



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 Descripción del sistema de transporte.....	I-1
I.1.1 EC Las Dunas.....	I-2
I.1.2. Gasoducto o línea regular	I-13
I.2 Bases de diseño.....	I-15
I.2.1 Criterios y normas consideradas para el desarrollo del Proyecto	I-15
I.2.2 Criterios generales de diseño	I-25
I.2.3 Equipos principales y auxiliares.....	I-26
I.2.4 Servicios auxiliares	I-29
I.2.5 Información de zonas vulnerables.....	I-37
I.3 Hojas de seguridad	I-44
I.4 Condiciones de operación.....	I-45
I.4.1 Operación	I-46
I.4.2 Pruebas de verificación	I-46
I.5 Procedimientos y medidas de seguridad.....	I-50
I.5.1 Medidas de seguridad	I-50
I.6 Análisis y evaluación de riesgo.....	I-53
I.6.1 Antecedentes de accidentes e incidentes	I-53
I.6.2 Metodología de identificación y jerarquización de riesgos	I-65
I.6.3 Resultados de la aplicación de las metodologías de riesgo.....	I-71

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I.1 Elementos de la válvula de corte XV-01100	I-3
Tabla I.2 Elementos de la válvula de bloqueo XV-01113	I-3
Tabla I.3 Elementos de la válvula de bloqueo manual HV-01111/12	I-4
Tabla I.4 Elementos del transmisor indicador de nivel LIT-01101/102/103/104	I-4
Tabla I.5 Elementos del transmisor indicador de nivel redundante LZIT-01001/002	I-5
Tabla I.6 Elementos de LV-01101/102/103/104.....	I-5
Tabla I.7 Elementos de la válvula de regulación de flujo FV-01010 A/B/C.....	I-6
Tabla I.8 Puntos de ajuste.....	I-8
Tabla I.9 Puntos de ajuste PI-01009	I-8
Tabla I.10 Puntos de ajuste TI-01006	I-8
Tabla I.11 Puntos de ajuste PZIT-01001/02.....	I-9
Tabla I.12 Elemento de la válvula de apertura y cierre BDV-01050	I-9
Tabla I.13 Elemento de la válvula de apertura y cierre BDV-01041	I-9
Tabla I.14 Elementos de la válvula automática de corte XV-01101/01102/01103	I-10
Tabla I.15 Elementos de SDV-01121/01123/01125.....	I-10
Tabla I.16 Elementos de la válvula SDV-01002.....	I-12
Tabla I.17 Elementos de la válvula automática/manual XV-01107.....	I-13
Tabla I.18 Condiciones normales de presión y temperatura.....	I-14
Tabla I.19 Normas nacionales - Normas Oficiales Mexicanas (NOM).....	I-15
Tabla I.20 Normas nacionales - Normas Mexicanas (NMX).....	I-16
Tabla I.21 Códigos, estándares y normas internacionales - Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).....	I-18
Tabla I.22 Códigos, estándares y normas internacionales - International Electrotechnical Commission (IEC)	I-18

Tabla I.23 Códigos, estándares y normas internacionales - International Organization for Standardization (ISO).....	I-19
Tabla I.24 Códigos, estándares y normas internacionales - Manufacturers Standardization Society (MSS).....	I-19
Tabla I.25 Códigos, estándares y normas internacionales - American National Standards Institute (ANSI)I-20	
Tabla I.26 Códigos, estándares y normas internacionales - Instrumentation, Systems and Automation Society (ISA).....	I-20
Tabla I.27 Códigos, estándares y normas internacionales - American Petroleum Institute (API)	I-21
Tabla I.28 Códigos, estándares y normas internacionales - National Electrical Manufacturer’s Association (NEMA).....	I-22
Tabla I.29 Códigos, estándares y normas internacionales - National Fire Protection Association (NFPA) . I-22	
Tabla I.30 Códigos, estándares y normas internacionales - American Society of Mechanical Engineers (ASME).....	I-22
Tabla I.31 Códigos, estándares y normas internacionales - American Society for Testing and Materials (ASTM).....	I-23
Tabla I.32 Códigos, estándares y normas internacionales - Underwriters Laboratories (UL)	I-24
Tabla I.33 Códigos, estándares y normas internacionales - National Association of Corrosion Engineers (NACE).....	I-25
Tabla I.34 Características de los equipos principales y auxiliares de la EC Las Dunas	I-26
Tabla I.35 Descripción del STGN.....	I-28
Tabla I.36 Escala Richter	I-39
Tabla I.37 Fallas y fracturas en el trazo del gasoducto por cadenamamiento.....	I-40
Tabla I.38 Sustancias involucradas.....	I-44
Tabla I.39 Condiciones normales de operación.....	I-45
Tabla I.40 Datos de diseño.....	I-45
Tabla I.41 Antecedentes de accidentes e incidentes internacionales	I-55
Tabla I.42 Antecedentes de accidentes e incidentes en México	I-61
Tabla I.43 Ubicación donde se han presentado los accidentes.....	I-63
Tabla I.44 Tipos de evento	I-64
Tabla I.45 Categorización de la frecuencia y consecuencias	I-69
Tabla I.46 Categorización de la frecuencia y consecuencias	I-69
Tabla I.47 Matriz de riesgos	I-70
Tabla I.48 Lista de escenarios por nodo de estudios HazOp	I-72
Tabla I.49 Lista de escenarios por nodo de análisis ¿Qué pasa sí...?	I-75
Tabla I.50 Escenarios seleccionados para ser evaluados de manera cuantitativa por análisis y estimación de frecuencias	I-76
Tabla I.51 Listado de escenarios de riesgo.....	I-80

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura I.1 Localización del Proyecto	I-2
Figura I.2 Regionalización sísmica CFE 2015	I-38
Figura I.3 Zonas sísmicas del área de influencia del Proyecto.....	I-38
Figura I.4 Zonificación por fallas	I-40
Figura I.5 Fallas y fracturas activas en el Área de Influencia del Proyecto	I-41
Figura I.6 Zonas con potencial importante para la ocurrencia de colapsos.....	I-42
Figura I.7 Riesgo por intensidad de sequía en el municipio de Tijuana, BC	I-42
Figura I.8 Temperaturas máximas estacionales en el municipio de Tijuana, BC	I-43
Figura I.9 Distribución de las temperaturas máximas extremas y proyección de las temperaturas máximas extremas a 50 años en el municipio de Tijuana, BC.....	I-44
Figura I.10 Distribución de accidentes e incidentes por década.....	I-63
Figura I.11 Clasificación de eventos	I-63
Figura I.12 Tipos de instalaciones con mayor índice de accidentes.....	I-64

Figura I.13 Causas de accidentes	I-65
Figura I.14 Protocolo de análisis para realizar HazOp.....	I-67
Figura I.15 Protocolo de análisis para realizar ¿Qué pasa sí...?.....	I-68
Figura I.16 Jerarquización por receptor individual	I-78
Figura I.17 Formula para obtener la magnitud de riesgos	I-79
Figura I.18 Resultados obtenidos conforme a la fórmula aplicada	I-79

I. ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO

I.1 Descripción del sistema de transporte

Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

El proyecto “Gasoducto ECA” (Proyecto) consiste en diseñar, construir, probar, operar y mantener un gasoducto de 30” de diámetro por parte de Gasoducto de Aguaprieta, S. de R.L. de C.V. (GAP), de un Sistema de Transporte de Gas Natural (STGN) que proporcione un medio seguro, confiable, eficiente y económico para transportar gas natural en el estado de Baja California, apegándose al cumplimiento de la legislación vigente. Su objetivo principal es el transporte y entrega del gas natural requerido para la operación del “Proyecto de Licuefacción de Gas Natural en Energía Costa Azul” a desarrollarse en Energía Costa Azul (Centro Energético La Jovita), en el estado de Baja California.

El Proyecto se ubica en los [REDACTED]. A partir de la localidad de [REDACTED] iniciará el STGN en la Estación de Compresión Las Dunas (EC Las Dunas) en el cadenamiento 0+000 hasta el Punto de Interconexión con el ducto en operación Gasoducto Rosarito en la Estación existente PLS El Carrizo ubicada [REDACTED] en el cadenamiento 198+787.33, por lo que la longitud del gasoducto será de 198.79 km (véase Anexo V.1.1.).

Como se mencionó, en el cadenamiento 0+000 se encontrará la EC Las Dunas, la cual contará con la disponibilidad de los sistemas de filtración, regulación y medición de flujo, análisis de gas, regulación, compresión, enfriamiento y Trampa de Envío de Diablos (L-001-001), con la finalidad de una correcta operación en el gasoducto y para el cumplimiento con las normas nacionales e internacionales. La EC Las Dunas contará con la capacidad para manejar un flujo total de 189.36 m³/s (equivalente a 577.72 millones de pies cúbicos diarios –MMPCD–), considerando que el flujo normal de operación será de 168.11 m³/s (equivalente 513 MMPCD) a condiciones estándar, es decir, a una presión absoluta de 101.35 kPa (14.7 libras por pulgada cuadrada real –psia–) y temperatura de 15 °C.

En la entrada de la EC Las Dunas, se instalará la válvula de corte rápido, para asegurar el aislamiento de esta en caso de ser requerido por problemas con el suministro de gas natural. Aguas arriba se colocará una junta aislante tipo monoblock, con el propósito de aislar el sistema por protección catódica.

