 m)				
Resultados de Modelación					
Intensidad	Baja				
Corriente	0.05 m/s				
Velocidad vertical	n/a m/s				
Tiempo de ascenso	n/a s				
Desarrollo de mancha					
Tiempo (min)	0	5	10	15	20
Área (m²)	825	2,528	4,406	6,148	7,663
Radio (eq)(m)	16	28	37	44	49
Distancia (m)	27	42	62	85	103
Intensidad	Media				
Corriente	0.10 m/s				
Velocidad vertical	0.10 m/s				
Tiempo de ascenso	n/a s				
Desarrollo de mancha					
Tiempo (min)	0	5	10	15	20
Área (m²)	857	2,506	4,395	6,464	8,044
Radio (eq)(m)	17	28	37	45	51
Distancia (m)	34	61	96	133	164
Intensidad	Alta				
Corriente	0.35 m/s				
Velocidad vertical	0.10 m/s				
Tiempo de ascenso	n/a s				
Desarrollo de mancha					
Tiempo (min)	0	5	10	15	20
Área (m²)	910	2,536	4,623	6,827	8,359
Radio (eq)(m)	17	28	38	47	52
Distancia (m)	52	95	157	220	282

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



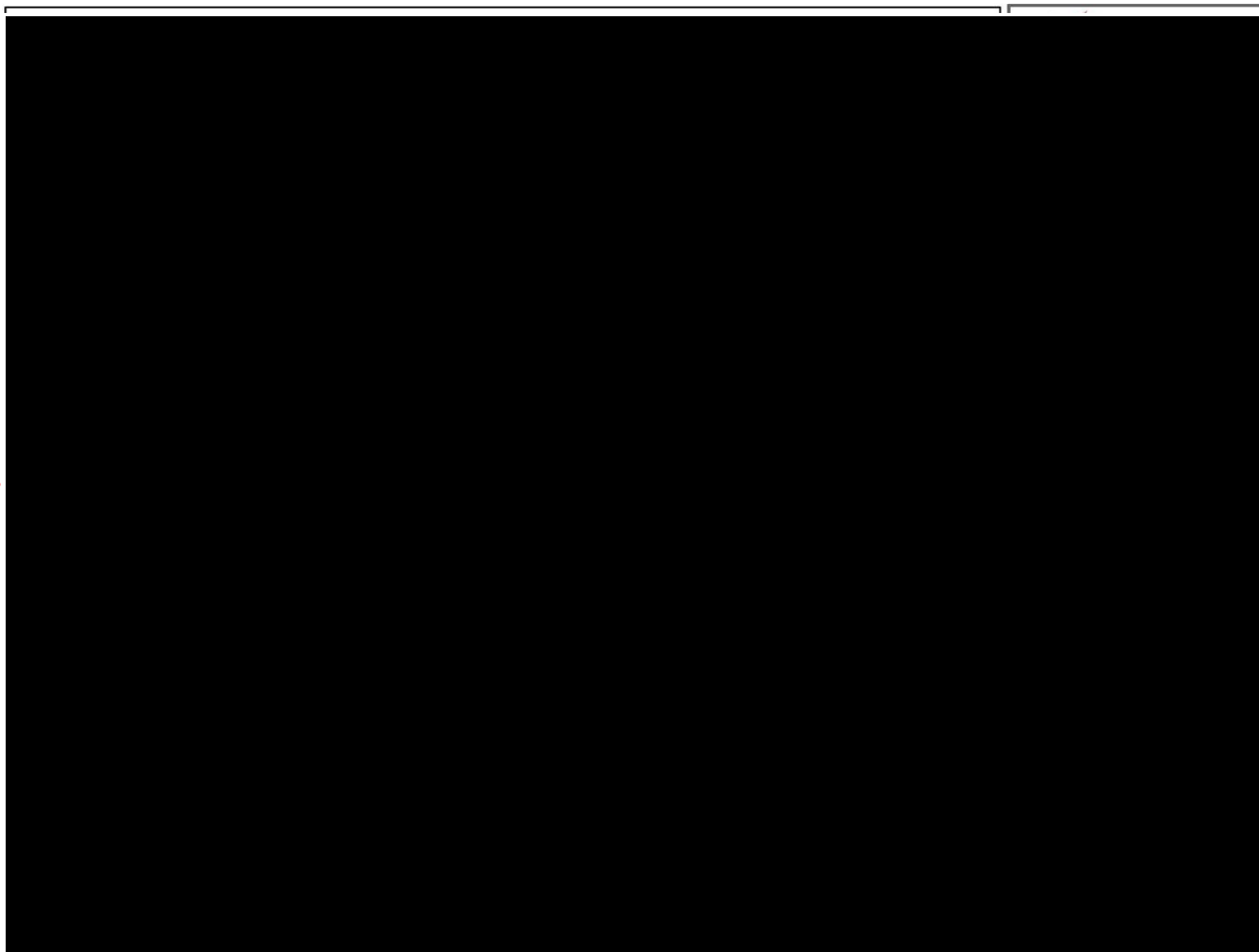
Mapa II.14 Escenario 1, Sub-escenario 1.2 Emisión de Diésel en superficie del mar, e intensidad Baja de corriente.

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



Mapa II.15 Escenario 1, Sub-escenario 1.2 Emisión de Diésel en superficie del mar, e intensidad Media de corriente.

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



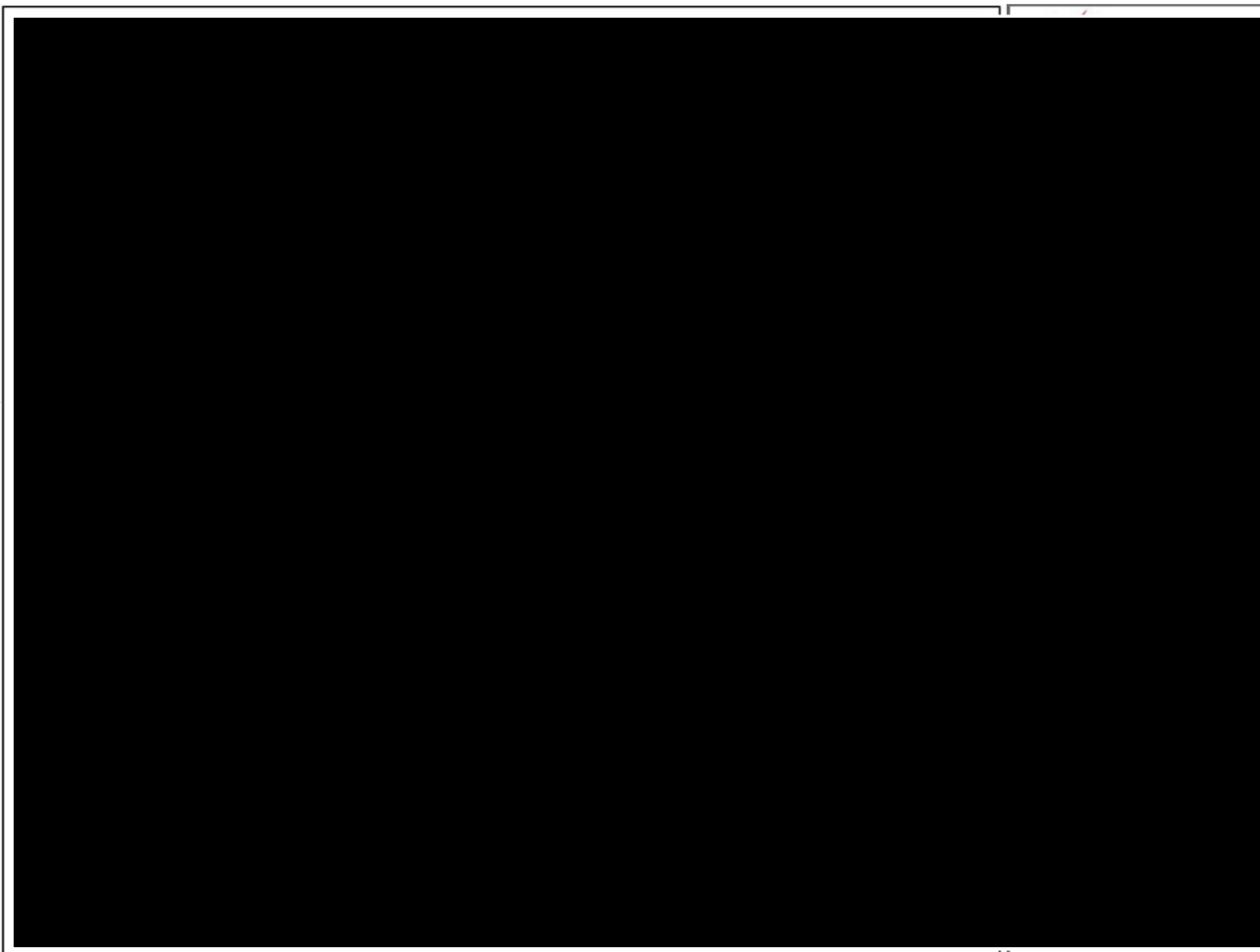
Mapa II.16 Escenario 1, Sub-escenario 1.2 Emisión de Diésel en superficie del mar, e intensidad Alta de corriente.

II.1.2.1.1.3 Sub-escenario 1.3 Emisión de Turbosina en superficie del mar

Tabla II.11 Datos y resultados de la modelación del Sub-escenario 1.3 Emisión de Turbosina en superficie del mar.

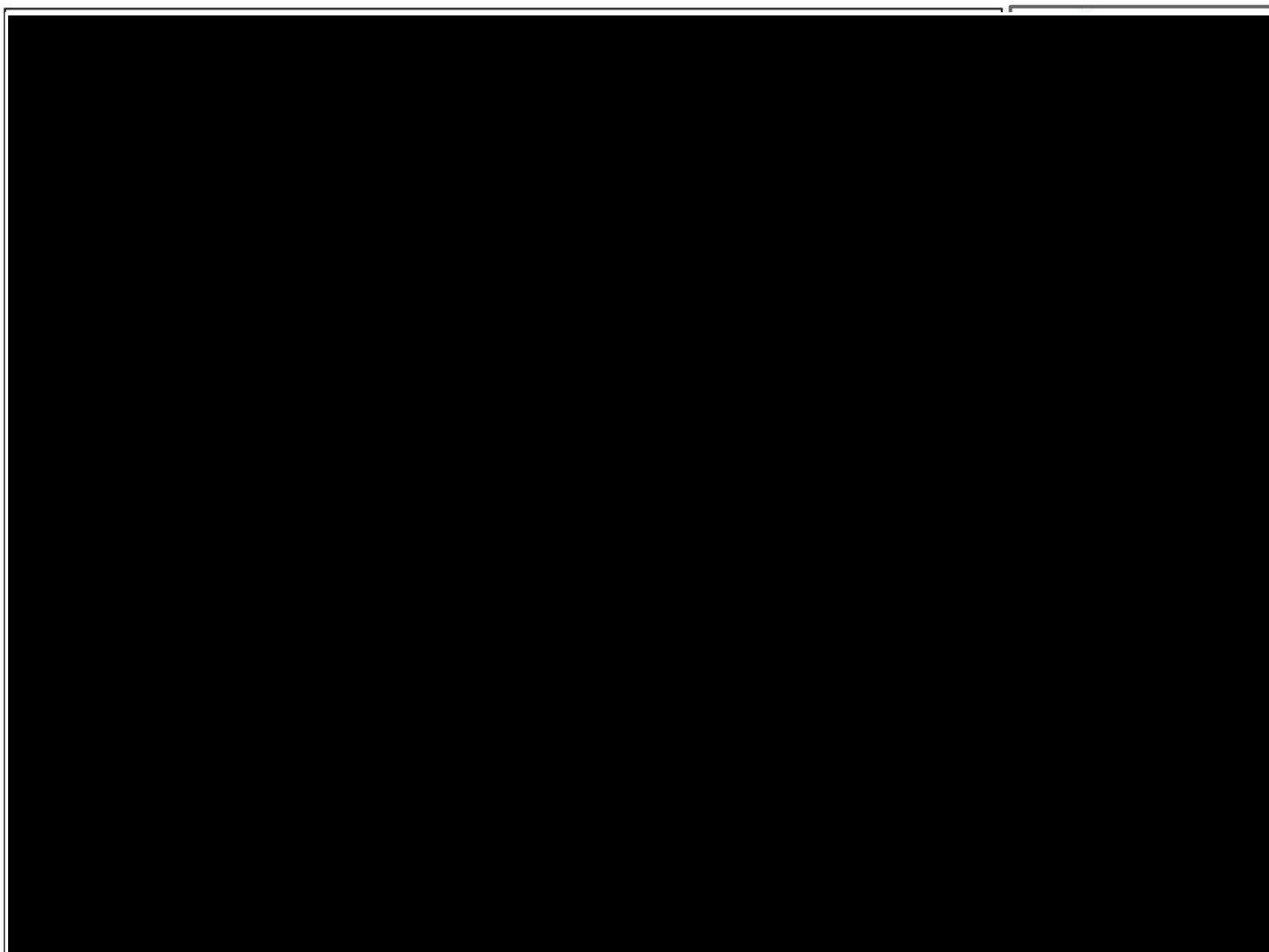
Escenario	01				
Sub-escenario	1.3				
Producto	Turbosina				
Densidad	0.80 kg/L				
Volumen de liberación	19.7 m³				
Masa Liberada	15,662 kg/L				
Sistema	Buque tanque y sus conexiones a Monoboya				
Subsistema	Buque tanque amarre a Monoboya o Conexión de Manguera Marina Flexible desde Buque tanque a Monoboya				
Descripción	Emisión: en superficie del mar. Volumen liberado el contenido en la manguera (Ø = 12", L = 270 m)				
Resultados de Modelación					
Intensidad	Baja				
Corriente	0.05 m/s				
Velocidad vertical	n/a m/s				
Tiempo de ascenso	n/a s				
Desarrollo de mancha					
Tiempo (min)	0	5	10	15	20
Área (m²)	549	3,081	5,421	7,057	9,555
Radio (eq)(m)	13	31	42	47	55
Distancia (m)	17	45	70	93	123
Intensidad	Media				
Corriente	0.10 m/s				
Velocidad vertical	0.12 m/s				
Tiempo de ascenso	n/a s				
Desarrollo de mancha					
Tiempo (min)	0	5	10	15	20
Área (m²)	878	2,515	4,621	6,483	7,996
Radio (eq)(m)	17	28	38	45	50
Distancia (m)	39	61	98	137	169
Intensidad	Alta				
Corriente	0.35 m/s				
Velocidad vertical	0.12 m/s				
Tiempo de ascenso	n/a s				
Desarrollo de mancha					
Tiempo (min)	0	5	10	15	20
Área (m²)	1,008	2,952	5,372	6,921	9,358
Radio (eq)(m)	18	31	41	47	55
Distancia (m)	51	88	151	215	274

UBICACIÓN DEL PROYECTO,
ART 113 FRACCIÓN I DE LA
LGTAI Y 110 FRACCIÓN I DE
LA LFTAIP

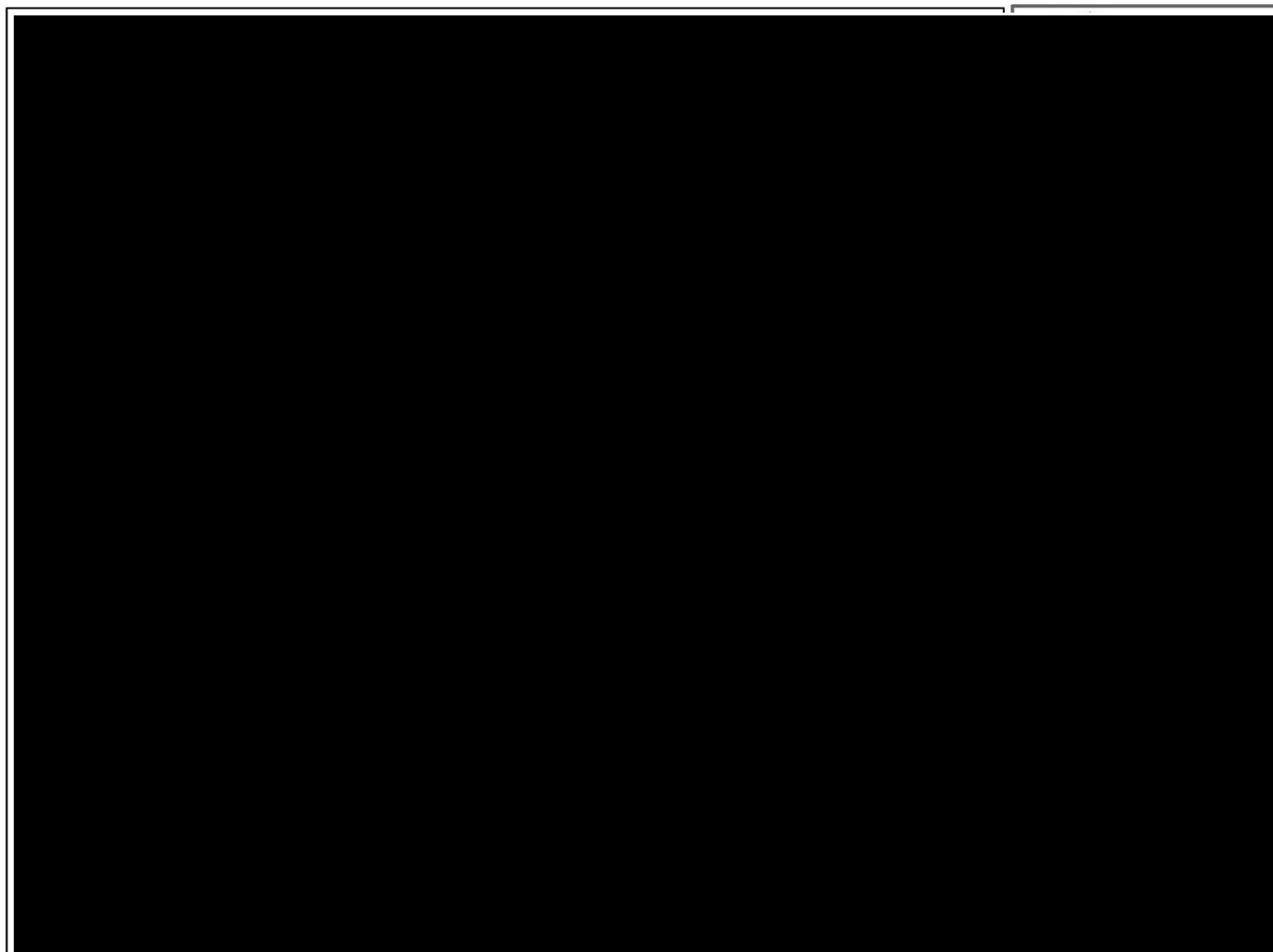


Mapa II.17 Escenario 1, Sub-escenario 1.3 Emisión de Turbosina en superficie del mar, e intensidad Baja de corriente.

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



Mapa II.18 Escenario 1, Sub-escenario 1.3 Emisión de Turbosina en superficie del mar, e intensidad Media de corriente.



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

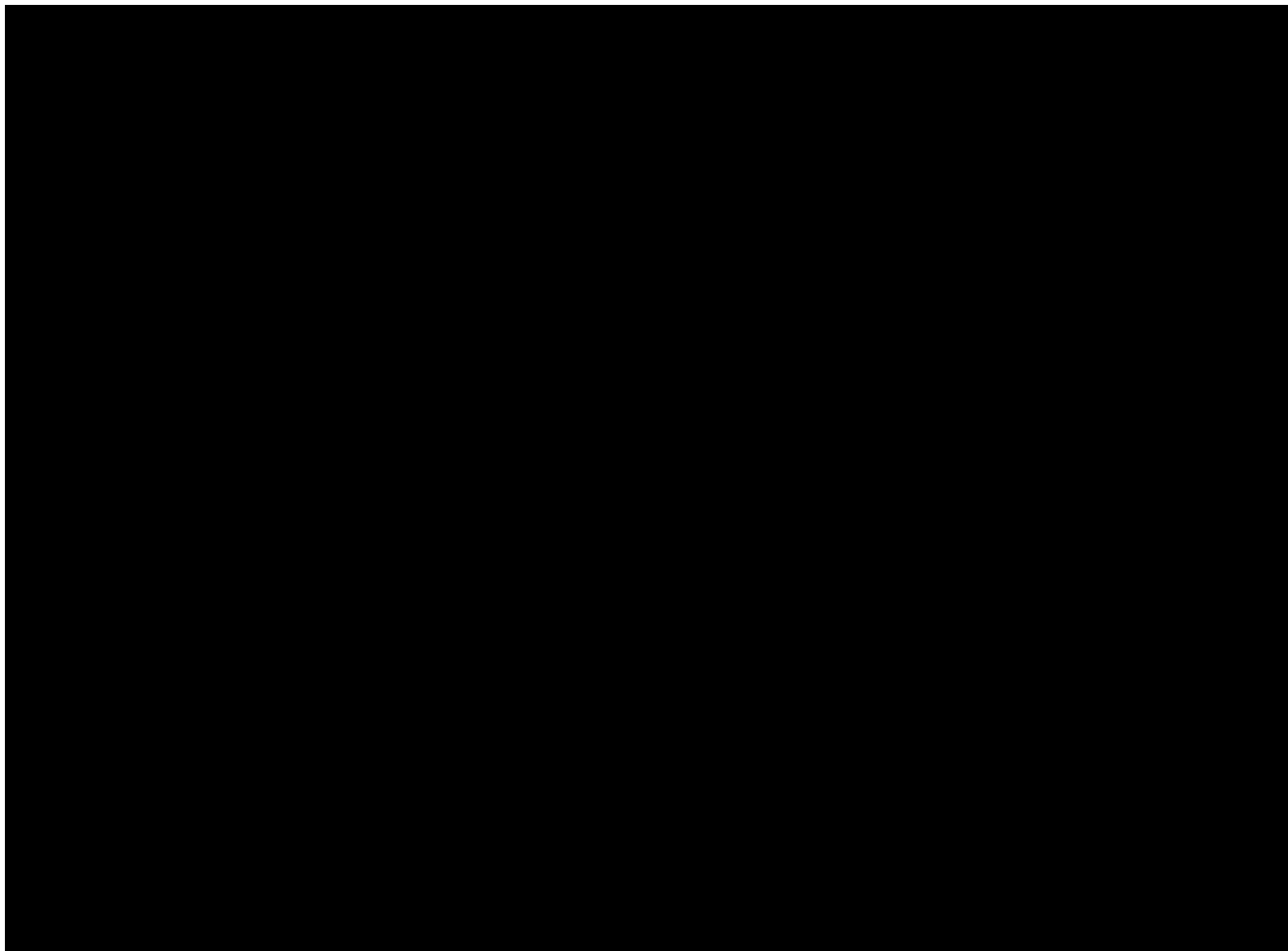
Mapa II.19 Escenario 1, Sub-escenario 1.3 Emisión de Turbosina en superficie del mar, e intensidad Alta de corriente.

II.1.2.1.2 Escenario 02 (IP0317.002). Monoboya y sus conexiones submarinas con el PLEM

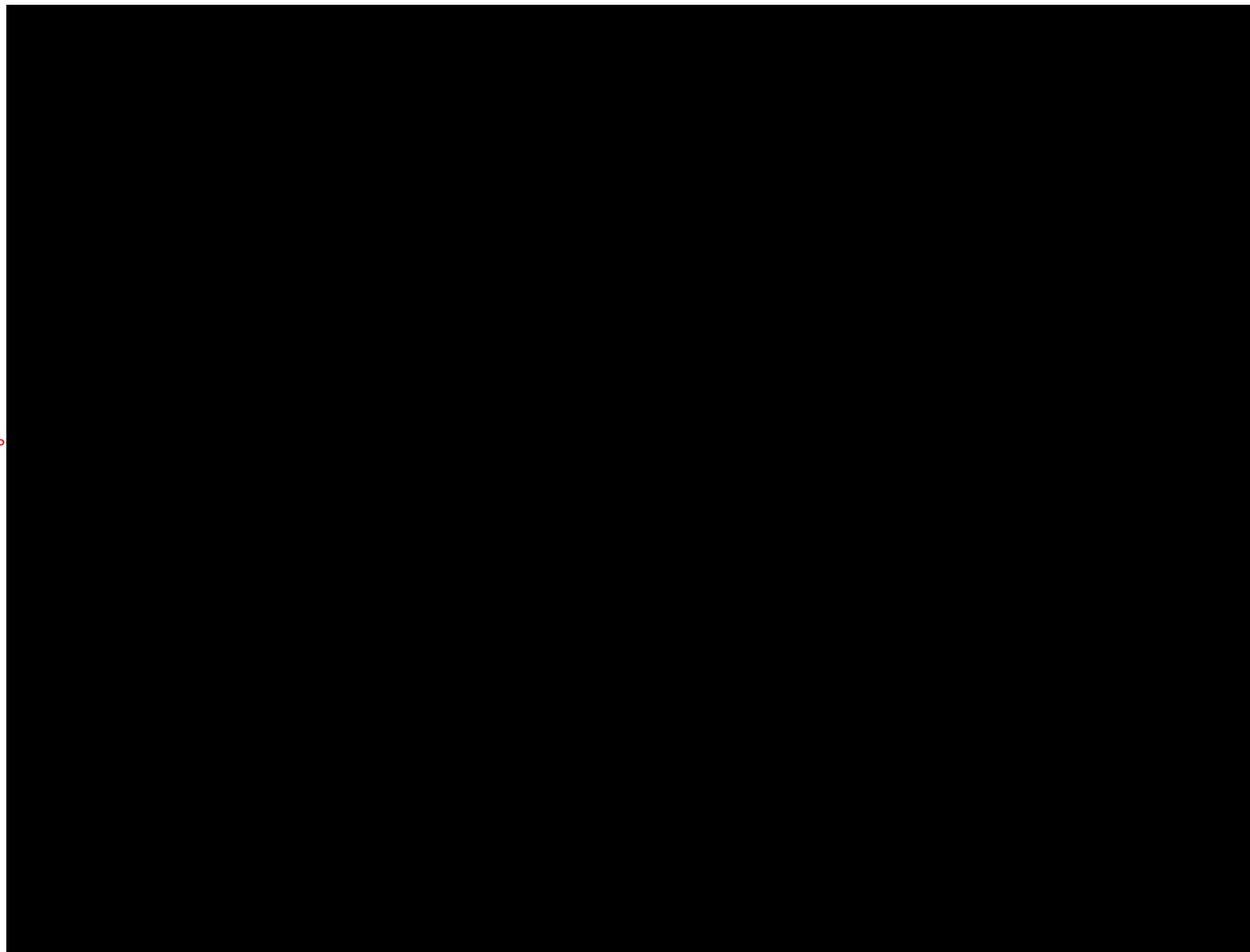
II.1.2.1.2.1 Sub-escenario 2.1 Emisión de Gasolina a media agua

Tabla II.12 Datos y resultados de la modelación del Sub-escenario 2.1 Emisión de Gasolina a media agua.

Escenario	02				
Sub-escenario	2.1				
Producto	Gasolina				
Densidad	0.75 kg/L				
Volumen de liberación	22.2 m³				
Masa Liberada	16,637 kg/L				
Sistema	Monoboya y sus conexiones submarinas con el PLEM				
Subsistema	Monoboya + Manguera Flexible + PLEM y conexiones asociadas				
Descripción	Emisión: A media agua. Volumen liberado = Bombeo durante 3 min				
Resultados de Modelación					
Intensidad	Baja				
Corriente	0.05 m/s				
Velocidad vertical	0.14 m/s				
Tiempo de ascenso	180.00 s				
Desarrollo de mancha					
Tiempo (min)	0	5	10	15	20
Área (m²)	2,232	4,607	7,154	8,948	10,750
Radio (eq)(m)	27	38	48	53	58
Distancia (m)	43	60	84	100	127
Intensidad	Media				
Corriente	0.10 m/s				
Velocidad vertical	0.14 m/s				
Tiempo de ascenso	180.00 S				
Desarrollo de mancha					
Tiempo (min)	0	5	10	15	20
Área (m²)	2,737	5,029	7,053	8,824	10,712
Radio (eq)(m)	30	40	47	53	58
Distancia (m)	59	96	132	162	192
Intensidad	Alta				
Corriente	0.35 m/s				
Velocidad vertical	0.14 m/s				
Tiempo de ascenso	180.00 S				
Desarrollo de mancha					
Tiempo (min)	0	5	10	15	20
Área (m²)	3,765	6,496	9,296	11,152	13,586
Radio (eq)(m)	35	45	54	60	66
Distancia (m)	94	157	216	264	326



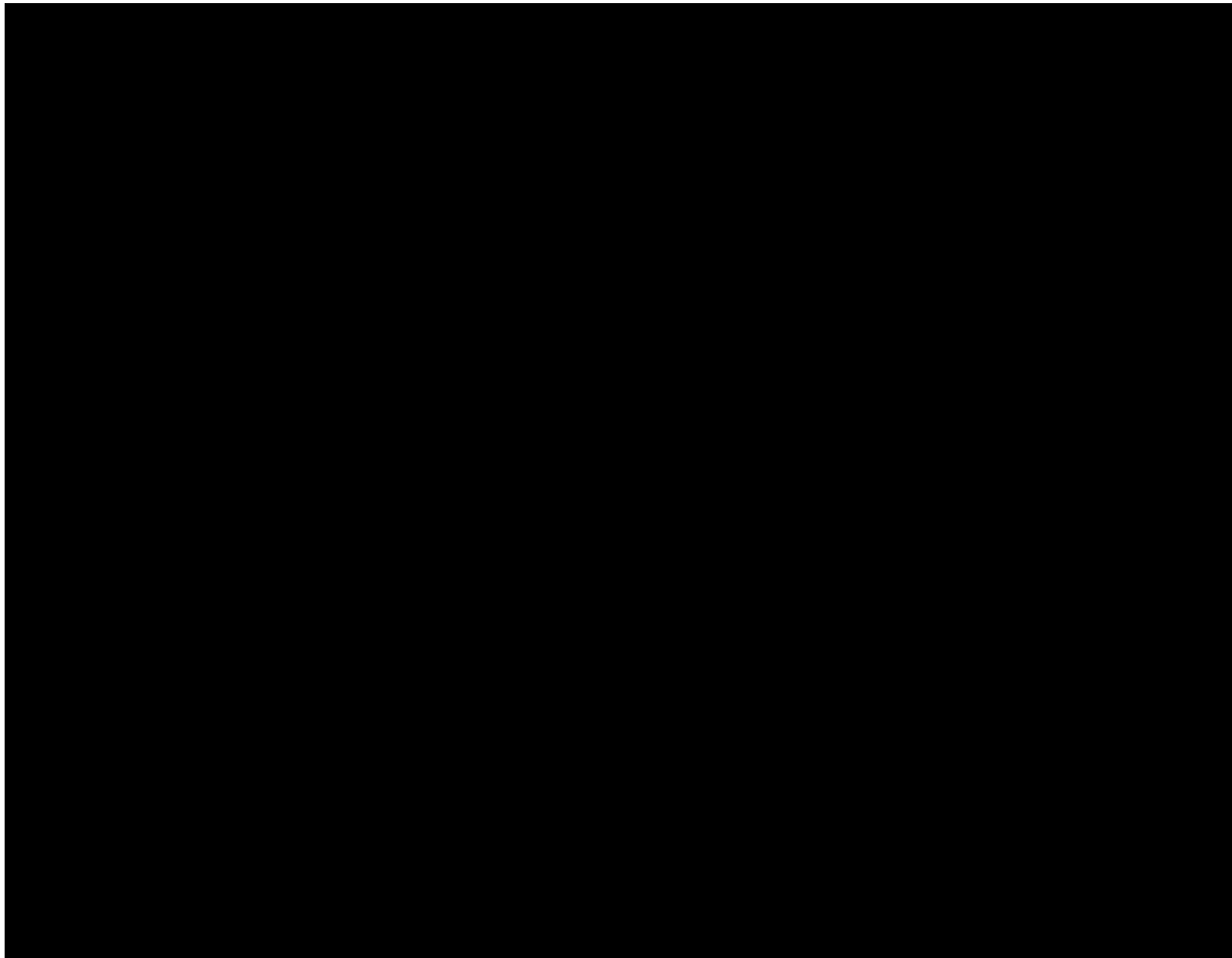
Mapa II.20 Escenario 2, Sub-escenario 2.1 Emisión de Gasolina a media agua, e intensidad Baja de corriente.



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

Mapa II.21 Escenario 2, Sub-escenario 2.1 Emisión de Gasolina a media agua, e intensidad Media de corriente.

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

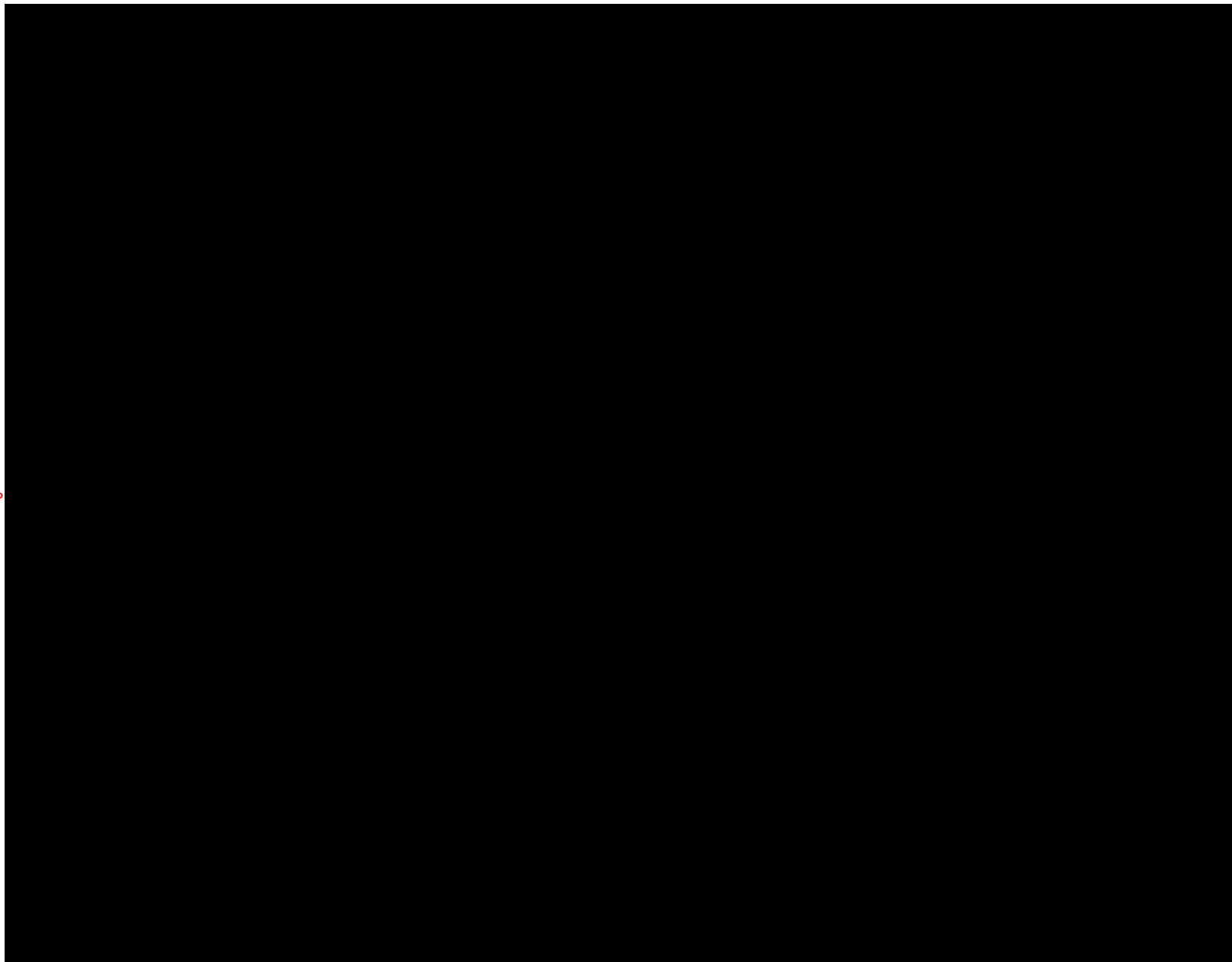


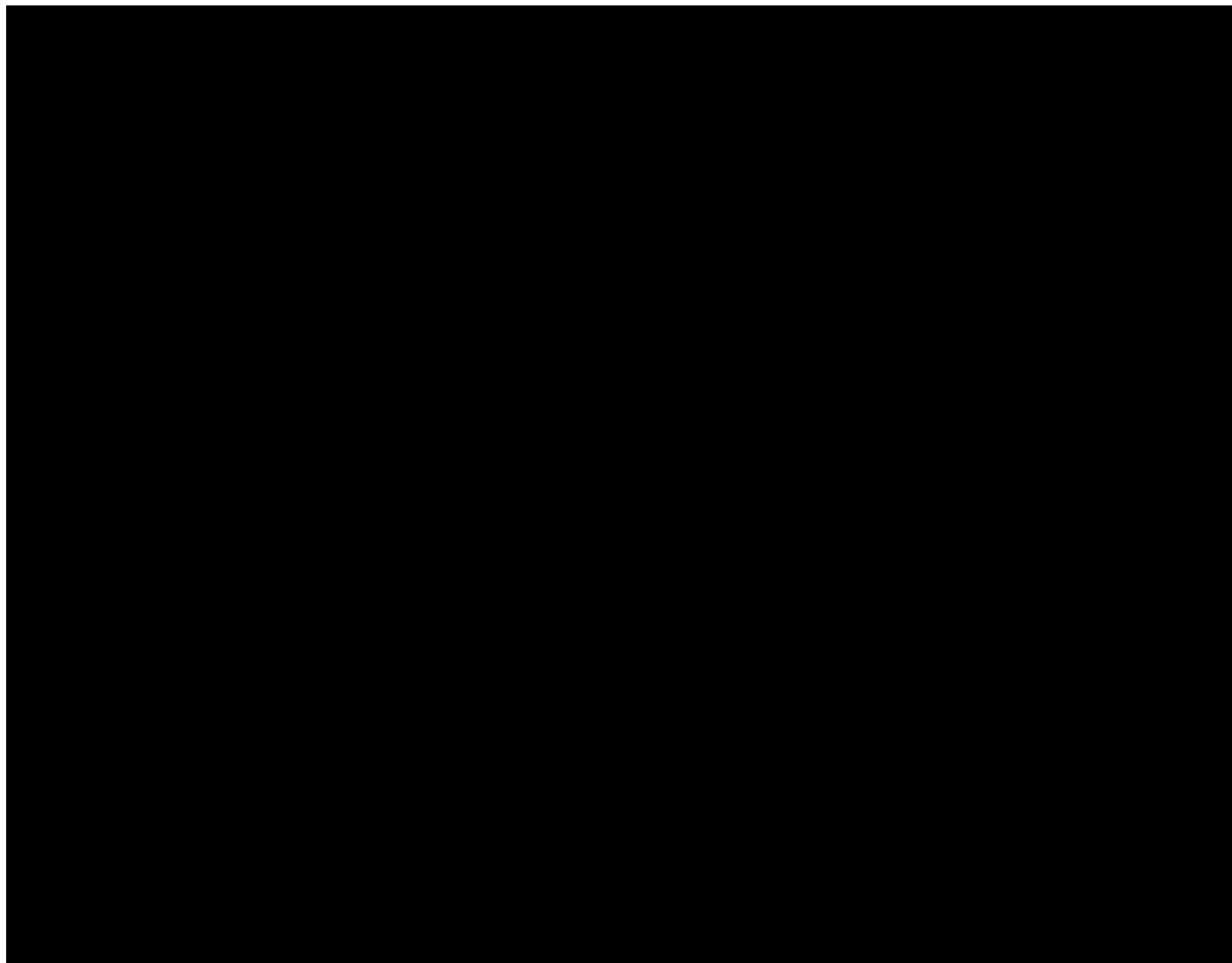
II.1.2.1.2.2 Sub-escenario 2.2 Emisión de Diésel a media agua

Tabla II.13 Datos y resultados de la modelación del Sub-escenario 2.2 Emisión de Diésel a media agua.