Posteriormente, la EC Las Dunas contará con el sistema de filtración, el cual estará conformado por los filtros separadores, para remoción de impurezas líquidas y sólidas del gas natural. Cada filtro separador tendrá una capacidad total de filtración de 168.11 m³/s (513 MMPCD) de gas natural y una eficiencia de retención del 99% de sólidos de 1 µm y mayores y 99% de partículas líquidas de 0.3 µm y mayores.

Después del sistema de filtración, el gas natural se enviará a la Estación de Medición, Regulación y Control, EMRYC-001-001, la cual estará conformada por un patín de regulación y medición, ambos en arreglo de 2+1 (2 brazos en operación y 1 de relevo) y con una capacidad en cada tren de 256.5 MMPCD.

Enseguida, el gas natural después de regularse y medirse se enviará hacia el sistema de análisis de calidad, el cual incluirá analizadores para monitorear el contenido de humedad, ácido sulfhídrico, azufre total y análisis cromatográfico de gas hasta de C9.

Aguas abajo, a la salida de los brazos del patín de medición, se localizará la válvula ESDV-01001, la cual se comunicará con el Sistema de Paro por Emergencia (SPE). Esta válvula contará con alarmas por baja y muy baja presión y la instrumentación necesaria para garantizar el cierre del sistema de compresión en caso de alguna emergencia que ponga en riesgo la integridad del sistema.

Posteriormente el gas natural se enviará a los turbocompresores, la filosofía de operación considera para el flujo máximo dos turbocompresores operando y uno de respaldo. La presión mínima de succión de los turbocompresores será de 471 psig. Cada línea de succión cuenta con una válvula automática de corte, para aislar la línea de alimentación de los turbocompresores, la apertura o cierre de estas válvulas es controlado mediante el Sistema de Control Distribuido (SCD).

El Controlador Lógico Programable de cada Turbocompresor (PLC-TC) estará comunicado con el Sistema de Paro por Emergencia (SPE) de la EC Las Dunas para realizar la secuencia de paro del equipo en caso de activarse el Sistema de Paro de Emergencia. Cada módulo del turbocompresor ubicado a pie de equipo estará localizado en el Cuarto de Control de Proceso (CCP).

Cada turbocompresor contará con sistema de enfriamiento a la descarga. Posteriormente de pasar el gas natural por el sistema de compresión, el gas natural pasará por la Trampa de Envío de Diablos (L-001-001) de 30” x 36”, la cual se ubicará a la salida de la EC Las Dunas (0+000). Esta trampa de diablos operará cuando se lleve a cabo el mantenimiento del gasoducto; para tal efecto, se alinearán las válvulas manuales que permiten las maniobras para el envío del diablo instrumentado. Para verificar la operación de este equipo se contará con indicadores de presión locales, así como con indicadores de paso de diablos con indicación local, la trampa contará además con una línea de desvío y una tapa de apertura y cierre rápido.

La EC Las Dunas contará con un cuarto de control con un sistema de comunicación vía fibra óptica con respaldo vía satelital que enviará las señales provenientes del SCD, SPE, F&G, Video, Telefonía, Accesos y Comunicaciones al sistema (SCADA) de los diferentes instrumentos instalados en las válvulas de paro por emergencia y equipos de proceso.

Agua abajo se localizarán 6 Válvulas de Seccionamiento (MLV-1001 a MLV-1006) ubicadas en los cadenamientos 31+000, 54+000, 73+500, 104+500, 135+500 y 167+000, respectivamente. Estas válvulas permitirán el aislamiento de diversos tramos del Proyecto con el objetivo de minimizar el impacto al medio ambiente y brindar seguridad en caso de rupturas de la tubería y de venteos programados.

Finalmente, en el cadenamiento 198+787.33 se encontrará la Trampa de Recibo de Diablos (RD-003-001) dentro de la Estación existente PLS El Carrizo del Gasoducto Rosarito.

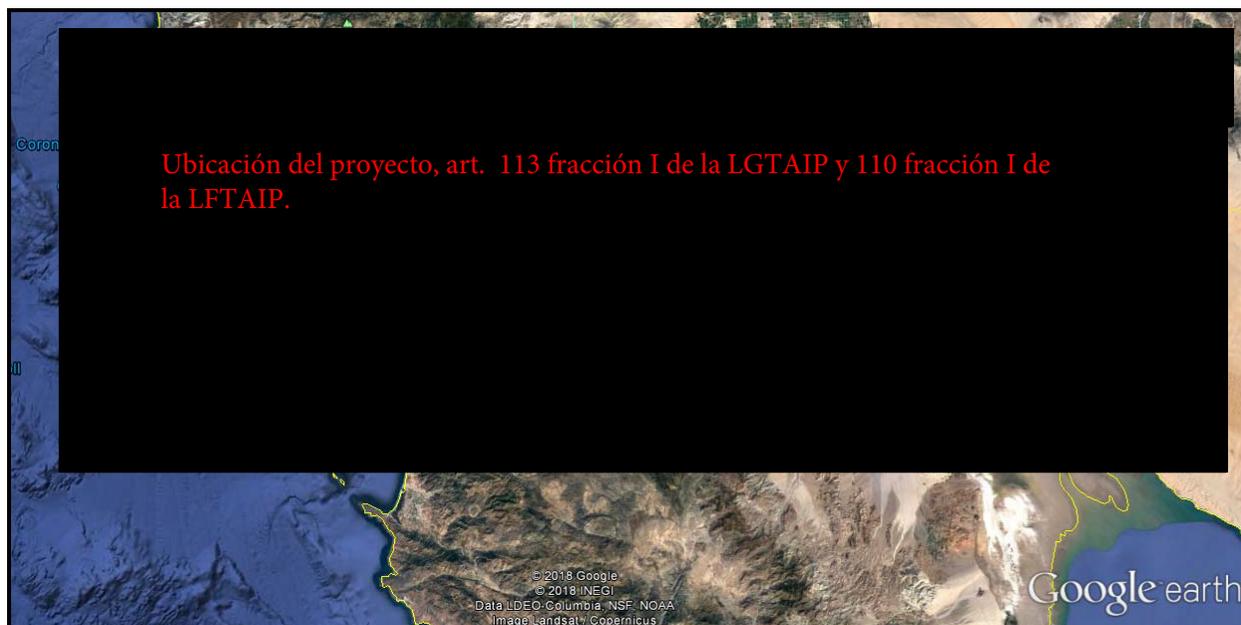


Figura I.1 Localización del Proyecto
Fuente: Tomado de Google Earth, 2020.

I.1.1 EC Las Dunas

I.1.1.1 Sistema de recepción

La alimentación del flujo de gas natural del Proyecto será a través de la línea 30”-GN-001103-D5A2, la cual contará con una junta aislante monoblock (JAM-01001) para evitar la transición de corriente alterna,

seguido en límite de batería se tendrá un PIT-01900 para monitorear la presión desde el SCD, así mismo contará con alarma por alta presión PAH-01900 = 530 psig (3,654.22 kPa man), alarma por baja presión PAL-01900 = 440 psig (3,033.69 kPa man) y alarma por muy baja presión PALL-01900 = 430 psig (2,964.74 kPa man).

La operación continua del transporte de gas natural será a través de la línea 30"-GN-001103-D5A2 manteniendo en posición abierta la válvula de corte manual/automática (XV-01100). La válvula de bloqueo automática XV-01100, que estará normalmente abierta y será accionada por el mismo gas de proceso, contará con un mecanismo mecánico (line break) para garantizar el cierre de ésta por la pérdida de presión aguas arriba de la válvula de corte. En la Tabla I.1 se muestran los elementos de la válvula de corte.

Tabla I.1 Elementos de la válvula de corte XV-01100

Instrumentación local	
ZSO-01100	Interruptor de posición abierto
ZSC-01100	Interruptor de posición cerrado
HOAV-01100	Selector Local / Fuera / Remoto
SCV-01100	Válvula solenoide de cierre
SOV-01100	Válvula solenoide de apertura
ZSP-01100	Interruptor de prueba parcial
Indicación al SCD	
ZIO-01100	Indicación del interruptor de posición abierto
ZIC-01100	Indicación del interruptor de posición cerrado
HI-R/L-01100	Indicación Local / Fuera
ZIP-01100	Indicación de falta de prueba parcial
PDAH-01100	Alarma por alta presión diferencial
Comando de la SCD	
HSO-01100	Comando de apertura de la válvula solenoide (SOV-01100)
HSC-01100	Comando de cierre de la válvula solenoide (SCV-01100)
HSP-INICIAR/PVST-01100	Hand switch de inicio de prueba parcial

Fuente: Bases de diseño.

La válvula de corte XV-01100 tendrá un bypass (4"-GN-001101-D5A2) con válvula de bloqueo manual (HV-01113), la cual solo se usará para empacar la línea 30"-GN-001103-D5A2 durante el arranque. En la Tabla I.2 se muestran los elementos de la válvula de bloqueo HV-01113.

Tabla I.2 Elementos de la válvula de bloqueo XV-01113

Instrumentación local	
ZSO-01113	Interruptor de posición abierto
ZSC-01113	Interruptor de posición cerrado
Indicación al SCD	
ZIO-01113	Indicación del interruptor de posición abierto
ZIC-01113	Indicación del interruptor de posición cerrado

Fuente: Bases de diseño.