Escenario	02				
Sub-escenario	2.2				
Producto	Diésel				
Densidad	0.82 kg/L				
Volumen de liberación	21.2 m³				
Masa Liberada	17,408 kg/L				
Sistema	Monoboya y sus conexiones submarinas con el PLEM				
Subsistema	Monoboya + Manguera Flexible + PLEM y conexiones asociadas				
Descripción	Emisión: A media agua. Volumen liberado = Bombeo durante 3 min				
Resultados de Modelación					
Intensidad	Baja				
Corriente	0.05 m/s				
Velocidad vertical	0.10 m/s				
Tiempo de ascenso	242.00 s				
Desarrollo de mancha					
Tiempo (min)	0	5	10	15	20
Área (m²)	2,730	5,481	7,664	9,009	12,165
Radio (eq)(m)	29	42	49	54	62
Distancia (m)	44	66	86	102	119
Intensidad	Media				
Corriente	0.10 m/s				
Velocidad vertical	0.10 m/s				
Tiempo de ascenso	242.00 s				
Desarrollo de mancha					
Tiempo (min)	0	5	10	15	20
Área (m²)	2,790	5,853	7,782	10,040	12,320
Radio (eq)(m)	30	43	50	57	63
Distancia (m)	68	107	131	161	198
Intensidad	Alta				
Corriente	0.35 m/s				
Velocidad vertical	0.10 m/s				
Tiempo de ascenso	242.00 s				
Desarrollo de mancha					
Tiempo (min)	0	5	10	15	20
Área (m²)	3,414	6,383	8,682	10,935	13,308
Radio (eq)(m)	33	45	53	59	65
Distancia (m)	101	164	222	276	340

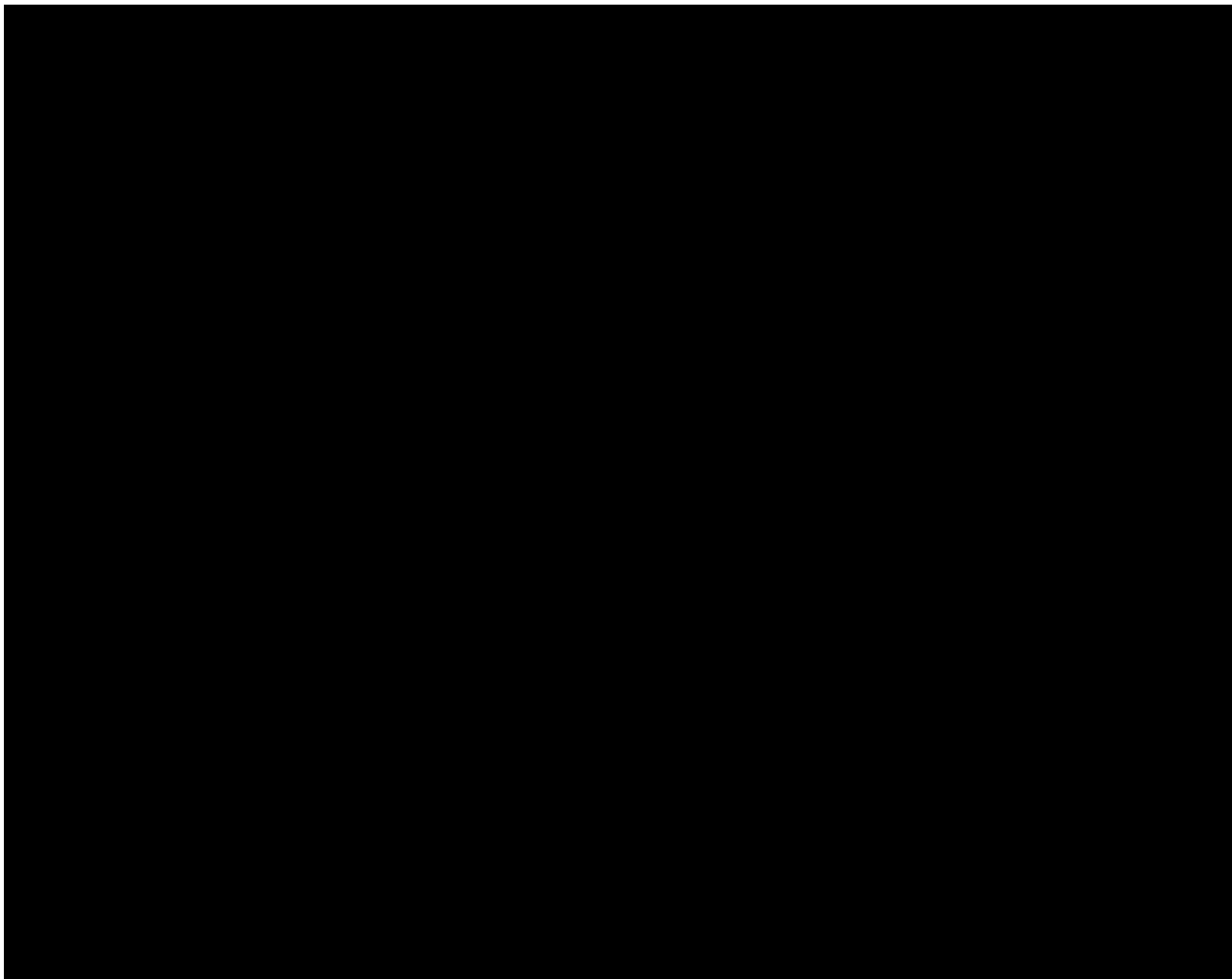
UBICACIÓN DEL
PROYECTO, ART 113
FRACCIÓN I DE LA LGTAIP
Y 110 FRACCIÓN I DE LA
LFTAIP





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

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

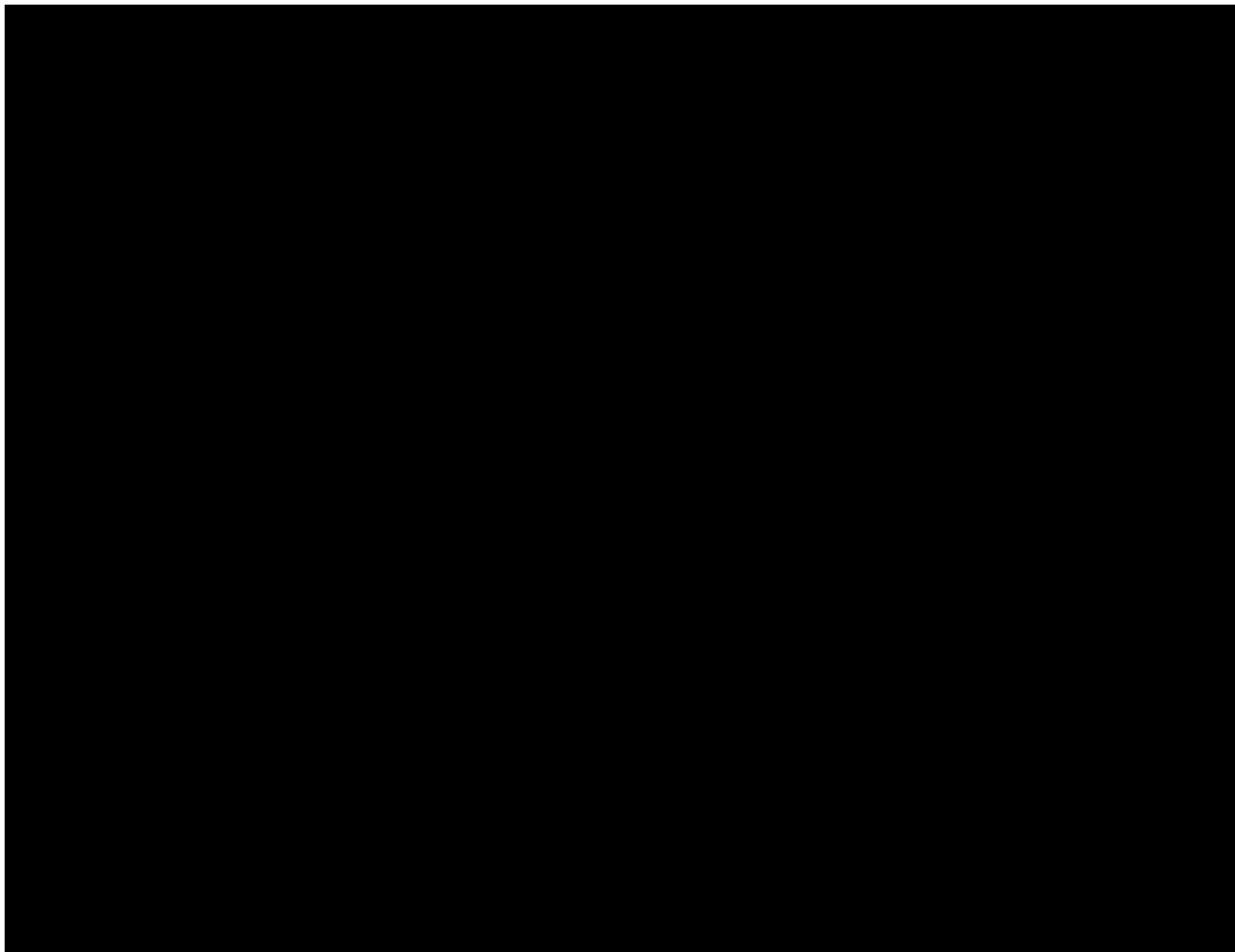


II.1.2.1.2.3 Sub-escenario 2.3 Emisión de Turbosina a media agua

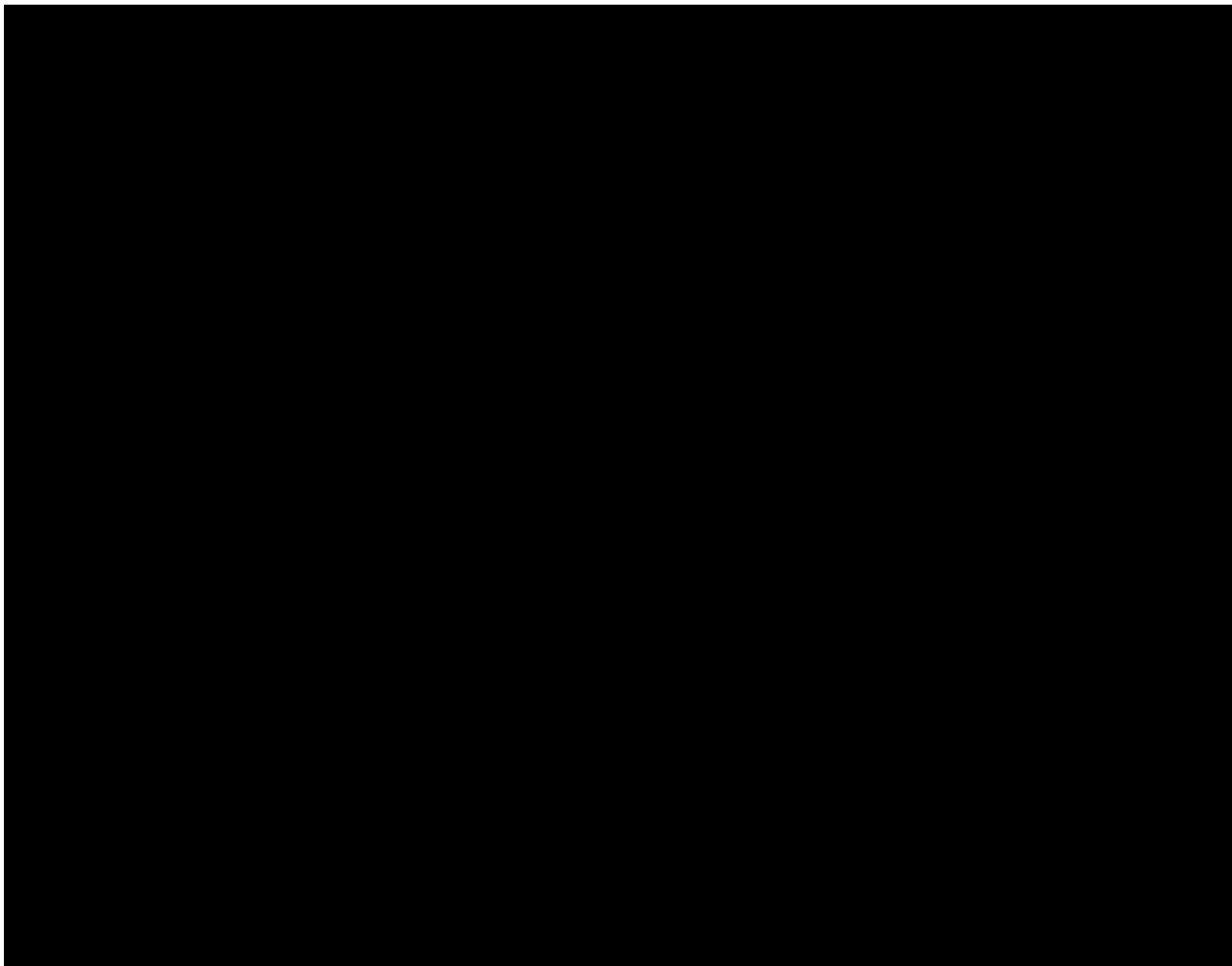
Tabla II.14 Datos y resultados de la modelación del Sub-escenario 2.3 Emisión de Turbosina a media agua.

Escenario	02				
Sub-escenario	2.3				
Producto	Turbosina				
Densidad	0.80 kg/L				
Volumen de liberación	21.6 m³				
Masa Liberada	17,130 kg/L				
Sistema	Monoboya y sus conexiones submarinas con el PLEM				
Subsistema	Monoboya + Manguera Flexible + PLEM y conexiones asociadas				
Descripción	Emisión: A media agua. Volumen liberado = Bombeo durante 3 min				
Resultados de Modelación					
Intensidad	Baja				
Corriente	0.05 m/s				
Velocidad vertical	0.12 m/s				
Tiempo de ascenso	215.00 s				
Desarrollo de mancha					
Tiempo (min)	0	5	10	15	20
Área (m²)	2,391	4,431	6,612	8,501	11,033
Radio (eq)(m)	28	38	46	52	59
Distancia (m)	40	61	81	99	112
Intensidad	Media				
Corriente	0.10 m/s				
Velocidad vertical	0.12 m/s				
Tiempo de ascenso	215.00 s				
Desarrollo de mancha					
Tiempo (min)	0	5	10	15	20
Área (m²))	2,548	4,543	7,037	8,914	11,879
Radio (eq)(m)	28	38	47	53	61
Distancia (m)	59	93	127	163	192
Intensidad	Alta				
Corriente	0.35 m/s				
Velocidad vertical	0.12 m/s				
Tiempo de ascenso	215.00 s				
Desarrollo de mancha					
Tiempo (min)	0	5	10	15	20
Área (m²)	3,270	5,245	8,074	10,183	12,972
Radio (eq)(m)	32	41	51	57	64
Distancia (m)	87	150	211	276	324

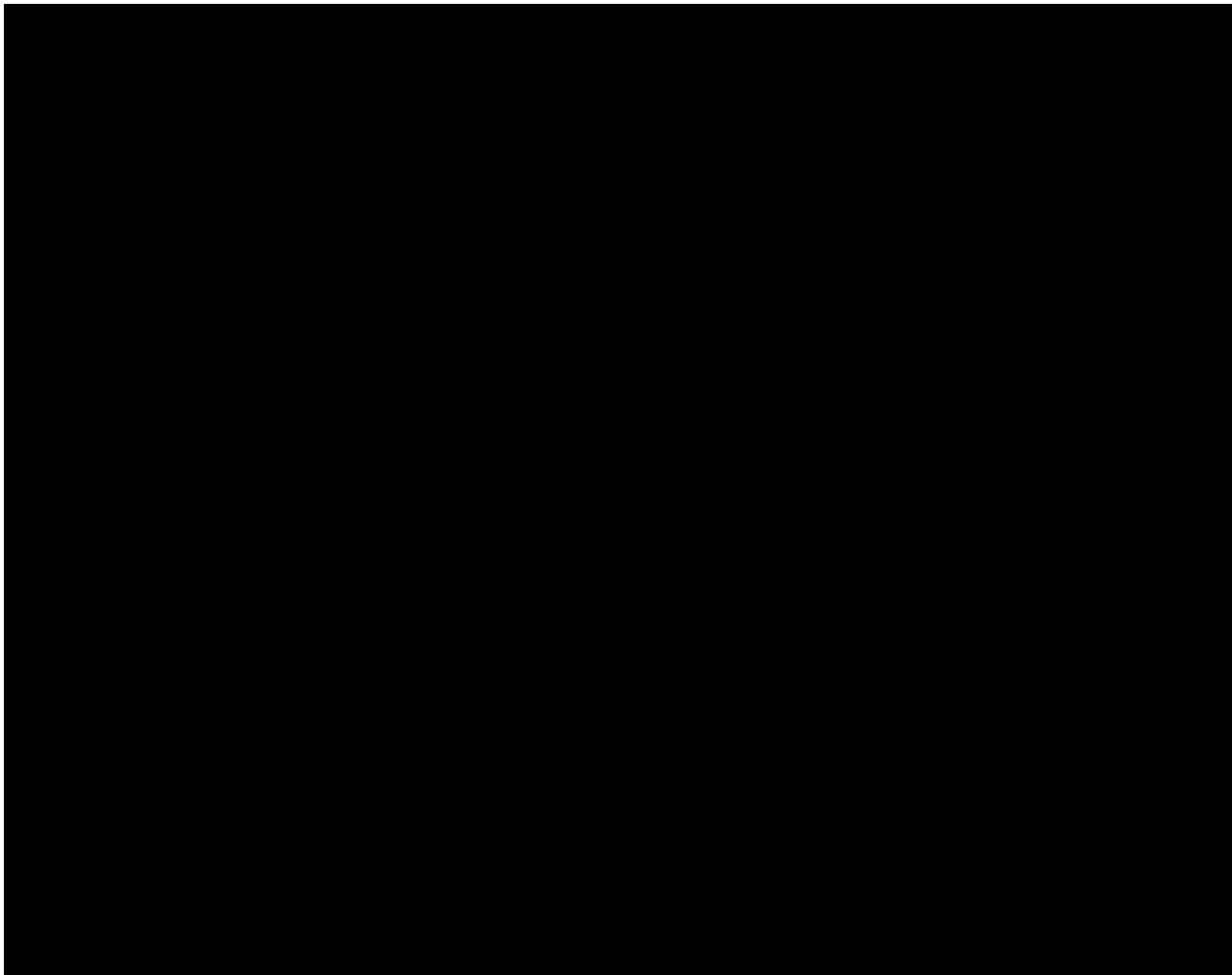
UBICACIÓN DEL
PROYECTO, ART
113 FRACCIÓN I
DE LA LGTAIP Y
110 FRACCIÓN I
DE LA LFTAIP



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



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



II.1.2.1.3 Escenario 03 (IP0317.003). Línea de Salida del PLEM, interconexión con microtúnel submarino en lecho marino y cruce subterráneo de interfase mar-tierra hasta arribo del ducto en tierra en el Área de Tanques Buffer

II.1.2.1.3.1 Sub-escenario 3.1 Emisión de Gasolina a nivel del lecho marino

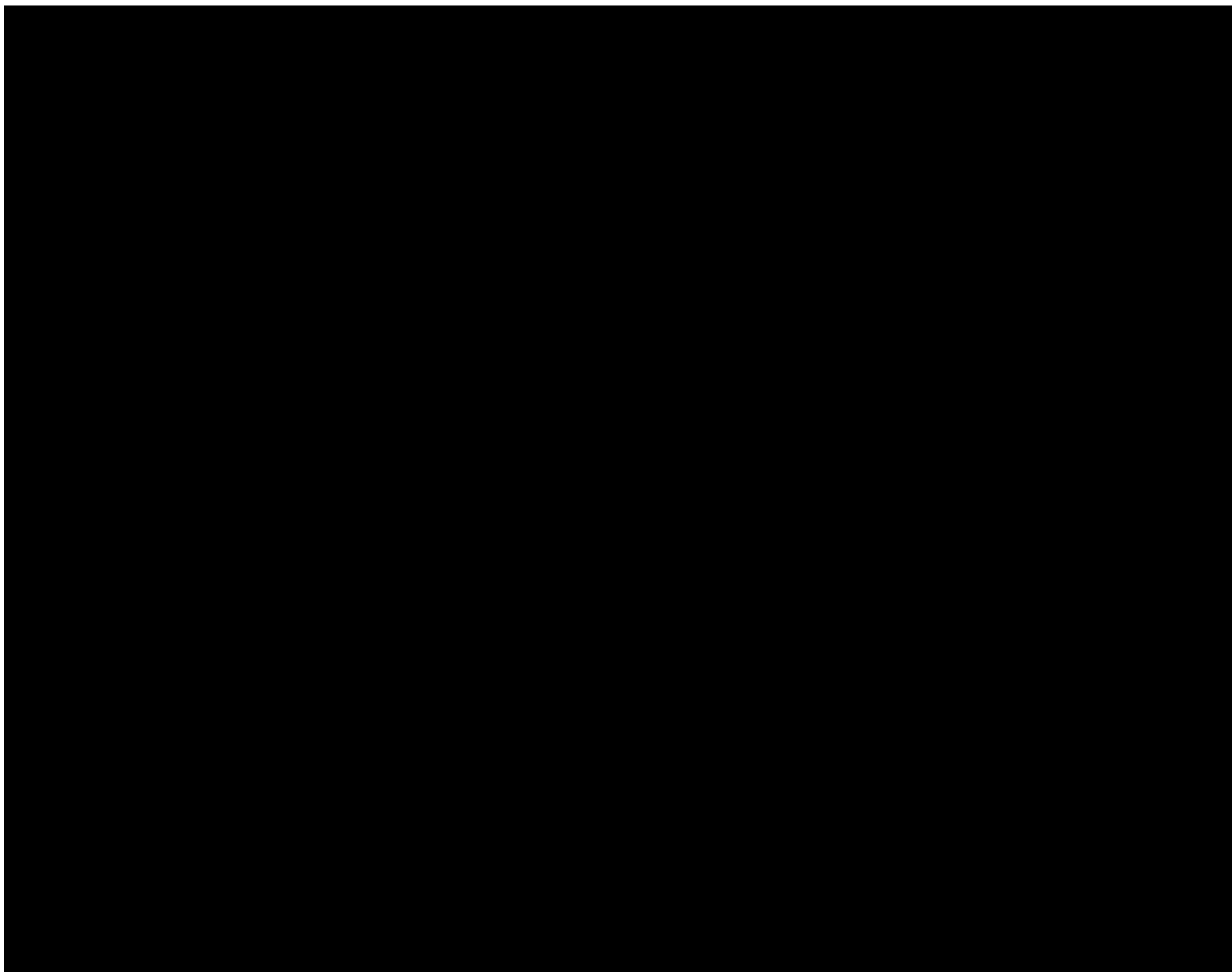
Tabla II.15 Datos y resultados de la modelación del Sub-escenario 3.1 Emisión de Gasolina a nivel del lecho marino.

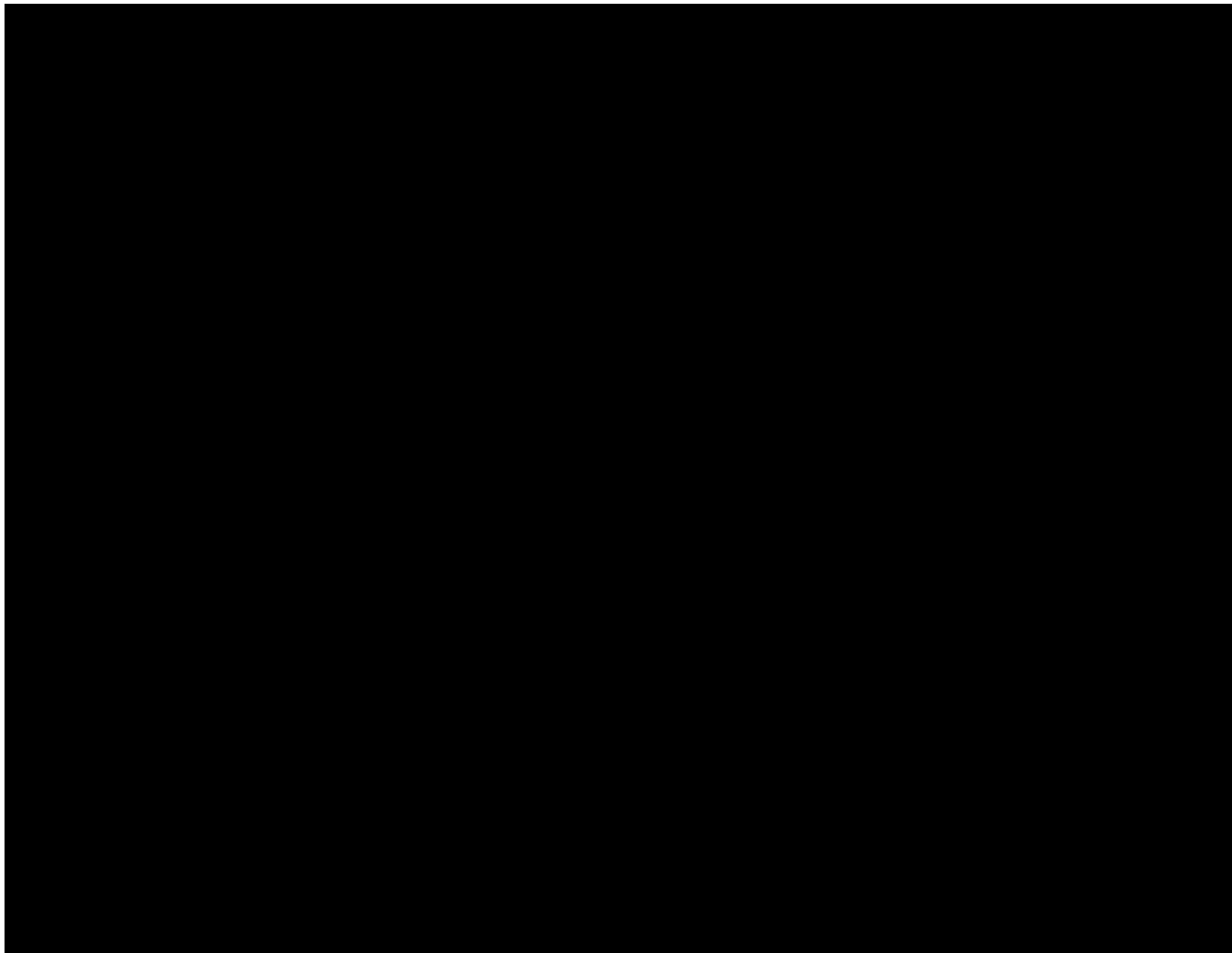
Escenario	03
Sub-escenario	3.1
Producto	Gasolina
Densidad	0.75 kg/L
Volumen de liberación	35.6 m ³
Masa Liberada	26,678 kg/L
Sistema	Línea de Salida del PLEM y su interconexión con túnel submarino en lecho marino y su cruce subterráneo en interfase mar-tierra hasta arribo del ducto en tierra en el Área de Tanques Buffer.
Subsistema	PLEM y sus conexiones asociadas a tubería submarina o Interfase mar-tierra del túnel submarino
Descripción	Emisión: A nivel de lecho marino. Volumen Liberado = 3 min de bombeo más 10% de contenido en ducto (Ø = 20", L = 1,755)

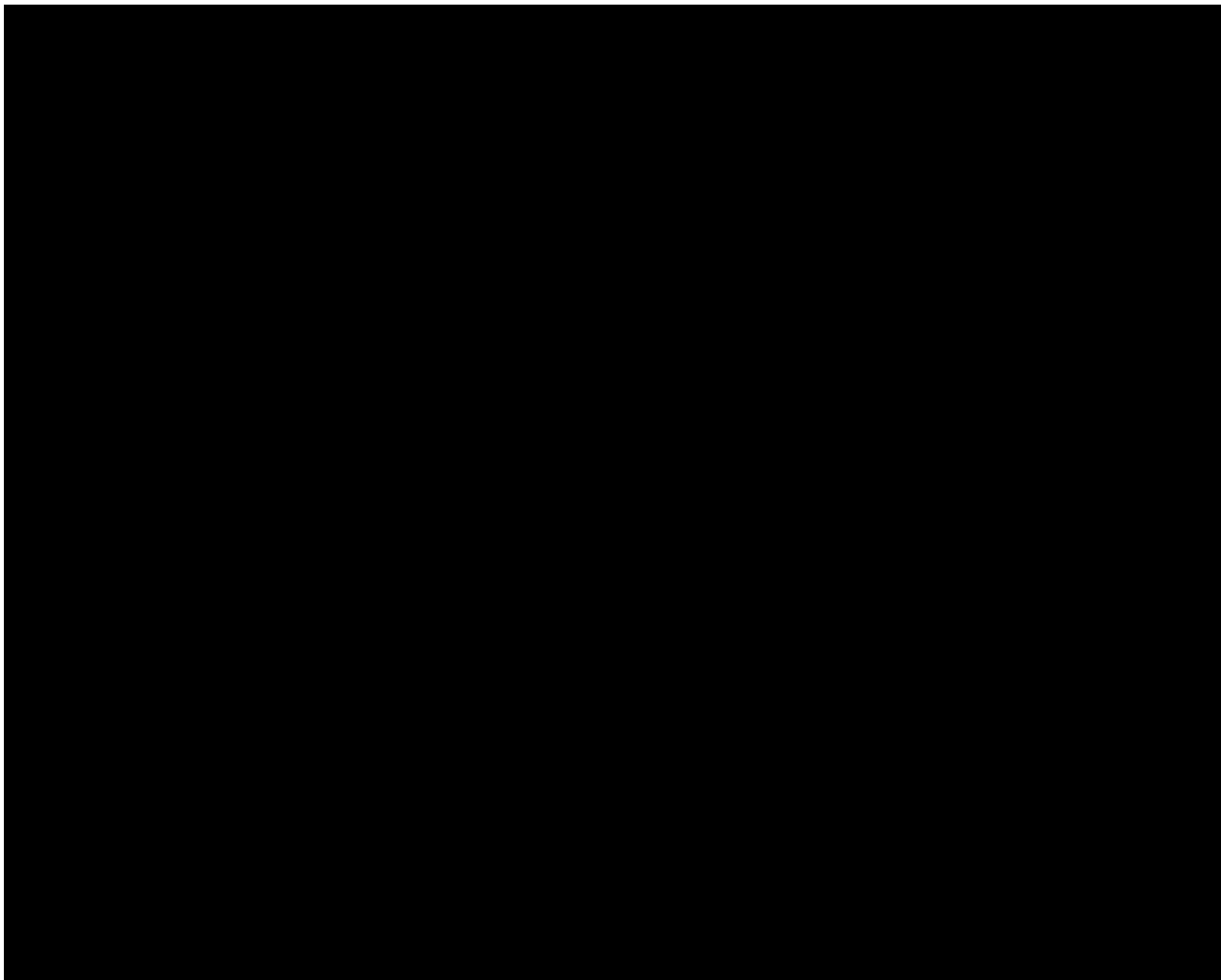
Resultados de Modelación

Intensidad	Baja				
Corriente	0.05 m/s				
Velocidad vertical	0.14 m/s				
Tiempo de ascenso	325.00 s				
Desarrollo de mancha					
Tiempo (min)	0	5	10	15	20
Área (m²)	3,728	6,191	8,187	10,496	12,713
Radio (eq)(m)	34	44	51	58	64
Distancia (m)	50	71	90	114	126
Intensidad	Media				
Corriente	0.10 m/s				
Velocidad vertical	0.14 m/s				
Tiempo de ascenso	325.00 s				
Desarrollo de mancha					
Tiempo (min)	0	5	10	15	20
Área (m²)	4,167	6,480	8,668	11,023	13,522
Radio (eq)(m)	36	45	53	59	66
Distancia (m)	72	106	143	183	209
Intensidad	Alta				
Corriente	0.35 m/s				
Velocidad vertical	0.14 m/s				
Tiempo de ascenso	325.00 s				
Desarrollo de mancha					
Tiempo (min)	0	5	10	15	20
Área (m²)	5,269	8,173	10,666	13,463	16,243
Radio (eq)(m)	41	51	58	65	72
Distancia (m)	114	130	182	296	361

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







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

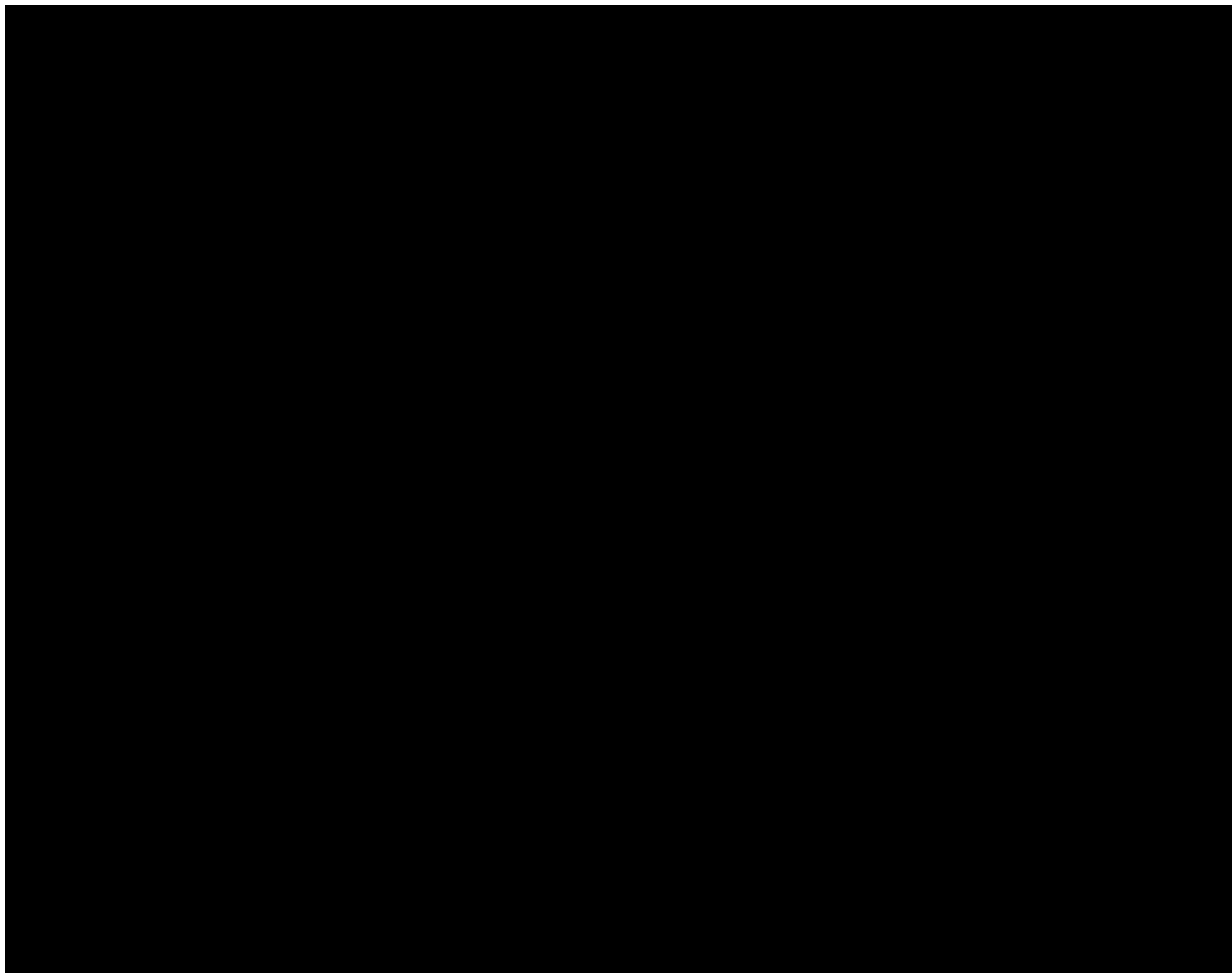
II.1.2.1.3.2 Sub-escenario 3.2 Emisión de Diésel a nivel del lecho marino

Tabla II.16 Datos y resultados de la modelación del Sub-escenario 3.2 Emisión de Diésel a nivel del lecho marino.