Del cabezal de 30"-GN-001103-D5A2 se deriva la línea 3"-GN-001601-D5A2 (black-start), el cual abastecerá al paquete de gas combustible (PA-001-654) en caso de emergencia que salgan de operación los equipos (filtros, patín de medición y regulación, así como compresores) que son los asociados a la operación continua del proceso.

I.1.1.2 Sistema de filtración

El transporte de gas fluirá a los filtros separadores FS-001-001A/B por la línea 30”-GN-001104/105-D5A2 a una presión máxima de 3,447.37 kPa man (500 psig), temperatura máxima de 50 °C (323.15 °K) y mínima de 10 °C (283.15 °K). La operación del filtrado de gas se realizará con un filtro en operación y el otro de relevo con capacidad de 168.11 m³/s (513 MMPCD) cada uno.

La presión diferencial de cada uno de los filtros será monitoreada por un transmisor indicador de presión diferencial (PDIT-01101/01102), los cuales tendrán la función de verificar la saturación de los equipos, mediante una caída de presión máxima de 68.94 kPa (10.0 psi). Este indicador de presión diferencial enviará una señal electrónica analógica de 4 a 20 mA con protocolo HART, monitoreada a través del SCD y enviando la indicación PDI-01101/01102 con alarmas por alta presión diferencial PDAH-01101/01102 = 55.15 kPa (8.0 psig), y muy alta presión diferencial PDAHH-01101/01102 = 68.94 kPa (10 psig), estas alarmas notificarán al operador para darle mantenimiento operativo al filtro.

Los filtros tendrán instrumentación local para monitorear las variables de presión (PI-01101/01102) y temperatura (TI-01101/01102).

La salida del gas filtrado en los FS-001-001A/B será enviado a través de la línea 30”-GN-001106/07-D5A2 que descargará a un cabezal común (30”-GN-001108-D5A2) el cual conectará con la línea (30”-GN-001109-D5A2) de transporte al cabezal del patín de regulación de flujo (30”-GN-001160-D5A2).

En caso de que salga de operación uno de los filtros, se abrirán o cerrarán las válvulas manuales HV-01111/01112, según sea el filtro que esté operando. En la Tabla I.3 se muestran los elementos de la válvula de bloqueo manual (HV-01111/12).

Tabla I.3 Elementos de la válvula de bloqueo manual HV-01111/12

Instrumentación local	
ZSO-01111	Interruptor de posición abierto
ZSC-01111	Interruptor de posición cerrado
Indicación al SCD	
ZIO-01111	Indicación del interruptor de posición abierto
ZIC-01111	Indicación del interruptor de posición cerrado

Fuente: Bases de diseño.

El condensado separado de cada uno de los filtros se canalizará a la pierna de nivel y será monitoreado por un indicador de nivel local, LG-01101/01102/1103/1104, y un transmisor indicador de nivel, LIT-01101/01102/01103/01104, con alarmas por alto nivel LAH-01101/02/03/04 = 80% y bajo nivel LAL-01101/202/203/204 = 20%, que enviarán la señal de esta variable al SCD por medio de un lazo de 4 a 20 mA, accionando las válvulas LV-01101/01102/01103/01104. En la Tabla I.4 se muestran los elementos del indicador de nivel.

Tabla I.4 Elementos del transmisor indicador de nivel LIT-01101/102/103/104

Indicación al SCD	
LI-01101/02	Indicación de nivel con alarmas
LSL-01101/02	Interruptor por bajo nivel
LSH-01101/02	Interruptor por alto nivel

Fuente: Bases de diseño.

Así mismo se contará con transmisores indicadores de nivel redundantes LZIT-01001/01002/LZIT-01003/01004 con alarmas por alto-alto nivel LAHH-01001/01002/01003/01004 = 90%, alto LAH-01001/01002/01003/01004 = 85%, bajo nivel LAL-01001/01002/01003/01004 = 15% y bajo-bajo nivel LALL-01001/01002/01003/01004 = 10%, que enviarán la señal de esta variable al SPE para tomar las medidas necesarias, para evitar el arrastre de condensados que pueda causar daños a los turbo

compresores. Los transmisores indicadores de nivel redundantes LZIT-01001/01002/01003/01004, contarán con las indicaciones de la Tabla I.5.

Tabla I.5 Elementos del transmisor indicador de nivel redundante LZIT-01001/002

Indicación al SPE	
LI-01001/002	Indicación de nivel con alarmas
LSL-01001/002	Interruptor por bajo nivel
LSH-01001/002	Interruptor por alto nivel

Fuente: Bases de diseño.

El condensado proveniente de los filtros FS-001-101 A/B será enviado a través de la línea 2"-CD-001201/202-A0A1, en donde aguas arriba se contará con un transmisor de flujo, FIT-01001/002, que enviará una señal al SCD de alarma por alto-alto flujo FAHH-01001/07002 = 10.5 gpm y alto flujo FAH-01001/01002 = 5.28 gpm. Así mismo, aguas abajo del medidor de flujo tipo placa FE-01001/002, se tendrá una placa de restricción, RO-01001/01002, la cual reducirá la presión en el límite del equipo paquete de los filtros, para que el fluido circule hasta el cabezal 4"-CD-001200-A0A1 que descarga al tanque T-001-101.

El condensado será enviado mediante el accionamiento de las válvulas de nivel automático tipo on/off, LV-01101/01102/01103/01104, de 2 pulgadas de diámetro. El accionamiento de apertura y cierre de estas válvulas será por acción eléctrica de 24 VCD, mediante las válvulas solenoide de tres vías, SV-01101/01102/01103/01104, las cuales recibirán señal de los transmisores de nivel LIT-01101/01102/01103/01104. Las válvulas LV abrirán cuando se presente un nivel alto accionado por el interruptor LSH-01101/01102/01103/01104 y cerrarán una vez que se detecte bajo nivel a través del interruptor LSL-01101/01102/01103/01104.

Tabla I.6 Elementos de LV-01101/102/103/104

Instrumentación local	
ZSO-01101/102/103/104	Comando de posición abierto del solenoide
ZSC-01101/102/103/104	Comando de posición cerrado del solenoide
SV-01101/102/103/104	Válvula del solenoide
Indicación al SCD	
ZIO-01101/102/103/104	Indicación del interruptor de posición abierto
ZIC-01101/102/103/104	Indicación del interruptor de posición cerrado
HI-01101/102/103/104	Indicación del modo de operación Local / Fuera / Remota

Fuente: Bases de diseño.

Cuando falle el suministro de gas en el actuador de la válvula de control de nivel (LV-01101/102/103/104) esta se cerrará completamente y su estatus se verificará desde el SCD. La válvula de nivel estará equipada con actuador neumático de pistón de acción doble, esta usará como fuerza motriz la presión del fluido del proceso (gas natural), el cual será regulado en una sola etapa. La toma de gas será directa del separador, en donde la primera etapa de regulación será a través de la válvula PCV-01101/01104 y la segunda etapa a través de las válvulas PCV-01102/01103/01104/01106. Para el mantenimiento de la válvula de control de nivel existirá un bypass con válvulas de bloque de bola manuales de 2" de diámetro, normalmente cerrada.

Para protección de una sobre presión en los filtros, éstos contarán con una válvula de seguridad, PSV-01001/01002, las cuales tendrán una presión de ajuste de 10,204.24 kPa man (1,480 psig). Estas válvulas desfogarán a un sitio seguro hacia el ambiente a través de las líneas 4"-V-001900/001105-A0A1.

Los filtros operarán en un arreglo 1+1 (uno en operación y uno de relevo).

I.1.1.3 Sistema de medición, regulación y control

Después de pasar el gas natural por los filtros, es alimentado al cabezal (30"-GN-001160-D5A2) del patín de regulación de la estación de medición, regulación y control (EMRyC-001-001) fluyendo el gas natural hacia las válvulas de flujo FV-01010A/B/C por las líneas 16-GN-001161/001162/001163-D5A2. La configuración del tren de regulación será de forma 2+1 (dos brazos en operación y uno de relevo).

El ciclo de operación de los controladores de cada brazo será de la siguiente forma: El primer controlador operará en modo manual con una apertura cercana al 80%, lo que implica que aportará aproximadamente un flujo de 134.50 m³/s (410.4 MMPCD).

El primer brazo aportará una cuota fija del flujo deseado en la EC Las Dunas aguas abajo. El segundo controlador operará en modo automático con un punto de ajuste de 33.62 m³/s (102.6 MMPCD), la apertura esperada por la válvula de control trabajará entre 20% y 45% de apertura. El segundo brazo aportará la cuota faltante del flujo requerido de la estación, compensando transitorios de las condiciones de proceso en el sistema de transporte.

El tercer controlador operará en modo manual con una apertura del 0%. El tercer brazo quedará como reserva del patín de regulación y control de flujo, dando la oportunidad de operaciones de mantenimiento. La rotación de los brazos de regulación será planeada con base a tiempos establecidos para mantenimiento de las válvulas de flujo. En la Tabla I.7 se muestran los elementos de las válvulas de regulación de flujo (FV-01010A/B/C).

Tabla I.7 Elementos de la válvula de regulación de flujo FV-01010 A/B/C

Instrumentación local	
ZT-01010A/B/C	Transmisor de posición
FY-01010A/B/C	Posicionador digital el cual realiza el control del actuador el cual será transmitida desde el FQI hacia el SCADA
Indicación al SCD	
FIC-01010A/B/C	Indicación controlador de flujo
FI-01010A/B/C	Indicación de flujo

Fuente: Bases de diseño.