Escenario	03
Sub-escenario	3.2
Producto	Diésel
Densidad	0.82 kg/L
Volumen de liberación	35.9 m ³
Masa Liberada	29,466 kg/L
Sistema	Línea de Salida del PLEM y su interconexión con túnel submarino en lecho marino y su cruce subterráneo en interfase mar-tierra hasta arribo del ducto en tierra en el Área de Tanques Buffer.
Subsistema	PLEM y sus conexiones asociadas a tubería submarina o Interfase mar-tierra del túnel submarino
Descripción	Emisión: A nivel de lecho marino. Volumen Liberado = 3 min de bombeo más 10% de contenido en ducto (Ø = 20", L = 1,771)

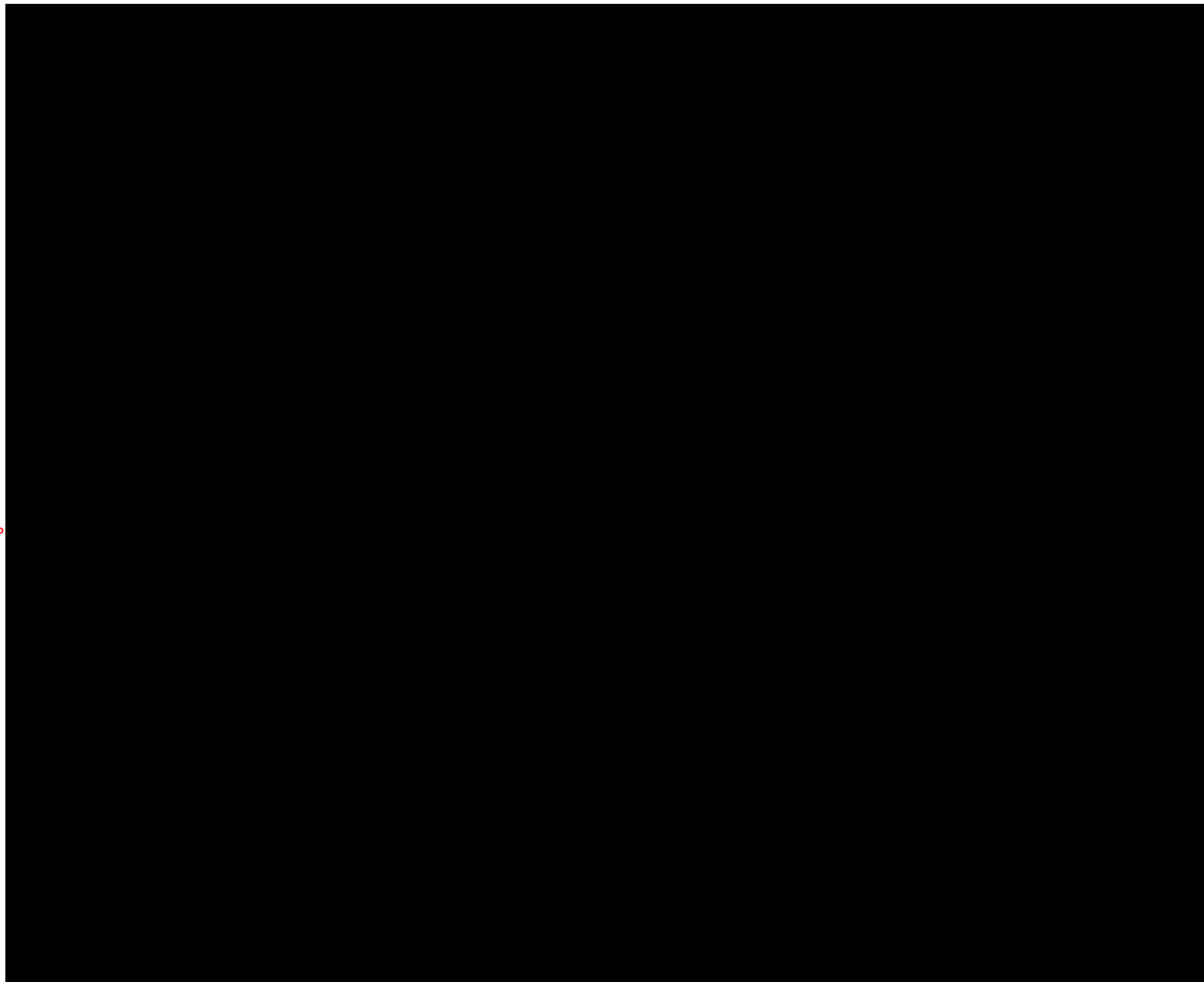
Resultados de Modelación

Intensidad	Baja				
Corriente	0.05 m/s				
Velocidad vertical	0.10 m/s				
Tiempo de ascenso	436.00 s				
Desarrollo de mancha					
Tiempo (min)	0	5	10	15	20
Área (m²)	4,888	6,989	7,065	9,259	12,546
Radio (eq)(m)	39	47	47	54	63
Distancia (m)	59	80	107	133	160
Intensidad	Media				
Corriente	0.10 m/s				
Velocidad vertical	0.10 m/s				
Tiempo de ascenso	436.00 s				
Desarrollo de mancha					
Tiempo (min)	0	5	10	15	20
Área (m²)	5,225	7,394	9,533	12,249	14,785
Radio (eq)(m)	41	49	55	62	69
Distancia (m)	88	124	155	188	218
Intensidad	Alta				
Corriente	0.35 m/s				
Velocidad vertical	0.10 m/s				
Tiempo de ascenso	436.00 s				
Desarrollo de mancha					
Tiempo (min)	0	5	10	15	20
Área (m²)	5,864	8,447	10,249	13,178	15,246
Radio (eq)(m)	43	52	57	65	70
Distancia (m)	142	199	259	313	380

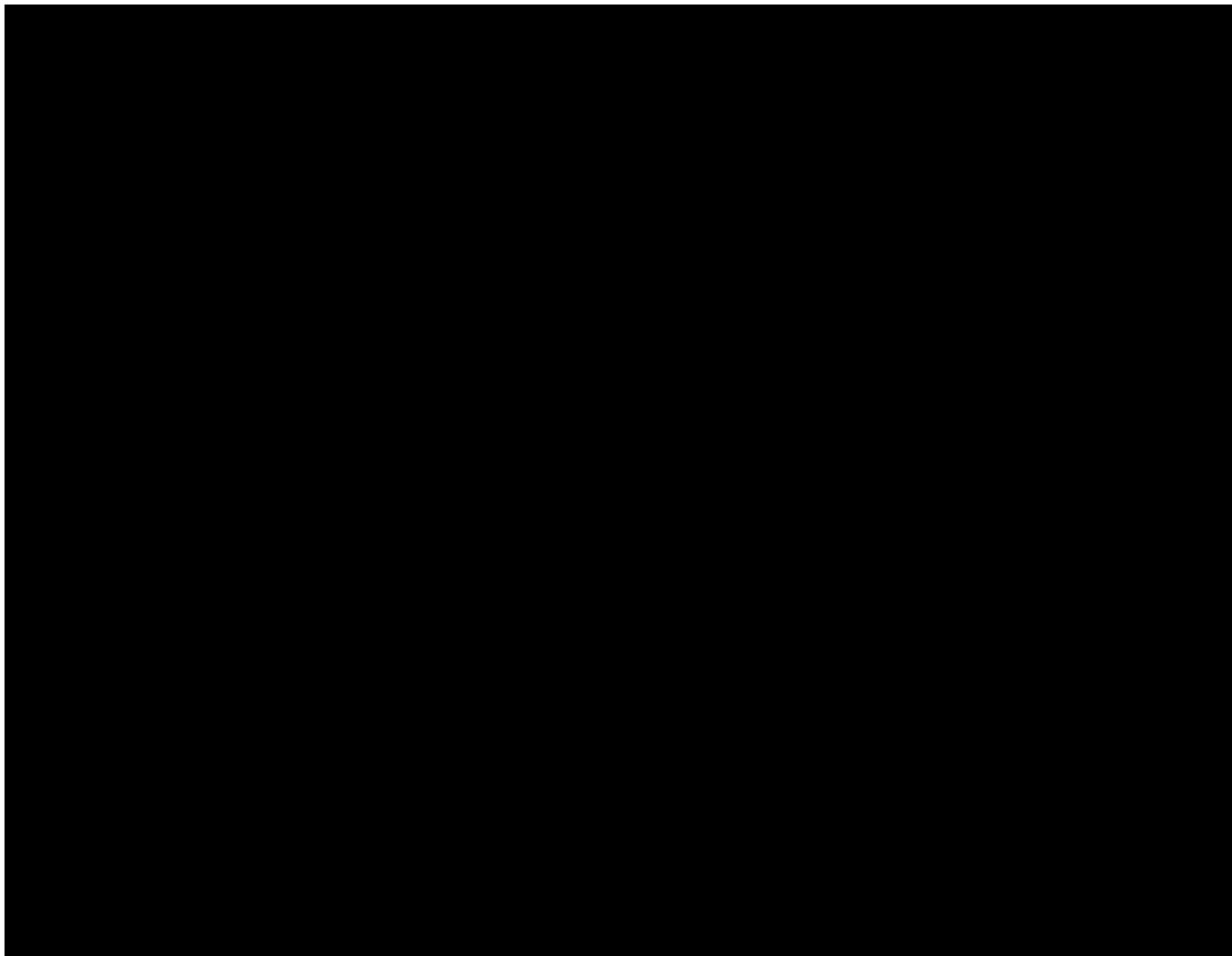


UBICACIÓN DEL
PROYECTO, ART 113
FRACCIÓN I DE LA LGTAIP
Y 110 FRACCIÓN I DE LA
LFTAIP

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



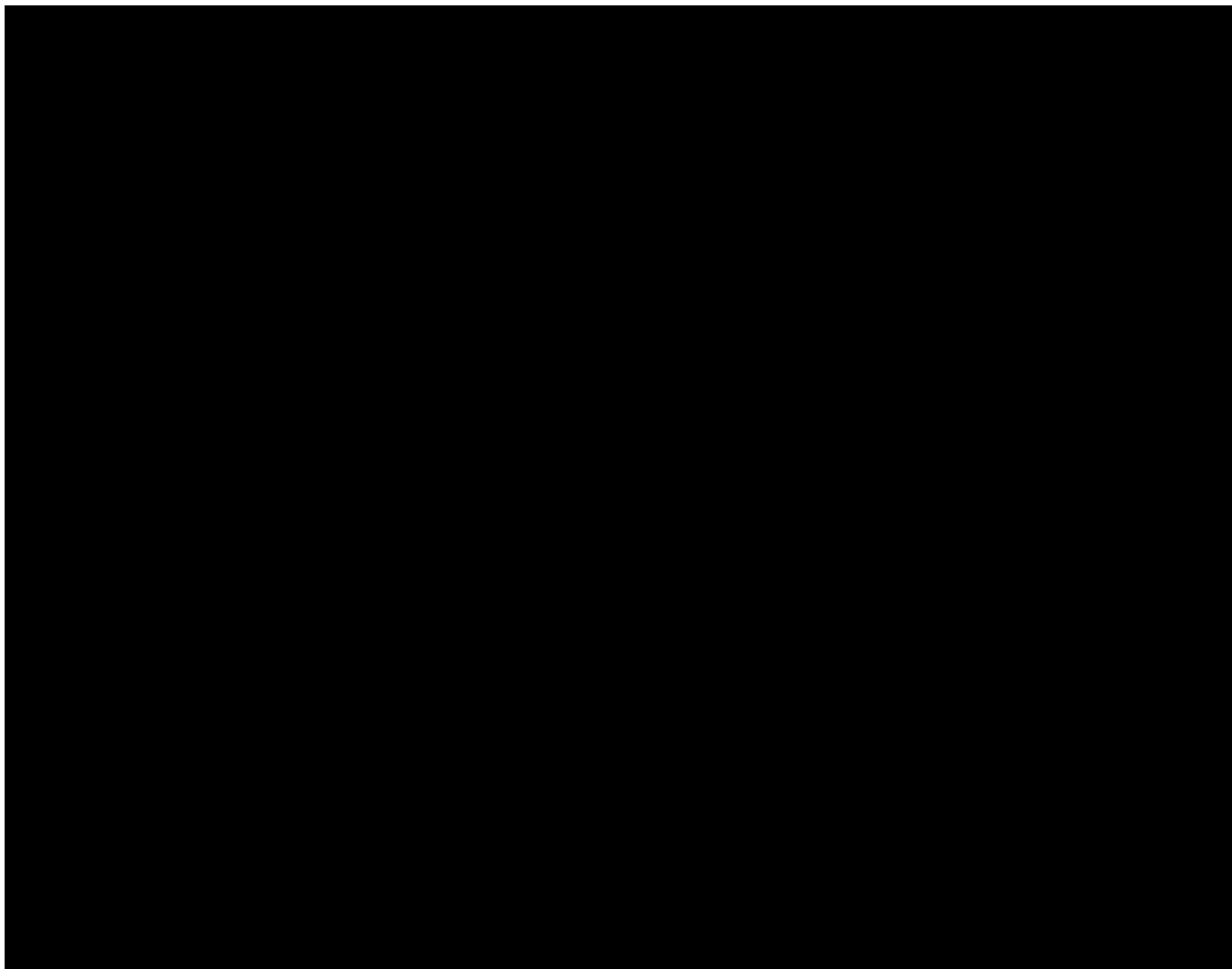
UBICACIÓN DEL
PROYECTO, ART 113
FRACCIÓN I DE LA
LGTAIP Y 110
FRACCIÓN I DE LA
LFTAIP



II.1.2.1.3.3 Sub-escenario 3.3 Emisión de Gasolina a nivel del lecho marino

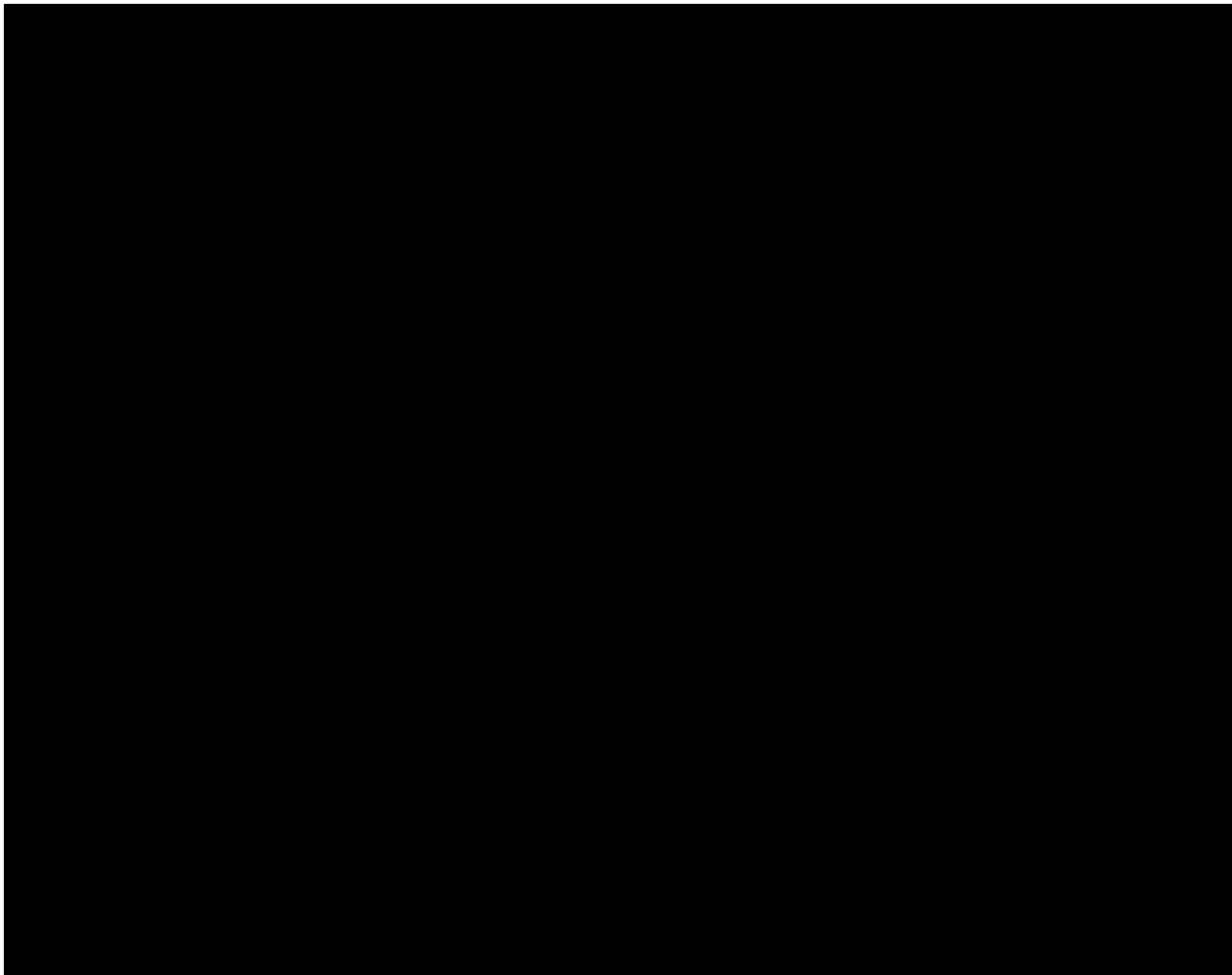
Tabla II.17 Datos y resultados de la modelación del Sub-escenario 3.3 Emisión de Gasolina a nivel del lecho marino.

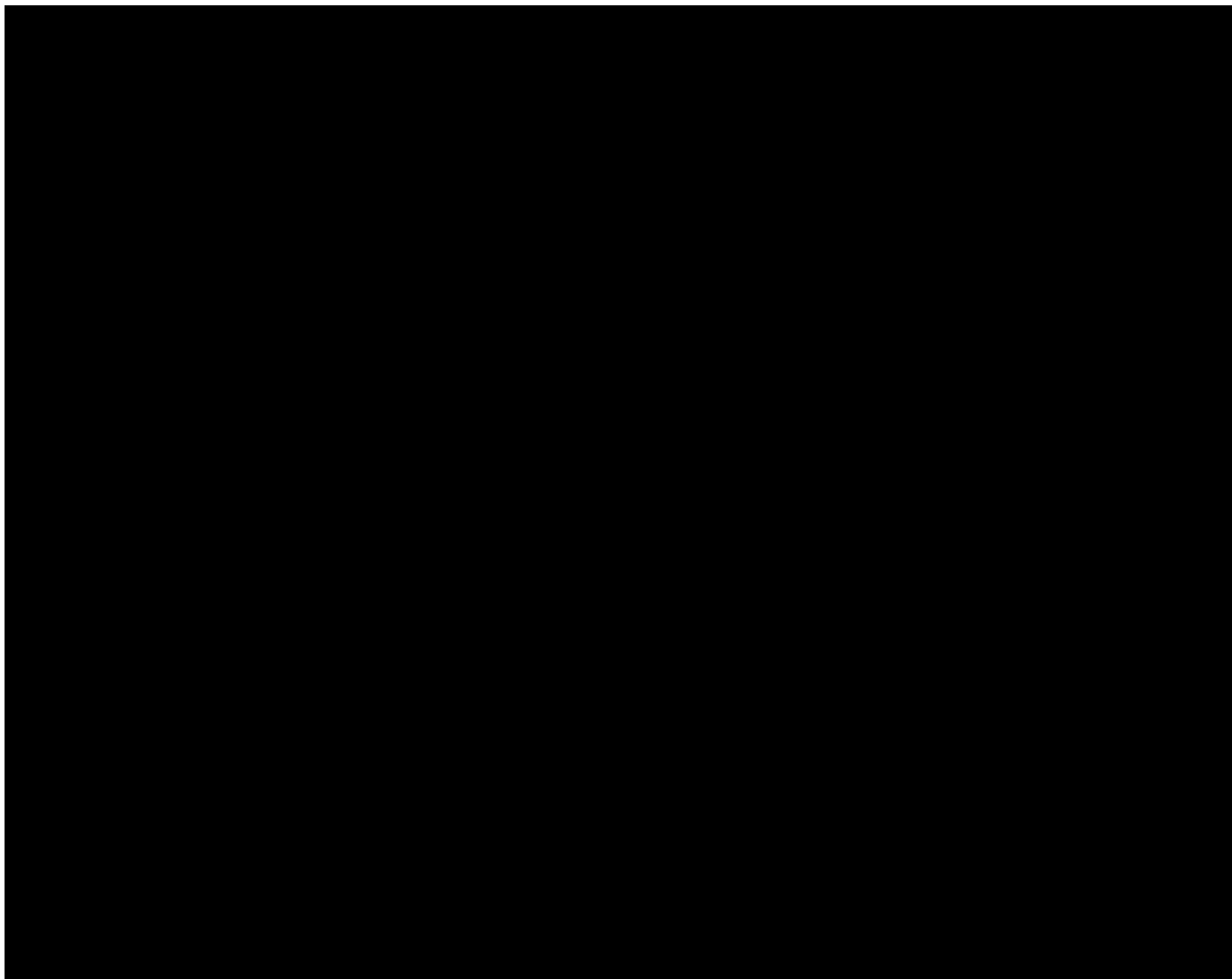
Escenario	03				
Sub-escenario	3.3				
Producto	Turbosina				
Densidad	0.80 kg/L				
Volumen de liberación	36.2 m³				
Masa Liberada	28,787 kg/L				
Sistema	Línea de Salida del PLEM y su interconexión con túnel submarino en lecho marino y su cruce subterráneo en interfase mar-tierra hasta arribo del ducto en tierra en el Área de Tanques Buffer.				
Subsistema	PLEM y sus conexiones asociadas a tubería submarina o Interfase mar-tierra del túnel submarino				
Descripción	Emisión: A nivel de lecho marino. Volumen Liberado = 3 min de bombeo más 10% de contenido en ducto (Ø = 20", L = 1,786)				
Resultados de Modelación					
Intensidad	Baja				
Corriente	0.05 m/s				
Velocidad vertical	0.12 m/s				
Tiempo de ascenso	387.00 s				
Desarrollo de mancha					
Tiempo (min)	0	5	10	15	20
Área (m²)	4,219	6,471	9,115	11,733	14,357
Radio (eq)(m)	37	45	54	61	68
Distancia (m)	57	75	98	109	126
Intensidad	Media				
Corriente	0.10 m/s				
Velocidad vertical	0.12 m/s				
Tiempo de ascenso	387.00 s				
Desarrollo de mancha					
Tiempo (min)	0	5	10	15	20
Área (m²)	4,522	7,065	9,578	11,746	14,437
Radio (eq)(m)	38	47	55	61	68
Distancia (m)	81	123	151	180	216
Intensidad	Alta				
Corriente	0.35 m/s				
Velocidad vertical	0.12 m/s				
Tiempo de ascenso	387.00 s				
Desarrollo de mancha					
Tiempo (min)	0	5	10	15	20
Área (m²)	5,214	7,895	10,082	13,079	14,894
Radio (eq)(m)	41	50	57	65	69
Distancia (m)	130	184	250	307	359



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

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





II.1.3 Análisis de los resultados de los radios de afectación

La tabla a continuación presenta el resumen de los radios de afectación de los eventos de riesgo por radiación térmica en la Zona Terrestre del Proyecto, indicando cuales Zonas de Alto riesgo o Amortiguamiento salen de la Poligonal del Proyecto. Posteriormente, se presenta el resumen de los radios de afectación por liberaciones accidentales de petrolíferos en la Zona Marina.

Tabla II.18 Resumen de los radios de afectación de los eventos de riesgo por radiación térmica en la Zona Terrestre del Proyecto.

Escenario	Descripción del Escenario	Radios de Afectación por Radiación Térmica (m)	
		Zona de Alto Riesgo 5 kW/m²	Zona de Amortiguamiento 1.4 kW/m²
Área de Almacenamiento			
10	Incendio de charco por derrame en el dique de contención del Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular TR1 en un área superficial de 2,688 m².	179	311
12	Incendio de charco por derrame en el dique de contención del Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular TR3 en un área superficial de 2,708 m².	179	312
11	Incendio de charco por derrame en el dique de contención del Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular TR2 en un área superficial de 2,688 m².	183	318
13	Incendio de charco por derrame en el dique de contención del Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular TR4 en un área superficial de 2,883 m².	185	312
15	Incendio de charco por derrame en el dique de contención del Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular TR6 en un área superficial de 2,688 m².	173	301
Área de Llenaderas			
38	Incendio de charco por derrame en la Bahía de Llenado de Auto Tanques -A	46.8	77.4
39	Incendio de charco por derrame en la Bahía de Llenado de Auto Tanques -B	46.8	77.4
40	Incendio de charco por derrame en la Bahía de Llenado de Auto Tanques -C	46.8	77.4
41	Incendio de charco por derrame en la Bahía de Llenado de Auto Tanques -D	46.8	77.4
Área de Tanques Buffer			
1	Incendio de charco por derrame de 1,460 m² en Patín de Medición –Gasolina Regular/Premium. Sin mitigación	135	236

 Radio de afectación que sale de la Poligonal del Proyecto

Como se puede observar en la tabla anterior, las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento para los incendios de charco de los subsistemas 38, 39, 40 y 41 del Área de Llenaderas, no atraviesan los límites de la Poligonal del Proyecto. Las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento para los incendios de charco de los subsistemas 10, 12, 11, 13 y 15 del Área de Almacenamiento, atraviesan los límites de la Poligonal del Proyecto hacia áreas no habitadas.

Las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento para el subsistema 1 correspondiente al patín de medición de Gasolina Regular/Premium del Área de Tanques Buffer atraviesan los límites de la Poligonal del Proyecto, en su mayoría hacia zonas no habitadas. Sin embargo, hacia el noroeste, la Zona de Amortiguamiento se ubica en el límite del Centro de Reuniones Casa Azul. Por lo que en el apartado II.1.4 Reposicionamiento de escenarios de riesgo se presenta su evaluación con mitigación adicional.

Es de relevancia reiterar que el diseño del Proyecto incluye múltiples estrategias de mitigación diseñadas para prevenir la ocurrencia de incidentes o reducir la gravedad de los incidentes en caso de que ocurran, así como, sistemas de detección y paro previstos para detectar y aislar los incidentes. Los sistemas de detección y paro son medidas de mitigación "activa", lo que significa que dependen de sistemas y componentes que realizan una acción mecánica. El Proyecto también incluye sistemas activos de supresión basados en espuma, que reducen la duración y gravedad de los incendios de charco. Estos sistemas se describen el Capítulo III. Los sistemas de mitigación activa reducirán los riesgos representados por los escenarios de más alto riesgo.

Por otra parte, a continuación se presenta el resumen de los radios de afectación (Distancia *m*) por liberaciones accidentales de petrolíferos en la Zona Marina por intensidad de corriente (Baja, Media, Alta) y tiempos (min).

Tabla II.19 Resumen de los radios de afectación por las liberaciones accidentales de petrolíferos en la Zona Marina del Proyecto.

Sub-sistema	Sub-escenario		Intensidad de Corriente	Distancia (m)				
				Tiempo (min)				
				0	5	10	15	20
Escenario 01. Buque tanque y sus conexiones a Monoboya								
Buque tanque amarre a Monoboya o conexión de manguera marina flexible desde buque tanque a Monoboya	1.1	Emisión de 19.7 m³ de Gasolina en superficie del mar	Baja (0.05 m/s)	29	46	65	87	99
			Media (0.10 m/s)	36	64	100	136	163
			Alta (0.35 m/s)	52	97	167	219	281
	1.2	Emisión de 19.7 m³ de Diésel en superficie del mar	Baja (0.05 m/s)	27	42	62	85	103
			Media (0.10 m/s)	34	61	96	133	164
			Alta (0.35 m/s)	52	95	157	220	282
	1.3	Emisión de 19.7 m³ de Turbosina en superficie del mar	Baja (0.05 m/s)	17	45	70	93	123
			Media (0.10 m/s)	39	61	98	137	169
			Alta (0.35 m/s)	51	88	151	215	274
Escenario 02. Monoboya y sus conexiones submarinas con el PLEM								
Monoboya + Manguera Flexible + PLEM y conexiones asociadas	2.1	Emisión de 22.2 m³ de Gasolina a media agua	Baja (0.05 m/s)	43	60	84	100	127
			Media (0.10 m/s)	59	96	132	162	192

Sub-sistema	Sub-escenario		Intensidad de Corriente	Distancia (m)					
				Tiempo (min)					
	2.2	Emisión de 21.2 m³ de Diésel a media agua	Alta (0.35 m/s)	94	157	216	264	326	
			Baja (0.05 m/s)	44	66	86	102	119	
			Media (0.10 m/s)	68	107	131	161	198	
			Alta (0.35 m/s)	101	164	222	276	340	
	2.3	Emisión de 21.6 m³ de Turbosina a media agua	Baja (0.05 m/s)	40	61	81	99	112	
			Media (0.10 m/s)	59	93	127	163	192	
			Alta (0.35 m/s)	87	150	211	276	324	
	Escenario 03. Línea de Salida del PLEM, interconexión con microtúnel submarino en lecho marino y cruce subterráneo de interfase mar-tierra hasta arribo del ducto en tierra en el Área de Tanques Buffer								
	PLEM y sus conexiones asociadas a tubería submarina o Interfase mar-tierra del túnel submarino	3.1	Emisión de 35.6 m³ de Gasolina a nivel del lecho marino	Baja (0.05 m/s)	50	71	90	114	126
Media (0.10 m/s)				72	106	143	183	209	
Alta (0.35 m/s)				114	130	182	296	361	
3.2		Emisión de 35.9 m³ de Diésel a nivel del lecho marino	Baja (0.05 m/s)	59	80	107	133	160	
			Media (0.10 m/s)	88	124	155	188	218	
			Alta (0.35 m/s)	142	199	259	313	380	
3.3		Emisión de 36.2 m³ de Gasolina a nivel del lecho marino	Baja (0.05 m/s)	57	75	98	109	126	
			Media (0.10 m/s)	81	123	151	180	216	
			Alta (0.35 m/s)	130	184	250	307	359	

De acuerdo con los resultados de liberaciones accidentales de petrolíferos en la Zona Marina, en la siguiente figura se comparan los resultados de las 27 modelaciones. Se observan agrupados los resultados de los 9 sub-escenarios. Para cada Sub-escenario se presentan 3 barras, la azul corresponde a la máxima distancia que alcanza la dispersión del petrolífero a los 20 minutos del inicio de la dispersión, con intensidad de corriente baja. Las barras naranjas corresponden a la intensidad de corriente media y las grises para la intensidad de corriente alta.

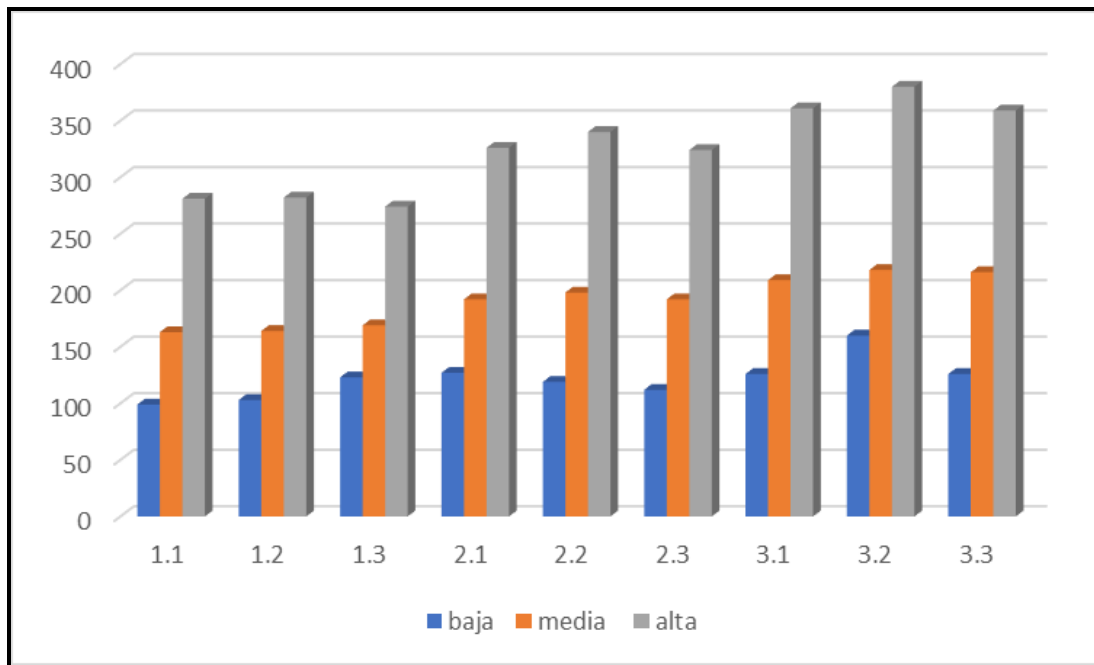


Figura II.8 Comparación de resultados de las 27 modelaciones.

Como era fácil anticipar, la intensidad de la corriente hace una diferencia sustancial en el radio de dispersión. Igualmente era predecible que en la medida en que la liberación ocurra a mayor profundidad, el radio de la dispersión aumentará. Esto se observa en la mayor altura de las barras del tercer escenario.

Por último, se observa que consistentemente, los sub-escenarios del Diésel presentan los mayores valores dentro del ámbito de cada escenario, mientras que los de la Gasolina ocupan el segundo lugar, siendo los menores los de los sub-escenarios de la Turbosina.

Los resultados producidos por estas modelaciones ayudarán a planificar las acciones de respuesta ante la posibilidad de que ocurra un evento como los simulados. La planificación debe considerar el máximo tiempo que podrá tomar a los equipos implementar su respuesta, para que, con base en ello, se determine la magnitud del cerco de contención que sería necesario desplegar para lograr el control de la liberación.

II.1.4 Reposicionamiento de escenarios de riesgo

Inicialmente, los tamaños de los incendios de charco utilizados en el análisis de riesgo fueron definidos por un sistema de contención de derrames pasivos, tales como un dique. El análisis de los incendios de charco para el subsistema 1 correspondiente al patín de medición de Gasolina Regular/Premium del Área de Tanques Buffer, con estas dimensiones iniciales, arrojaron Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento que rebasaron los límites de la Poligonal del Proyecto, en el caso del Área de Tanques Buffer, en su mayoría hacia zonas no habitadas. Sin embargo, hacia el noroeste, la Zona de Amortiguamiento se ubica en los límites del Centro de Reuniones Casa Azul. En consecuencia, el Proyecto cambió el diseño de ingeniería para reducir las dimensiones de los sistemas de contención de derrames original.

A continuación se presentan los resultados Sin mitigación de los “Incendios de Charco con los Sistemas de Recolección de Derrames Originales”. Posteriormente, los resultados después de

la mitigación a través de la reducción de la huella de los sistemas de contención derrames para el Área de Tanques Buffer se presentan en la sección posterior, “Incendios de Charco para el Área de Tanques Buffer con Recolección de Derrames Revisada”.

⊕ Incendio de charco en el Área de Tanque Buffer con recolección de derrames

Como se refiere anteriormente, la determinación del área del incendio de charco para la emisión de más alto riesgo en el Área de Tanques Buffer, que se muestra en la siguiente figura, se hizo de manera conservadora con base en los diagramas para el sistema de recolección de derrames y agua de lluvia, suponiendo que dicho sistema limitará el tamaño máximo de un derrame de petrolíferos líquidos en el área ilustrada en el diagrama. Para fines de este apartado se refiere **Sin Mitigación adicional**.