El personal de operación no tendrá capacidad de controlar localmente. El personal de operación tendrá la capacidad de controlar remotamente, considerando un selector de modo de operación manual - automático en la interface de operación en SCADA.

En modo de operación manual, el operador resolverá la posición de la válvula. El operador podrá ingresar el porcentaje de apertura deseado en el campo de la variable de control de gráfico dinámico. El sistema SCADA enviará la posición deseada al computador de flujo. El controlador asociado a la válvula ajustará la señal analógica para modular la posición deseada. Mediante la retroalimentación del posicionador al computador de flujo, el operador podrá monitorear el cambio en la posición de la válvula.

En modo de operación automático, el controlador analógico que se ejecute en el computador de flujo resolverá la posición de la válvula. El computador tendrá disponible el valor del flujo compensado en la estación de medición, el cual, será la variable de proceso del controlador analógico. El operador podrá ingresar el valor deseado de operación en unidades de flujo en el grafico dinámico. El sistema SCADA enviará el punto de ajuste al computador de flujo, el cual, será el punto de ajuste del controlador analógico. El controlador analógico realizará comparación entre el valor de proceso y el punto de ajuste. En caso de que el valor de proceso sea inferior al punto de ajuste (flujo abajo del valor esperado), el controlador analógico mandará abrir la válvula.

En caso de que el valor de proceso sea superior al punto de ajuste (flujo arriba del valor esperado), el controlador analógico mandará cerrar la válvula. La lógica del computador de flujo deberá considerar el transmisor de presión PIT-01009, en caso de recibir una indicación de baja presión, se deberá desplegar

una alarma de baja presión a la salida de la Estación de Medición, Regulación y Control (EMRyC) y no se deberá permitir que el posicionador cierre la válvula.

La presión a la salida del patín de regulación por medio del PIT-01011 será una condición de límite inferior respecto al control automático del flujo. Las constantes de sintonía de los controladores analógicos y la caracterización de la estación de control de flujo se realizarán durante el periodo de la puesta en operación, en donde, los puntos de ajuste y los porcentajes de apertura de la válvula serán establecidos por el grupo de operación.

Cada brazo de control de flujo contará con válvulas de corte automáticas tipo bola, XV-01010A/B/C, a la entrada y válvulas de corte manuales tipo bola, a la salida del patín de control de flujo.

Enseguida, el gas natural se enviará hacia el sistema de medición, EMRyC-001-001. El sistema de medición será de forma unidireccional y contará con tres brazos, 16”-GN-001167/001168/001169-D2A2, en arreglo 2+1 (dos en operación y uno en espera). Cada brazo contará con un acondicionador de flujo, un transmisor indicador de flujo del tipo ultrasónico, FE/FIT-01001A/B/C, un transmisor indicador de presión, PIT-01007A/B/C, un transmisor indicador de temperatura, TE/TIT-01004A/B/C, así como un indicador de presión, PI-01008A/B/C y un indicador de temperatura, TW/TI-01005A/B/C. Los transmisores indicadores de flujo, FE/FIT-01001A/B/C, enviarán una señal de flujo a la salida del patín de regulación con el propósito de verificar el funcionamiento de las válvulas de flujo, FV-01010A/B/C.

Los instrumentos transmisores mostrarán, remotamente en el SCADA a través del FQI/RTU, una indicación de flujo, FI-01001A/B/C, una indicación de temperatura, TI-01004A/B/C y una indicación de presión, PI-01007A/B/C. Las señales de presión y temperatura por medio del PIT-01007A/B/C y del TIT-01007A/B/C se utilizarán para hacer las correcciones correspondientes del flujo medido en el FQI/RTU hacia el SCADA.

Cada brazo de medición contará con válvulas de corte del tipo manual, HV-01008A/B/C, a la entrada y válvulas de corte del tipo automáticas, XV-01009A/B/C, a la salida del patín de medición.

A continuación, se tendrá la unidad de análisis de calidad del gas, con los elementos de análisis siguientes:

- ⊕ Azufre total y H₂S, AIT-01001/03;
- ⊕ Humedad. AIT-01002, y
- ⊕ Composición del gas, AIT-01004.

El cromatógrafo de gases tiene la capacidad de analizar la composición de gas de C1 hasta C9+, poder calorífico y gravedad específica de la corriente a través de columnas empacadas y detectores de conductividad térmica tipo termistor, el equipo incluye todos los accesorios en acero inoxidable, tanques de gas de arrastre y cilindro de gas patrón con regulador y conexiones. El tiempo de análisis del equipo será de 5 minutos o menos con una repetitividad de $\pm 0,5$ BTU/1 000 ft³ estándar.

El analizador de humedad estará disponible para determinar la cantidad de humedad del gas de manera directa y cuantitativa, sin interferencia debido a la presencia de H₂S, CO₂ o NH₃ en la corriente de gas, con una repetitividad de 0.2 ppmv o 1% de la lectura (el mayor de los dos), el flujo de muestra de 750 ml/min a 103.4 kPa man (15 psi), el equipo tiene un acondicionador de muestra con filtro medidor y válvulas.

El analizador cumplirá con el método de prueba establecido en la Norma ASTM-D-5454-04¹ para celdas tipo laser que requiere un mínimo mantenimiento anual, tendrá un rango de operación de 0 a 20 ppmv y una repetitividad de ± 500 ppb, con un sistema de muestreo con los accesorios necesarios para la correcta operación del equipo fabricados en acero inoxidable 316.

¹ ASTM-D-5454-04: Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels Using Electronic Moisture Analyzers.

El analizador de oxígeno (O₂) será del tipo continuo en línea, basado en disminución de fluorescencia que requiere un mínimo mantenimiento anual, con un rango de operación de 0-100 ppmv, con un límite de detección más bajo de 0,5 ppmv, sin interferencia debido a la presencia de ácido sulfhídrico (H₂S) o cualquier compuesto que incluya azufre (S₂). Con un sistema de muestreo con los accesorios necesarios para la correcta operación del equipo fabricados en acero inoxidable 316.

Para la toma de muestras en los analizadores se utilizará una probeta tipo Welker que tomará la muestra del centro de la corriente de flujo. Se tomará una muestra mensual de gas natural y será enviada a un laboratorio de prueba acreditado, con la finalidad de contar con un patrón de referencia y garantizar la precisión del análisis de composición de gas natural del cromatógrafo de gas instalado. Los procedimientos para el análisis del gas natural serán de conformidad con lo establecido en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2016².

El SCADA recibirá señales del equipo analizador y tendrá configuradas alarmas por alta concentración de H₂O, H₂S, O₂ y azufre total. En caso de presentarse un alto contenido de C9+ o de alguno de los parámetros de calidad en la corriente de gas (según lo indicado en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2016), se activará una alarma. El operador deberá decidir cuál es la acción a seguir en este evento. En la Tabla I.8 se muestran los puntos de ajuste para las alarmas del análisis.

Tabla I.8 Puntos de ajuste

Alarmas análisis (AI)	Punto de ajuste
Humedad (H ₂ O)	442 ppmv (20lb/MMSCF)
Ácido Sulfúrico (H ₂ S)	20 ppmv
Azufre total (ST)	200 ppmv

Fuente: Bases de diseño.

El computador de flujo FQI-01001 enviará las señales de estas variables al SCD y posteriormente al SCADA, en donde se tendrá indicación de cada una de ellas.

Inmediatamente después se tendrá el PIT-01009 y el TIT-01006, que enviarán señales de los parámetros medidos a través del FQI-01001 al SCADA para verificar las condiciones de salida de la EMRyC-001-001. Estos tendrán alarmas configuradas en el SCADA y sus puntos de ajuste se indican en la Tabla I.9 y I.10.

Tabla I.9 Puntos de ajuste PI-01009

Alarma (PI-01009)	Puntos de ajuste
Alta-Alta presión	525 psig (3,619.74 kPa man)
Alta presión	520 psig (3,585.27 kPa man)
Baja presión	445 psig (3,068.16 kPa man)
Baja-Baja presión	440 psig (3,033.69 kPa man)

Fuente: Bases de diseño.

Tabla I.10 Puntos de ajuste TI-01006

Alarma (TI-01006)	Puntos de ajuste
Alta-Alta presión	60 °C (333.15 °K)
Alta presión	50 °C (323.15 °K)
Baja presión	10 °C (283.15 °K)
Baja-Baja presión	5 °C (278.15 °K)

Fuente: Bases de diseño.

² NOM-001-SECRE-2010. Especificaciones del gas natural (cancela y sustituye a la NOM-001-SECRE-2003, Calidad del gas natural y la NOM-EM-002-SECRE-2009, Calidad del gas natural durante el periodo de emergencia severa). Publicación DOF: 19/03/2010.

I.1.1.4 Sistema de compresión

El gas ingresará de la EMRyC-001-001 al cabezal de succión de los turbocompresores a través de la línea 30"-GN-001174-D5A2, la cual contará con dos indicadores transmisores de presión PZIT-01001/02, con el fin de otorgar redundancia, los cuales estarán comunicados al Sistema de Paro de Emergencia (SPE). En la Tabla I.11 se muestra la configuración de las alarmas sus respectivos puntos de ajuste.

Tabla I.11 Puntos de ajuste PZIT-01001/02

Alarma (PZIT-01001/02)	Puntos de ajuste
Baja presión	435 psig (2,999.22 kPa man)
Baja-Baja presión	430 psig (2,964.74 kPa man)

Fuente: Bases de diseño.