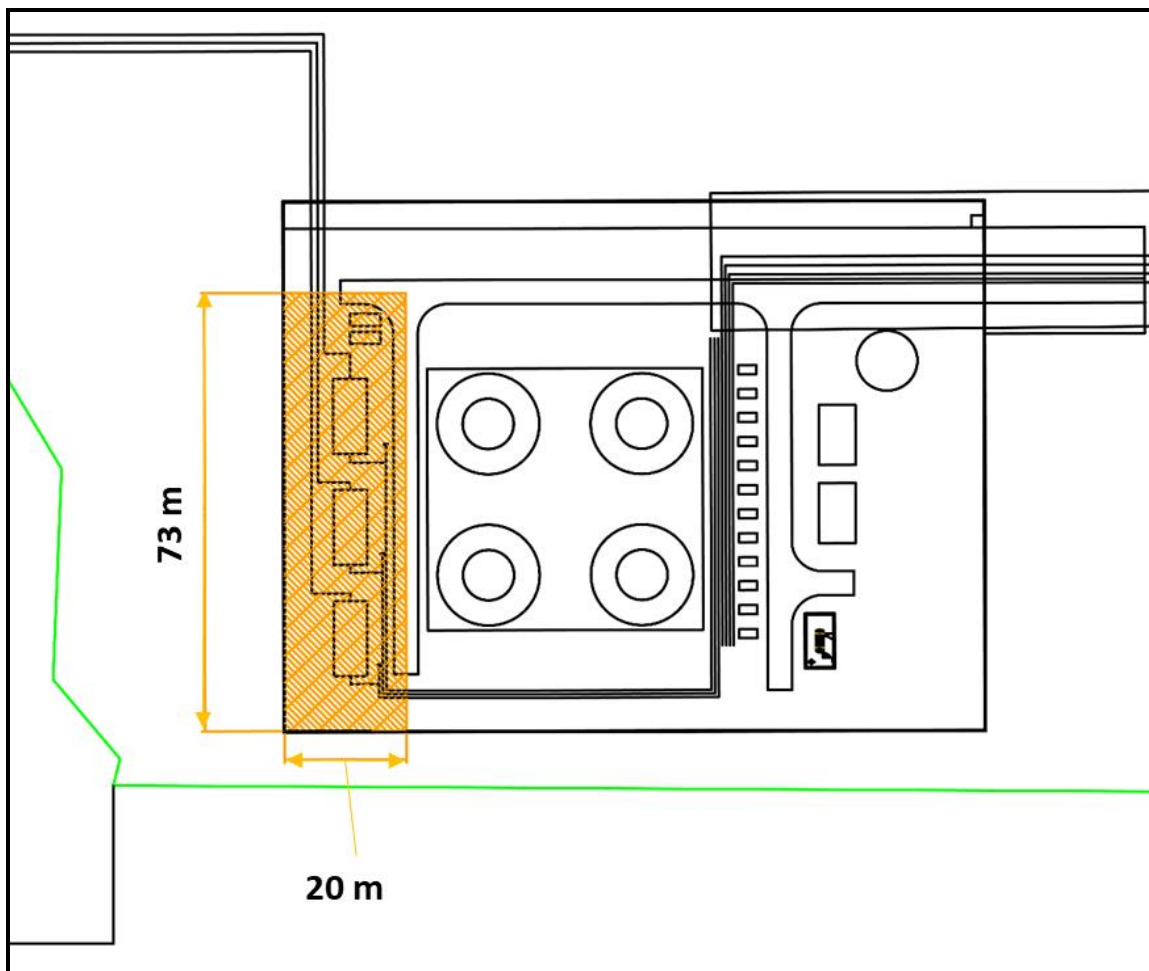


Figura II.9 Área de la plancha de recolección de derrames (naranja), de la emisión de más alto riesgo en el Área de Tanques Buffer, del subsistema #1, patín de medición de Gasolina. Se supuso, de manera conservadora, que el derrame cubriría toda la plancha inclinada. **Sin Mitigación adicional.**

Los radios de afectación por radiación térmica para los escenarios con más alto riesgo de incendio de charco en el Área de Tanques Buffer **Sin Mitigación adicional**, se presentan en la siguiente tabla.

Tabla II.20 Radios de afectación por radiación térmica de un incendio de charco para los subsistemas de más alto riesgo en el Área de Tanques Buffer **Sin Mitigación adicional**.

Subsistema #	Subsistema Aislable/Fuente de Emisión	Área del Charco (m ²)	Zona de Alto Riesgo Distancia a 5 kW/m ² (m)	Zona de Amortiguamiento Distancia a 1.4 kW/m ² (m)
1	Patín de Medición – Gasolina Regular/Premium	1,460	135	236

A continuación, se ilustra la Zona de Alto Riesgo y Amortiguamiento para el incendio de charco en el patín de medición de Gasolina Regular/Premium del Área de Tanques Buffer **Sin Mitigación adicional** sobrepuestas en imagen aérea.

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



Mapa II.38 Radios de afectación por radiación térmica para el incendio de charco del patín de medición de Gasolina Regular/Premium en el Área de Tanques Buffer. **Sin Mitigación adicional.**

✚ Incendio de charco en el Área de Tanques Buffer con recolección de derrames revisada

Específicamente, se añadió una cuneta alrededor de cada uno de los patines de medición, para recolectar los derrames y desviarlos a un sistema de drenaje aceitoso, como se presenta en la siguiente figura.

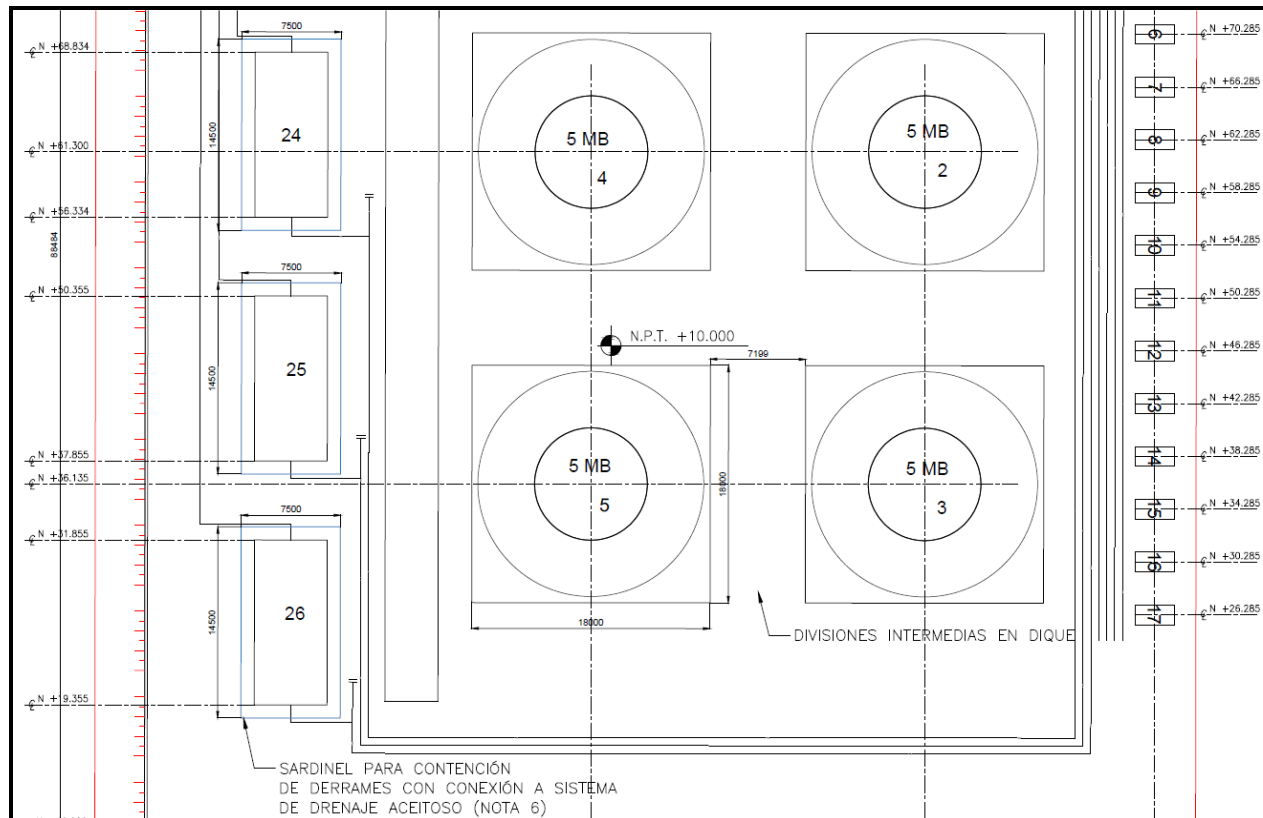


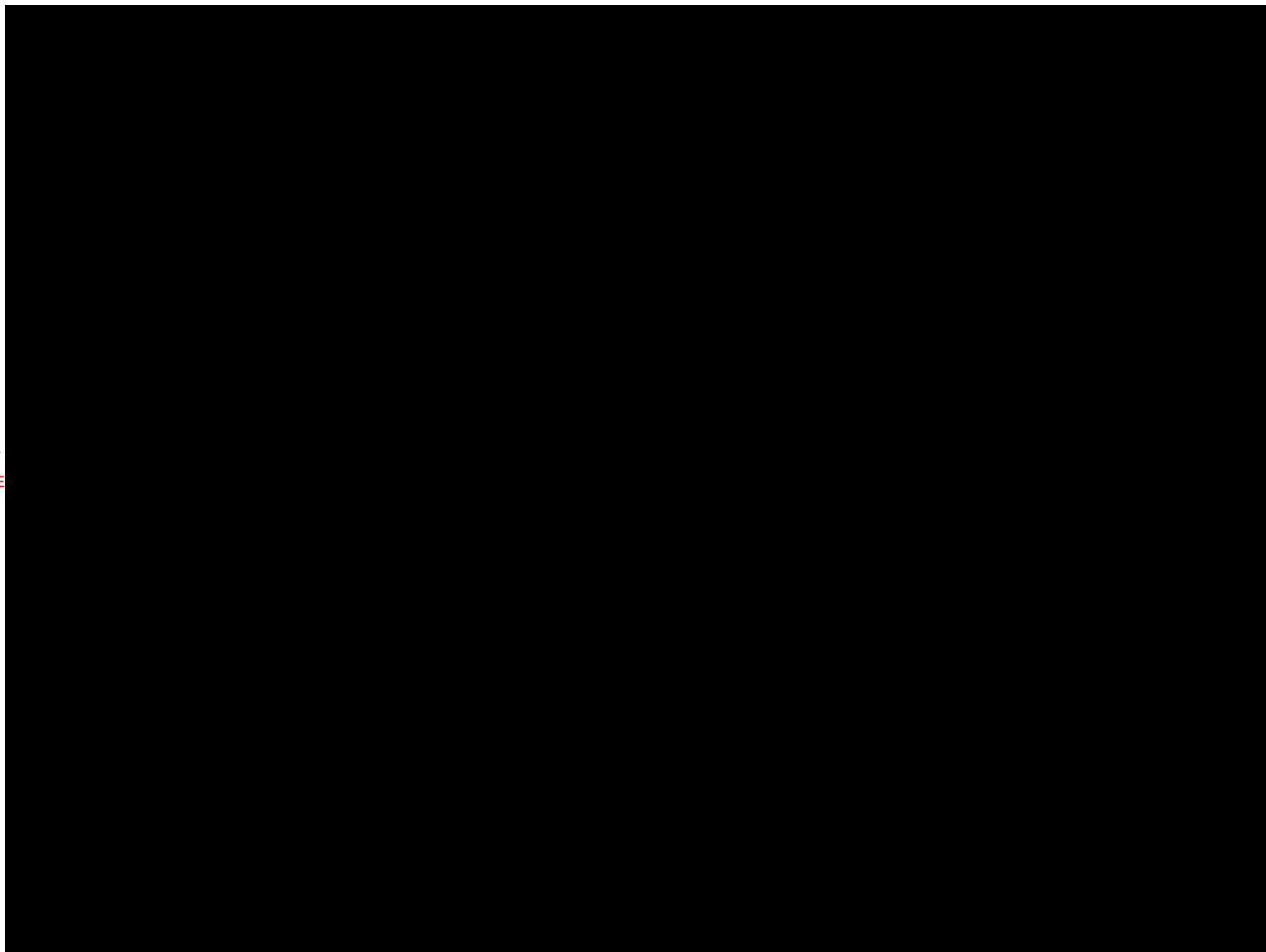
Figura II.10 Cuneta para la recolección de derrames en el medidor, añadida después de la evaluación de las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento.

Los radios de afectación por radiación térmica fueron recalculados para el sistema de recolección revisado, en la forma en que se presenta a continuación.

Tabla II.21 Radios de afectación por radiación térmica de un incendio de charco para el subsistema de más alto riesgo en el Área de Tanques Buffer, **Con Mitigación adicional** de una cuneta para la recolección de derrames.

Subsistema #	Subsistema Aislable/Fuente de Emisión	Área del Charco (m ²)	Zona de Alto Riesgo Distancia a 5 kW/m ² (m)	Zona de Amortiguamiento Distancia a 1.4 kW/m ² (m)
1	Patín de Medición – Gasolina Regular/Premium	109	41.3	71.8

A continuación, se ilustra la Zona de Alto Riesgo y Amortiguamiento para el incendio de charco en el patín de medición de Gasolina Regular/Premium del Área de Tanques Buffer superpuestas en imagen aérea.



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

Regular/Premium en el Área de Tanques Buffer.

Como se puede observar, los resultados de los radios de afectación por radiación térmica para el subsistema 1 **Con Mitigación adicional** se logran reducir en aproximadamente un 70 %. En este caso, las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento rebasan marginalmente los límites de la Poligonal del Proyecto hacia áreas no habitables.

Las corridas de las modelaciones, mostrando las entradas y salidas en PHAST, para el subsistema analizado en el Área de Tanques Buffer **Sin Mitigación adicional** y **Con Mitigación adicional** se presentan, en formato electrónico para un uso eficiente de papel, en el Anexo V.3.4.2. Los mapas de los radios de afectación se presentan en el Anexo V.1.14 para mejor apreciación, asimismo se presentan en formato KMZ.

II.2 Interacciones de riesgo

II.2.1 Interacciones de riesgo con instalaciones, infraestructura, servicios y asentamientos humanos

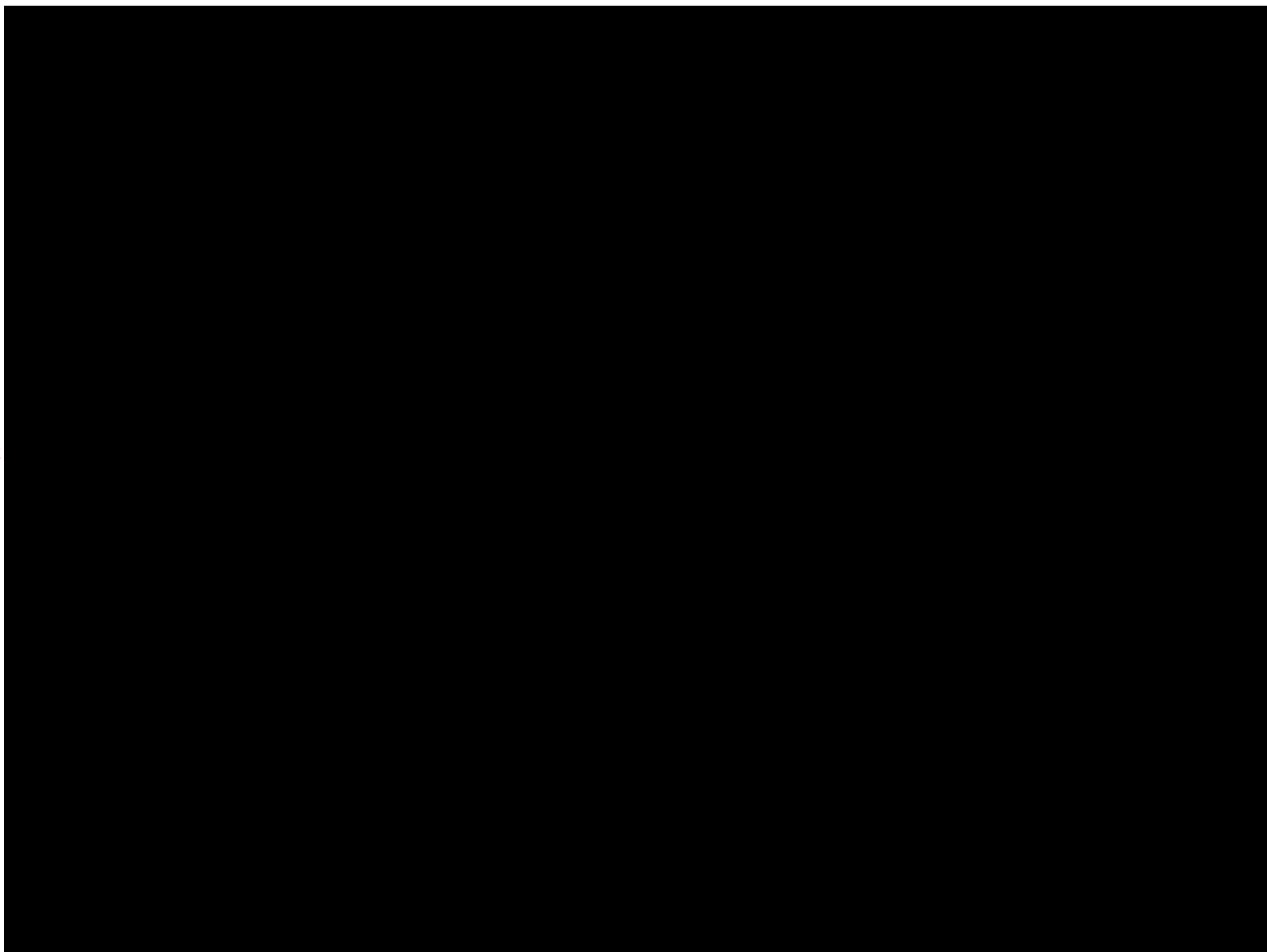
En este apartado se realiza un análisis y evaluación de las posibles interacciones de riesgo con otras áreas, equipos, ductos, o instalaciones que se encuentran dentro de los radios de afectación determinados para el Proyecto. El análisis no considera la diferencia de altura por la topografía del sitio. Como parte del análisis, se incluyen los siguientes asentamientos humanos, instalaciones, infraestructura y servicios que se ubican cercanos a la Poligonal del Proyecto.

Tabla II.22 Distancias de instalaciones, infraestructura, servicios y asentamientos humanos.

Instalación/Servicio/Asentamiento	Distancia más cercana a la Poligonal del Proyecto (m)
Central generadora de energía eléctrica de ciclo combinado, La Jovita	390.13
Terminal marítima para la recepción y almacenamiento de gas licuado de petróleo de Zeta Gas	798.23 Al área de tanques 0 m en el límite del Área de Tanques Buffer del Proyecto
Desarrollo turístico Hacienda Bajamar	1,899.22
Campamento Pesquero "Pescadores de Manchuria"	890.67
Área de Concesión Atunera	960.17
Subestación eléctrica de CFE	3,292.13
Carretera Federal Escénica Ensenada-Tijuana 1D	0
Ramal La Jovita	0
Línea de transmisión eléctrica La Jovita	0
Gasoducto Rosarito	0
Planta de GNL Energía Costa Azul	0

La ubicación de estas instalaciones se presenta en el siguiente mapa.

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



Mapa II.40 Asentamientos humanos, instalaciones y servicios que se ubican cercanos a la Poligonal del Proyecto.

Es de resaltar, que el Proyecto es compatible con las instalaciones colindantes de acuerdo al Programa Regional de Desarrollo Urbano, Turístico y Ecológico del Corredor Costero Tijuana-Rosarito-Ensenada (COCOTREN)⁷. El COCOTREN identifica la aptitud energética del Centro Energético La Jovita, en el cual se aplican lineamientos y regulaciones de usos de suelo, en congruencia con la normatividad vigente en la materia. Dentro del Centro Energético La Jovita se ubican las siguientes instalaciones colindantes a la Poligonal del Proyecto:

- ⊕ Central generadora de energía eléctrica de ciclo combinado, La Jovita localizada al noroeste de la Poligonal del Proyecto.
- ⊕ Terminal marítima para la recepción y almacenamiento de gas licuado de petróleo (gas LP) de Zeta Gas, ubicada al noreste de la Poligonal del Proyecto.
- ⊕ Planta de GNL de Energía Costa Azul.

De acuerdo con los resultados de los radios de afectación para las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento por radiación térmica obtenidos para el Proyecto, sólo las siguientes se sobreponen con la siguiente infraestructura y servicios:

- ⊕ Las Zonas de Alto Riesgo por radiación térmica de los escenarios 10, 12, 38, 39, 40 y 41 se sobreponen con la ruta del Gasoducto Rosarito. Sin embargo, no se consideran interacciones de riesgo porque el Gasoducto Rosarito se encuentra enterrado.
- ⊕ Las Zonas de Amortiguamiento por radiación térmica de los escenarios 10, 12, 11, 13, 15, 38, 39, 40 y 41 se sobreponen con la ruta del Gasoducto Rosarito. Sin embargo, no se consideran interacciones de riesgo porque el Gasoducto Rosarito se encuentra enterrado.
- ⊕ Las Zonas de Alto Riesgo por radiación térmica de los escenarios 10, 12 y 13 se sobreponen con la ruta de la Línea de transmisión eléctrica La Jovita, eventos que pudieran afectar la línea interrumpiendo la transmisión de energía eléctrica.
- ⊕ Las Zonas de Amortiguamiento por radiación térmica de los escenarios 10, 12, 11, 13, 15, 39, 40 y 41 se sobreponen con la ruta de la Línea de transmisión eléctrica La Jovita. Sin embargo, no se considera afectación.
- ⊕ La Zona de Alto Riesgo por radiación térmica del escenario 12 se sobrepone con el camino de acceso a la Planta de GNL ECA, evento que pudiera afectar el camino interrumpiendo el acceso vehicular.
- ⊕ Las Zonas de Amortiguamiento por radiación térmica de los escenarios 10, 11, 13 y 15 se sobreponen con el camino de acceso a la Planta de GNL ECA. Sin embargo, no se considera afectación.
- ⊕ Las Zonas de Amortiguamiento por radiación térmica de los escenarios 10 y 12 se sobreponen con la caseta de vigilancia del camino de acceso a la Planta de GNL ECA. Se esperaría ruptura de vidrios.

⁷ Publicado en el Periódico Oficial del Gobierno de Baja California el 26 de diciembre de 2014.

II.2.2 Efecto dominó

El efecto dominó, en las instalaciones del Proyecto, resultaría en un incendio de charco mayor y más profundo dentro de los diques de contención. Del mismo modo, la distancia al punto de inflamabilidad sugerido no cambiaría en el análisis de efecto dominó.

II.2.3 Interacciones de riesgo por Instalaciones Adyacentes hacia el Proyecto

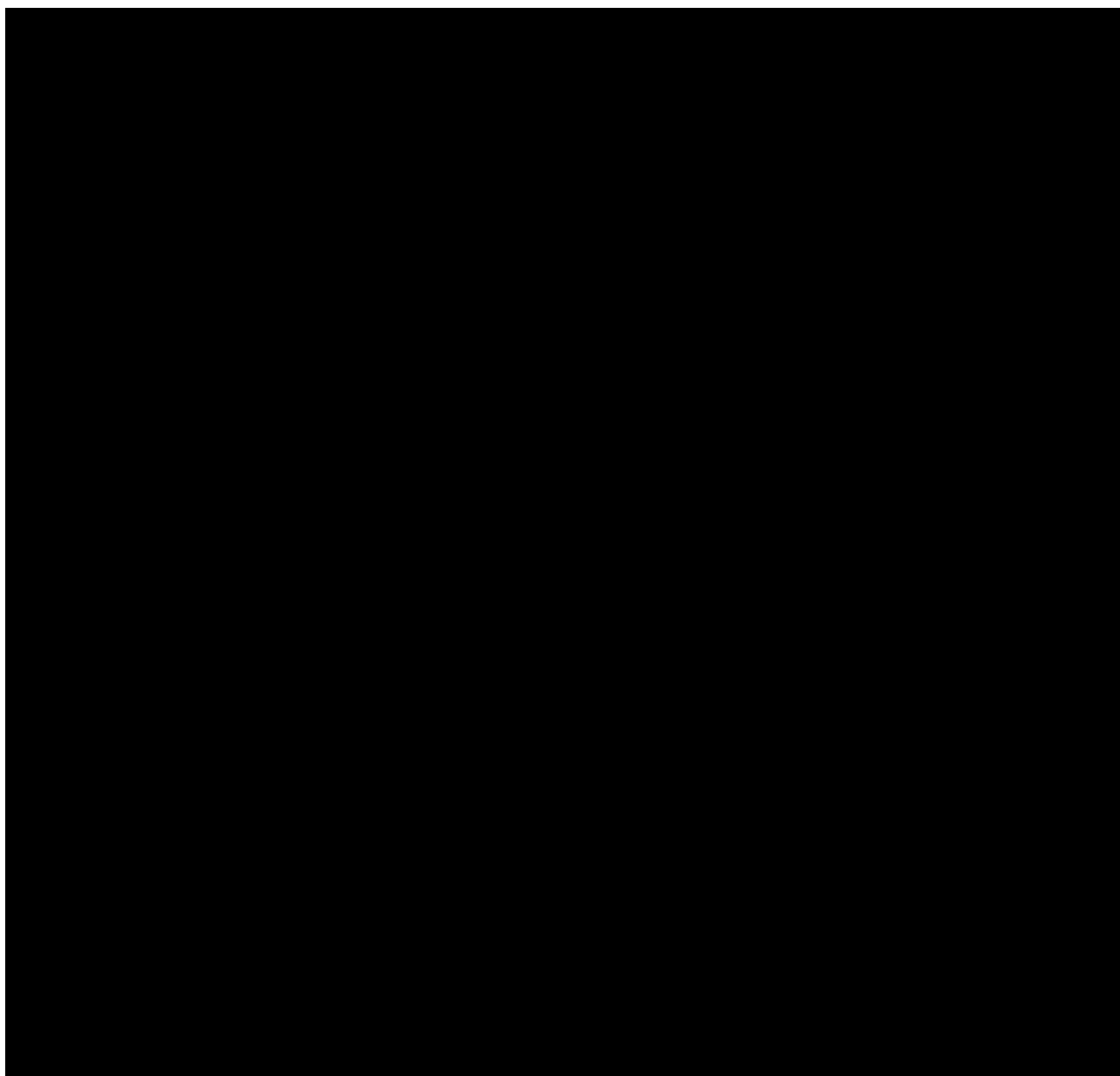
Se realizó una evaluación de la potencial interacción de los escenarios de más alto riesgo entre el Proyecto y las instalaciones adyacentes. Las siguientes instalaciones se ubican colindantes o cerca del Proyecto:

- ⊕ Planta de GNL Energía Costa Azul
 - Planta de Regasificación. Instalación Existente
 - Proyecto de Licuefacción de Gas Natural Licuado en Energía Costa Azul. Proyecto Autorizado sin Construir
- ⊕ Central generadora de energía eléctrica de ciclo combinado de CFE, La Jovita.
- ⊕ Terminal marítima para la recepción y almacenamiento de gas licuado de petróleo (gas LP) de Zeta Gas⁸.

Las ubicaciones de estas instalaciones se presentan en el siguiente mapa. El análisis de los documentos de las instalaciones de referencia, indican que representan riesgos despreciables a las instalaciones del Proyecto.

No se revisaron los análisis subyacentes hechos por estas empresas para respaldar sus Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento enlistadas; así, nuestras conclusiones se basan únicamente en la documentación proporcionada y no representan un análisis independiente de cualesquier escenarios potencialmente peligrosos representados por estas instalaciones externas.

⁸ Oficio Resolutivo S.G.P.A./DGIRA.DG.0978.09 de fecha 20 de marzo de 2009 y fecha de recepción el 24 del mismo mes y año donde la Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental, autoriza el proyecto “Terminal Marítima para la Recepción y Almacenamiento de Gas Licuado de Petróleo en Ensenada, Baja California” presentado por la empresa Zeta Gas de Baja California, S.A. de C.V.



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

II.2.3.1 Impacto de los escenarios de más alto riesgo de la Planta de GNL de ECA sobre el Proyecto

II.2.3.1.1 Planta de Regasificación

Exponent revisó el reporte de la Evaluación Cualitativa del Riesgo 2006 de Quest para la Terminal de importación y regasificación de Gas Natural Licuado, que se basó en las autorizaciones del permiso para la Planta de Regasificación. El reporte identificó y evaluó 13 escenarios de emisión. Quest identificó que los escenarios de emisión de más alto riesgo eran una falla catastrófica de un tanque de Gas Natural Licuado con contención completa y una emisión de la línea de descarga durante el uso⁹.

II.2.3.1.1.1 Tanques atmosféricos de almacenamiento

El reporte Quest no hizo un cálculo del riesgo para una falla del tanque atmosférico de almacenamiento en el reporte del análisis cualitativo de riesgo. Para estimar el riesgo, se aplicó la tasa de falla para los tanques de Gas Natural Licuado con contención completa en la forma especificada en el Estándar NFPA® 59A para la Producción, Almacenamiento y Manipulación de Gas Natural Licuado, Ed. 2016 de la NFPA. La tasa de falla se presenta en la siguiente tabla.

Tabla II.23 Tasas de falla para un tanque de Gas Natural Licuado.

Tipo de Falla	Frecuencia de Falla (por año)
Catastrófica	5×10^{-8}

Una tasa de falla del orden de 10^{-8} anual, al ser multiplicada por la probabilidad de algún resultado específico (que por su naturaleza está en el orden de 10^{-1} o menos), es cuando menos, dos órdenes de magnitud inferior al umbral del riesgo jerarquizado conforme a la Tabla 107-3(a) y Tabla 107-3(b) en la Norma Oficial Mexicana NOM-013-SECRE-2012. La consecuencia de dicha ruptura podría ser un incendio de llamarada y/o un incendio de charco en el área del tanque o de la fosa de contención. Un incendio de esta magnitud podría representar un impacto por radiación térmica sobre el Proyecto. Sin embargo, debido a la probabilidad extremadamente baja, un escenario de falla catastrófica escenario para el tanque de contención completa, no representa un riesgo notable para el Proyecto. Debido a que el valor del riesgo está por debajo del umbral, no se presenta ninguna Zona de Alto Riesgo o Amortiguamiento.

⁹ Quest Consultants Inc. “Análisis para SEMARNAT en la Zona de Impacto para la Terminal de Importación de GNL de Energía Costa Azul” Reporte # 06-02-6570, febrero 16, 2006. Anexo VIII.4.16 del Análisis de Riesgo Ambiental del proyecto “Ampliación de la Terminal de Recibo, Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado”.

II.2.3.1.1.2 Línea de Descarga

El reporte de Quest identificó tanto una ruptura completa como una perforación (i. e., un orificio más pequeño) de la línea de descarga, para dar cierto riesgo medible, pero no indicó el valor del riesgo. La línea de descarga puede ser utilizada para descargar o cargar un buque tanque (después de que las Instalaciones Autorizadas de Licuefacción estén construidas). A partir de una comparación con los escenarios para la línea de descarga de Gas Natural Licuado que fueron evaluados del Proyecto Autorizado de Licuefacción, la consecuencia con el mayor riesgo para esta línea fue seleccionada como el dardo de fuego de una ruptura total de la línea; debido a que esta emisión tiene una mayor frecuencia y una consecuencia más significativa que una ruptura de menor tamaño. El resultado de una ruptura total es similar a los resultados para el Escenario 39 de las Instalaciones Autorizadas de Licuefacción.

Tabla II.24 Tasas de falla para las emisiones de la línea de descarga con diámetro de 910 mm.

Tamaño del Orificio	Frecuencia de Falla (anual)
50 mm	5.3×10^{-6}
20% del diámetro (183 mm)	9.6×10^{-7}
Ruptura Total (910 mm)	5.0×10^{-6}

El reporte de Quest no calculó el resultado para un dardo de fuego de la línea; por lo tanto, Exponent usó las condiciones del diseño actual en la línea de descarga para calcular la zona de peligro del dardo de fuego. Las condiciones para la entrada de información del modelo se presentan en la siguiente tabla y las distancias a la Zona de Alto Riesgo y Zona de Amortiguamiento se resumen en la tabla posterior.

Tabla II.25 Resumen de las entradas de información en el modelo para el cálculo del dardo de fuego de una emisión en la línea de descarga de Gas Natural Licuado.

Escenario	Línea de Descarga
Componente	Gas Natural Licuado
LFL	5.0%
Presión (bar)	5.72
Temperatura (°C)	-160.7
Diámetro de la Fuga (mm)	914
Flujo de Diseño (kg/hr)	5,280,000
Elevación de la Fuga (m)	6
Duración de la/las Emisiones	600

Tabla II.26 Resumen de la Zona de Alto Riesgo y Zona de Amortiguamiento para radiación térmica de dardo de fuego para el escenario de emisión de Gas Natural Licuado de más alto riesgo de la línea de carga y descarga de Gas Natural Licuado.

Escenario	Tasa de Flujo (kg/hr)	Orientación	Zona de Alto Riesgo Distancia a 5 kW/m ² (m)	Zona de Amortiguamiento Distancia a 1.4 kW/m ² (m)
Línea de descarga	6,600,000	Vertical	316	561

La Zona de Amortiguamiento y la Zona de Alto Riesgo para el dardo de fuego de la Línea de Descarga de la Planta de Regasificación se traslapa con la ruta de los ductos terrestres del Proyecto. Sin embargo, no se esperaría una interacción porque los ductos estarán enterrados.

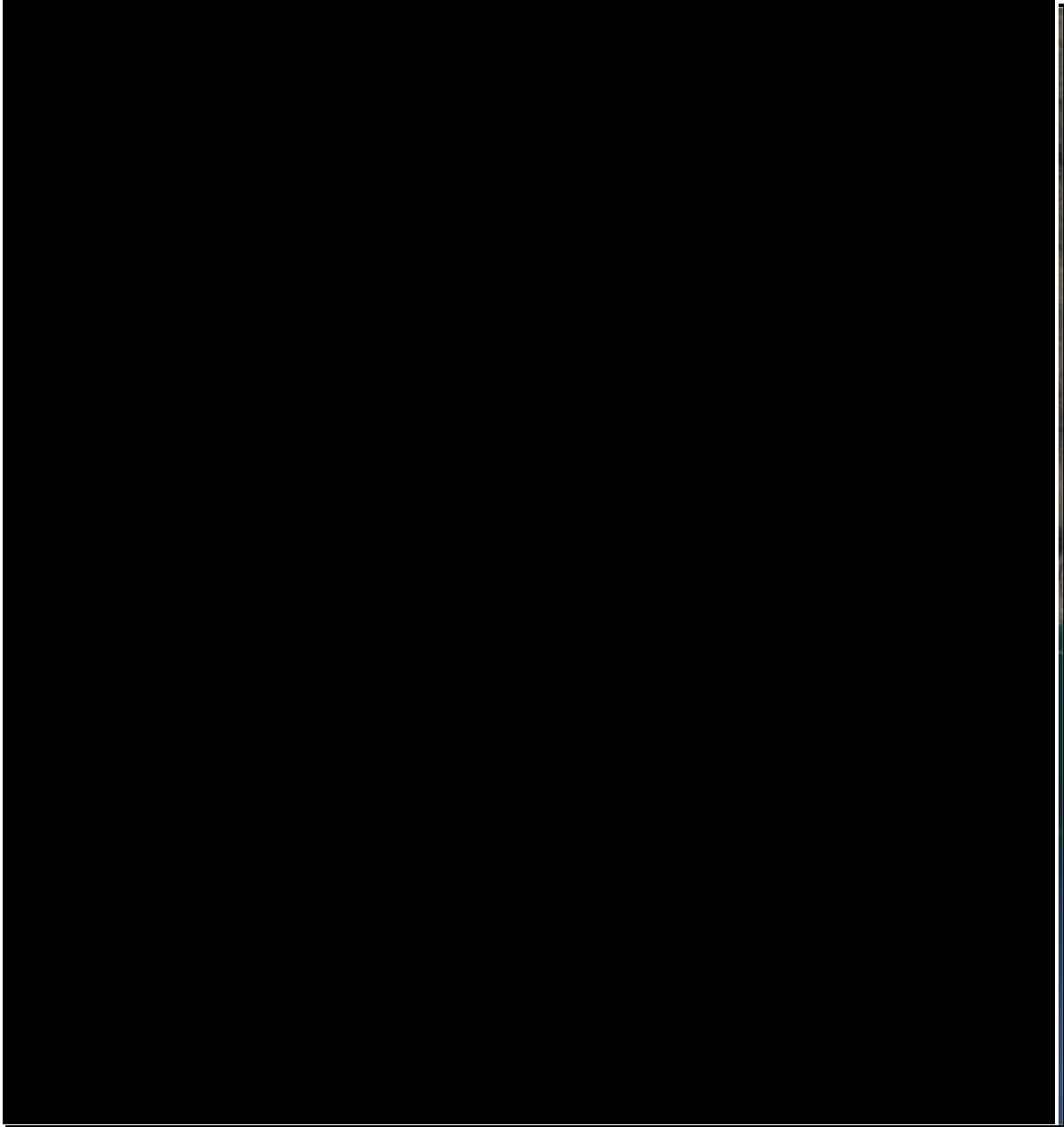


Figura II.12 Zona de Amortiguamiento y Zona de Alto Riesgo para la Línea de Descarga de Gas Natural Licuado de la Planta de Regasificación.

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

II.2.3.1.2 Proyecto de Licuefacción de Gas Natural Licuado en Energía Costa Azul. Proyecto Autorizado sin Construir

Los escenarios de más alto riesgo fueron identificados para emisiones de GNL y propano que podrían ocasionar dardos de fuego, incendios de charco y explosiones de nubes de vapor. Estos escenarios se resumen en las siguientes tablas. Los peligros adicionales por la explosión de nubes de vapor de propano no rebasaron los límites de las áreas de licuefacción.

Tabla II.27 Resumen radios de afectación por radiación térmica para los escenarios de incendios de charco de GNL de más alto riesgo.

Escenario	Áreas de Contención	Zona de Alto Riesgo Distancia a 5 kW/m ² (m)	Zona de Amortiguamiento Distancia a 1.4 kW/m ² (m)
29	Fosa de contención de GNL	113	198
39	Fosa de contención de la línea de transferencia de GNL	81.4	143
39	Fosa de contención de GNL existente	113	198

Fuente: Tabla II.4 ERA, "Proyecto de Licuefacción de Gas Natural Licuado en Energía Costa Azul".

Tabla II.28 Resumen de los radios de afectación por radiación térmica para el escenario del incendio de charco de propano de más alto riesgo.

Escenario	Diámetro de la Fuga (mm)	Caudal (kg/hr)	Lluvia de Líquido	Zona de Alto Riesgo Distancia a 5 kW/m ² (m)	Zona de Amortiguamiento Distancia a 1.4 kW/m ² (m)
25-D	244	432,000	23.5%	219	352

Fuente: Tabla II.6 ERA, "Proyecto de Licuefacción de Gas Natural Licuado en Energía Costa Azul".

Tabla II.29 Resumen de los radios de afectación por radiación térmica para los escenarios de dardos de fuego de más alto riesgo.

Escenario	Diámetro de la Fuga (mm)	Caudal (kg/hr)	Orientación	Zona de Alto Riesgo Distancia a 5 kW/m ² (m)	Zona de Amortiguamiento Distancia a 1.4 kW/m ² (m)
Resultados de Dardos de Fuego de GNL					
39	610	1,670,000	Vertical	172	307
Resultados de Dardos de Fuego de Propano					
25-D	244	432,000	Vertical	174	313

Fuente: Tabla II.9 ERA, "Proyecto de Licuefacción de Gas Natural Licuado en Energía Costa Azul".

Del análisis de la sobreposición de las Zonas de Alto Riesgo y Zonas de Amortiguamiento por radiación térmica del Proyecto de Licuefacción, existen varias de ellas que se sobreponen con los ductos terrestres del Proyecto:

- ⊕ Todas las Zonas de Amortiguamiento de los escenarios de radiación térmica para incendio de charco del Proyecto de Licuefacción, se sobreponen con los ductos terrestres del Proyecto, con excepción de la Zona de Amortiguamiento del escenario 29.
- ⊕ De las Zonas de Alto Riesgo de los escenarios de radiación térmica del Proyecto de Licuefacción, sólo cuatro se sobreponen con los ductos terrestres: escenarios 29 y 39 de incendio de charco y escenarios 25-D y 39 de dardos de fuego.

Si bien las Zonas de Alto Riesgo y Zonas de Amortiguamiento por radiación térmica, que se refieren anteriormente, se sobreponen con los ductos terrestres del Proyecto, no se tendría afectación sobre estos porque estarán enterrados.

II.2.3.2 Central generadora de energía eléctrica de ciclo combinado, La Jovita

En el Estudio de Riesgo Ambiental, las Zonas de Alto Riesgo y de Amortiguamiento quedaron contenidos dentro de los límites del predio de La Jovita¹⁰. De acuerdo a la modificación de la ruta del Ramal de Interconexión, las Zonas de Alto Riesgo más alto fueron para rupturas de la línea de 20% del diámetro y de diámetro completo en la Interconexión del Ramal¹¹. La presión de la línea de gas natural de 10" es de 1,480 psig. Los resultados de las rupturas de 20% del diámetro y de diámetro completo fueron idénticos para las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento de inflamabilidad y explosividad, enlistadas en la Tabla VII.1 del reporte, como se reproducen a continuación:

Tabla II.30 Resultados de los radios de emisión de gas en tramo de longitud de 135.70 m del Ramal de Interconexión a 1,480 psig.

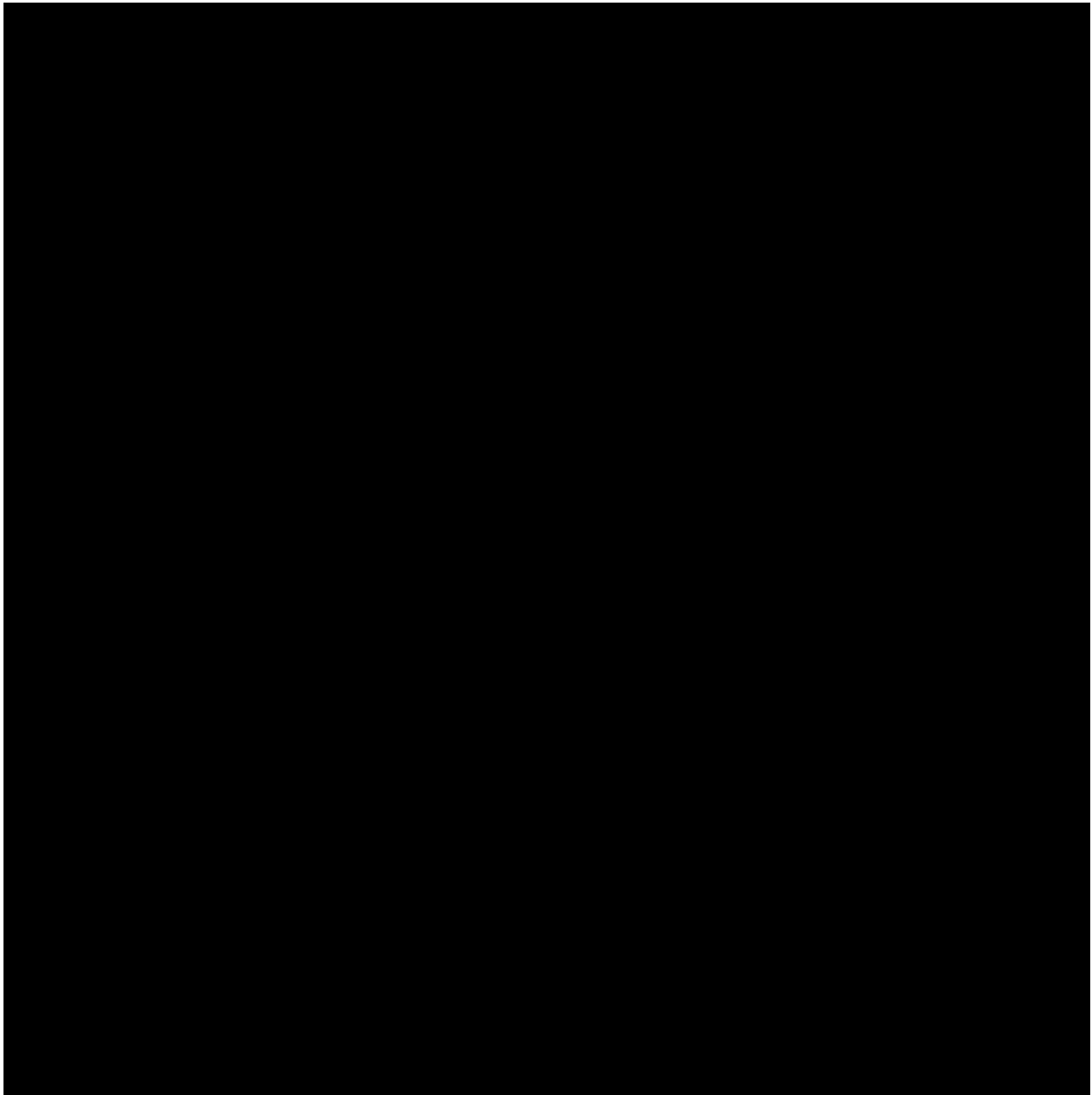
Diámetro de orificio	6.35 mm	25.4 mm	Ruptura 20% del ducto	Ruptura Total
Tiempo	15 minutos	1 minuto	0.6 minutos	5 minutos
Radiación térmica				
1.4 kW/m ²	21 m	25 m	266 m	266 m
5 kW/m ²	11 m	13 m	141 m	141 m
Sobrepresión				
0.5 psi	7 m	16 m	161 m	161 m
1.0 psi	3.5 m	8 m	80 m	80 m

Fuente: Tabla VII.1 del Capítulo VII. ANÁLISIS DE RIESGO AMBIENTAL, Modificación del proyecto "Construcción y Operación de la Ampliación del Gasoducto Rosarito – Lateral Tijuana a Ensenada – Ramal La Jovita", promovido por Gasoducto Rosarito, S. de R.L. de C.V.

Como se puede observar en las siguientes figuras, las Zonas de Amortiguamiento y Zonas de Alto Riesgo por radiación térmica y sobrepresión, se traslapan con la ruta de los ductos terrestres el Proyecto. Sin embargo, no se esperaría una interacción porque los ductos estarán enterrados.

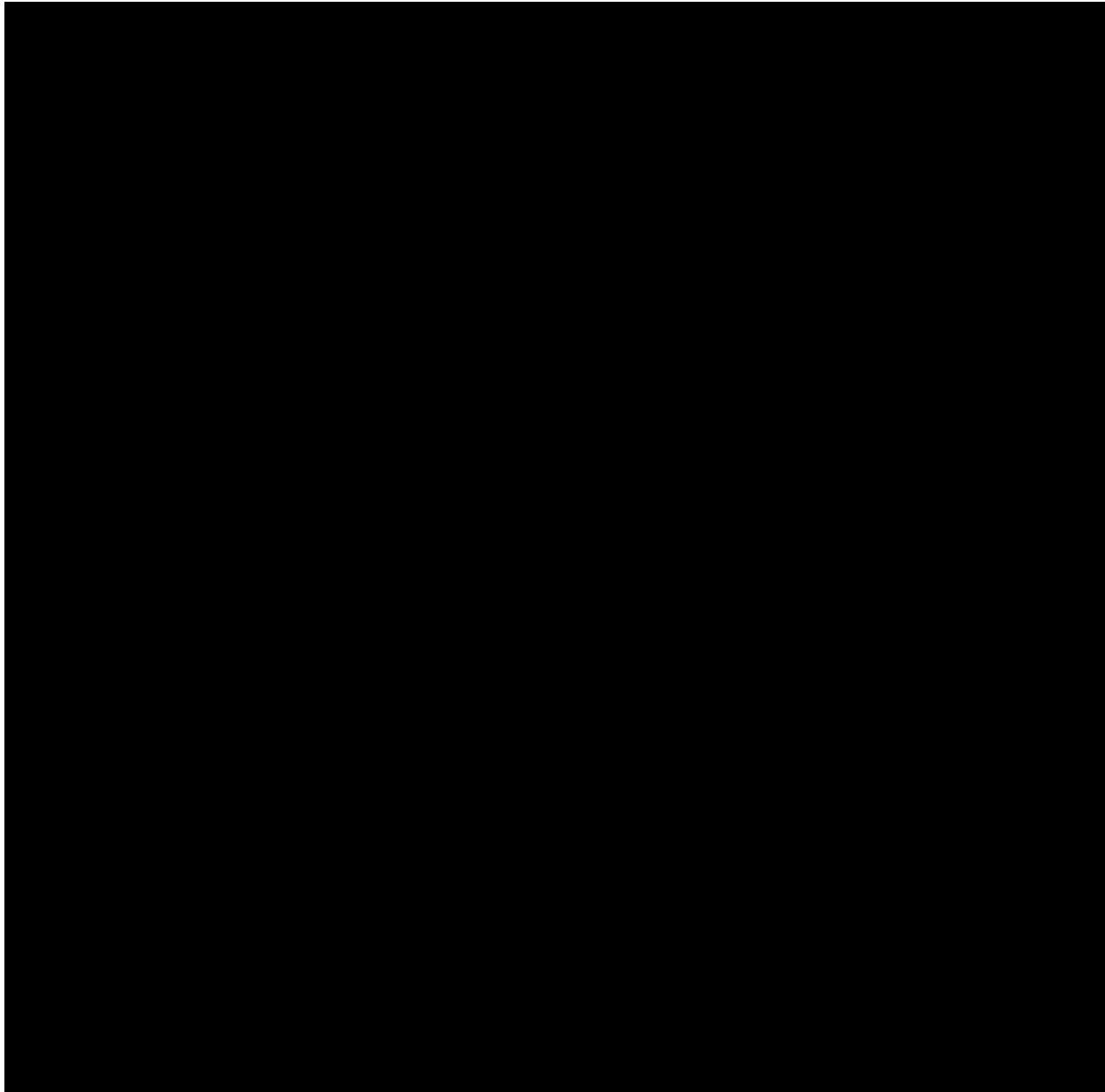
¹⁰ Estudio de Riesgo Ambiental Nivel 2 proyecto "36 CC Baja California III (Sitio: La Jovita) Productor Externo de Energía (PEE) promovido por la CFE.

¹¹ Capítulo VII. ANÁLISIS DE RIESGO AMBIENTAL, "Construcción y Operación de la Ampliación del Gasoducto Rosarito – Lateral Tijuana a Ensenada – Ramal La Jovita", promovido por Gasoducto Rosarito, S. de R.L. de C.V.



generadora de energía eléctrica de ciclo combinado La Jovita sobrepuestos con el Proyecto.

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



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

Figura II.14 Radios de afectación por sobrepresión de la ruptura total del Ramal de Interconexión a la Central generadora de energía eléctrica de ciclo combinado, La Jovita sobrepuestos con el Proyecto.

II.2.3.3 Terminal de marítima para la recepción y almacenamiento de gas licuado de petróleo (gas LP) de Zeta Gas

Se revisaron los escenarios resultantes del Estudio de Riesgo Ambiental para las instalaciones de Zeta Gas para determinar cómo pueden afectar las Zonas de Alto Riesgo las instalaciones del Proyecto. El equipo de las instalaciones de Zeta Gas más cercano se encuentra aproximadamente a 798.23 m del Área de Tanques Buffer del Proyecto. La mayoría de las Zonas de Alto Riesgo documentadas de Zeta Gas no se extienden a tanta distancia. Se reportaron dos escenarios que tienen Zonas de Alto Riesgo grandes, las cuales abarcan las instalaciones de la Planta de GNL; sin embargo, los escenarios indicaron que ambos escenarios tenían una probabilidad baja de ocurrencia:

- ⊕ La ruptura catastrófica de un tanque esférico de Propano, y la subsecuente explosión de una nube de vapor de propano-aire (ver Figura 47):
 - El escenario resultaría en un radio de consecuencias de 1 psig de 1.7 km.
- ⊕ La BLEVE de un tanque esférico de Propano y la subsecuente explosión de una nube de vapor (ver Figura 48):
 - El escenario resultaría en 5 kW/m² de radio de consecuencias de 2.0 km.

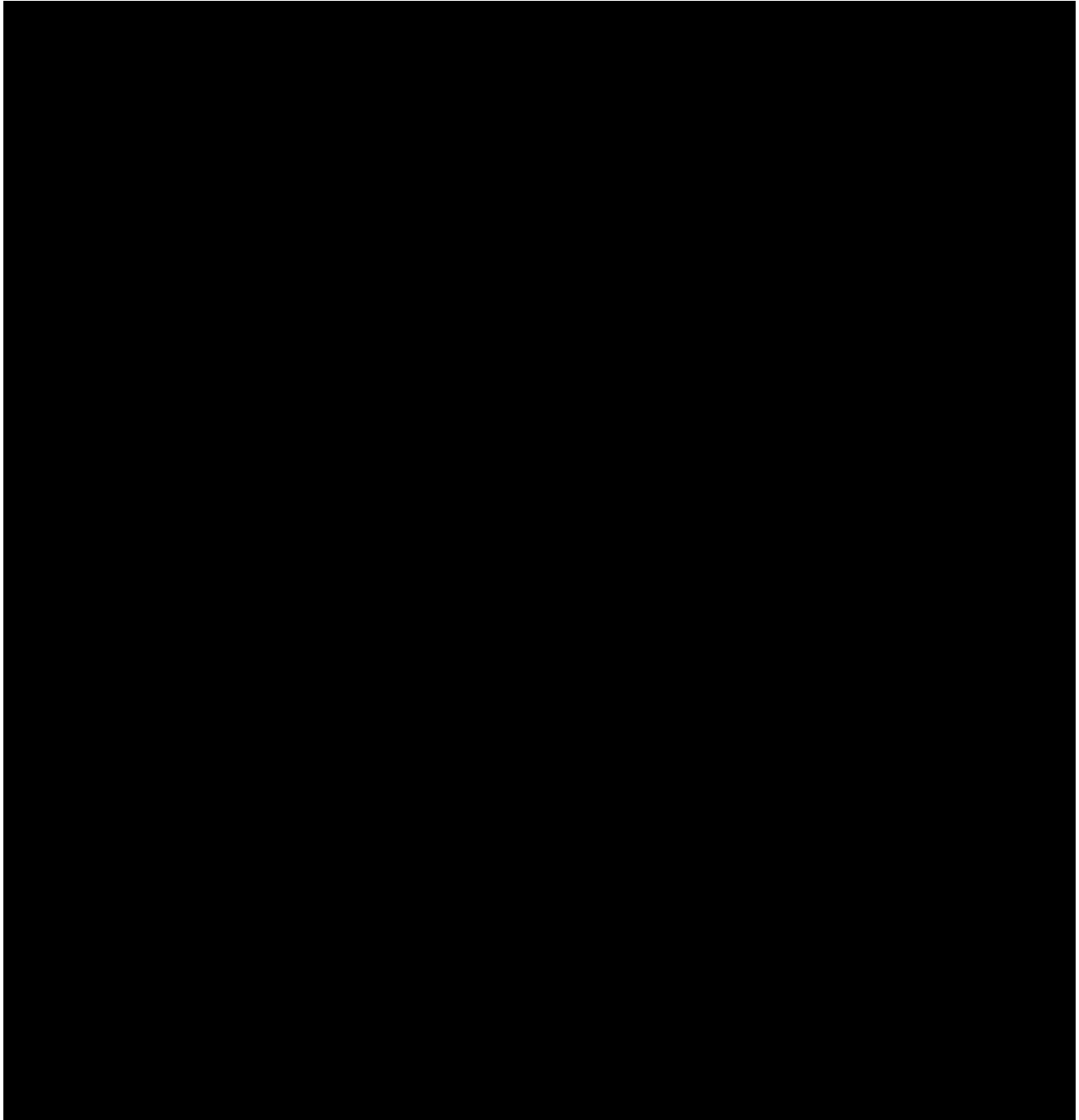


Figura II.15 Zona de Alto Riesgo de 1 psig de Zeta Gas superpuestas con el Proyecto. Se supuso que el origen de la explosión fue la esfera de propano más cercana.

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

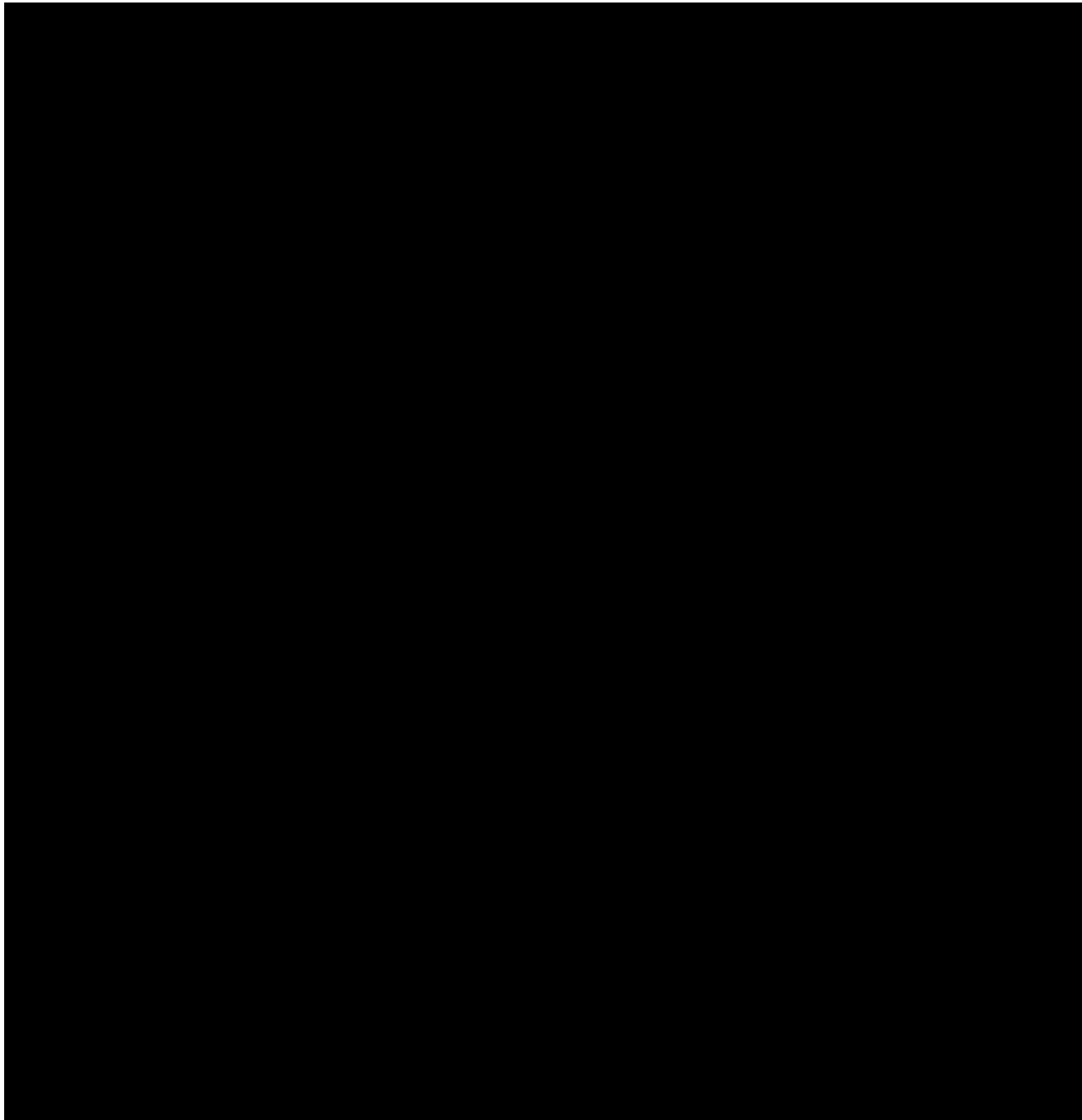


Figura II.16 Zona de Alto Riesgo de 5 kW/m² de Zeta Gas, superpuestas en una vista aérea del Proyecto. Se supuso que el origen de la bola de fuego fue la esfera de Propano más cercana

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

II.2.3.3.1 Escenario de la Ruptura Catastrófica del Tanque de Propano y Explosión de una Nube de Vapor

Este escenario se basa en el supuesto de que el 50% del contenido de un tanque esférico de propano líquido (2,000,000 kg) son emitidos instantáneamente, y que una gran fracción se vaporiza (1,520,000 kg). Se supone que la nube de vapor teórica es una mezcla estequiométrica con aire. Los reportes aplicaron un sencillo cálculo de la energía equivalente de TNT para estimar la distancia al umbral de presión de 68.9 milibares (1 psig). Este cálculo es extremadamente conservador y supone que todo el vapor de propano contribuye a la

sobrepresión nociva. En realidad, la porción de la nube de vapor que queda confinada o congestionada dentro del equipo de Zeta Gas en sitio contribuirá a la sobrepresión.

Con base en el reporte de Zeta Gas, Exponent calculó que la nube estequiométrica completa tendría un volumen de aproximadamente 20,400,000 m³. Si se supusiera de manera razonable que la nube tuviera una altura máxima de 20 metros, la región congestionada de la nube necesitaría tener un área de más de 1,000,000 m². A partir de la imagen satelital de la instalación, Exponent estimó que el área congestionada más grande cubriría menos de 70,000 m². Por lo tanto, la explosión de una nube de vapor que involucra toda la cantidad de propano no representa un escenario probable o creíble. Con base en estos resultados, no se identificó ningún riesgo significativo para el Proyecto.

II.2.3.3.2 Escenario de una BLEVE de la Esfera de Propano y Bola de Fuego

Este escenario supone que el tanque esférico de propano está lleno en 25% a 70% de la capacidad cuando sufre una BLEVE, que da como resultado una bola de fuego. La radiación térmica emitida por la bola de fuego sería un evento de corta duración, 26 segundos de acuerdo con el reporte de Zeta Gas. Este evento representaría un peligro para el personal, pero no para las estructuras y equipos de la instalación. Dicho evento sería muy improbable, y el reporte indica que la BLEVE de la esfera de propano representa un evento de muy baja probabilidad. Con base en estos resultados, no se ha identificado un riesgo significativo para el Proyecto.

II.3 Efectos sobre el Sistema Ambiental Regional

II.3.1 Efectos sobre componentes ambientales

Las interacciones de riesgo sobre los componentes del SAR-T que en primera instancia pudieran verse afectados por los escenarios de más alto riesgo, implica la presencia de una emisión de radiación térmica que afectaría al componente de la flora terrestre, fauna terrestre y paisaje, fuera de las instalaciones del Proyecto.

Los resultados de los escenarios de liberaciones accidentales de petrolíferos (Gasolina, Turbosina o Diésel) en el SAR-M, que muestran que los sub-escenarios del Diésel presentan los mayores valores (hasta 380 m) dentro del ámbito de cada escenario, mientras que los de Gasolina ocupan el segundo lugar, siendo los menores aquellos de los sub-escenarios de la Turbosina. Los radios de afectación se ubican el área del PLEM y Monoboya hasta una profundidad de -45 m aproximadamente. En este caso, los componentes que pudieran verse afectados son la fauna marina y paisaje.

II.3.1.1 Efectos sobre la flora terrestre

De acuerdo a los resultados de los escenarios de más alto riesgo del Proyecto, las siguientes Áreas de Alto Riesgo y Áreas de Amortiguamiento por radiación térmica sobrepasan los límites de la Poligonal del Proyecto. En este caso se afectaría el componente flora terrestre correspondiente al tipo de vegetación de Matorral Rosetófilo Costero.

Tabla II.31 Afectación de flora terrestre por los eventos de riesgo que pueden generarse por la operación de los componentes del Proyecto en los cuales los radios de afectación sobrepasarían los límites de la Poligonal del Proyecto.

Escenario	Descripción del Escenario	Radios de Afectación por Radiación Térmica (m)		Tipo vegetación que se vería afectado
		Zona de Alto Riesgo 5 kW/m²	Zona de Amortiguamiento 1.4 kW/m²	
Área de Almacenamiento				
10	Incendio de charco por derrame en el dique de contención del Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular TR1 en un área superficial de 2,688 m².	179	311	Matorral Rosetófilo Costero
12	Incendio de charco por derrame en el dique de contención del Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular TR3 en un área superficial de 2,708 m².	179	312	Matorral Rosetófilo Costero
11	Incendio de charco por derrame en el dique de contención del Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular TR2 en un área superficial de 2,688 m².	183	318	Matorral Rosetófilo Costero
13	Incendio de charco por derrame en el dique de contención del Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular TR4 en un área superficial de 2,883 m².	185	312	Matorral Rosetófilo Costero
15	Incendio de charco por derrame en el dique de contención del Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular TR6 en un área superficial de 2,688 m².	173	301	Matorral Rosetófilo Costero
Área de Llenaderas				
38	Incendio de charco por derrame en la Bahía de Llenado de Auto Tanques -A	46.8	77.4	-
39	Incendio de charco por derrame en la Bahía de Llenado de Auto Tanques -B	46.8	77.4	-
40	Incendio de charco por derrame en la Bahía de Llenado de Auto Tanques -C	46.8	77.4	-
41	Incendio de charco por derrame en la Bahía de Llenado de Auto Tanques -D	46.8	77.4	-
Área de Tanques Buffer				
1	Incendio de charco por derrame de 1,460 m² en Patín de Medición – Gasolina Regular/Premium. Sin mitigación	135	236	Matorral Rosetófilo Costero
	Radios de afectación por radiación térmica que sobrepasan los límites de la Poligonal del Proyecto y pudieran afectar flora terrestre			

A continuación se listan las especies determinadas en campo en el área del Proyecto, cuyos organismos pudieran verse afectados por un evento de riesgo por radiación térmica.

Tabla II.32 Especies de flora que pudieran verse afectadas por radiación térmica.

Estrato/Grupo	Nombre Científico	Nombre Común
Estrato Arbustivo	<i>Aesculus parryi</i>	Trompo
	<i>Malosma laurina</i>	Lentisco
	<i>Rhus integrifolia</i>	Saladito
	<i>Artemisia californica</i>	
	<i>Xylococcus bicolor</i>	Manzanita de la misión
	<i>Euphorbia misera</i>	Liga
	<i>Lotus scoparius</i>	Hierba de ciervo
	<i>Salvia munzii</i>	Sabio de Munz
	<i>Malacothamnus fasciculatus</i>	Malvia
	<i>Eriogonum fasciculatum</i>	Valeriana
	<i>Eriogonum wrightii</i>	Flor de borrego
	<i>Adenostoma fasciculatum</i>	Chamizo
	<i>Cneoridium dumosum</i>	Hortiguilla
	<i>Simmondsia chinensis</i>	Jojoba
Grupo de las Suculentas	<i>Agave shawii</i>	Agave
	<i>Bergerocactus emoryi</i>	Cactus aterciopelado (1)
	<i>Cylindropuntia cholla</i>	Choya costera (1)
	<i>Ferocactus viridescens</i>	Biznaga (1), (2)
	<i>Dudleya attenuata</i>	
	<i>Dudleya brittonii</i>	Siempreviva
Estrato Herbáceo	<i>Aristida sp</i>	
	<i>Bouteloua sp.</i>	

(1) Registrada en el Apéndice II de la Convención sobre el Comercio Internacional de Especies Amenazadas de Fauna y Flora Silvestres (CITES).

(2) Catalogada como Amenazada (A) en la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010.

Es de esperar que la radiación térmica origine un incendio sobre la vegetación, sin embargo, existen consideraciones a tomar en cuenta para valorar este evento.

- La época del año y las condiciones atmosféricas: la cantidad de humedad atmosférica varía con la época del año y se llega a un máximo de saturación durante la temporada de lluvias y un mínimo en el estiaje. Bajo condiciones de saturación y dependiendo de la zona, puede presentarse rocío y neblina que retarde o impida la propagación de un incendio; y en el caso contrario el fuego tendrá una propagación en función del combustible de que disponga.
- Presencia de lluvia: la propagación del fuego podrá retardarse, extinguirse fácilmente o no presentarse si existe lluvia en área de inicio de fuego. La temporada de lluvia es otro factor a tomarse en cuenta al momento de evaluar los efectos potenciales de la radiación térmica en un probable evento catastrófico.

- c) Presencia de material combustible: la presencia de madera (acumulación de troncos y ramas muertas): la madera sometida a altas temperaturas sufre una descomposición o pirolisis produciéndose alquitranes y gases que al mezclarse con aire pueden inflamarse. La temperatura a la que se inicia la combustión de madera, con distinto contenido de agua o humedad, se encuentra en el rango de 330 a 600 °C. En la resistencia del fuego es muy importante la relación entre la forma y dimensiones de la pieza de madera.
- d) La temperatura de ignición es otro factor a considerar para la presencia o extensión del fuego. La temperatura de ignición es la temperatura mínima a que una sustancia (sólida o líquida) debe ser calentada a fin de iniciar una combustión que se sostenga por sí misma, independientemente de fuentes externas de calor. Por ejemplo, la madera enciende a temperaturas entre 190°C y 265°C. Cada combustible libera calor al quemarse, y genera gases. En la mayoría de los casos, una vez se enciende el material, el calor desprendido en el proceso sirve para mantener el fuego.
- e) Propagación de un fuego. La influencia de la topografía y del viento es diferente en un área plana o de llanos a una ladera de montaña que forman fuegos elípticos, siguiendo la línea de máxima pendiente. Esto puede ser modificado por el viento. El viento a su vez aporta oxígeno y desplaza chispas originando más fuegos en áreas vecinas o distantes. La siguiente figura muestra el inicio de un incendio o fuego, que por acción del viento, se propaga subiendo la pendiente y expandiéndose según la dirección del viento.

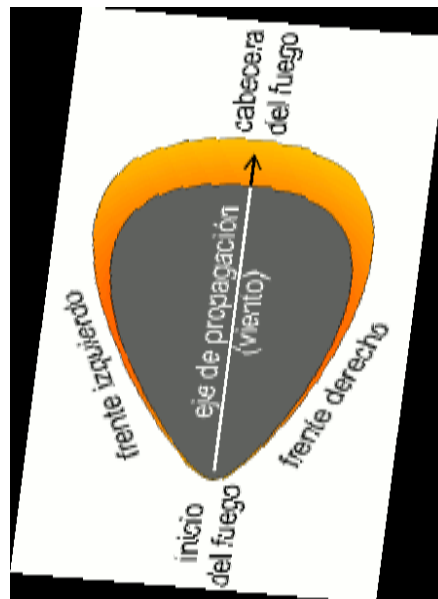


Figura II.17 Propagación de un fuego por el viento.

El tipo de vegetación existente en el área donde se genere radiación térmica, también condicionará sus efectos sobre la flora como se describe a continuación y que corresponde al tipo de vegetación presente en la Poligonal del Proyecto.

En el caso de los matorrales (en la Poligonal del Proyecto existe Matorral Rosetófilo Costero), se mantienen verdes todo el año. El fuego se propaga sobre el follaje y ramas muertas de la copa de los arbustos. Puede emitirse mucho humo. Vuela material incandescente o brasas que

puede crear focos secundarios o iniciar fuegos en otros tipos de vegetación adyacente. El matorral se recupera con las lluvias; pueden morir renuevos y arbustos pequeños.

II.3.1.2 Efectos sobre la fauna terrestre

En caso de generarse un incendio, si la fauna es de lento desplazamiento (reptiles) o sus madrigueras o nidos están ubicadas en los radios de afectación, también se esperaría la pérdida de los individuos si no pueden huir o se trata de crías sin desplazamiento autónomo. Generalmente el humo hace huir a la fauna de la zona y es de esperarse este tipo de comportamiento.

De acuerdo a los resultados de los escenarios de más alto riesgo del Proyecto, las siguientes Áreas de Alto Riesgo y Áreas de Amortiguamiento por radiación térmica sobrepasan los límites de la Poligonal del Proyecto. En este caso se afectaría el componente fauna terrestre.

Tabla II.33 Afectación de fauna terrestre por los eventos de riesgo que pueden generarse por la operación de los componentes del Proyecto en los cuales los radios de afectación sobrepasarían los límites de la Poligonal del Proyecto.

Escenario	Descripción del Escenario	Radios de Afectación por Radiación Térmica (m)		Tipo de fauna que se vería afectada
		Zona de Alto Riesgo 5 kW/m ²	Zona de Amortiguamiento 1.4 kW/m ²	
Área de Almacenamiento				
10	Incendio de charco por derrame en el dique de contención del Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular TR1 en un área superficial de 2,688 m ² .	179	311	Fauna de lento desplazamiento (reptiles) o que sus madrigueras o nidos están ubicadas en los radios de afectación
12	Incendio de charco por derrame en el dique de contención del Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular TR3 en un área superficial de 2,708 m ² .	179	312	Fauna de lento desplazamiento (reptiles) o que sus madrigueras o nidos están ubicadas en los radios de afectación
11	Incendio de charco por derrame en el dique de contención del Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular TR2 en un área superficial de 2,688 m ² .	183	318	Fauna de lento desplazamiento (reptiles) o que sus madrigueras o nidos están ubicadas en los radios de afectación
13	Incendio de charco por derrame en el dique de contención del Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular TR4 en un área superficial de 2,883 m ² .	185	312	Fauna de lento desplazamiento (reptiles) o que sus madrigueras o nidos están ubicadas en los radios de afectación
15	Incendio de charco por derrame en el dique de contención del Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular TR6 en un área superficial de 2,688 m ² .	173	301	Fauna de lento desplazamiento (reptiles) o que sus madrigueras o nidos están ubicadas en los radios de afectación

Escenario	Descripción del Escenario	Radios de Afectación por Radiación Térmica (m)		Tipo de fauna que se vería afectada
		Zona de Alto Riesgo 5 kW/m ²	Zona de Amortiguamiento 1.4 kW/m ²	
Área de Llenaderas				
38	Incendio de charco por derrame en la Bahía de Llenado de Auto Tanques -A	46.8	77.4	-
39	Incendio de charco por derrame en la Bahía de Llenado de Auto Tanques -B	46.8	77.4	-
40	Incendio de charco por derrame en la Bahía de Llenado de Auto Tanques -C	46.8	77.4	-
41	Incendio de charco por derrame en la Bahía de Llenado de Auto Tanques -D	46.8	77.4	-
Área de Tanques Buffer				
1	Incendio de charco por derrame de 1,460 m ² en Patín de Medición –Gasolina Regular/Premium. Sin mitigación	135	236	Fauna de lento desplazamiento (reptiles) o que sus madrigueras o nidos están ubicadas en los radios de afectación

 Radios de afectación por radiación térmica que sobrepasan los límites de la Poligonal del Proyecto y pudieran afectar fauna terrestre.

A continuación se presentan los listados de especies determinadas en campo que pudieran verse afectadas por un evento de riesgo. En el caso de los reptiles, se consideran como fauna de lento desplazamiento. En el caso de los mamíferos, cuyas madrigueras se encuentren ubicadas en los radios de afectación. Finalmente, los nidos de aves que también se encuentren ubicados en los radios de afectación, aunque durante los trabajos de campo no se observaron nidos.

Tabla II.34 Especies de réptiles que pudieran verse afectadas por los eventos de radiación térmica.

Nombre científico	Nombre común
<i>Elgaria multicarinata</i>	Lagarto meridional
<i>Masticophis fuliginosus</i>	Chirrionera
<i>Gambelia wislizenii</i>	Lagartija leopardo narigona
<i>Sceloporus orcutti</i>	Lagartija espinosa de granito
<i>Sceloporus occidentalis</i>	Bejori de cerca occidental
<i>Sceloporus zosteromus</i>	Lagartija espinosa peninsular
<i>Plestiodon skiltonianus</i>	Eslizón Occidental

Tabla II.35 Especies de mamíferos que pudieran verse afectadas por los eventos de radiación térmica.

Nombre científico	Nombre común
<i>Peromyscus californicus</i>	Ratón californiano
<i>Peromyscus maniculatus</i>	Ratón norteamericano
<i>Neotoma bryanti</i>	Rata cambalachera
<i>Sylvilagus bachmani</i>	Conejo matorralero
<i>Sylvilagus audubonii</i>	Conejo del desierto
<i>Otospermophilus beecheyi</i>	Ardillón de california

Tabla II.36 Especies de aves que pudieran verse afectadas por los eventos de radiación térmica.

Nombre científico	Nombre común
<i>Phalaenoptilus nuttallii</i>	Tapacaminos
<i>Passerina caerulea</i>	Pico gordo azul
<i>Cathartes aura</i>	Zopilote aura
<i>Zenaida asiatica</i>	Tórtola o paloma
<i>Corvus corax</i>	Cuervo común
<i>Melospiza lincolni</i>	Gorrión de Lincoln
<i>Falco sparverius</i>	Cernícalo americano
<i>Haemorhous mexicanus</i>	Pinzón mexicano
<i>Spinus psaltria</i>	Jilguerito dominico
<i>Icterus bullockii</i>	Calandria cejas naranjas
<i>Callipepla californica</i>	Codorniz californiana
<i>Setophaga coronata</i>	Chipe rabadilla amarilla
<i>Passer domesticus</i>	Gorrión doméstico
<i>Calypte anna</i>	Colibrí cabeza roja
<i>Calypte costae</i>	Colibrí de la costa
<i>Thryomanes bewickii</i>	Salta pared cola larga
<i>Empidonax wrightii</i>	Papamoscas bajacolina
<i>Pyrocephalus rubinus</i>	Papamoscas cardenalito

Tabla II.37 Especies de fauna silvestre con estatus de conservación.