Para salvaguardar la EC Las Dunas en caso de un evento no deseado, será instalada una válvula automática de paro por emergencia ESDV-01001, la cual será accionada desde el SPE cuando se disparen las alarmas de los PZIT-01001/02 configuradas por baja-baja presión.

En caso de que sea necesario se contará con la flexibilidad operativa de desviar el flujo de gas de la EC Las Dunas a través de la línea 30"-GN-001185-D2A2. En esta línea estará instalada una válvula de corte rápido, XV-01001, la cual en caso de ser necesario se abrirá para permitir el flujo de gas hacia el gasoducto, cerrando simultáneamente las válvulas de corte rápido ubicadas en las líneas de succión de los compresores, XV-01101/01102/01103.

En caso de condición insegura en la EC Las Dunas, esta sección contará con la línea 8"-V-001950-A0A1, la cual contará con una BDV-01050 con su respectivo orificio de restricción RO-01050 para mitigar la presión aguas abajo. En este caso, la línea de venteo se interconectará en el cabezal de baja presión de venteo, el cual conducirá a la columna de venteo V-001-101. En la Tabla I.12 se muestran los elementos que conforman el accionamiento de la BDV que utilizara el mismo gas de proceso.

Tabla I.12 Elemento de la válvula de apertura y cierre BDV-01050

Instrumentación local	
ZSO-01050	Comando de posición abierto del solenoide
ZSC-01050	Comando de posición cerrado del solenoide
SV-01050	Válvula solenoide
HOA-01050	Selector Local / Fuera / Remoto
PB-01050	Botonera de Paro / Arranque

Fuente: Bases de diseño.

Posteriormente el gas natural se alimentará a los turbocompresores TC- 001- 101/102/103 a través del cabezal de succión de baja presión 30"-GN-01174-D5A2. En caso de una condición insegura en la estación, este cabezal contará con la línea 8"-V-001631-D5A1, la cual contará con una BDV-01041 con su respectivo RO-01041 para mitigar la presión aguas abajo a ventear en la columna de venteo V-001-101. El accionamiento de la BDV es el gas motriz del mismo gas de proceso y dicha válvula contará con los elementos mostrados en la Tabla I.13.

Tabla I.13 Elementos de la válvula de apertura y cierre BDV-01041

Instrumentación local	
ZSO-01041	Comando de posición abierto del solenoide
ZSC-01041	Comando de posición cerrado del solenoide
SV-01041	Válvula solenoide
HOA-01041	Selector Local / Fuera / Remoto

Instrumentación local	
PB-01041	Botonera de Paro / Arranque
Indicación al SPE	
ZIO-01041	Indicación del interruptor de posición abierto
ZIC-01041	Indicación del interruptor de posición cerrado
HI-01041/08042	Indicación del modo de operación Local / Remota
Comando del SPE	
HSO-01041	Hand switch de abierto
HSP-01041	Hand switch de paro
ZIP-01041	Interruptor de cierre

Fuente: Bases de diseño.

Del cabezal de succión 30"-GN-01174-D5A2 se derivarán las líneas 24"-GN-008110/118/126-D5A2 para la succión de los compresores y para aislar el equipo se contará con las válvulas automáticas de corte XV-01101/01102/01103. La apertura o cierre de estas válvulas es controlado mediante el SCD y cada una de las válvulas contará con los siguientes elementos que podemos observar en la Tabla I.14.

Tabla I.14 Elementos de la válvula automática de corte XV-01101/01102/01103

Instrumentación local	
ZSO-01101/02/03	Interruptor de posición abierto
ZSC-01101/02/03	Interruptor de posición cerrado
HOA-01101/02/03	Selector Local / Fuera / Remoto
SCV-01101/02/03	Válvula solenoide de cierre
SOV-01101/02/03	Válvula solenoide de apertura
PBO-01101/02/03	Botonera de arranque
PBC-01101/02/03	Botonera de cierre
Indicación al SCD	
ZIO-01101/02/03	Indicación de interruptor de posición abierto
ZIC-01101/02/03	Indicación del interruptor de posición cerrado
HI-R/L-01101/02/03	Indicación Local / Fuera /Remota de prueba parcial
XA-01101/02/03	Luz indicadora de estatus
Comando de la SCD	
HSO-01101/02/03	Comando de apertura de la válvula solenoide (SOV-01101/02/03)
HSC-01101/02/03	Comando de cierre de la válvula solenoide (SCV-01101/02/03)

Fuente: Bases de diseño.

Continuando con el flujo de gas, aguas abajo de las XV-01101/01102/01103 se tendrán las líneas 24"-GN-001112/001120/001128-D5A2, en dónde se instalarán las válvulas SDV-01121/01123/01125 para el paro rápido/recirculación en frío de los compresores, comandado desde el SPE a través del PLC del turbocompresor. Cada uno de los elementos de estas válvulas, se muestran en la Tabla I.15.

Tabla I.15 Elementos de SDV-01121/01123/01125

Instrumentación local	
ZSO-01121/01123/01125	Comando de posición abierto del solenoide
ZSC-01121/01123/01125	Comando de posición cerrado del solenoide
SV-01121/01123/01125	Válvula solenoide
HS-01121/01123/01125	Posicionador

Indicación al SCD	
ZIO-01121/01123/01125	Indicación de interruptor de posición abierto
ZIC-01121/01123/01125	Indicación del interruptor de posición cerrado

Fuente: Bases de diseño.

Cada uno de los turbocompresores contará con un panel de control ubicado a pie de equipo, que estará comunicado con el panel de control del turbocompresor (PLC-TC), este último localizado en el Cuarto de Control de Proceso (CCP); la operación y control de cada turbocompresor, así como las protecciones, alarmas y secuencia de paro por emergencia, se realizará a través de los PLC de cada unidad.

En las líneas de succión de los turbocompresores, 24"-GN-001112/001120/001128-D5A2, se monitorearán localmente las temperaturas de succión a través de los TI-01103, TI-01107 y TI-01112 de manera remota en el PLC-TC con el TI-01104, TI-01108, TI-01112, con valores de alarma por baja, muy baja, alta y muy alta temperatura de succión, los valores de alarma de temperatura, deben comunicarse con el PLC-TC de cada unidad de compresión y éstos deben ser utilizados como permisivos para el control “anti surge” controlando la recirculación de gas desde la salida de los soloaires por medio de la apertura de las válvulas “ASV-01127, ASV-01128, ASV-01129” la filosofía de control de estas válvulas será alcance del proveedor de los turbocompresores.

También en las líneas de succión serán monitoreadas la presión de forma local mediante los PI-01105, PI-01109, PI-01113 y remota a través de los PIT-01103, PIT-01107, PIT-01111 con valores de alarma por alta, muy alta, baja y muy baja presión de succión del turbocompresor. Cada turbocompresor contará en las líneas de succión con un filtro en línea (tipo cono de bruja), con transmisor indicador de presión diferencial PDIT-01104, PDIT-01108, PDIT-01112, los cuales en caso de impurezas enviarán señal para alarmar por alta presión diferencial 34.47 kPa (5 psi) y muy alta presión diferencial 55.15 kPa (8 psi).

En las líneas de descarga de los turbocompresores de 20"-GN-001113-D5A2-1 ½" PP (TC-001-101), 20"-GN-001121-D5A2-1 ½" PP (TC-001-102), 24"-GN-001129-D5A2-1 ½" PP (TC-001-103), se contará con el monitoreo local de presión y temperatura a través de los instrumentos PI-01106, PI-01110, PI-01114, TI-01105, TI-01109, TI-01113; de manera remota, mediante los instrumentos TIT-01106, TIT-01110, TIT-01114, los cuales alertarán al operador al presentarse una alarma por alta temperatura y muy alta temperatura en la descarga de los turbocompresores. La presión máxima de descarga del compresor será de 9,494.08 kPa man (1,377 psig) y la temperatura máxima de descarga será de 137 °C (410.15 °K).

Las descargas de gas de los turbocompresores tendrán su línea de recirculación hacia la válvula “fast-stop” SDV-01127, SDV-01128, SDV-01129 hacia la línea de succión del compresor. El propósito de estas válvulas será asegurar la protección del compresor en caso de presentarse bajo flujo de gas a la succión adicionando el volumen de recirculación de gas evitando el fenómeno de “Surge” incrementando la recirculación de gas. La lógica de control y operación de estas válvulas será definida en acción conjunta con el proveedor de las turbinas.

Las líneas de descarga de los turbocompresores contarán con válvulas de seguridad, PSV-01003, PSV-01004, PSV-01005 de 6" R8" con set @ 10,204.24 kPa man (1,480 psig):

- ⊕ El turbocompresor TC-001-101 descargará a través de la línea de 20"-GN-0081113-D5A2-1 ½" PP hacia el soloaire E-001-101;
- ⊕ El turbocompresor TC-001-102 descargará a través de la línea de 20"-GN-001121-D5A2-1 ½" PP hacia el soloaire E-001-102, y
- ⊕ El turbocompresor TC-001-103 descargará a través de la línea de 20"-GN-008129-D5A2-1 ½" PP hacia el soloaire E-001-103.

Habrán dos turbocompresores en operación y uno de relevo (configuración 2+1).