Nombre científico	Nombre común	NOM-059-SEMARNAT-2010	CITES	Red UICN	Acuerdo Especies Prioritarias Conservación
Mamíferos					
<i>Neotoma bryanti</i>	Rata cambalachera	A	N/A	LC	N/A
Aves					
<i>Zenaida asiática</i>	Tórtola o Paloma				Reportada
Reptiles					
<i>Sceloporus zosteromus</i>	Lagartija espinosa peninsular	Pr	N/A	LC	N/A
<i>Gambelia wislizenii</i>	Lagartija leopardo narigona	Pr	N/A	LC	N/A
<i>Elgaria multicarinata</i>	Lagartija lagarto meridional	Pr	N/A	LC	N/A

Fuente: A partir de la NOM-059-SEMARNAT-2010; CITES, Acuerdo y UICN.

A: Amenazada, Pr: Sujeta a protección especial, N/A: No aplica, L/C: Preocupación menor

Respecto a los resultados de los escenarios de liberaciones accidentales de petrolíferos de Gasolina, Diésel o Turbosina en el SAR-M, se podría afectar la siguiente especie de ave observada a nivel del SAR, que para obtener alimento se zambulle en aguas marinas:

Tabla II.38 Especie de aves que pudiera verse afectada por la liberación accidental de petrolíferos.

Nombre común	Nombre Científico
Pelicano café	<i>Pelecanus occidentalis</i>

II.3.1.3 Efectos sobre la fauna marina

La fauna marina que podría verse afectada por las liberaciones accidentales de petrolíferos (Gasolina, Turbosina o Diésel) en el SAR-M, que podría verse afecta son los mamíferos marinos, fauna del submareal del sustrato arena e ictiofauna identificada en el submareal. Las tablas a continuación presentan los listados de las especies que pudieran verse afectadas.

Tabla II.39 Especies de mamíferos marinos que pudieran verse afectadas por la liberación accidental de petrolíferos.

Nombre común	Nombre científico
Ballena jorobada	<i>Megaptera novaeangliae</i>
Ballena azul	<i>Balaenoptera musculus</i>
Ballena gris	<i>Eschrichtius robustus</i>
Ballena de aleta	<i>Balaenoptera physalus</i>
Ballena piloto	<i>Globicephala sp.</i>
Delfín de costados blancos	<i>Lagenorhynchus obliquidens</i>
Delfín común	<i>Delphinus sp.</i>
Delfín nariz de botella	<i>Tursiops truncatus</i>
Orca	<i>Orcinus orca</i>
Delfín de risso	<i>Grampus griseus</i>
Falsa orca	<i>Pseudorca crassidens</i>
Foca común	<i>Phoca vitulina richardii</i>
Lobo marino	<i>Zalophus californianus</i>

Especies catalogadas con estatus de Protección (P) en la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARMAT-2010.

Tabla II.40 Especies de fauna del submareal del sustrato arena que pudieran verse afectadas por la liberación accidental de petrolíferos.

Nivel	Nombre Científico
Submareal Sustrato Arena	<i>Diopatra spp</i>
	<i>Ophiura sp</i>
	<i>Olivella sp</i>
	<i>Virgularia galapagensis</i>
	<i>Astropecten armatus</i>
	<i>Patiria sp</i>
	<i>Mediaster aequalis</i> (Estrella naranja)
	<i>Conus sp</i>
	<i>Lytechinus pictus</i>
	<i>Kelletia kelleti</i>
	<i>Dendraster exentricus</i>
	<i>Neobernaya spadicea*</i>

Tabla II.41 Especies de peces del submareal que pudieran verse afectadas por la liberación accidental de petrolíferos.

Nombre Común	Nombre Científico
Rockote	<i>Sebastes melanops</i> (Girard, 1856);
Rockote	<i>Sebastes atrovirens</i> (Jordan & Gilbert, 1880)
Cabrilla	<i>Paralabrax clathratus</i> (Girard, 1854)
Cabrilla de arena	<i>Paralabrax nebulifer</i> (Girard, 1854)

Nombre Común	Nombre Científico
Chopa	<i>Girella nigricans</i> (Ayres, 1860)
Perca	<i>Embiotoca lateralis</i> (Agassiz 1854)
Perca	<i>Hypsurus caryi</i> (Agassiz, 1853)
Perca negra	<i>Embiotoca jacksoni</i> (Agassiz, 1853)
Mojarra muellera	<i>Rhacochilus vacca</i> (Girard, 1855)
Garibaldi	<i>Hypsypops rubicundus</i> (Girard, 1854)
Damisela	<i>Chromis punctipinnis</i> (Cooper, 1863)
Señorita	<i>Oxyjulis californica</i> (Günther, 1861)
Señorita piedrera	<i>Halichoeres semicinctus</i> (Ayres, 1859)
Burrito piedrero	<i>Anisotremus davidsonii</i> (Steindachner, 1875)
Vieja	<i>Semicossyphus pulcher</i> (Ayres, 1854)

II.3.1.4 Efectos sobre el paisaje

De acuerdo a la evaluación realizada, el paisaje actualmente tiene una calidad visual Baja, derivada de las intensas modificaciones a que ha sido sujeto por la instalación y construcción de los proyectos del sector de energía que conforman el Centro Energético La Jovita, asimismo, las instalaciones marinas de la Planta de Regasificación están dotadas de ayudas de navegación que comprenden boyas flotantes y marcadores fijos (señales marítimas) y en el muelle se usan reflectores de radar para mejorar la visibilidad en condiciones de poca luz y condiciones de niebla.

En cuanto a fragilidad, el paisaje fue evaluado como de fragilidad visual Media determinada por la presencia de actividad humana en el Centro Energético La Jovita durante actividades de construcción y operación de la infraestructura. Por lo que es la infraestructura del Centro Energético La Jovita la que domina al paisaje y que la hace preponderante sobre cualquier otro factor paisajístico que se evalúe.

Adicional a lo anterior, se evaluaron las clases por su calidad visual en función de la escala indicada en la siguiente tabla.

Tabla II.42 Clases y escala utilizadas para evaluar la calidad visual.

Clase	Descripción
A	Áreas de calidad alta, áreas con rasgos singulares y sobresalientes (puntaje del 18-33).
B	Áreas de calidad media, áreas cuyos rasgos poseen variedad en la forma, color y línea, pero que resultan comunes en la región estudiada y no son excepcionales (puntaje del 5 – 17).
C	Áreas de calidad baja, áreas con muy poca variedad en la forma, color, línea y textura (puntaje de 0-4).

De la evaluación, resultó una clase Media de calidad visual, considerando los siguientes elementos:

- a) Morfología: Planicie; acantilados y playas rocosas
- b) Vegetación: Matorral Rosetófilo Costero
- c) Agua: Escurrimientos intermitentes
- d) Color: Predomina la Infraestructura del Centro Energético La Jovita
- e) Fondo escénico: Infraestructura del Centro Energético La Jovita
- f) Rareza
- g) Actuación humana con alteraciones mayores

En el caso de un evento por radiación térmica en el SAR-T, la afectación al paisaje es de carácter puntual y limitado ya que la vegetación se recuperaría de forma natural o inducida a través de la reforestación, por lo que el paisaje se mantendría con una clase Media de Calidad Visual.

En el caso de un evento por liberación accidental de petrolíferos en el SAR-M, la afectación al paisaje es de carácter puntual y limitado por la atención de la liberación, por lo que el paisaje se mantendría con una clase Media de Calidad Visual.



CAPÍTULO III

SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL

ÍNDICE

III. SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL.....	III-1
III.1 Recomendaciones técnico-operativas	III-1
III.1.1 Sistema de seguridad	III-1
III.1.2 Medidas preventivas	III-20

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla III.1 Recomendaciones técnico-operativas.	III-1
Tabla III.2 Agentes de extinción y tipos de fuego.....	III-12

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura III.1 Plano de Detección y Alarma de Gas y Fuego - Área de Almacenamiento.....	III-4
Figura III.2 Plano de Detección y Alarma de Gas y Fuego - Área de Tanques Buffer.....	III-5
Figura III.3 Plano de Detección y Alarma de Gas y Fuego - Área de Llenaderas.	III-6
Figura III.4 Red y Sistemas Contra Incendio de Agua en el Área de Tanques Buffer.	III-14
Figura III.5 Red y Sistemas Contra Incendio de Agua en el Área de Almacenamiento.	III-15
Figura III.6 Red y Sistemas Contra Incendio de Espuma en el Área de Almacenamiento.	III-16

III. SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL

III.1 Recomendaciones técnico-operativas

Las recomendaciones técnico-operativas resultantes del análisis What if...? son las siguientes.

Tabla III.1 Recomendaciones técnico-operativas.

Recomendaciones	Referencia	Responsable
1. Elaborar protocolo general de verificación de condiciones de buque tanque (administrativas, tecnológicas, personal, entre otras).	Causes: 1.1.1.1, 1.2.1.1	IENOVA
2. Elaborar plan de respuesta a emergencia que incluya atención y control de derrames de petrolíferos al mar.	Causes: 1.1.1.1, 2.1.3.1, 4.1.1.1	IENOVA
3. Contar con barreras absorbedoras en puntos susceptibles de liberación de petrolíferos al mar después de concluida la operación.	Causes: 1.2.1.1	IENOVA
4. Verificar que el proveedor de mangueras flexibles cumpla con las especificaciones y estándares de calidad correspondientes.	Causes: 1.2.2.1	IENOVA
5. Previo a la instalación del PLEM en el lecho marino asegurar la preparación y nivelación del mismo.	Causes: 2.1.4.1	IENOVA
6. Asegurar que se cuente con mecanismos de protección de ingeniería corriente abajo del PLEM que impida el flujo inverso de petrolíferos.	Causes: 2.1.4.1, 3.1.3.1	IENOVA
7. Asegurar que se considere con mecanismos que garanticen apoyo adecuado de tubería en el lecho marino.	Causes: 3.1.1.1	IENOVA
8. Realizar estudio de golpe de ariete para determinar tiempo de cierre en válvulas de área de almacenamiento o área de tanques buffer	Causes: 3.1.3.1, 4.1.2.1	IENOVA
9. Contar con mecanismo de comunicación de la obra ejecutada con vecinos y grupos de ayuda mutua, entre otros.	Causes: 3.1.4.1	IENOVA
10. Analizar la conveniencia de instalar juntas de aislamiento.	Causes: 3.3.1.1	IENOVA

III.1.1 Sistema de seguridad

En los siguientes apartados se describen los sistemas que se consideran en las instalaciones del Proyecto para seguridad.

III.1.1.1 Sistema de Detección y Alarma de Fuego y Gas

Se implementará un Sistema de Fuego y Gas (F&G) en la Terminal, este sistema de detección y alarma está destinado a detectar pérdidas de contención (gases, vapores, líquidos...) y/o la generación de un posible incendio, avisar mediante alarma y, en su caso, accionar los sistemas de protección activa u otro tipo de actuaciones de emergencia.

Esta detección temprana, alarma y en su caso, actuación de los sistemas de protección u otro tipo de actuaciones de emergencia permite prevenir y/o mitigar las consecuencias de posibles escenarios de fuga tóxica, incendio y explosión.

El sistema F&G será independiente de los sistemas de control (SIMCOT) y de seguridad (SPE) puesto que podrán estar activos incluso en los momentos en que los sistemas citados se encuentran en mantenimiento (Ej. en parada general).

La selección del tipo de tecnología de detección se basará en la identificación de los posibles escenarios contemplados durante el Análisis de Riesgo, tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- ⊕ Contexto operacional del centro de trabajo
- ⊕ La naturaleza de los fuegos y las explosiones que pueden ocurrir
- ⊕ Los riesgos de fuegos y de explosiones
- ⊕ La naturaleza de los fluidos que se manejan
- ⊕ Las condiciones ambientales
- ⊕ La temperatura y la presión de los fluidos que se manejan
- ⊕ Las cantidades de los materiales inflamables que son procesados y almacenados
- ⊕ La cantidad, y disposición del equipo en la instalación
- ⊕ La localización geográfica de la instalación
- ⊕ Factores humanos
- ⊕ Medios de acceso al centro de trabajo
- ⊕ Medios disponibles para evacuación, escape y rescate y su disponibilidad en la identificación de escenarios de accidente
- ⊕ Escenarios de fuego y explosión que pueden conducir a la necesidad de escape o evacuación (incluyendo efectos de humo y calor radiante)
- ⊕ Número y distribución del personal
- ⊕ Comando y comunicación de emergencia
- ⊕ Control y monitoreo de emergencia
- ⊕ Esquema de la instalación y arreglo de equipo
- ⊕ Ambiente en el que el centro de trabajo está situado
- ⊕ Nivel de ayuda disponible de fuentes externas
- ⊕ Cualquier guía y regulación aplicada en el centro de trabajo

El área de proceso y edificios estarán protegidas a través del F&G y el Sistema de Detección de Humo y Supresión respectivamente, y diseñados en apego a la ISA-TR84.00-07, IEC 61508, y NFPA 72, en sus últimas ediciones.

El sistema de F&G, actuará de acuerdo a la lógica que se presentará en la matriz de causa/efecto del sistema de Gas y Fuego, la cual se desarrollará puntualmente en la etapa de ingeniería de detalle.

El sistema F&G tendrá interfaces de entrada analógicas y digitales, y cableado de punto a punto, para recibir señales de los Detectores de Gas o Vapores y fuego se incluirá en el diseño la protección por medio de un F&G de las siguientes áreas y/o equipos de la Terminal:

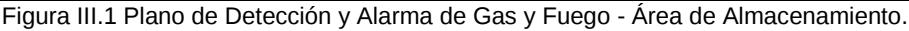
- ⊕ Área de Tanques Buffer
- ⊕ Área de Almacenamiento
- ⊕ Área de Llenaderas
- ⊕ Servicios Auxiliares

El F&G estará conformado como mínimo por los siguientes elementos:

- ⊕ PLC de seguridad del Sistema de Gas y Fuego (F&G). Será un sistema electrónico basado en el uso de microprocesadores. Estará certificado por la TÜV, EXIDA o equivalente para ser utilizado en aplicaciones críticas de seguridad, del tipo energizado para actuar, en específico en aplicaciones de detección de gas y fuego, que requieren un alto grado de disponibilidad, confiabilidad y servicio continuo sin interrupciones los 365 días del año
- ⊕ Estación para configuración portátil
- ⊕ Detectores de mezclas explosivas (tipo puntual tecnología infrarroja)
- ⊕ Detectores de flama (tecnología UV/IR o IR3)
- ⊕ Estaciones manuales de alarma
- ⊕ Alarmas visibles
- ⊕ Alarmas audibles
- ⊕ UPS (por Eléctrico)
- ⊕ Sistema de Agua Contra incendios de la Terminal

Se contará con la confirmación de la detección de al menos 2 detectores de fuego o gas para envío de la señal al sistema de Paro de Emergencia (SPE).

A continuación, se presentan los planos de ubicación de Detección y Alarma de Gas y Fuego, mismos que se encuentran en el Anexo V.1.13.



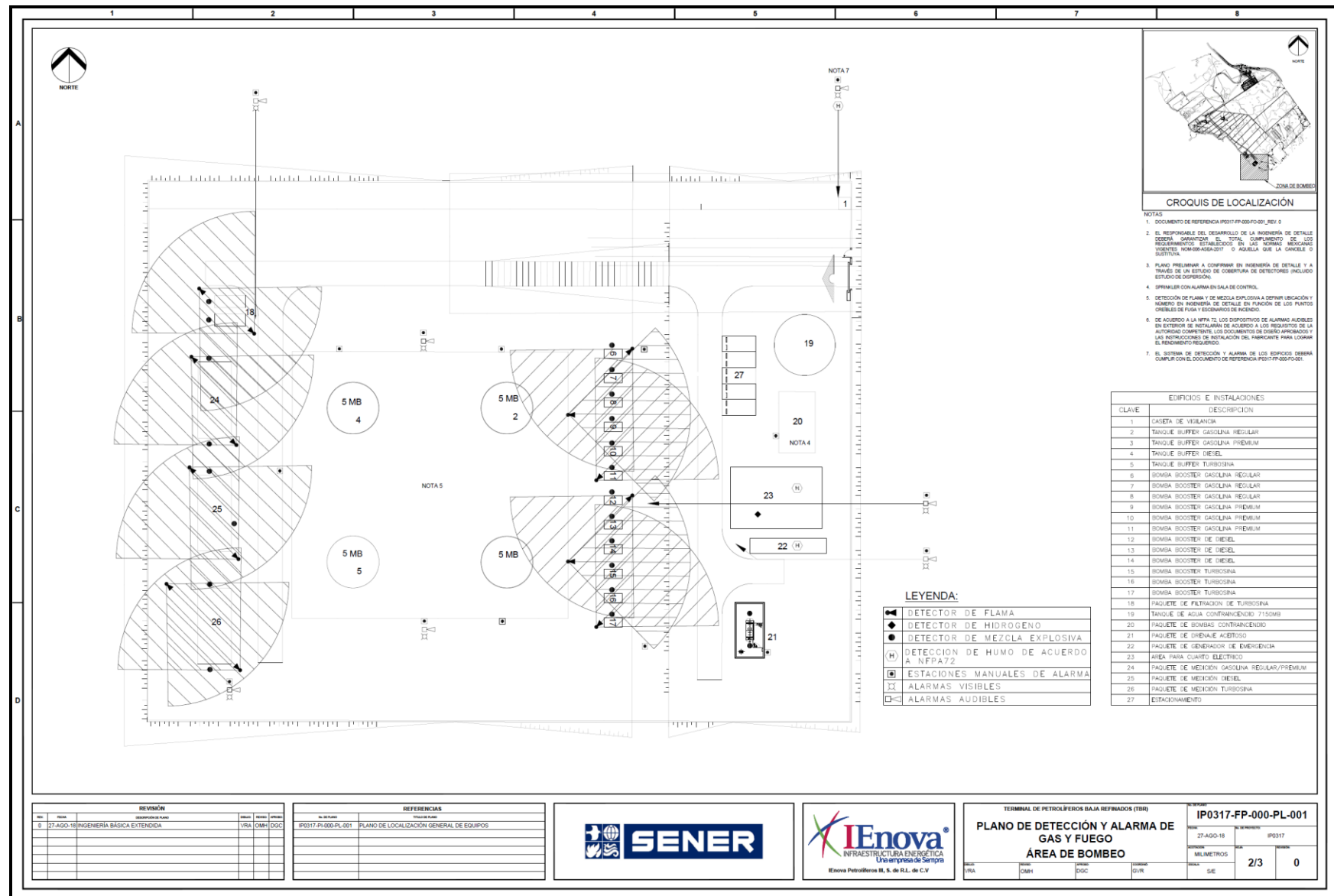


Figura III.2 Plano de Detección y Alarma de Gas y Fuego - Área de Tanques Buffer.

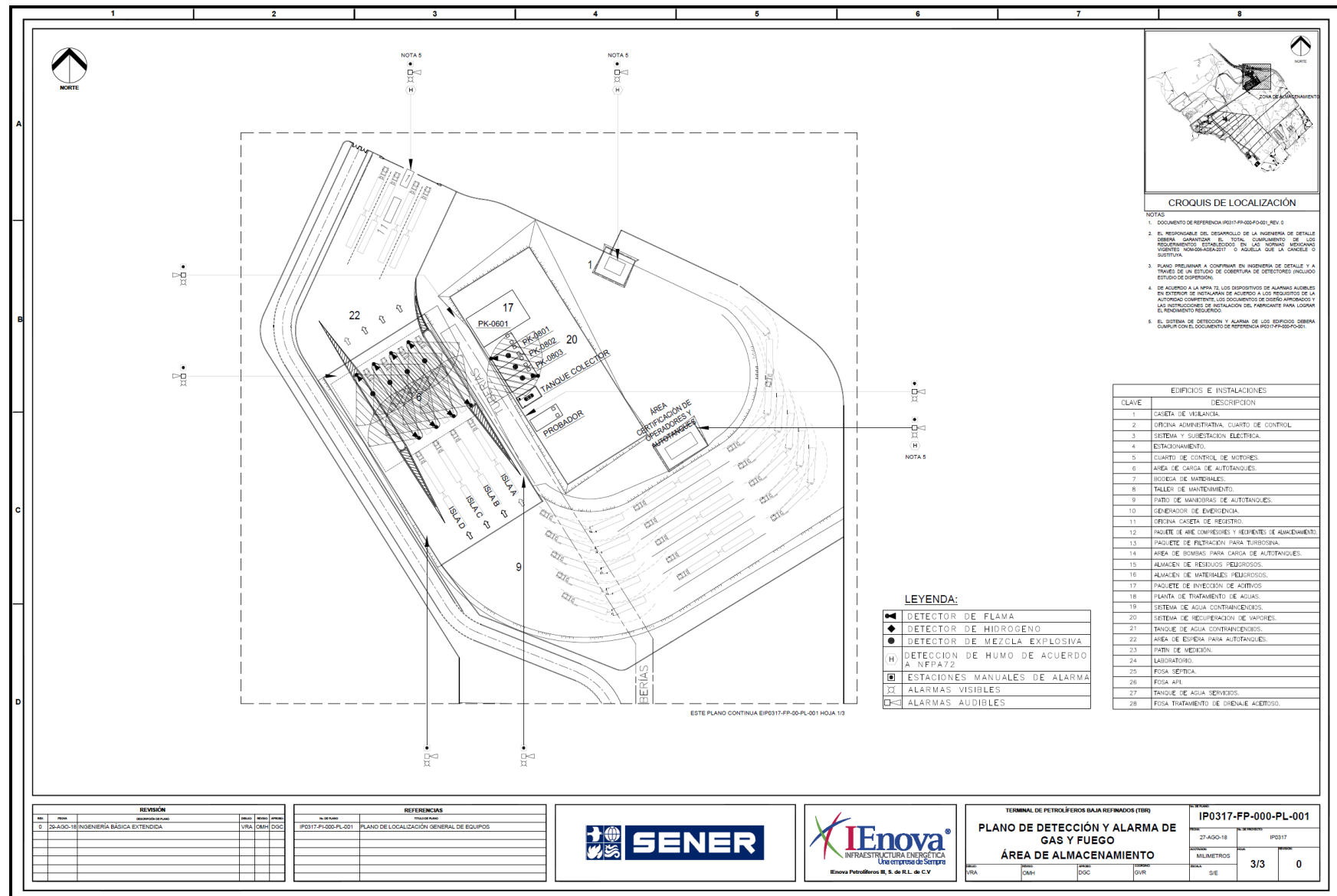


Figura III.3 Plano de Detección y Alarma de Gas y Fuego - Área de Llenaderas.

III.1.1.2 Sistema de Protección contra Incendios

Los sistemas de seguridad tienen como propósito principal minimizar o reducir los efectos y/o daños al personal y a las instalaciones, que pueden presentarse durante un incendio relacionado con los procesos de almacenamiento y distribución propios de la operación de las terminales de almacenamiento y reparto de petrolíferos y petróleo. Los sistemas de seguridad son primordiales en este tipo de terminales ya que los riesgos que se presentan son muy altos.

El objetivo del sistema contra incendio es proporcionar un grado de protección a la propiedad y la vida, basándose en normas internacionales de reconocido prestigio y confiabilidad.

El alcance cubre dos áreas:

- ⊕ Área de Tanques Buffer, en la que se recibe el combustible procedente de barcos, y se almacena en tanques buffer para su posterior envío a la zona de almacenamiento.
- ⊕ Área de Almacenamiento, en la que se recibe el combustible desde la zona de bombeo, y se almacena en tanques, para su carga posterior en auto tanques.

La Terminal se considera como riesgo alto debido al manejo de petrolíferos.

Cuando se utiliza una sustancia inflamable las posibilidades de accidentes se incrementan notoriamente y más aún cuando su utilización es masiva.

De acuerdo a las circunstancias bajo las cuales se desarrolla cada accidente, deriva el tipo de evento producido, es decir, cuando se produce un escape de combustible, pueden o no generarse acumulaciones peligrosas que pueden derivar en una explosión o deflagración.

Dentro de la clasificación de ocupación, la terminal se considera habitadas debido a que habrá personal operativo de tiempo completo.

Debido a las características del riesgo (combustibles líquidos), la protección activa contra incendios se basará en sistemas de agua para refrigerar equipos, protegiéndolos de fuegos adyacentes, y sistemas de espuma, para la extinción de fuegos de origen líquido.

Los sistemas de agua y espuma se complementarán con extintores de polvo químico seco, para fuegos A, B y C.

III.1.1.2.1 Suministro de agua contra incendio

El agua requerida para la red contra incendio será agua de mar.

El agua de mar se tomará de una captación específicamente diseñada para suministro de agua contra incendios. Esta captación se localizará en la zona marina, próxima a los ductos de llegada de combustible y será enviada al tanque contra incendio por un paquete de bombas para este fin, la cual arrancará de manera manual desde el panel local cuando alarme por bajo nivel, y parará de manera automática mediante el transmisor de nivel del tanque de agua contra incendio al llegar a su nivel normal de operación.

La captación constará de una tubería que conectará el mar con una cántara, en la que se instalará una bomba vertical de agua de mar, con la que se llenarán los tanques de agua contra incendios del Área de Tanques Buffer y el Área de Almacenamiento. La bomba estará diseñada

para llenar el tanque contra incendios de más capacidad en 24 horas.

La tubería que conecta la cántara con el mar, se ejecutará en un punto tal que en la marea más baja se mantenga siempre un nivel mínimo de agua en la cántara. Este nivel será un 15% superior a la sumergencia mínima de la bomba.

Se dispondrá de los medios necesarios para poder llenar el tanque, después de un evento en un tiempo no mayor a 4 horas.

El sistema de bombeo para servicio contraincendios, proporcionará el agua en la cantidad y presión suficientes para cubrir los requerimientos totales de agua que demande el riesgo mayor estimado en el centro de trabajo. Las bombas principales del sistema contra incendio se instalarán en un cobertizo localizado convenientemente alejado de los equipos de procesos, su ubicación es estratégica, para que no sean susceptibles de sufrir daños durante incendios o emergencias.

El cobertizo del sistema de bombeo será construido con materiales no combustibles, con los espacios necesarios para facilitar la operación y el mantenimiento de los equipos, considerando la iluminación adecuada a los requerimientos de la Norma Oficial Mexicana NOM-025-STPS-2008. Además, tendrá un sistema de iluminación de emergencia.

El equipo de bombeo del sistema contra incendio y sus accesorios, cumplirán con los requerimientos de diseño y fabricación de NFPA 20 y serán para servicio específico de protección contra incendio con certificación UL. Las bombas principales contra incendio serán tipo paquete y estarán impulsadas por motor de combustión interna; serán diseñadas al 50% de la capacidad de flujo requerida por el sistema contra incendio. La presión de descarga de estas bombas asegurará el suministro de agua en el punto más lejano del sistema, así mismo se contará con una bomba de reserva también impulsada por motor de combustión interna con características similares de presión de descarga y de flujo a las bombas principales.

Con la finalidad de mantener presurizada la red contraincendios se dispondrán de 2 bombas *jockey* una principal y otra de reserva; lo anterior para tener la flexibilidad ante una operación de mantenimiento. Estas bombas serán tipo paquete y no es requerido que sean calificadas UL.

El paquete de bombas contraincendios incluirá:

- ⊕ Medidor de flujo, el cual será instalado en el cabezal de pruebas, y tendrá la capacidad para realizar las pruebas de flujo requeridas por NFPA 20 a cada una de las bombas contra incendio.
- ⊕ Válvula de alivio de presión, se incluirá en paquete de bombas contra incendio válvula de alivio de presión lista o aprobada por UL o equivalente, del tipo resorte o diafragma por medio de piloto, la válvula estará dimensionada de acuerdo a la capacidad de flujo de la bomba, de acuerdo con NFPA 20.

III.1.1.2.2 Tanques de almacenamiento de agua para PCI

En el Área de Tanques Buffer y el Área de Almacenamiento se instalará un tanque de almacenamiento de agua contra incendio.

Los tanques serán de hormigón armado, con cubierta metálica. Tendrán 4 horas de autonomía, considerando el escenario más desfavorable. Se diseñarán siguiendo las indicaciones de la NFPA 22.

A la capacidad calculada, se le dará un margen extra de reserva del 10%:

- ⊕ Área de Tanques Buffer T-07-02: 10,000 Barriles
- ⊕ Área de almacenamiento T-07-01: 40,000 Barriles.

III.1.1.2.3 Bombas de agua de PCI

En cada una de las áreas mencionadas, se instalará una casa de bombas de agua contra incendio, formada por dos bombas principales del 100% de capacidad, centrífugas horizontales, y dos bombas jockey eléctricas del 100% de capacidad, para mantener la red presurizada. Las bombas jockey se alimentarán del grupo de emergencia.

En el Área de Tanques Buffer, las bombas principales serán una eléctrica y una a diésel.
En el Área de Almacenamiento, las tres bombas principales serán diésel.

Las bombas se suministrarán en SKID, incluyendo cuadro de control, motor eléctrico, motor diésel, depósito de diésel, sistema de refrigeración por agua etc. Las características de las bombas son:

Área de Tanques Buffer

Bomba principal eléctrica	P-07-30 1250 gpm@120 PSI
Bomba principal diésel	P-07-20 1250 gpm@120 PSI
Bombas <i>jockey</i>	P-07-10 A/B 100 gpm @ 120 PSI

Área de Almacenamiento

Bomba principal diésel	P-07-31 3000 gpm @ 175 PSI
Bomba principal diésel	P-07-21 3000 gpm @ 175 PSI
Bomba principal diésel	P-07-41 3000 gpm @ 175 PSI
Bombas <i>jockey</i>	P-07-11A/B 250 gpm @ 120 PSI

La casa de bombas contará con protección mediante un sistema de *sprinklers*, diseñado conforme a NFPA 13.

III.1.1.2.4 Red de Distribución de agua contra incendio

Las redes de distribución de agua contra incendios para las áreas serán enterradas, en HDPE. El trazado será en anillo, con válvulas de sectorizado estratégicamente colocadas, de forma que en caso de un problema en la red se vean afectados los mínimos sistemas de agua contra incendio.

III.1.1.2.5 Sistema de protección con agua

Los sistemas de protección con agua contarán con sistemas de enfriamiento a través de anillos como medio principal y con sistemas de apoyo para la aplicación de agua mediante monitores o líneas de manguera.

La protección con agua se centrará en sistemas de refrigeración para los tanques, diseñados conforme a API 2030. Según esta norma, se considera una densidad de aplicación de 4 lpm/m², considerando como zona de aplicación 7.4 m por debajo de la cubierta superior del tanque. Se distribuirán anillos a distancia máxima de 3 m entre anillos, con boquillas situadas a no más de 3 m entre sí. Para la distribución de anillos se considerará que los tanques tienen un anillo de refuerzo a 2/3 de su altura, lo que podría obstruir el escurrimiento de agua.

Para establecer el consumo de agua para el escenario de incendio más desfavorable, se considera el enfriamiento de la envolvente del tanque incendiado, enfriamiento de las envolventes de los tanques de almacenamiento adyacentes más próximos (los que estén justo a una distancia del tanque igual a su radio y para una mejor optimización del consumo de agua, el sistema de refrigeración de los tanques de mayor diámetro se dividirá en 2 o 4 gajos, de forma que en caso de fuego en un tanque adyacente se activarán sólo los segmentos que estén orientados hacia el tanque en fuego), el sistema de espuma para el tanque incendiado y una protección complementaria con monitores o líneas de manguera distribuidos a lo largo de la planta. Cada monitor contará con una caja de mangueras de diversos diámetros, reducciones y lanzas de diversos diámetros y caudales.

III.1.1.2.6 Sistema de Espuma Mecánica

El sistema de espuma mecánica es responsable de liberar el compuesto de espuma y mezclarlo con agua de la red de contra incendio para su inyección a la parte superior y periferia (dique) de los tanques de almacenamiento de producto y mitigar el fuego presente y proteger ante la propagación al producto contenido.

La protección de los tanques en el Área de Tanques Buffer será mediante cámaras de espuma, diseñada según NFPA 11, con apoyo de mangueras manuales.

La protección de bombas de trasiego y patines de medición será mediante un sistema de agua-espuma diseñado según NFPA 16. Se considerará como superficie de derrame la superficie de la bomba más un metro alrededor de la misma.

Como apoyo a los sistemas de espuma en el Área de Tanques Buffer se contempla:

- ⊕ Monitores de agua – espuma, equipados con lanza autoaspirante y tanque de espumógeno de 250 galones
- ⊕ Mangueras manuales para aplicación de espuma de baja expansión. En los colectores de los sistemas de espuma se instalará una conexión siamesa de 2 x 2 ½”, equipada con un proporcionador en línea, para hacer una mezcla al 3%. Este proporcionador se alimentará también desde el *bladder tank*. Las conexiones de 2 ½” se utilizarán para conectar mangueras manuales. Junto a estas conexiones, se dotará una caja de mangueras de diversos diámetros, con reducciones y lanzas manuales de espuma de baja expansión.

Para la protección de espuma del Área de Almacenamiento se diseñará una red de distribución de concentrado de espuma a los diversos puntos de consumo. Estos puntos de consumo serán:

- ⊕ Sistemas de espuma para protección de tanques de almacenamiento.
- ⊕ Sistemas de diluvio agua – espuma para:
 - Bombas de producto.
 - Bahías de carga y descarga de producto.
 - Unidades de medición.
 - Unidad de mezclado de gasolina y etanol.

El control del arranque y paro de las bombas de espuma se hará mediante el sistema F&G de la siguiente manera:

- ⊕ La red de concentrado se mantendrá presurizada. en caso de que la presión descienda de 3 bar, se arranca la bomba eléctrica, parándose al alcanzar 9 bar.
- ⊕ En caso de que el sistema F&G reciba alarma de disparo de algún sistema de espuma, la bomba de concentrado se arrancará automáticamente, siendo el paro de la misma, manual local.
- ⊕ Si el sistema F&G activa la bomba eléctrica pero no hay confirmación de marcha, se arrancará la bomba diésel.

Como alternativa, se analizará en fase de ingeniería de detalle la posibilidad de controlar el sistema de espuma mediante bomba jockey de concentrado, con una lógica similar a la de las bombas de agua contra incendio.

La protección de los tanques será mediante cámaras de espuma, diseñada según NFPA 11, con apoyo de mangueras manuales.

Los sistemas de agua-espuma considerados para la protección del resto de equipos estarán diseñados según NFPA 16. Se considerará como superficie de derrame la superficie de la bomba más un metro alrededor de la misma.

Como apoyo a los sistemas de espuma en el Área de Almacenamiento se contempla:

- ⊕ Monitores de agua – espuma, equipados con proporcionador en línea al 3%, conectado a la red de espumógeno.
- ⊕ Mangueras manuales para aplicación de espuma de baja expansión. En los colectores de los sistemas de espuma se instalará una conexión siamesa de 2 x 2 ½", equipada con un proporcionador en línea, para hacer una mezcla al 3%. Este proporcionador se alimentará también desde la red de concentrado. Las conexiones de 2 ½" se utilizarán para conectar mangueras manuales. Junto a estas conexiones, se dotará una caja de mangueras de diversos diámetros, con reducciones y lanzas manuales de espuma de baja expansión.

III.1.1.2.7 Sistema de Detección de Humo y Supresión

El sistema de detección de humo y supresión estará integrado por un Panel de Detección de Humo para la protección de los edificios administrativos, de control y eléctricos. El sistema será conectado al Sistema de gas y fuego de la Terminal a través de protocolo Modbus TCP a fin de supervisar el estado y las condiciones de los sistemas de protección de los edificios.

III.1.1.2.8 Extintores portátiles

La Terminal contará con equipo portátil contra incendio, por lo que habrá los siguientes dispositivos:

- ⊕ Extintores a base de dióxido de carbono tipo BC
- ⊕ Extintores a base de bicarbonato de potasio tipo BC
- ⊕ Extintores a base de polvo químico seco tipo ABC

Los extintores portátiles están planeados como una primera línea de defensa contra incendio de proporciones iniciales.

El equipo portátil de extinción cumplirá con todos los requerimientos establecidos la Norma Oficial Mexicana NOM-002-STPS-2010, "Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo" y Código NFPA-10, "*Standard for Portable Fire Extinguishers*" en su última edición.

El agente de extinción será de acuerdo al tipo de fuego y clasificación de riesgo:

- ⊕ Clase A. Son los fuegos en materiales combustibles comunes como maderas, tela, papel, caucho y muchos plásticos.
- ⊕ Clase B. Son los fuegos líquidos inflamables y combustibles. Grasas de petróleo, alquitrán, bases de aceite para pinturas, solventes, lacas, alcoholes y gases inflamables:
- ⊕ Clase C. Son incendios en sitios que involucran equipos eléctricos energizados.

Tabla III.2 Agentes de extinción y tipos de fuego.

Agente	Descripción	Clase A	Clase B	Clase C
Polvo químico seco	Los extintores de polvo químico multipropósito (fosfato de amonio) están diseñados para los fuegos de Clase A, clase B, Clase C.	■	■	■
Polvo químico seco	Los extintores de polvo químico seco (bicarbonato de potasio) están diseñados para los fuegos de Clase B, Clase C.		■	■
Dióxido de carbono	Un gas inerte incoloro, inodoro, no conductor eléctrico que es un medio extintor adecuado para incendios Clase B y Clase C.		■	■

Se distribuirán alrededor de la Terminal extintores montados en carretilla de 56.7 kg (125 lb) de polvo químico seco a base de bicarbonato de potasio para las zonas o áreas en que se almacenen o manejen petrolíferos inflamables, para áreas comunes se emplearán extintores portátiles de polvo químico seco a base de fosfato mono amónico de 9.0 kg (20 lb), mientras que para las áreas donde el riesgo de incendio sea del tipo eléctrico los extintores portátiles serán a base de dióxido de carbono (CO₂) de 9.0 kg (20 lb).

Los extintores se colocarán en lugares visibles, de fácil acceso y libres de obstáculos, de tal forma que el recorrido hacia el extintor más cercano, tomando en cuenta las vueltas y rodeos necesarios para llegar a uno de ellos, no exceda de 50 pies (15.25 m) desde cualquier lugar ocupado en el centro de trabajo para fuego tipo B. Para fuego tipo A, C y D en áreas en donde el riesgo es alto, la distancia de recorrido hacia el extintor más cercano, tomando en cuenta las vueltas y rodeos necesarios para llegar a éste, no excederá de 75.46 pies (23 m).

En el área de la Monoboya de anclaje se suministrarán dos extintores portátiles de polvo químico seco de 9 Kg (20 Lb), el material de dicho cilindro será de fibra de vidrio; herméticos y con bisagras de acero inoxidable.

III.1.1.2.9 Hidrantes y monitores

Los hidrantes serán de 6", con dos conexiones de 2 x 1½", equipadas de racor de conexión rápido, compatible con el estándar local de bomberos. Cada conexión de 2 ½" contará con una válvula de corte con regulación de presión, para limitar la presión máxima en mangueras a 100 PSI.

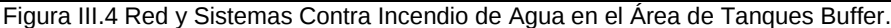
En la parte superior del hidrante se instalará una reducción de 3", para la conexión de un monitor manual, Aquellos hidrantes que tengan monitor, se dotarán de una brida ciega en esta conexión de 3"

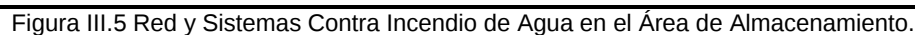
Dado que se utilizará agua de mar, los hidrantes se ejecutarán en tubería A0E1 (GRE) o tubería A1A1 (acero carbono), protegida interiormente con capa de polietileno o protección plástica similar. Los monitores manuales serán de bronce marino en su totalidad.

Para los monitores de la zona de bombeo, la lanza del monitor será autoaspirante, para aspirar espumógeno AFFF-AR de un tanque situado a pie del mismo.

En la zona de almacenamiento, la dosificación se hará mediante dosificador en línea, pero igualmente, se dotarán de lanza autoaspirante, para uniformizar los modelos en el complejo.

Los planos de la red y sistema contra incendio en el Área de Tanques Buffer (en plano Área de Bombeo) y del Área de Almacenamiento, se encuentran en el Anexo V.1.10.





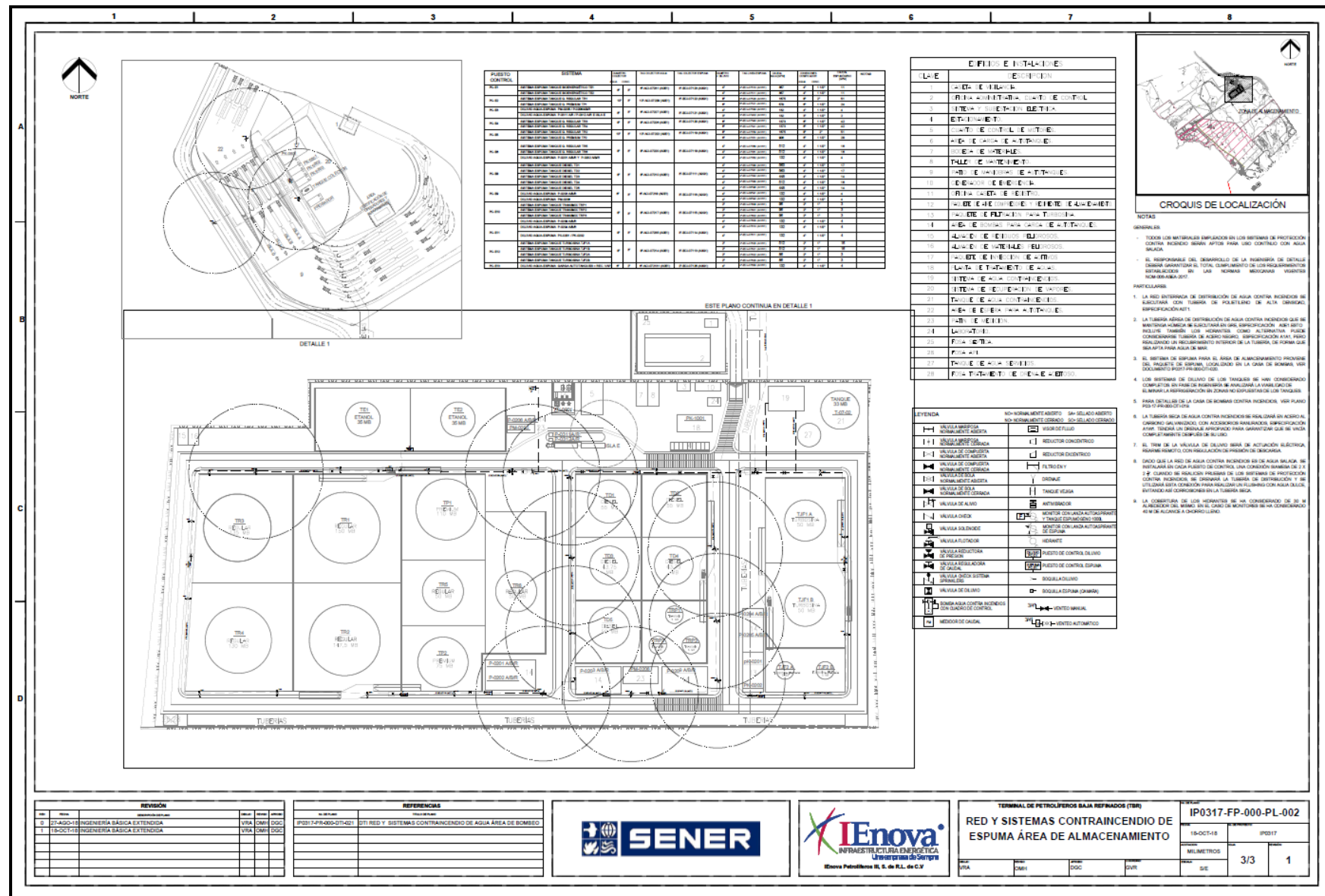


Figura III.6 Red y Sistemas Contra Incendio de Espuma en el Área de Almacenamiento.

III.1.1.3 Sistema de paro de emergencia (SPE)

Se implementará un sistema de paro de emergencia (SPE) en el Proyecto con la finalidad de prevenir y minimizar el daño al personal y a las instalaciones de toda la Terminal a través del monitoreo de la instrumentación dedicada al SPE y proveerá al operador las acciones necesarias para mantener la operación de la Terminal completamente segura.

Si cualquier riesgo es detectado por el SPE, éste tomará acciones de paro por emergencia de la Terminal de acuerdo al análisis de riesgo desarrollado en la ingeniería de detalle y tendrá prioridad sobre cualquier operación dictaminada por los demás sistemas de control.

Después de un paro por emergencia, el SPE asegurará un reinicio de los equipos en la Terminal de manera segura.

El SPE se integrará a la red del Sistema de Control, así como sus desplegados serán visualizados en su totalidad en pantallas y estaciones del SCADA en el Cuarto de Control Principal (CCP) ubicado en Terminal y en el Cuarto de Control Remoto (CCA) ubicado en oficinas.

Todas las válvulas de SPE contarán con dispositivos de pruebas parciales para las actividades de pruebas de mantenimiento, sin que esto afecte la operación normal de la Terminal, el sistema de SPE tendrá la función para realizar estos movimientos desde el cuarto de control y quedar registrado en los históricos para fines de auditorías.

En ingeniería de detalle se realizará un Estudio SIL donde se identificará el nivel SIL que requerido para cada una de las Funciones Instrumentadas de Seguridad identificadas en el Análisis de Riesgo de acuerdo a la IEC 61511.

III.1.1.3.1 Causas generales de paro SPE

Niveles de paro

Se definirán niveles jerárquicos para el paro de la Terminal de acuerdo con el tipo y la gravedad de la emergencia. La jerarquía de niveles de paro son los indicados a continuación, los cuales se verificarán durante la ingeniería de detalle:

- ⊕ SD1: Cierre total de la Terminal a través de un paro seguro
- ⊕ SD2 Falla por lazo concreto
- ⊕ ALARMA: Implica un aviso indicando que una variable de proceso está fuera de sus límites

Serán considerados por el proveedor estos niveles de paro dentro de la matriz causa-efecto y en la configuración del SPE. Como causas de paro por emergencia, se considerará la siguiente lista, debiendo confirmarse y/o complementarse durante la ingeniería de detalle:

- ⊕ La activación de las estaciones manuales del SPE y/o F&G en el Cuarto de Control (digitales y físicos).
- ⊕ La activación de la estación manual en salidas de emergencia, puertas de acceso y áreas de proceso estratégicas.
- ⊕ Detección de fuego, gas o vapores de productos petrolíferos, confirmada por al menos dos detectores en la misma zona, de acuerdo con filosofía del F&G.
- ⊕ Alta-alta presión en descarga de bombas.

- ⊕ Alto-Alto nivel en tanques de almacenamiento.
- ⊕ Alto-Alto nivel en tanques buffer.
- ⊕ Derrame en conexión Buque- Monoboya.
- ⊕ Falla en el suministro eléctrico.

Se considerará al menos los siguientes efectos para la elaboración de la matriz causa-efecto y la configuración en el sistema correspondientes al nivel de paro.

- ⊕ Cierre de válvulas de paro por emergencia para bloqueo (ESDV).
- ⊕ Paro de bombas del sistema de carga/descarga de producto.
- ⊕ Paro de equipos paquete excepto del sistema de aire de instrumentos y sistema de generación por emergencia.

El sistema SPE estará programado para ejecutar la lógica según la matriz de causa/efecto, cumpliendo con los requerimientos necesarios funcionales y de código para cubrir en su totalidad con la lógica y acciones del sistema de paro de emergencia.

El sistema SPE, incluirá todos los dispositivos de detección y monitoreo en campo, y estará diseñado como un sistema integral para asegurar la compatibilidad en las comunicaciones entre todos los componentes del sistema, además se considerará:

- ⊕ Interfaz con el Sistema de Control para proporcionar al operador una interfaz con los dispositivos de apagado en campo.
- ⊕ Interfaz con los sistemas de apagado suministrados por proveedores para el apagado de equipo local (señal de equipo).
- ⊕ La lógica de apagado SPE funciona independientemente del Sistema de Control.

El SPE se comunicará con las estaciones de trabajo de operador y el Sistema de Control por medio de la red de área local Ethernet (LAN) redundante a 100 Mbps para el intercambio de la siguiente información:

- ⊕ Cualquier alarma enviada al sistema SPE se registra y se imprime en la impresora del sistema.
- ⊕ Conectado a las estaciones de trabajo de operador del Sistema de Control para la indicación, monitoreo, acuse de recibo de alarmas y reconocimiento de condiciones SPE en la Terminal.
- ⊕ Todas las válvulas SPE se abrirán o cerrarán localmente, según corresponda, después de que se hayan restablecido las alarmas del sistema SPE, estas válvulas no pueden abrirse desde las estaciones de trabajo del Sistema de Control.

Para el caso de los detectores de gases o vapores peligrosos y fuego se contará con la confirmación de por lo menos dos de estos detectores (fuego y gas) en la misma zona, entonces se enviará una señal del sistema de F&G al SPE y este procederá con la parada correspondiente. Para los detectores de gas aplicara el siguiente caso:

- ⊕ Al 40% de LEL de 2 detectores de gas en la misma zona, enviará una señal de alta concentración al sistema de paro por emergencia (SPE).

Las válvulas SPE están equipadas con actuadores de válvula neumáticos que usan aire de Instrumentos para cerrar las válvulas. Se contará con un volumen de aire contenido en un pequeño tanque dedicado, con una válvula de retención, localizado en cada válvula SPE, que

proporciona suficiente aire, para accionar la válvula al menos 2 ciclos una apertura/cierre o viceversa, (según corresponda).

SPE Nivel 1 – Cierre Total de la Terminal

El PLC del SPE inicia un SPE de Nivel 1 basado en cualquiera de las siguientes causas:

- ⊕ Activación de una estación manual SPE localizadas en diferentes partes de la Terminal
- ⊕ Un botón pulsador localizado en el Cuarto de Control
- ⊕ Un botón pulsador programable desde la estación de trabajo de operador
- ⊕ Detección de fuego o de mezcla de gases explosivos (mínimo 2)
- ⊕ Pérdida de Energía

El efecto de un Paro de Emergencia de Nivel 1 en la Terminal será como sigue:

- ⊕ Cierre de la válvula ESDV del área de tanques de almacenamiento
- ⊕ Paro de cualquier bomba de carga/descarga de auto tanques que esté en operación
- ⊕ Cierre de la válvula ESDV corriente arriba de las bombas de carga/descarga de auto tanques para aislar el área de carga o descarga, según corresponda.
- ⊕ Corte de energía de las instalaciones según corresponda, accionando en derivación el Interruptor de Transferencia General y el Interruptor de Transferencia Automático del transformador.
- ⊕ Apagado seguro de la Terminal a través del suministro del SFI (suministro de energía para un periodo de 2 horas), Cierre seguro de válvulas, Sistemas de Control y Paro por Emergencia.

SPE Nivel 2 – Falla por lazo concreto

El PLC del SPE inicia un SPE de Nivel 2 basado en cualquiera de las siguientes causas:

- ⊕ Alta-alta presión en descarga de bombas implicará parada de la bomba y cierre de ESDVs del sistema implicado.
- ⊕ Alto-alto nivel en tanques de almacenamiento implicará parada de la bomba de llenado y cierre de ESDVs del sistema implicado.
- ⊕ Alto-alto nivel en tanques buffer implicará enviar una señal al buque tanque para parar la bomba y cierre de ESDVs del sistema implicado.
- ⊕ Alta-alta presión en la salida de los patines de medición que implicará parada y cierre de ESDVs del sistema implicado.
- ⊕ Pérdida de señal de posición abierta de la ESDV (ZIO).

III.1.1.4 Comunicación entre SPE y el Controlador del Barco

La comunicación entre el buque tanque y el Sistema de Paro por Emergencia se originará por las siguientes causas:

- a) Cuando la Terminal registre un PARO Nivel 1 por cualquiera de sus iniciadores y se estén descargando petrolíferos:
 - ⊕ Se enviará una señal de Paro de descarga de productos
 - ⊕ Se cerrarán las válvulas ESDV's del PLEM

b) Cuando la Terminal registre un PARO Nivel 2 Se mandará una señal de paro por lazo concreto.

- ⊕ Alta-alta presión en descarga de bombas del buque
- ⊕ Alto-alto nivel en tanques buffer
- ⊕ Paro de Bombas del Buque tanque del producto en concreto

c) Cuando en exista un derrame en la conexión Buque tanque – Monoboya

- ⊕ El buque tanque dejará de descargar todos los productos
- ⊕ Se enviará una señal para cerrar todas las válvulas ESDV's del PLEM
- ⊕ Se cerrarán las válvulas ESDV's de los patines de medición del Área de Tanques Buffer

III.1.2 Medidas preventivas

A continuación, se presentan las medidas preventivas, programas de mantenimiento e inspección y programas de contingencias que se aplicarán, durante la operación normal del Proyecto, para evitar el deterioro del medio ambiente:

III.1.2.1 Programa de Prevención de Accidentes (PPA)

IPIII contará con un Programa de Prevención de Accidentes (PPA). Los objetivos del PPA son los siguientes:

- ⊕ Evitar que los accidentes provocados al realizar Actividades Altamente Riesgosas (AAR), alcancen el nivel de desastre.
- ⊕ Propiciar que quienes realicen actividades de riesgo, comunidad y empresas aledañas, así como autoridades locales, desarrollen una conciencia de alerta continua ante cualquier contingencia ocasionada por la liberación de sustancias peligrosas.
- ⊕ Propiciar un ambiente de seguridad en la comunidad y empresas aledañas ante una actividad de alto riesgo.
- ⊕ Contar con planes, procedimientos, recursos y programas para dar respuesta a cualquier contingencia ocasionada por el manejo de las sustancias peligrosas.
- ⊕ Contar con planes procedimientos, recursos y programas para dar atención a cualquier situación de emergencia ocasionada por la liberación de sustancias peligrosas.
- ⊕ Establecer los mecanismos de comunicación, coordinación y concentración de acciones para incrementar adecuadamente el PPA en la localidad.
- ⊕ Difundir en la localidad, la información relacionada con las actividades que desarrollan y los riesgos que éstas representan para la población, sus bienes y el ambiente, así como los planes, procedimientos y programas con los que se cuenta, para disminuir y controlar dichos riesgos, enfrentar cualquier contingencia y atender desastres provocados por la liberación accidental de sustancias peligrosas.

El PPA está basado en la guía publicada por la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales para la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (SEMARNAT-COFEMER) del día 20 de mayo 2010, donde incluyen los siguientes puntos:

I. Datos generales del establecimiento o instalación, del representante legal de la empresa y del responsable de la elaboración del Programa para la Prevención de Accidentes.

I.1. Establecimiento o Instalación.

- I.2. Responsable de la información contenida en el Programa para la Prevención de Accidentes.
- II. Descripción del entorno del establecimiento o instalación donde se desarrollan las Actividades Altamente Riesgosas.
 - II.1. Descripción de las características físicas del entorno.
 - II.2. Descripción de las características socio-económicas.
 - II.3. Infraestructura, servicios de apoyo y zonas vulnerables.
- III. Materiales peligrosos manejados y zonas potenciales de afectación.
 - III.1. Listado de materiales peligrosos.
 - III.2. Eventos detectados en el Estudio de Riesgo Ambiental.
- IV. Identificación de medidas preventivas para controlar, mitigar o eliminar las consecuencias y reducir su probabilidad.
 - IV.1. Sistemas de seguridad.
 - IV.2. Medidas preventivas.
- V. Programa de actividades a realizar derivadas del Estudio de Riesgo Ambiental presentado por el establecimiento o instalación.
- VI. Plan de Respuesta de Emergencias.
 - VI.1. Procedimientos específicos para la respuesta a los posibles eventos de riesgo identificados dentro de las instalaciones.
- VII. Directorio de la estructura funcional para la Respuesta a Emergencias.
 - VII.1. Directorio de la estructura funcional para la instrumentación del Plan de Respuesta a Emergencias al interior y exterior de las instalaciones.
- VIII. Plan para revertir los efectos de las liberaciones potenciales de los materiales peligrosos, en las personas y en el ambiente (cuerpos de agua, flora, fauna, suelo).
 - VIII.1. Métodos de limpieza y/o descontaminación en el interior y exterior de la Planta.
- IX. Cumplimiento de la normatividad en materia de seguridad, prevención y atención de emergencias emitidas por las dependencias del gobierno federal que conforman la comisión, en términos del artículo 147 de la LGEEPA.
- X. Plan de Respuesta a Emergencias Químicas Nivel Externo.
 - X.1. Identificación de grupos o instituciones de apoyo.
 - X.2. Procedimientos específicos para la Respuesta a Emergencias cuando el nivel de afectación rebasa los límites de propiedad de las instalaciones.
 - X.3. Inventario de equipo y servicios con que se cuenta para la Atención de Emergencias.
 - X.4. Principales vialidades identificadas para el ingreso de grupo de Ayuda Externa.
- XI. Comunicación de Riesgos.
 - XI.1. Procedimientos específicos para la comunicación de riesgos.
 - XI.2. Procedimientos para el desarrollo de simulacros con la población aledaña.
 - XI.3. Programa de Simulacros.

III.1.2.2 Plan de Respuesta a Emergencias

IPIII implantará un Plan de Respuesta a Emergencias, dentro del cual se contemplen las acciones a realizar por el personal y visitantes a las instalaciones. En dicho plan se considerarán los procedimientos específicos de actuación para los diversos escenarios de riesgo identificados, para la atención de emergencias al interior y al exterior de las instalaciones, así como para la evaluación, restauración de daños y vuelta a condiciones normales de operación.

III.1.2.3 Brigadas

IPIII conformará brigadas de respuesta a emergencias el cual es un grupo de personas designadas y entrenadas con propósitos específicos que disponen de material y equipo necesario para combatir y controlar una situación de emergencia. Dichas brigadas tienen conocimiento en primeros auxilios y saben reaccionar ante: evacuación, derrames, incendios y rescate. A continuación, se presenta el organigrama con las brigadas de atención de emergencias:

III.1.2.4 Capacitación

IPIII implantará un Programa de Capacitación donde se incluyan los siguientes aspectos de seguridad, riesgo y medio ambiente; con base a la detección de necesidades del personal que laborará en la Terminal. Sin embargo, los temas usuales de capacitación, se enlistan a continuación:

- ⊕ Hojas de datos de seguridad de sustancias peligrosas
- ⊕ Brigadas contra incendio/HAZMAT (Práctica)
- ⊕ Plan de Respuesta a Emergencias
- ⊕ Procedimiento para ingreso a espacios confinados
- ⊕ Uso de equipo de protección personal
- ⊕ Uso y manejo de extintores
- ⊕ Primeros Auxilios
- ⊕ Pláticas de Seguridad
- ⊕ Código PSIP
- ⊕ Evaluación de Riesgos (Hazop, What if, Check list)
- ⊕ Brigadistas Industriales
- ⊕ Materiales peligrosos (HAZMAT)
- ⊕ Rescate de alturas/Espacios confinados
- ⊕ Monitoreo de atmósferas
- ⊕ Manejo de residuos sólidos urbanos, de manejo especial y peligrosos
- ⊕ Trabajos en alturas/inspección de armado de andamios
- ⊕ Recorridos de seguridad
- ⊕ Comunicación de Riesgos
- ⊕ Mantenimiento (calificación de soldadura, instalaciones eléctricas en áreas clasificadas).

III.1.2.5 Simulacros

Para la buena función del Plan de Emergencias Interno y donde se entrena y capacita al personal de las brigadas, se realizan simulacros internos de manera programada donde se pone en práctica las brigadas de primeros auxilios, contra incendio, rescate y salvamento; se tiene capacitado al personal que conforman las brigadas y al personal en general en lo que es su actuación en caso de una emergencia interna y externa. En los programas de simulacros se consideran los escenarios identificados en cada uno de los riesgos identificados y se realizan simulacros integrales poniendo en práctica el plan de ayuda mutua.

III.1.2.6 Filosofía de mantenimiento

El mantenimiento está definido por la EFNMS (Federación Europea de Asociaciones Nacionales de Mantenimiento) como: “El conjunto de actividades técnicas y administrativas cuya finalidad

es conservar o restituir un sistema, subsistema, instalación, planta, máquina, equipo, estructura, edificio, conjunto, componente o pieza en o a la condición que le permita desarrollar su función.”

En el diseño del Plan de Mantenimiento se tomaron en cuenta dos consideraciones muy importantes que afectan a algunos equipos en particular. En primer lugar, algunos equipos están sometidos a normativas legales que regulan su mantenimiento, obligando a que se realicen en ellos determinadas actividades con una periodicidad establecida.

En segundo lugar, algunas de las actividades de mantenimiento no podemos realizarlas con el equipo habitual de mantenimiento (sea propio o contratado) pues se requiere de conocimientos y/o medios específicos que solo están en manos del fabricante, distribuidor o de un especialista en el equipo.

En un esfuerzo por reducir las paradas inesperadas, la instalación se va a soportar en una filosofía de mantenimiento preventivo y predictivo.

Para lograr esta estrategia, se empleará la siguiente prioridad de mantenimiento:

- ⊕ Ruta de mantenimiento e inspección preventiva de rutina, que no afectan el funcionamiento o la seguridad.
- ⊕ Mantenimiento e inspección para diagnóstico de deterioro importante de equipos fuera de servicio. Aunque un equipo esté fuera de servicio, la operación de la Terminal no debe verse afectada por el uso de derivación (by-pass) de la operación y / o de un equipo disponible. Los trabajos de inspección y mantenimiento requeridos por la ley, que pueden requerir la parada del equipo se abordarán durante la fase de ingeniería de detalles para minimizar los efectos. Por ejemplo, todas las válvulas de seguridad (PSV) tendrán los medios de aislamiento adecuados, como doble bloqueo y venteo, de modo que se pueda realizar la calibración regulatoria sin comprometer la operación de la Terminal.
- ⊕ Revisiones periódicas de los tanques de almacenamiento de productos, islas de carga o llenaderas de auto tanques, Monoboya y otros componentes importantes, para saber si hay asentamiento, hundimiento u otras situaciones que podrían llevar a una falla de la Terminal. Dichas inspecciones también deben llevarse a cabo después de grandes terremotos, tormentas, huracanes o inundaciones; el programa periódico debe incluir las rutinas de inspección para estos eventos.

III.1.2.6.1 Mantenimiento de rutina/inspección en funcionamiento

El mantenimiento de rutina / inspección en ruta es la inspección visual diaria en línea o fuera de línea, la lubricación, la calibración o el ajuste menor del funcionamiento y del equipo estático para evitar que surjan pequeños problemas. Además del personal de mantenimiento que realizará los tipos de controles anteriores, el operador realizará las siguientes actividades de rutina mientras integra sus controles diarios en la instalación:

- ⊕ Comprobación de los transmisores de temperatura y presión en busca de lecturas defectuosas
- ⊕ Verificación de los niveles de aceite en bombas, cajas de engranajes y depósitos de aceite
- ⊕ Verificación de sonidos inusuales en equipos operando tales como bombas, motores y compresores
- ⊕ Mantener estándares de orden y limpieza

Al realizar el mantenimiento se cumplirá con todas las normas y requisitos de seguridad necesarios para la ejecución del trabajo.

III.1.2.6.2 Mantenimiento Preventivo / Basado en Tiempo Planificado

El mantenimiento preventivo / basado en tiempo planificado se llevará a cabo según el calendario o las horas de funcionamiento de la máquina. Su frecuencia estará de acuerdo con las recomendaciones de los fabricantes. Ejemplos de dicho mantenimiento preventivo planificado son:

- ⊕ Verificar condición de filtros de condensados en succión de aire de compresores de aire y limpiar de ser necesario
- ⊕ Inspeccionar bandas del motor de las bombas diésel de agua contra incendios para verificar su estado (sueltas o rotas) y tensar si es necesario
- ⊕ Engrase de las piezas de articulación giratoria de los brazos de carga para la carga de productos refinados

Si el equipo requiere de su apagado durante el período de inspección / mantenimiento entonces, se va a poner en funcionamiento el equipo disponible o de bypass.

III.1.2.6.3 Mantenimiento Predictivo / basado en la condición

El mantenimiento basado en procedimientos predictivos / de condición es el más eficiente en términos de planeación. Utiliza lecturas de instrumentos y observaciones directas para monitorear la condición real del equipo y la Terminal, y puede producir tendencias y ayudar a pronosticar cuándo se requerirán las actividades de mantenimiento.

Entre las técnicas que se realizarán son las siguientes:

Análisis de vibraciones: Todas las máquinas en uso presentan un cierto nivel de vibraciones como consecuencia de holguras, pequeños desequilibrios, rozamientos, etc. El nivel vibratorio se incrementa si, además, existe algún defecto como desalineación, desequilibrio mecánico, holguras inadecuadas, baleros defectuosos. Por tal motivo el nivel de vibración puede ser usado como parámetro de control funcional para el mantenimiento predictivo de máquinas, estableciendo un nivel de alerta y otro inadmisibles a partir del cual la fatiga generada por los esfuerzos alternantes provoca el fallo inminente de los elementos afectados.

El interés para el mantenimiento será la identificación de las amplitudes predominantes de las vibraciones detectadas en el elemento o máquina, la determinación de las causas de vibración, y la corrección del problema que ellos representan.

Análisis de lubricantes: El aceite lubricante juega un papel determinante en el buen funcionamiento de cualquier máquina. Al disminuir o desaparecer la lubricación se produce una disminución de la película de lubricante interpuesto entre los elementos mecánicos dotados de movimiento relativo entre sí, lo que provoca un desgaste, aumento de las fuerzas de rozamiento, aumento de temperatura, provocando dilataciones e incluso fusión de materiales y bloqueos de piezas móviles. Por tanto, el propio nivel de lubricante puede ser un parámetro de control funcional incluso, manteniendo un nivel correcto, el aceite en servicio está sujeto a una degradación de sus propiedades lubricantes y a contaminación, tanto externa (polvo, agua, etc.) como interna (partículas de desgaste, formación de lodos, gomas y lacas).

El control del estado del lubricante mediante análisis físico-químico de muestras de aceite de equipos en servicio y el análisis de partículas de desgaste contenidas en el aceite (ferrografía) se utilizará para alertar de fallos incipientes en las partes lubricadas.

Análisis por ultrasonido: Método que estudia las ondas de sonido de baja frecuencia producidas por los equipos que no son perceptibles al oído humano. También se está utilizando esta técnica para identificar fugas localizadas en procesos tales como sistemas de vapor, aire o gas por detección de los componentes ultrasónicos presentes en el flujo altamente turbulento que se genera en fugas (válvulas de corte, válvulas de seguridad, purgadores de vapor, etc.).

Tiene la ventaja adicional de que además de indicar la existencia de grietas en el material, permite estimar su tamaño lo que facilita llevar un seguimiento del estado y evolución del defecto.

Termografía: Es aplicada a través de infrarrojo y es una técnica que permite captar a distancia y sin ningún contacto físico con la superficie a evaluar los cambios o estado de temperaturas de algún equipo.

La gran mayoría de los problemas y averías en el entorno industrial ya sea de tipo mecánico, eléctrico están precedidos por cambios de temperatura que pueden ser detectados mediante la monitorización de temperatura con sistema termovisión en instalaciones, maquinarias, etc.

Esta técnica será utilizada en el Proyecto para detectar situaciones que pudieran derivar en fallas de equipos o instalaciones.

III.1.2.6.4 Mantenimiento Legalmente Regulado

Algunos equipos están sometidos a normativas o a regulaciones por parte de la Agencias Reguladoras (Administración). Sobre todo, son equipos que entrañan riesgos para las personas o para el entorno. La Administración exige la realización de una serie de tareas, pruebas e inspecciones, e incluso algunas de ellas deben ser realizadas por empresas debidamente autorizadas para llevarlas a cabo. Estas tareas necesariamente se incorporan al Plan de Mantenimiento del equipo.

Algunos de los equipos sometidos a este tipo de mantenimiento son los siguientes:

- ⊕ Válvulas de seguridad (Calibración anual)
- ⊕ Válvulas de control y emergencia (Prueba semestral)
- ⊕ Sistema contra incendios (Monitores, válvulas de inundación y boquillas de aspersión)
- ⊕ Recipientes sujetos a presión (Inspección anual, recertificación cada 5 años de todos los recipientes sujetos a presión según la Norma Oficial Mexicana NOM-020-STPS-2011, Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas - Funcionamiento - Condiciones de Seguridad.).

III.1.2.6.5 Mantenimiento Correctivo

Es el mantenimiento que se efectúa sobre un sistema, máquina o equipo para reparar una rotura que interrumpió su funcionamiento. El mantenimiento correctivo es un proceso que consiste básicamente en localizar y corregir las averías o desperfectos que estén impidiendo que el sistema, máquina o equipo realice su función de manera normal. Como tal, es la forma más básica de brindar mantenimiento, pues supone simplemente reparar aquello que se ha descompuesto.

Realizar un correcto mantenimiento de las máquinas y los equipos es fundamental para que funcionen correctamente y evitar así averías que puedan causar paradas en producción, con la correspondiente pérdida que eso provoca, de tiempo y de dinero.

El mantenimiento correctivo tiene importantes inconvenientes:

- ⊕ La producción se vuelve impredecible y poco confiable. Las paradas y fallas pueden producirse en cualquier momento
- ⊕ Supone asumir riesgos económicos que en ocasiones pueden ser importantes
- ⊕ La vida útil de los equipos se acorta
- ⊕ Impide el diagnóstico confiable de las causas que provocan la falla, pues se ignora si falló por mal trato, por abandono, por desconocimiento del manejo, por desgaste natural, etc. Por ello, la avería puede repetirse una y otra vez
- ⊕ Hay tareas que siempre son rentables en cualquier tipo de equipo. Difícilmente puede justificarse su no realización en base a criterios económicos: los engrases, las limpiezas, las inspecciones visuales y los ajustes. Determinados equipos necesitan además de continuos ajustes, vigilancia, engrase, incluso para funcionar durante cortos periodos de tiempo
- ⊕ Los seguros de maquinaria o de gran avería suelen excluir los riesgos derivados de la no realización del mantenimiento programado indicado por el fabricante del equipo
- ⊕ Las averías y los comportamientos anormales no sólo ponen en riesgo la producción: también pueden suponer accidentes con riesgos para las personas o para el medio ambiente

En la Terminal este tipo de mantenimiento se centrará en la necesidad de corregir o reparar las fallas de una forma puntual en un momento dado, cuando el equipo es incapaz de seguir operando. Las actividades que se ejecutarán en este tipo de mantenimiento son la modificación de procesos, reparación, reemplazo.

Las actividades de mantenimiento correctivo que se requieran fuera del horario normal de trabajo serán atendidas mediante la implementación de un programa de guardias del personal del área de mantenimiento, quienes estarán disponibles para reparar fallas inesperadas de los equipos.

III.1.2.6.6 Sistema Computarizado para la Gestión del Mantenimiento

El uso efectivo de sistemas computarizados para la administración de mantenimiento es fundamental, por lo tanto, en el Proyecto se utilizará el sistema MÁXIMO para la gestión del mantenimiento; MAXIMO es un sistema integrado y computarizado de gestión de activos que:

- ⊕ Almacena y mantiene datos sobre los activos de las instalaciones de la Terminal
- ⊕ Utiliza esos datos para proporcionar información histórica
- ⊕ Realiza funciones activas en
 - Gestión de trabajos de mantenimiento
 - Gestión de materiales
 - Gestión de recursos
 - Gestión de compras

El sistema MAXIMO utiliza diferentes módulos que son utilizados dependiendo del rol asignado a cada usuario. Algunos de los módulos interrelacionados de MAXIMO son:

- ⊕ Órdenes de Trabajo
- ⊕ Inventario
- ⊕ Compras
- ⊕ Recursos
- ⊕ Flujo de Trabajo
- ⊕ Mantenimiento Preventivo
- ⊕ Mantenimiento Predictivo
- ⊕ Equipos
- ⊕ Planes de Trabajo
- ⊕ Reportes

El mantenimiento, actualización y soporte del sistema MAXIMO lo lleva a cabo el personal del departamento de Tecnologías de la Información de la Organización (Corporativo IEnova) bajo un programa de actualización periódico y definido.

III.1.2.6.7 Control de corrosión

La corrosión es el deterioro de los materiales por la interacción química con su entorno. Las consecuencias de la corrosión son muchas y variadas, y los efectos de éstas en el funcionamiento seguro, confiable y eficiente de los equipos o estructuras suelen ser más graves que la simple pérdida de una masa de material. Las fallas de varios tipos y la necesidad de reemplazos costosos pueden ocurrir, aunque la cantidad de material destruido sea bastante pequeña.

Las actividades para el control de la corrosión deben iniciar desde la etapa de elaboración de un proyecto, especialmente con la selección del metal o aleación resistente a la corrosión en las condiciones ambientales de servicio. Sin embargo, en los casos cuando la selección de un metal resistente no es posible, por razón tecnológica o no factible económicamente, es indispensable aplicar el método adecuado de protección contra la corrosión.

La corrosión puede ser controlada de varias formas:

1. Acondicionando el metal. Esto se puede subdividir en dos grupos principales:
 - a. Recubrimiento del metal, para interponer un recubrimiento resistente a la corrosión entre el metal y el ambiente.
 - b. Alear el metal para producir una aleación más resistente a la corrosión, p. ej. Acero inoxidable, en el que el acero ordinario se alea con cromo y níquel.
2. Acondicionamiento del ambiente corrosivo
3. Control electroquímico

La Estrategia de Control de Corrosión en el Proyecto se basa en una evaluación de riesgo, seguida de la elaboración del Programa Anual de Control de Corrosión, su Implementación (Monitoreo y Mitigación) y Seguimiento mediante Indicadores de Gestión.



CAPÍTULO IV

RESUMEN

ÍNDICE

IV. RESUMEN	IV-1
IV.1 Conclusiones del Estudio de Riesgo Ambiental.....	IV-1
IV.2 Resumen de la situación general que presenta el proyecto en materia de Riesgo Ambiental	IV-5
IV.3 Informe técnico.....	IV-7

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla IV.1 Resumen de las emisiones de más alto riesgo en cada área de la Terminal, con base en el Análisis Cuantitativo de Riesgo.....	IV-6
Tabla IV.2 IV.3.1 Sustancias involucradas.....	IV-7
Tabla IV.3 Antecedentes de Accidentes e Incidentes en Instalaciones.....	IV-7
Tabla IV.4 Antecedentes de Accidentes e Incidentes durante el Transporte.....	IV-8
Tabla IV.5 Acciones realizadas para su atención, identificación y jerarquización de riesgos ambientales.....	IV-9
Tabla IV.6 Estimación de consecuencias – Zona Terrestre.....	IV-11
Tabla IV.7 Estimación de consecuencias – Zona Marina.....	IV-13
Tabla IV.8 Criterios Utilizados	IV-15

IV. RESUMEN

IV.1 Conclusiones del Estudio de Riesgo Ambiental

El proyecto “Terminal de Petrolíferos Baja Refinados” (Proyecto) consiste en la construcción, operación y mantenimiento de la Terminal Baja Refinados (Terminal), que tendrá la capacidad para recibir, almacenar y llenar auto tanques de Gasolina Regular, Gasolina Premium, Diésel y Turbosina. La Terminal se localiza en el Centro Energético La Jovita¹, lugar con acceso directo a la Carretera Escénica Tijuana-Ensenada y aproximadamente a 30 km al norte de Ensenada, Baja California. Las áreas de tanques y llenaderas de auto tanques, se ubicarán en un área contigua a la Carretera Escénica Tijuana-Ensenada.