I.1.1.5 Sistema de enfriamiento

Una vez que el gas se comprima por medio de los turbocompresores TC-001-101/102/103, el gas natural se enviará a los soloaires E-001-101/102/103 del tipo tiro forzado con una capacidad térmica que asegure que la temperatura de salida sea de 322.15 °K (49 °C). Los datos de potencia y carga térmica deberán ser proporcionados por el proveedor. Aguas abajo de los enfriadores, el gas fluirá a través de las líneas de 20"-GN-001114/001122/001130-D5A2 donde se tiene un monitoreo remoto en el SCD de la temperatura y presión mediante el TIT-01115/01116/01117 y PIT-01005/01006/01007, respectivamente. Estos instrumentos contarán con las alarmas por muy alta temperatura TAHH = 338.15 °K (65 °C), alta temperatura TAH = 333.15 °K (60 °C), baja temperatura TAL = 318.15 °K (45 °C) y baja-baja temperatura TALL = 313.15 °K (40 °C); así mismo se contará con las alarmas por alta presión 9,721.61 kPa man (1,410 psig) y muy baja presión 4,826.33 kPa man (700 psig).

Así mismo se dispondrá de un medidor de flujo tipo placa de orificio (FE-01101/102/103) el cual contará con lazo de control con el TIT-01101/102/103, PIT-01101/102/103 y FIT-01101/102/103, los cuales enviarán la señal al PLC-TC del turbocompresor para medir el flujo de gas e indicará de manera remota mediante el FI-01101/102/103 donde se muestra alarma por alto flujo (FIH) y por bajo flujo (FIL).

De las líneas de 20"-GN-008114/122/130-D5A2-1 saldrán tres disparos: línea de “anti-surge”, 16"-GN-001116/124/132-D5A2, que descargará en la succión de los turbocompresores TC-001-101/102/103; línea de gas de sellos, 1"-SEG-001450/451/452-D5A2, que será enviada hacia los paquetes PA-001-450/451/452; así como una línea de venteo, 8"-V-001713/001613/001628-D5A2, para ventear el gas hacia el cabezal de alta presión, 10"-V-001922-B5A1.

Posteriormente, las salidas de los enfriadores se descargarán al cabezal 30"-GN-001134-D5A2, en donde aguas abajo se instalará la válvula automática de paro de emergencia ESDV-01002. En la tubería 30"-GN-001135-D5A2 se monitoreará la presión por medio de los PZIT-01003 y PZIT-01004, los cuales estarán configurados con alarmas por alta y alta-alta presión. La señal de alarma por alta-alta presión enviará una señal para cierre de la válvula ESDV-01003, garantizando así la seguridad de la instalación por condiciones inseguras de presión en el ducto, activando el sistema de paro por emergencia. Esta válvula contará con un bypass, 4"-GN-001468-D5A2, para cargar la línea en el arranque, abriendo la válvula manual HV-01122 tipo bola de 4 pulgadas. Los elementos de la válvula SDV-01002 se muestran en la Tabla I.16.

Tabla I.16 Elementos de la válvula SDV-01002

Instrumentación local	
ZSO-01002	Comando de posición abierto del solenoide
ZSC-01002	Comando de posición cerrado del solenoide
HS-01002	Comando de hand switch
ZSP-01002	Comando de prueba parcial
SV-01002	Válvula solenoide
HOA-01002	Selector Local / Fuera / Remoto
PB-01002	Botonera de paro / Arranque
Indicación al SPE	
ZIO-01002	Indicación de interruptor de posición abierto
ZIC-01002	Indicación del interruptor de posición cerrado
HI-01002	Indicación del modo de operación Local /Remota
Comando de la SCD	
HSO-01002	Hand switch de abierto
HSP-01002	Hand switch de paro
ZIP-01002	Interruptor de falla de prueba parcial

Fuente: Bases de diseño.

I.1.1.6 Sistema de envió

Finalmente, el gas natural del proceso será enviado hacia el gasoducto para su posterior entrega al Gasoducto Rosarito, para aislarla se instalará una válvula automática/manual tipo bola (XV-01107), que en su última posición quedará abierta. En la Tabla I.17 se muestran los elementos con los que contará la válvula automática/manual.

Tabla I.17 Elementos de la válvula automática/manual XV-01107

Instrumentación local	
ZSO-01107	Interruptor de posición abierto
ZSC-01107	Interruptor de posición cerrado
HOA-01107	Selector Local / Fuera / Remoto
SCV-01107	Válvula solenoide de cierre
SOV-01107	Válvula solenoide de apertura
PBO-01107	Botonera de arranque
PBC-01107	Botonera de cierre
Indicación al SCD	
ZIO-01107	Indicación de interruptor de posición abierto
ZIC-01107	Indicación del interruptor de posición cerrado
HI-R/L-01107	Indicación Local / Fuera / Remota de prueba parcial
XA-01107	Luz indicadora de estatus
Comando de la SCD	
HSO-01107	Comando de apertura de válvula solenoide (SOV-01107)
HSC-08130	Comando de cierre de válvula solenoide (SCV-01107)

Fuente: Bases de diseño.

En caso de algún riesgo o eventualidad el cabezal de 30"-GN-001134-D5A2 se derivará una línea de venteo 8"-V-001908-D5A2 donde se instalará la válvula BDV-01042 con RO-01042 para ventear el gas hacia la columna de venteo V-001-101 y así proteger la instalación.

En la interconexión con el Gasoducto Rosarito, se colocará una trampa de envió de diablos, L-001-001, para la limpieza e inspección del ducto. La trampa incluirá una válvula de bloqueo tipo bola, dos sensores-indicadores locales de paso de diablos, XS-01503/01504, además de indicadores locales de presión tanto en la cubeta de la trampa, PI-01532A, como en la línea de recibo, PI-01532B. Aguas abajo de la trampa se instalará un junta monoblock, JAM-01002.

I.1.2. Gasoducto o línea regular

El ducto será de 30" de diámetro en 198.79 km de la línea principal. El espesor de pared será calculado con base a lo establecido en el código ASME B31.8³ y ASME B31.3⁴ considerando la corrosión permisible y la tolerancia del fabricante.

La tolerancia por corrosión y erosión será el espesor adicional que se incluirá:

- ⊕ 0 milímetros (0.0 pulgadas) para tubería de Polietileno de Alta Densidad (PEAD), y
- ⊕ 1.6 milímetros (0.0625 pulgadas) para tubería de acero al carbono.

³ Gas Transmission and Distribution Piping Systems.

⁴ Process Piping.

El Proyecto iniciará en la salida de la EC Las Dunas, el cual estará conformado principalmente por una línea regular de 30 pulgadas de diámetro donde se localizarán las MLV-1001 a la MLV-1006, estas MLV estarán espaciadas de acuerdo con la Norma Oficial Mexicana NOM-007-ASEA-2016⁵.

Las válvulas de seccionamiento MLV-1001 a la MLV-1006 estarán conformadas con la siguiente instrumentación:

- ⊕ Botón pulsador para apertura local ubicado en la caja del actuador;
- ⊕ Botón pulsador para cierre local ubicado en la caja del actuador;
- ⊕ Selector de operación local - remoto ubicado en la caja del actuador;
- ⊕ Interruptor de presión diferencial para alarma del sistema de monitoreo de ruptura de tubería ubicado en la caja del actuador, con indicación en sistema SCADA;
- ⊕ Palanca de restablecimiento local del sistema de monitoreo de ruptura de tubería ubicado en la caja del actuador;
- ⊕ Solenoide para accionamiento de apertura de válvula en la caja del actuador, con indicación en sistema SCADA;
- ⊕ Interruptor de posición de apertura en actuador, con indicación en sistema SCADA;
- ⊕ Solenoide para accionamiento de cierre de válvula en la caja del actuador, con indicación en sistema SCADA;
- ⊕ Interruptor de posición de cierre en actuador, con indicación en sistema SCADA, y
- ⊕ Las válvulas de seccionamiento MLV-1001 a 1006 tienen actuador que, en caso de falla, mantienen su última posición.

El personal de operación tendrá la capacidad de controlar localmente, colocando el selector de modo de operación en posición local, bloqueando la operación desde el cuarto de control, y pulsando los botones de apertura o cierre en la caja del actuador.

Las válvulas de seccionamiento sólo podrán ser abiertas localmente por lo que la operación remota será únicamente para cierre. Las válvulas de seccionamiento no contarán con secuencias de control, permisivos ni lógicas de enclavamiento. Cada una de ellas contará con indicaciones de posición abiertas (ZIO-02001 al ZIO-02006) o cerradas (ZIC-02001 al ZIC-02006), un control remoto configurado (HSC-02001 al HSC-02006), y con dos transmisores de presión ubicados aguas arriba y aguas abajo de cada válvula (PIT-02001 A/B al PIT-02006 A/B), los cuales tendrán indicación de presión (PI-02001 A/B al PI-02006 A/B) y alarmas configuradas por alta y baja presión en el SCADA.

La Tabla I.18 muestra las condiciones normales de presión y temperatura estimadas para cada válvula de seccionamiento desde la salida de la EC Las Dunas, en la Localidad [REDACTED] la interconexión con el sistema existente denominado Gasoducto Rosarito.

Tabla I.18 Condiciones normales de presión y temperatura

MLV	Ubicación	Unidad	Valores
MLV-1001	31+000	psig	1,339
		°C	45
MLV-1002	54+000	psig	1,313
		°C	42
MLV-1003	74+500	psig	1,286
		°C	39

⁵ NOM-007-ASEA-2016. Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos. Publicación DOF: 21/09/2016.