El Proyecto se realizará dentro de lotes propiedad de Energía Costa Azul, S. de R.L. de C.V. (ECA) y Gasoducto Rosarito, S. de R.L. de C.V. (GRO). La poligonal en donde se ubicará el Proyecto (Poligonal del Proyecto) tiene una superficie aproximada de 277,306.9592 m² (27.7307 ha).

El Proyecto se realizará en tierra (Zona Terrestre) y en mar (Zona Marina). Comprende una Monoboya, donde atracarán buques tanque hasta de 350 Mb, para descargar productos petrolíferos con un caudal aproximado de 6,000 GPM, correspondiente a un tiempo de descarga máximo de 200 Mb de cada producto en 24 horas, a través de un múltiple de tuberías (PLEM *Pipe Line End Manifold*) y ductos marinos de aproximadamente 1.69 km de longitud.

Los productos petrolíferos Gasolina Regular, Gasolina Premium, Diésel y Turbosina, descargados desde los buques tanque, llegarán por ductos marinos al Área de Tanques Buffer, desde donde serán bombeados al Área de Almacenamiento, a través de ductos terrestres. Habrá cuatro tanques buffer con capacidad de 5 Mb cada uno. La distancia entre el Área de Tanques Buffer y el Área de Almacenamiento a donde se conducirá el producto es de aproximadamente 3,000 m.

El Área de Almacenamiento de productos petrolíferos contará con tanques atmosféricos de almacenamiento, con una capacidad operativa por tanque desde 5 Mb hasta 150 Mb. Existirán tanques de almacenamiento para los siguientes petrolíferos y bioenergético:

- ⊕ Gasolina Regular (Fase I y Fase II)
- ⊕ Gasolina Premium (Fase I y Fase II)
- ⊕ Diésel (Fase I y Fase II)
- ⊕ Turbosina (Fase II)
- ⊕ Turbosina Filtrada (Fase II)
- ⊕ Etanol (Fase II) – bioenergético -
- ⊕ Producto Rechazado (Transmix) (Fase I y Fase II)

La Turbosina filtrada se obtendrá después de filtrar el producto contenido en los tanques de almacenamiento de Turbosina que llegará desde el tanque buffer. El Etanol llegará a través de auto tanques y la descarga se realizará mediante una bomba de descarga de Etanol.

¹ Esta zonificación cuenta con infraestructura para la recepción y entrega vía marítima, almacenaje y transporte de GNL y gas L. P., así como generación eléctrica que beneficia a clientes industriales, comerciales y residenciales. En la reforma energética que se impulsa a nivel federal se prevén impactos positivos en Baja California; esta región se encuentra estratégicamente posicionada para proyectos de infraestructura que aumenten la conectividad del Corredor y de Baja California con Baja California Sur, el resto de México y otras regiones.

El Diésel y la Turbosina almacenados en los tanques se enviarán al Área de Llenaderas para llenado de auto tanques, que los distribuirán a los consumidores finales. Al igual que las Gasolinas Regular y Premium, las cuales serán previamente mezcladas con el Etanol almacenado. Respecto al Transmix, éste será recibido, almacenado y transferido hacia auto tanques para su disposición final con empresas autorizadas.

Cada llenadera de las áreas de carga/descarga, contará con medición másica independiente, lo que permitirá llevar un control de inventarios.

Por lo anterior, el Proyecto contará con las siguientes áreas generales (principales) permanentes y temporales:

- ⊕ Área de Tanques Buffer
- ⊕ Área de Almacenamiento
- ⊕ Área de Llenaderas
- ⊕ Ductos Terrestres
- ⊕ Ductos Marinos
- ⊕ Caminos y vialidades
- ⊕ Áreas temporales
 - Patios de tuberías
 - Áreas temporales para el movimiento de tierras, maquinaria y equipo
 - Rampa de montaje
 - Pozo de ataque
- ⊕ Microtúnel
- ⊕ Fosa de recepción
- ⊕ Áreas para disposición de material de dragado
- ⊕ Toma de agua PCI (para el sistema contra incendio)
- ⊕ Área para el sistema de anclaje
- ⊕ Zona de maniobra de los buques tanque
- ⊕ PLEM y Monoboya

Asimismo, se consideran las siguientes obras, instalaciones y equipo:

- ⊕ Tanques de almacenamiento (incluyendo tanques buffer)
- ⊕ Bardas perimetrales
- ⊕ Edificaciones
- ⊕ Obras para tanques de almacenamiento
- ⊕ Tuberías de conducción
- ⊕ Sistema de bombeo
- ⊕ Drenaje aceitoso
- ⊕ Drenaje pluvial
- ⊕ Agua potable
- ⊕ Sistema y subestación eléctrica
- ⊕ Bombas contra incendio incluyendo cobertizo
- ⊕ Sistemas de Voz y datos
- ⊕ Alumbrado
- ⊕ Sistema de Circuito Cerrado de Televisión
- ⊕ Sistema de Telecomunicaciones
- ⊕ Dique de contención para los tanques de almacenamiento
- ⊕ Edificaciones que albergan oficinas administrativas
- ⊕ Servicios sanitarios, cuarto de control y cuarto de bombas

- ⊕ Cuarto de control
- ⊕ Área de carga/descarga de auto tanques
- ⊕ Área de bombas
- ⊕ Obras exteriores (civiles y eléctricas)
- ⊕ Caseta de vigilancia
- ⊕ Bombas con motor a prueba de explosión para manejo de fluidos
- ⊕ Posiciones de carga a tanques de almacenamiento
- ⊕ Sistema de carga/descarga de auto tanques
- ⊕ Instalaciones eléctricas y alumbrado a prueba de explosión en áreas consideradas de riesgo
- ⊕ Transformador eléctrico
- ⊕ Sistema de aire de instrumentos

La identificación y análisis de peligros y riesgos del Proyecto se concentraron en peligros generales y principales escenarios de pérdida de contención que podrían representar las consecuencias más significativas. La metodología siguió el proceso detallado a continuación:

1. Identificación y jerarquización de riesgos:
 - ⊕ Área de Tanques Buffer, Área de Almacenamiento y Área de Llenaderas mediante un Análisis Cuantitativo de Riesgos.
 - ⊕ Ductos terrestres y Buque tanque a Monoboya / Monoboya a PLEM / PLEM a ductos marinos hacia recibo de productos petrolíferos en el Área de Tanques Buffer a través de un Análisis Análisis What-if...? / Lista de Verificación y Análisis Cualitativo de Consecuencias.
2. Determinación de Radios de Afectación
 - ⊕ Área de Tanques Buffer, Área de Almacenamiento y Área de Llenaderas por radiación térmica por incendios de charco.
 - ⊕ Buque tanque a Monoboya / Monoboya a PLEM / PLEM a ductos marinos hacia recibo de productos petrolíferos en el Área de Tanques Buffer por la liberación accidental de petrolíferos al mar.

De acuerdo a los resultados de las metodologías aplicadas, a continuación se presentan las conclusiones de cada etapa del ERA.

Análisis Cuantitativo de Riesgo. Se utilizó una técnica de Análisis Cuantitativo de Riesgo para analizar el riesgo de emisiones individuales en la Terminal para identificar los escenarios de alto riesgo que serían representados como Zonas de Alto Riesgo y Zonas de Amortiguamiento. Las 13 emisiones identificadas como potencialmente altos riesgos fueron representadas por 13 subsistemas distintos en el Análisis Cuantitativo de Riesgo. Los escenarios representaron las emisiones de Gasolina, Turbosina, Diésel y Etanol a través de todas las áreas de la Terminal—Área de Tanques Buffer, Área de Almacenamiento y Área de Llenaderas—.

Análisis What-if...? / Lista de Verificación y Análisis Cualitativo de Consecuencias. Se utilizó el Análisis What-if...? / Lista de Verificación para identificar los peligros inherentes al diseño y operación de los ductos terrestres e instalaciones marinas, jerarquizándolos conforme a las matrices de ponderación de frecuencia y consecuencia conforme a los lineamientos corporativos de IEnova y que se encuentran alineados con los criterios de ponderación de riesgos usados por las empresas de más experiencia en el sector del Oil&Gas del país. Resultando en 3 escenarios, con 3 subescenarios cada uno para determinar los radios de afectación por liberación accidental de petrolíferos al mar.

Las instalaciones marinas Buque tanque a Monoboya / Monoboya a PLEM / PLEM a ductos marinos hacia recibo de productos petrolíferos en el Área de Tanques Buffer por la liberación accidental de petrolíferos al mar se encuentran en los riesgos de tipo indeseable o tipo “B”. Al respecto, la Monoboya y el PLEM se deben especificar con sistemas de seguridad robustos con acciones de corte o paro mediante válvulas de emergencias.

Zonas de Alto Riesgo y Zonas de Amortiguamiento por Radiación Térmica. Los escenarios de más alto riesgo fueron evaluados para determinar las Zonas de Alto Riesgo y Zonas de Amortiguamiento con base en el efecto potencial de (1) la concentración de una especie tóxica (toxicidad); (2) el flujo de la radiación térmica de un incendio (inflamabilidad); y (3) la sobrepresión resultante de una explosión (explosividad). No se identificaron escenarios de emisión de tóxicos. Los escenarios de más alto riesgo se relacionaron con los resultados del flujo de calor de la radiación térmica. Los escenarios de más alto riesgo no se relacionaron con la explosividad.

Los escenarios de más alto riesgo que representaron peligros de radiación térmica en cada área fueron: (1) incendios de charco en los diques de tanques de almacenamiento de Gasolina Regular en el Área de Almacenamiento; (2) incendios de charco de Gasolina en las bahías del Área de Llenaderas; y (3) incendios de charco en el patín de medición de Gasolina Regular/Premium en el Área de Tanques Buffer.

Se demostró que los todos los escenarios de alto riesgo tienen un riesgo aceptable para el Proyecto. Algunas Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento atravesaron los límites del predio hacia las áreas despobladas alrededor de la instalación. Sólo un escenario se consideró para evaluar el riesgo con mitigación debido a la cercanía de la Zona de Amortiguamiento con el Centro de Reuniones Casa Azul.

El diseño del Proyecto incluye múltiples estrategias de mitigación diseñadas para prevenir la ocurrencia de incidentes o reducir la gravedad de los incidentes en caso de que ocurran, así como, sistemas de detección y paro previstos para detectar y aislar los incidentes. Los sistemas de detección y paro son medidas de mitigación “activa”, lo que significa que dependen de sistemas y componentes que realizan una acción mecánica. El Proyecto también incluye sistemas activos de supresión basados en espuma, que reducen la duración y gravedad de los incendios de charco. Los sistemas de mitigación activa reducirán los riesgos representados por los escenarios de más alto riesgo.

Radios de afectación por liberación accidental de petrolíferos en la Zona Marina. Cada uno de los 3 escenarios considerados fue modelado para los tres productos petrolíferos que serán manejados por el Proyecto – Gasolina, Diésel y Turbosina-. Por lo tanto, cada escenario comprendió 3 sub-escenarios (uno por producto), dando como resultado 9 conjuntos de resultados (9 sub-escenarios) por intensidad de corriente (Baja, Media, Alta) y tiempos (0, 5, 10, 15 y 20 min).

De acuerdo a los resultados de liberaciones accidentales de petrolíferos en la Zona Marina, se puede concluir que, la intensidad de la corriente hace una diferencia sustancial en el radio de dispersión y en la medida en que la liberación ocurra a mayor profundidad, el radio de la dispersión aumentará. Esto se observa en en los resultados todos los resultados de las modelaciones con intensidad de corriente alta.

Por último, los sub-escenarios del Diésel presentan los mayores valores dentro del ámbito de cada escenario, mientras que los de la Gasolina ocupan el segundo lugar, siendo los menores los de los sub-escenarios de la Turbosina.

Los resultados producidos por estas modelaciones podrán ayudar a planificar las acciones de respuesta ante la posibilidad de que ocurra un evento como los simulados. La planificación debe considerar el máximo tiempo que podrá tomar a los equipos implementar su respuesta, para que, con base en ello, se determine la magnitud del cerco de contención que sería necesario desplegar para lograr el control de la liberación.

Interacciones de Riesgo. De la evaluación de los riesgos potenciales asociados con el Proyecto con respecto a las instalaciones adyacentes existentes, no se espera la presentación de interacciones de riesgo ni efectos dominó con instalaciones adyacentes existentes.

También se evaluó el impacto potencial de los más altos riesgos encontrados en las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento de las instalaciones externas para el Proyecto. Del análisis de los reportes de riesgo disponibles para la Planta de GNL ECA, Central generadora de energía eléctrica de ciclo combinado "La Jovita", Planta de Almacenamiento de gas LP de Zeta Gas indica que es poco probable que representen un riesgo para el Proyecto.

De acuerdo a lo anterior, se concluye que:

- ⊕ Los resultados del ERA indicaron que los riesgos del Proyecto satisfacían los requisitos de aceptabilidad de la ASEA.
- ⊕ Se demostró que todos los escenarios de alto riesgo tienen un riesgo aceptable para el Proyecto.
- ⊕ Algunas de las Zonas de Alto Riesgo y Zonas de Amortiguamiento de los escenarios de mayor riesgo cruzan los límites de la Poligonal del Proyecto. Sin embargo, lo hacen hacia áreas no pobladas.
- ⊕ Los máximos radios de afectación de los sub-escenarios de liberación de petrolíferos en la Zona Marina, resultaron ser los del Diésel dentro del ámbito de cada escenario, mientras que los de la Gasolina ocupan el segundo lugar, siendo los menores los de los sub-escenarios de la Turbosina.
- ⊕ Los sistemas de seguridad y acciones de respuesta a emergencias considerados por IPIII reducirán los niveles de riesgo y consecuencias peligrosas para los escenarios de liberación de más alto riesgo analizados.

IV.2 Resumen de la situación general que presenta el proyecto en materia de Riesgo Ambiental

El Análisis Cuantitativo de Riesgos resultante proporcionó las curvas F/N que describen la frecuencia de la ocurrencia en comparación con el número de fatalidades potenciales. La frecuencia acumulada de todos los incidentes letales se determinó sumando todas las entradas de frecuencia para cada curva F/N que proporciona una base de riesgo social consistente para la comparación de los escenarios. Los escenarios de emisión fueron jerarquizados de acuerdo con su integral de riesgo social. La siguiente tabla presenta un resumen de los valores de la integral del riesgo social para los subsistemas analizados en el Análisis Cuantitativo de Riesgo.

Tabla IV.1 Resumen de las emisiones de más alto riesgo en cada área de la Terminal, con base en el Análisis Cuantitativo de Riesgo.

Subsistema #	Nombre de la Fuente de Emisión	Tamaño de la Emisión	Material	Área de la Terminal	Integral del Riesgo Social General (Año)	Porcentaje del Riesgo Integral
10	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular – TR1	Mediana	Gasolina	Almacenamiento	2.05E-03	7.50%
12	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular – TR3	Mediana	Gasolina	Almacenamiento	2.02E-03	7.40%
11	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular – TR2	Mediana	Gasolina	Almacenamiento	2.00E-03	7.32%
13	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular – TR4	Mediana	Gasolina	Almacenamiento	2.00E-03	7.30%
15	Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular – TR6	Mediana	Gasolina	Almacenamiento	1.84E-03	6.72%
27	Tanque de Almacenamiento de Turbosina - TJF1A	Mediana	Turbosina	Almacenamiento	4.99E-04	1.82%
18	Tanque de Almacenamiento de Etanol - TE1	Mediana	Etanol	Almacenamiento	1.41E-04	0.52%
19	Tanque de Almacenamiento de Etanol - TE2	Mediana	Etanol	Almacenamiento	1.39E-04	0.51%
38	Bahía de Llenado de Auto Tanques - A	Pequeña	Gasolina	Llenaderas Llenado de Auto Tanques	5.55E-06	0.02%
39	Bahía de Llenado de Auto Tanques - B	Pequeña	Gasolina	Llenado de Auto Tanques	5.19E-06	0.02%
40	Bahía de Llenado de Auto Tanques - C	Pequeña	Gasolina	Llenado de Auto Tanques	4.83E-06	0.02%
41	Bahía de Llenado de Auto Tanques - D	Pequeña	Gasolina	Llenado de Auto Tanques	4.68E-06	0.02%
1	Patín de Medición /Gasolina -Regular Premium	Catastrófica	Gasolina	Área de Tanques Buffer	1.01E-06	< 0.01%

En estos subsistemas de más alto riesgo no se encontraron escenarios de emisión que representaran un gran peligro de explosividad (con base en la masa inflamable calculada en PHAST para la dispersión de vapor de una emisión). Los escenarios de emisión que representan los peligros de radiación térmica más altos en cada área fueron: (1) incendios de charco en los diques de los tanques de almacenamiento en el Área de Almacenamiento; (2) incendios de charco no contenidos derivados de los incendios de charco en las bahías del Área de Llenaderas; y (3) incendios de charco de los patines de medición en el Área de Tanques Buffer.

IV.3 Informe técnico

Tabla IV.2 IV.3.1 Sustancias involucradas

Nombre químico de la sustancia (IUPAC)*	No. CAS	Densidad (g/cm ³)
Gasolina	8006-61-9	0.75
Diésel	68476-34-6	0.821
Turbosina	8008-20-6	0.795

Tabla IV.3 Antecedentes de Accidentes e Incidentes en Instalaciones.

En Instalaciones							
Fecha		País y Localización	Causa	Producto	Numero		
					Muertes	Heridos	Evacuados
1972	6.04	USA, Doraville	Incendio	Gasolina	2	161	..
1985	1.11	India, Padaval	Incendio	Gasolina	>43	82	..
1986	-	*USA, Northville	Fuga en una terminal	Gasolina	-	-	-
1988	2.01	*USA, Florefe	Descarga en Tanque	Diésel	-	-	-
1988	23.06	México, Monterrey	Explosión	Gasolina	4	15	10 000
1994	20.1	USA, Houston	Liberación de material	Crudo, Gasolina		<70	12 000
1996	11.11	México, Estado de México	Incendio	Gasolina	4	15	Hubo evacuación de población sin dato
1997	26.01	EUA	Incendio, explosión	Hidrocarburos	1	60	-
1997	20.02	México, Veracruz	Derrame	Gasolina			
1997	14.09	India, Wishakhaptnam	Incendio en refinería	Hidrocarburos	34	31	15 000

Tabla IV.4 Antecedentes de Accidentes e Incidentes durante el Transporte.

Durante Transporte							
Fecha		País y Localización	Tipo de Transporte y Causa	Producto	Numero		
					Muertes	Heridos	Evacuados
1984	25.02	Brasil, Cubatao	Tubería, explosión	Gasolina	89	-	2 500
1987	17.07	Alemania, Herborn	Carretero, fuga	Gasolina	6	24	-
1991	22.04	México, Guadalajara	Ducto, explosión	Gasolina	300	-	-
1994	8.03	Suiza, Zurich	Ferroviano, fuga	Gasolina	-	7	120
1999	3	Will County IL.	Tubería, fuga por golpe y derrame	Gasolina	-	-	-
1999	6	Bellingham WA	Tubería, fuego y explosión	Gasolina	-	3	-
2000	1	Winchester KY	Tubería, derrame	Gasolina	-	-	-
2000	2	Knoxville TN	Tubería, derrame	Diésel	-	-	-
2000	3	Greeville TX	Tubería, derrame	Gasolina	-	-	-

Tabla IV.5 Acciones realizadas para su atención, identificación y jerarquización de riesgos ambientales.

No.	No. Escenario	Falla	Accidente hipotético				Unidad o equipo	Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión			
1	10	Incendio de charco por derrame de Gasolina		X	X		Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular - TR1	Árboles de eventos – PHAST Risk	Flora y Fauna Terrestre, Paisaje
2	12	Incendio de charco por derrame de Gasolina		X	X		Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular - TR3	Árboles de eventos – PHAST Risk	Flora y Fauna Terrestre, Paisaje
3	11	Incendio de charco por derrame de Gasolina		X	X		Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular - TR2	Árboles de eventos – PHAST Risk	Flora y Fauna Terrestre, Paisaje
4	13	Incendio de charco por derrame de Gasolina		X	X		Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular - TR4	Árboles de eventos – PHAST Risk	Flora y Fauna Terrestre, Paisaje
5	15	Incendio de charco por derrame de Gasolina		X	X		Tanque de Almacenamiento de Gasolina Regular - TR6	Árboles de eventos – PHAST Risk	Flora y Fauna Terrestre, Paisaje
6	38	Incendio de charco por derrame de Gasolina		X	X		Bahía de Llenado de Auto Tanques -A	Árboles de eventos – PHAST Risk	-
7	39	Incendio de charco por derrame de Gasolina		X	X		Bahía de Llenado de Auto Tanques -B	Árboles de eventos – PHAST Risk	-

No.	No. Escenario	Falla	Accidente hipotético				Unidad o equipo	Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión			
8	40	Incendio de charco por derrame de Gasolina		X	X		Bahía de Llenado de Auto Tanques -C	Árboles de eventos – PHAST Risk	-
9	41	Incendio de charco por derrame de Gasolina		X	X		Bahía de Llenado de Auto Tanques -D	Árboles de eventos – PHAST Risk	-
10	1	Incendio de charco por derrame de Gasolina		X	X		Patín de Medición – Gasolina Regular/Premium	Árboles de eventos – PHAST Risk	Flora y Fauna Terrestre, Paisaje
11	IP0317.001	Falla en conexiones de la manguera marina flexible en Monoboya y/o de materiales de la manguera flexible con diámetro de 12 in.	X				Manguera	What-if...?	Fauna Terrestre y Marina, Paisaje
12	IP0317.002	Desconexión de manguera o línea submarina flexible durante operación de descarga de petrolíferos en cabezal de entrada hacia el PLEM con diámetro de 12 in.	X				Manguera	What-if...?	Fauna Terrestre y Marina, Paisaje
13	IP0317.003	Golpe de Ariete en tramo de tubería submarina del Área de Tanques Buffer hacia PLEM, con daño mecánico a ducto y flujo inverso de petrolíferos del Área de Tanques Buffer hacia ductos submarinos.	X				Ductos Marinos	What-if...?	Fauna Terrestre y Marina, Paisaje

Tabla IV.6 Estimación de consecuencias – Zona Terrestre.

Escenarios en la Zona Terrestre															
No.	No. Escenario	Falla	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo (m)	
			Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		5 kW/m²	1.0 psi
1	10	Incendio de charco por derrame de Gasolina	X		2,688	m²	Líquido			X	X		PHAST	179	-
2	12	Incendio de charco por derrame de Gasolina	X		2,708	m²	Líquido			X	X		PHAST	179	-
3	11	Incendio de charco por derrame de Gasolina	X		2,826	m²	Líquido			X	X		PHAST	183	-
4	13	Incendio de charco por derrame de Gasolina	X		2,883	m²	Líquido			X	X		PHAST	185	-
5	15	Incendio de charco por derrame de Gasolina	X		2,688	m²	Líquido			X	X		PHAST	173	-
6	38	Incendio de charco por derrame de Gasolina	X		967	lb	Líquido			X	X		PHAST	46.8	-
7	39	Incendio de charco por derrame de Gasolina	X		967	lb	Líquido			X	X		PHAST	46.8	-

Escenarios en la Zona Terrestre															
No.	No. Escenario	Falla	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo (m)	
			Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		5 km ²	1.0 mi
8	40	Incendio de charco por derrame de Gasolina	X		967	lb	Líquido			X	X		PHAST	46.8	-
9	41	Incendio de charco por derrame de Gasolina	X		967	lb	Líquido			X	X		PHAST	46.8	-
10	1	Incendio de charco por derrame de Gasolina	X		1,460	m²	Líquido			X	X		PHAST	135	-

(C) Catastrófico, (G) Grave, (S) Significativo, (R) Reparable, (N) Ninguno

Tabla IV.7 Estimación de consecuencias – Zona Marina.

Escenarios Zona Marina																				
No.	No. Escenario	Falla		Tipo de Liberación		Cantidad Hipotética Liberada		Estado Físico	Efectos Potenciales					Programa de Simulación Empleado	Intensidad de Corriente	Distancia (m) ^a				
																Tiempo (min)				
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad	C	G		S	R	N	0	5			10	15	20		
11	IP0317.001	1.1	Emisión de Gasolina en superficie del mar	X		14,775	kg	Líquido			X	X		CMS-FLOW	Baja (0.05 m/s)	29	46	65	87	99
															Media (0.10 m/s)	36	64	100	136	163
															Alta (0.35 m/s)	52	97	167	219	281
		1.2	Emisión de Diésel en superficie del mar	X		16,174	kg	Líquido			X	X		CMS-FLOW	Baja (0.05 m/s)	27	42	62	85	103
															Media (0.10 m/s)	34	61	96	133	164
															Alta (0.35 m/s)	52	95	157	220	282
		1.3	Emisión de Turbosina en superficie del mar	X		15,662	kg	Líquido			X	X		CMS-FLOW	Baja (0.05 m/s)	17	45	70	93	123
															Media (0.10 m/s)	39	61	98	137	169
															Alta (0.35 m/s)	51	88	151	215	274
12	IP0317.002	2.1	Emisión de Gasolina a media agua		X	16,637	kg	Líquido			X	X		CMS-FLOW	Baja (0.05 m/s)	43	60	84	100	127
															Media (0.10 m/s)	59	96	132	162	192
															Alta (0.35 m/s)	94	157	216	264	326

Escenarios Zona Marina																					
No.	No. Escenario	Falla		Tipo de Liberación		Cantidad Hipotética Liberada		Estado Físico	Efectos Potenciales						Programa de Simulación Empleado	Intensidad de Corriente	Distancia (m) ^a				
				Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N	Tiempo (min)							
		0	5											10			15	20			
13		2.2	Emisión de Diésel a media agua		X	17,408	kg	Líquido			X	X		CMS-FLOW	Baja (0.05 m/s)	44	66	86	102	119	
				Media (0.10 m/s)					68	107	131	161	198								
				Alta (0.35 m/s)					101	164	222	276	340								
		2.3	Emisión de Turbosina a media agua		X	17,130	kg	Líquido			X	X		CMS-FLOW	Baja (0.05 m/s)	40	61	81	99	112	
				Media (0.10 m/s)					59	93	127	163	192								
				Alta (0.35 m/s)					87	150	211	276	324								
	IP0317.003	3.1	Emisión de Gasolina a nivel del lecho marino		X	26,678	kg	Líquido			X	X		CMS-FLOW	Baja (0.05 m/s)	50	71	90	114	126	
				Media (0.10 m/s)					72	106	143	183	209								
				Alta (0.35 m/s)					114	130	182	296	361								
		3.2	Emisiónde Diésel a nivel del lecho marino		X	29,466	kg	Líquido			X	X		CMS-FLOW	Baja (0.05 m/s)	59	80	107	133	160	
				Media (0.10 m/s)					88	124	155	188	218								
				Alta (0.35 m/s)					142	199	259	313	380								
		3.3	Emisión de		X	28,787	kg	Líquido			X	X		CMS-FLOW	Baja (0.05 m/s)	57	75	98	109	126	

Escenarios Zona Marina																					
No.	No. Escenario	Falla		Tipo de Liberación		Cantidad Hipotética Liberada		Estado Físico	Efectos Potenciales						Programa de Simulación Empleado	Intensidad de Corriente	Distancia (m) ^a				
																	Tiempo (min)				
				Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N	0			5	10	15	20	
			Gasolina a nivel del lecho marino													Media (0.10 m/s)	81	123	151	180	216
																Alta (0.35 m/s)	130	184	250	307	359

(C) Catastrófico, (G) Grave, (S) Significativo, (R) Reparable, (N) Ninguno

a) Se refiere a la distancia que recorre la macha de petrolífero posterior a su liberación o escape.

Tabla IV.8 Criterios Utilizados

No.	No. Escenario	Falla	Toxicidad				Exposividad		Radiación Térmica		Liberación de Petrolíferos
			IDHL*	TLV ₈ **	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	Zona de Alto Riesgo	Zona de Amortiguamiento	Zona de Alto Riesgo	Zona de Amortiguamiento	
1	10	Incendio de charco por derrame de Gasolina							5 kW/m ²	1.4 kW/m ²	
2	12	Incendio de charco por derrame de Gasolina							5 kW/m ²	1.4 kW/m ²	
3	11	Incendio de charco por derrame de Gasolina							5 kW/m ²	1.4 kW/m ²	
4	13	Incendio de charco por derrame de Gasolina							5 kW/m ²	1.4 kW/m ²	

No.	No. Escenario	Falla	Toxicidad				Exposividad		Radiación Térmica		Liberación de Petrolíferos
			IDHL *	TLV ₈ **	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	Zona de Alto Riesgo	Zona de Amortiguamiento	Zona de Alto Riesgo	Zona de Amortiguamiento	
5	15	Incendio de charco por derrame de Gasolina							5 kW/m ²	1.4 kW/m ²	
6	38	Incendio de charco por derrame de Gasolina							5 kW/m ²	1.4 kW/m ²	
7	39	Incendio de charco por derrame de Gasolina							5 kW/m ²	1.4 kW/m ²	
8	40	Incendio de charco por derrame de Gasolina							5 kW/m ²	1.4 kW/m ²	
9	41	Incendio de charco por derrame de Gasolina							5 kW/m ²	1.4 kW/m ²	
10	1	Incendio de charco por derrame de Gasolina							5 kW/m ²	1.4 kW/m ²	

No.	No. Escenario	Falla	Toxicidad				Exposividad		Radiación Térmica		Liberación de Petrolíferos
			IDHL *	TLV ₈ **	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	Zona de Alto Riesgo	Zona de Amortiguamiento	Zona de Alto Riesgo	Zona de Amortiguamiento	
11	IP0317.001	Gasolina Diésel Turbosina								1.4 kW/m ²	Intensidad de corriente baja, media y alta a diferente tiempo (0, 5, 10, 15 y 20 minutos)
12	IP0317.002	Gasolina Diésel Turbosina								1.4 kW/m ²	Intensidad de corriente baja, media y alta a diferente tiempo (0, 5, 10, 15 y 20 minutos)
13	IP0317.003	Gasolina Diésel Turbosina								1.4 kW/m ²	Intensidad de corriente baja, media y alta a diferente tiempo (0, 5, 10, 15 y 20 minutos)

*IDLH: Inminentemente peligrosa para la vida y la salud

**TLV₈: Valor Umbral Límite



CAPÍTULO V

IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL

ÍNDICE

V. IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL.....	V-1
V.1 Mapas, Planos y Diagramas.....	V-1
V.2 Información de diseño y operación.....	V-1
V.3 Estudios	V-1
V.4 Referencias.....	V-2

V. IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL

V.1 Mapas, Planos y Diagramas

- V.1.1 Mapa Localización
- V.1.2 Arreglo General del Proyecto
- V.1.3 Planos Obra de transición tierra - mar
- V.1.4 Localización de equipos
- V.1.5 Áreas Naturales Protegidas
- V.1.6 Áreas de Interés Ecológico
- V.1.7 Sitios Prioritarios Terrestres
- V.1.8 Sitio Prioritario Acuático Epicontinental
- V.1.9 Sitio Marino Prioritario
- V.1.10 Red y Sistema contra incendio
- V.1.11 Diagramas de Flujo de Proceso
- V.1.12 DTIs del Proyecto
- V.1.13 Detección y Alarma Gas & Fuego
- V.1.14 Radios Radiación Térmica
- V.1.15 Radios Liberación Petrolíferos Mar

V.2 Información de diseño y operación

- V.2.1 HDSM
- V.2.2 Listado de equipo mecánico
- V.2.3 Balance de Materia y Energía

V.3 Estudios

- V.3.1 Estudio Geotécnico, Geológico y Sismicidad
- V.3.2 Estudio Hidrológico
- V.3.3 Emisiones y tasas de falla
- V.3.4 Modelaciones de riesgo
- V.3.5 Curvas F-N
- V.3.6 What..if
- V.3.7 Árboles de Eventos

V.3.8 Modelación Transporte Litoral

V.4 Referencias

An independent review of HSE methodology for assessing societal risk, UK Health and Safety Executive (January 2006), págs. 7 y 8.

Áreas de Interés Ecológico. CONABIO.

URL: <http://www.conabio.gob.mx/conocimiento/regionalizacion/doctos/terrestres.html>

Chapter 1, Damage Caused by Heat Radiation, in Methods for the Determination of Possible Damage (Dutch Green Book), Publication Series on Dangerous Substances, Ministerie van Verkeer en Waterstaat (1992).

Chapter 4.7, Ignition, in Guideline for Quantitative Riesgo Assessment (Dutch Purple Book), Publication Series on Dangerous Substances, Ministerie van Verkeer en Waterstaat (2005).

Chapter 5, Modeling Exposure and Damage, in Guideline for Quantitative Riesgo Assessment (Dutch Purple Book), Publication Series on Dangerous Substances, Ministerie van Verkeer en Waterstaat (2005).

CIRP. URL: <https://www.cirp.net/>

Cisco de Ensenada, S.A. de C.V. “Modelación de Liberaciones Accidentales en la Zona Marina del proyecto Terminal de Petrolíferos Baja Refinados”. Octubre, 2018.

CMS-Wave. URL: <http://cirp.usace.army.mil/products/cms.php>

Coeficiente de arrastre para aceite con diferentes números de Reynolds. URL: <https://www.jove.com/science-education/10392/buoyancy-and-drag-on-immersed-bodies>

Directorio de Datos para la Evaluación de Riesgos: Frecuencia de Emisiones de Proceso. Reporte OGB No. 434-I 03/2010

Estudio de Riesgo Ambiental Nivel 2 proyecto “36 CC Baja California III (Sitio: La Jovita) Productor Externo de Energía (PEE) promovido por la CFE.

Guideline for Quantitative Riesgo Assessment (Dutch Purple Book), Publication Series on Dangerous Substances, Ministerie van Verkeer en Waterstaat (2005).

Haag, PAM Uijt, y B. J. M. Ale. Guidelines for Quantitative Riesgo Assessment: Purple Book. Ministerie van Volkshuisvesting en Ruimtelijke Ordening (VROM), 2005

http://www.paho.org/Spanish/PED/ProductosQuimicos/Quimicos/index_folder/word_html/1/home1.html

Manifestación de Impacto Ambiental Modalidad Regional, Proyecto de Licuefacción de Gas Natural en Energía Costa Azul. Energía Costa Azul, S. de R.L. de C.V. Diciembre, 2016. <http://apps1.semarnat.gob.mx/dgiraDocs/documentos/bc/estudios/2016/02BC2016G0068.pdf>

Novo Control, S.A. de C.V. Análisis Cualitativo de Riesgo. Octubre 15, 2018.

Novo Control, S.A. de C.V. Lista de Verificación. Octubre 15, 2018.

Novo Control, S.A. de C.V., Infraestructura Energética Nova, S.AB. de C.V., Especialistas Ambientales, S.A. de C.V. Análisis What-if...?. Octubre 15, 2018.

Exponent Inc. "Reporte de Análisis de Riesgo Ambiental". Proyecto Exponent No. 1801792.000. Noviembre 02, 2018

OECD, MHIDAS, TNO, SEI, UBA-Handbuch Stoerfaelle, SIGMA, Press Reports, UNEP, BARPI

OECD, MHIDAS, TNO, SEI, UBA-Handbuch Stoerfaelle, SIGMA, Press Reports, UNEP, BARPI Office of Pipeline Safety (OPS) data shows

PHAst Riesgo Technical Documentation, "MPACT Theory," DNV Software, pág. 103 (2010).

PHAst Riesgo Technical Documentation, "MPACT Theory," DNV Software, pág. 52 (2010).

PHAst Riesgo Technical Documentation, "MPACT Theory," DNV Software, págs. 66-94 (2010).

PHAst Risk Technical Documentation, "MPACT Theory," DNV Software, page 103 (2010).

Procuraduría Federal de Protección al Ambiente en la sección de accidentes - Atención de emergencias diciembre de 2000

Programa Regional de Desarrollo Urbano, Turístico y Ecológico del Corredor Costero Tijuana-Rosarito-Ensenada (COCOTREN). Publicado en el Periódico Oficial del Gobierno de Baja California el 26 de diciembre de 2014.

Quest Consultants Inc. "Análisis para SEMARNAT en la Zona de Impacto para la Terminal de Importación de GNL de Energía Costa Azul" Reporte # 06-02-6570, febrero 16, 2006.

Sísmica de Suelos S.A. de C.V. Estudio Sismotectónico. Peligro sísmico y espectro de diseño sísmico de sitio. Mayo de 2018.

Sismos registrados a nivel municipal. Atlas de Riesgo del Municipio Ensenada (2012). URL: http://www.anr.gob.mx/PDFMunicipales/2011/vr_02001_AR_ENSENADA.pdf

Sitio Prioritario Acuático Epicontinental para la Conservación de la Biodiversidad. CONABIO. URL http://www.conabio.gob.mx/informacion/metadatos/gis/spec1mgw.xml?_xsl=/db/metadatos/xsl/fgdc_html.xsl&_indent=no

Sitios Prioritarios Terrestres para la Conservación de la Biodiversidad. CONABIO. URL http://www.conabio.gob.mx/informacion/metadatos/gis/spt1mgw.xml?_xsl=/db/metadatos/xsl/fgdc_html.xsl&_indent=no

Witlox, H.W.M. y Holt, A., 1999, A unified model for jet, heavy y passive dispersion including droplet rainout and re-evaporation, International Conference and Workshop on Modeling the Consequences of accidental Releases of Hazardous Materials, CCPS, San Francisco, California, Septiembre 28–Octubre 1, págs. 315–344.