MLV	Ubicación	Unidad	Valores
MLV-1004	105+500	psig	1,234
		°C	35
MLV-1005	136+500	psig	1,076
		°C	24
MLV-1006	168+000	psig	1,065
		°C	25

Fuente: Bases de diseño.

Para la recepción del gas natural hasta el punto de interconexión con el sistema existente denominado Gasoducto Rosarito, se tiene considerado la Estación existente PLS El Carrizo, en la cual paralelo a la línea regular se instalará la trampa de recibo de diablo RD-003-001, la cual contará con dos sensores-indicadores locales de paso de diablos XS-03001 y XS-03002, además de indicación local de presión tanto en la cubeta de la trampa (PI-03002A) como en la línea de recibo (PI-03002B).

Por otra parte, esta estación tendrá una válvula de corte XV-03001, la cual contará con indicaciones de posición abierta ZIO-03001 o cerrado ZIC-03001 en el SCADA, selector de operación local – remoto HOA-03001, interruptor de presión diferencial para alarma del sistema de monitoreo de ruptura de tubería (LB), palanca de restablecimiento local del sistema de monitoreo de ruptura de tubería (HS), así como válvulas solenoides para la apertura y cierre de la válvula (SOV-03001 y SCV-03001).

Así mismo, la XV-03001 contará con una válvula manual de carga HV-03001A que enviará una señal de posición de abierta ZIO-03001A o cerrado ZIC-03001A también al SCADA. La válvula HV-03001A facilitará las operaciones de empaquetado, purgado y apertura de la válvula XV-03001. Contará además con un transmisor de presión diferencial PDIT-03001, el cual mide la diferencia de presión de ambos lados de la válvula HV-02001A.

I.2 Bases de diseño

I.2.1 Criterios y normas consideradas para el desarrollo del Proyecto

Todos los equipos, sistemas, instalaciones y obras complementarias que integrarán el Proyecto se diseñarán de conformidad con la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, la prelación de la normatividad es las Normas Oficiales Mexicanas (NOM), las Normas Mexicanas (NMX), la normatividad internacional y las normas extranjeras, véase Anexo V.2.6.1.

I.2.1.1 Normas nacionales

I.2.1.1.1 Normas Oficiales Mexicanas (NOM)

En la Tabla I.19 se indican las Normas Oficiales Mexicanas para el Proyecto.

Tabla I.19 Normas nacionales - Normas Oficiales Mexicanas (NOM)

Normas Oficiales Mexicanas (NOM)	
NOM-001-SECRE-2010	Especificaciones de gas natural
NOM-001-SEDE-2012	Instalaciones eléctricas (utilización)
NOM-001-STPS-2008	Edificios, locales, instalaciones y áreas en los centros de trabajo - condiciones de seguridad
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad, prevención, protección y combate de incendios en los centros de trabajo
NOM-002-SEDE-2010	Requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución
NOM-003-SEGOB-2002	Señales y avisos para protección civil - Colores, formas y símbolos a utilizar
NOM-005-STPS-1998	Relativa a las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo para el manejo, transporte y almacenamiento de sustancias químicas peligrosas

Normas Oficiales Mexicanas (NOM)	
NOM-007-ASEA-2016	Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos
NOM-008-SCFI-2010	Sistema general de unidades de medida
NOM-008-SECRE 1999	Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas
NOM-009-SECRE-2002	Que establece el monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas LP en ductos
NOM-011-STPS-2001	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se genere ruido
NOM-013-SCFI-2004	Instrumentos de medición-manómetros con elemento elástico-especificaciones métodos y prueba
NOM-014-ENER-2010	Eficiencia energética de motores eléctricos de corriente alterna, monofásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, enfriados con aire, en potencia nominal de 0.180 kW a 1.500 kW. Límites, método de prueba y marcado
NOM-016-ENER-2010	Eficiencia energética de motores eléctricos de corriente alterna, monofásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, enfriados con aire, en potencia nominal de 0.746 kW a 373 kW. Límites, método de prueba y marcado
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo
NOM-018-STPS-2015	Sistema armonizado para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo
NOM-019-STPS-2011	Constitución, integración, organización y funcionamiento de las comisiones de seguridad e higiene
NOM-020-STPS-2011	Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas - Funcionamiento - Condiciones de seguridad
NOM-022-STPS-2008	Electricidad estática en los centros de trabajo-condiciones de seguridad e higiene
NOM-025-STPS-2008	Condiciones de iluminación en centros de trabajo
NOM-026-STPS-2008	Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías
NOM-028-STPS-2012	Sistema para la administración del trabajo-Seguridad en los procesos y equipos críticos que manejen sustancias químicas peligrosas
NOM-029-STPS-2011	Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo-condiciones de seguridad
NOM-030-STPS-2009	Servicios preventivos de seguridad y salud en el trabajo funciones y actividades
NOM-031-STPS-2011	Construcción-condiciones de seguridad y salud en el trabajo
NOM-034-STPS-2016	Condiciones de seguridad para el acceso y desarrollo de actividades de trabajadores con discapacidad en los centros de trabajo
NOM-116-STPS-2009	Seguridad-Equipo de protección personal-respiradores purificadores de aire de presión negativa contra partículas nocivas-especificaciones y métodos de prueba
NOM-161-SEMARNAT-2011	Establece los criterios para clasificar a los Residuos de Manejo Especial y determinar cuáles están sujetos a Plan de Manejo; el listado de los mismos, procedimientos para la formulación de los planes de manejo

Fuente: Elaboración propia.

I.2.1.1.2 Normas Mexicanas (NMX)

En la Tabla I.20 se indican las Normas Mexicanas (NMX) aplicables al Proyecto.

Tabla I.20 Normas nacionales - Normas Mexicanas (NMX)

Normas Mexicanas (NMX)	
NMX-CC-001	Administración de la calidad y aseguramiento de la calidad vocabulario
NMX-E-012-SCFI-1999	Industria del plástico-tubos y conexiones-tubos y conexiones de policloruro de vinilo (PVC) sin plastificante para instalaciones eléctricas - Especificaciones
NMX-E-043-SCFI-2002	Industria del plástico-tubos de polietileno (PE) para la conducción de gas natural (GN) y gas LP (GLP) - Especificaciones
NMX-EC-17020-IMNC	Evaluación de la conformidad-requisitos para el funcionamiento de diferentes tipos de unidades (organismos) que realizan la verificación (inspección)
NMX-J-010-ANCE-2011	Productos Eléctricos - Conductores - Conductores con aislamiento termoplástico para instalaciones hasta 600 V - Especificaciones
NMX-J-012-ANCE-2014	Conductores - Cable de cobre con cableado concéntrico para usos eléctricos -Especificaciones
NMX-J-017-ANCE-2001	Accesorios para cables y tubos-especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-017-ANCE-2001	Accesorios para cables y tubos-especificaciones y métodos de prueba

Normas Mexicanas (NMX)	
NMX-J-023/1-ANCE-2007	Cajas registro metálicas y sus accesorios
NMX-J-061-ANCE-2009	Conductores - cables multiconductores para distribución aérea o subterránea a baja tensión
NMX-J-098-ANCE-2014	Sistemas eléctricos de potencia – Suministro - Tensiones eléctricas normalizadas
NMX-J-118/1-ANCE-2000	Productos Eléctricos – Tableros de alumbrado y distribución en baja tensión – Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-118/2-ANCE-2007	Productos Eléctricos - Tableros de distribución de fuerza en baja tensión - Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-136-ANCE-2007	Abreviaturas y símbolos para diagramas, planos y equipo eléctricos
NMX-J-142/1-ANCE-2011	Conductores - Cables de energía con pantalla metálica, aislados con polietileno de cadena cruzada o a base de etileno-propínelo para tensiones de 5 kV a 35 kV.
NMX-J-149/2-ANCE-2008	Fusibles para media y alta tensión, parte 2: cortacircuitos - Fusibles de expulsión - Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-235/1-ANCE-2008	Envolventes – Envolventes (gabinetes) para uso en equipo eléctrico – Parte 1 Requerimientos generales – Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-235/2-ANCE-2000	Envolventes – Envolventes (gabinetes) para uso en equipo eléctrico – Parte 2 Requerimientos específicos – Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-264-1977	Coples flexibles a prueba de explosión
NMX-J-266-ANCE-2014	Productos eléctricos - Interruptores - Interruptores automáticos en caja moldeada - Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-284-ANCE-2012	Transformadores y autotransformadores de potencia – especificaciones
NMX-J-290-ANCE-1999	Arrancadores manuales magnéticos y contactores - Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-307-ANCE-2011	Luminarios de uso general para interiores y exteriores
NMX-J-353-ANCE-2008	Productos eléctricos - Centros de control de motores - Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-359-ANCE-1997	Productos Eléctricos - Luminarias para áreas clasificadas como peligrosas
NMX-J-436-ANCE-2007	Conductores - Cordones flexibles para uso rudo y extra rudo hasta 600 V –Especificaciones
NMX-J-438-ANCE-2003	Productos Eléctricos - Cables con aislamiento de policloruro de vinilo 75 °C y 90 °C para alambrado de tableros - Especificaciones
NMX-J-451-ANCE-2011	Conductores-Conductores con aislamiento termofijo - especificaciones
NMX-J-486-ANCE-2005	Conductores, cables de control y multiconductores de energía para baja tensión, no propagadores de incendio, de baja emisión de humos y sin contenido de halógenos, 600 V y 90 °C
NMX-J-511-ANCE-2011	Soporte para conductores eléctricos sistema de soportes metálicos tipo charola, especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-515-ANCE-2014	Equipos de control y distribución - Requisitos generales de seguridad – Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-529-ANCE-2012	Grados de protección proporcionados por los envolventes (Código IP)
NMX-J-534-ANCE-2013	Tubos metálicos rígidos de acero tipo pesado y sus accesorios para la protección de conductores - Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-535-ANCE	Tubos rígidos de acero tipo semipesado para la protección de conductores y sus accesorios - Especificaciones y métodos de prueba
NMX-J-538/2-ANCE-2005	Productos de distribución y de control de baja tensión parte 2: Interruptores automáticos
NMX-J-580/1-ANCE-2012	Ensamblajes de tableros de control y distribución de baja tensión parte 1 reglas generales
NMX-X-031-SCFI-2005	Industria del gas-válvulas de paso especificaciones y métodos de prueba
NMX-X-047-SCFI-2014	Industria del gas - Tubos y conexiones de poliamida sin plastificante (PA-U) para la conducción de gas natural (GN). Especificaciones y métodos de prueba
NMX-Z-109	Términos generales y sus definiciones referentes a la normalización y sus actividades conexas

Fuente: Elaboración propia.

I.2.1.2 Códigos, estándares y normas internacionales

I.2.1.2.1 Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)

En la Tabla I.21 se indican los códigos, estándares y normas internacionales que corresponden al Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE).

Tabla I.21 Códigos, estándares y normas internacionales - Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)

Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)	
IEEE C57.12.01	IEEE standard general requirements for dry - Type distribution and power transformers including those with solid-cast and / or resin encapsulated windings
IEEE C37.20.1	IEEE standard for metal - Enclosed low-voltage power circuit breaker switchgear
IEEE C37.20.2	IEEE standard for metal - Clad switchgear
IEEE C37.20.3	IEEE standard for metal - Enclosed interrupter switchgear
IEEE C37.23	IEEE standard for metal - Enclosed low-voltage power circuit breaker switchgear
IEEE Std 141	IEEE recommended practice for electric power distribution for industrial plants - Red book
IEEE Std 142	IEEE recommended practice for grounding of industrial and commercial power systems
IEEE Std 242	Recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power systems - IEEE Buff book
IEEE Std 576	IEEE recommended practice for installation, termination, and testing of insulated power cable as used in industrial and commercial applications
IEEE 85	Test procedure for airborne sound measurements on rotating electric machinery
IEEE 112	Standard test procedure for polyphase induction motors and generators
IEEE 522	Guide for testing turn-to-turn insulation on form-wound stator coils for alternating current rotating electric machines
IEEE 841	Severe duty TEFC Squirrel cage motors – Up to and including 500 HP
IEEE C2	National electrical safety code
IEEE 32	Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potentials of a ground system.
IEEE 81	Standard requirements, terminology, and test procedure for neutral grounding devices
IEEE 1100	Powering and grounding sensitive electronic equipment SH 95510-IEEE Emerald Book
IEEE 802.3 -2008	Local area network ethernet standard, including the gigabit ethernet standard
IEEE C37.1 – 1994	Standard for SCADA and automation systems
IEEE 1379 – 2000	Recommended practice for data communications between remote terminal units and intelligent electronic devices in a substation

Fuente: Elaboración propia.

I.2.1.2.2 International Electrotechnical Commission (IEC)

En la Tabla I.22 se indican los códigos, estándares y normas internacionales que corresponden al International Electrotechnical Commission (IEC).

Tabla I.22 Códigos, estándares y normas internacionales - International Electrotechnical Commission (IEC)

International Electrotechnical Commission (IEC)	
IEC 801-1	Electromagnetic compatibility for industrial-process measurement
IEC 61800-3	Adjustable speed electrical power drives systems
IEC 60034-1	Rotating electrical performance
IEC 60598-2-22	Luminaries - Part 2-22: Particular requirements - Luminaries for emergency lighting. luminaries
IEC 60770-3	Transmitters for use in industrial-Process control systems – Part. 3: Methods for performance evaluation of intelligent transmitters
IEC 60947-1	Low voltage switchboard and control gear - Part 1 - General rules
IEC 60947-2	Low voltage switchboard and control gear - Part 2 – Circuit Breakers
IEC 61131-1	Programmable controllers' part 1: general information
IEC 61131-2	Programmable controllers' part 2: equipment requirements and test
IEC 61131-3	Programmable controllers' part 3: programming languages
IEC 61131-4	Programmable controllers' part 4: user guidelines
IEC 62035	Discharge lamps (excluding fluorescent lamps) - Safety specifications
IEC-62040-1	Uninterruptible power systems (UPS)

International Electrotechnical Commission (IEC)	
IEC 62271-200	High-Voltage Switchboard and control gear-Part 200: AC Metal-Enclosed Switchboard and control gear for rated voltages above 1 kV and up to and Including 52 kV

Fuente: Elaboración propia.

I.2.1.2.3 International Organization for Standardization (ISO)

En la Tabla I.23 se indican los códigos, estándares y normas internacionales que corresponden al International Organization for Standardization (ISO).

Tabla I.23 Códigos, estándares y normas internacionales - International Organization for Standardization (ISO)

International Organization for Standardization (ISO)	
ISO 1461	Hot dip galvanized coatings on fabricated iron and steel articles - Specifications and test methods
ISO 14313	Petroleum and natural gas industries - Pipeline transportation systems - Pipeline valves
ISO 14723	Petroleum and natural gas industries - Pipeline transportation systems - Pipeline valves
ISO 15590-2	Petroleum and gas natural industries - Induction bends, fittings and flanges for pipeline transportations systems
ISO 15590-3	Petroleum and gas natural industries Inductions bends, fittings and flanges for pipeline transportations systems part 3: Flanges
ISO 15848-1	Industrial valves - Measurement, test and qualification procedures for fugitive emissions - Part 1: classification system and qualification procedures for type testing of valves
ISO 15848-2	Industrial valves - Measurement, test and qualification procedures for fugitive emissions - Part 2: production acceptance test of valves
ISO 16486	Plastics piping systems for the supply of gaseous fuels - Unplasticized polyamide (PA-U) piping systems with fusion jointing and mechanical jointing
ISO 16852	Flame arresters - Performance requirements, test methods and limits for use
ISO 3183	Petroleum and natural gas industries. - Steel pipe for pipeline transportation systems
ISO 4437	Buried polyethylene (PE) pipes for the supply of gaseous fuel - Metric series - Specifications
ISO 5208	Pressure testing of metallic valves
ISO 5211	Industrial valves – Part – Turn actuator attachments
ISO 7005-1	Steel flanges for industrial and general service piping systems
ISO 10474	Steel and steel products – Inspection documents
ISO 10497	Industrial valves – Measurement, test and qualification procedures for fugitive emissions – Part 2: production acceptance test of valves
ISO 13949	Method for the assessment of the degree of pigment dispersion in polyolefin pipes, fittings and compounds

Fuente: Elaboración propia.

I.2.1.2.4 Manufacturers Standardization Society (MSS)

En la Tabla I.24 se indican los códigos, estándares y normas internacionales que corresponden al Manufacturers Standardization Society (MSS).

Tabla I.24 Códigos, estándares y normas internacionales - Manufacturers Standardization Society (MSS)

Manufacturers Standardization Society (MSS)	
MSS SP-6	Standard finishes for contact faces of pipe flanges and connecting end flanges of valves and fittings
MSS SP-25	Standard marking system for valves, fittings, flanges & unions
MSS SP-44	Steel pipeline flanges
MSS SP-55	Quality standard for steel castings for valves, flanges, fittings
MSS SP-58	Pipe hangers and supports - Materials, design, manufacture, selection, application, and installation
MSS SP-61	Valve testing standards
MSS SP-69	Pipe hangers and supports - Selection and application
MSS-SP-75	Specifications for high-test, wrought, butt welding fittings

Manufacturers Standardization Society (MSS)	
MSS SP-79	Socket welding reducer inserts
MSS SP-80	Bronze gate, globe, angle and check valves
MSS SP-84	Valves - Socket-welding and threaded ends
MSS SP-95	Swage (d) nipples and bull plugs
MSS SP-97	Integrally reinforced forged branch outlet fittings - Socket welding, threaded, and butt welding ends
MSS SP-99	Instrument valves
MSS SP-110	Ball valves threaded, socket-welding, solder joint, grooved and flared ends
MSS SP-115	Excess flow valves, NPS 1 1/4 and smaller, for fuel gas service

Fuente: Elaboración propia.

I.2.1.2.5 American National Standards Institute (ANSI)

En la Tabla I.25 se indican los códigos, estándares y normas internacionales que corresponden al American National Standards Institute (ANSI).

Tabla I.25 Códigos, estándares y normas internacionales - American National Standards Institute (ANSI)

American National Standards Institute (ANSI)	
ANSI/UL 698	Industrial control equipment for use in hazardous locations
ANSI C84.1	Electric power systems and equipment - Voltage ratings (60 Hertz)
ANSI C80.5	American national standard for Electrical Rigid Aluminum Conduit (ERAC)

Fuente: Elaboración propia.

I.2.1.2.6 Instrumentation, Systems and Automation Society (ISA)

En la Tabla I.26 se indican los códigos, estándares y normas internacionales que corresponden al Instrumentation, Systems and Automation Society (ISA).

Tabla I.26 Códigos, estándares y normas internacionales - Instrumentation, Systems and Automation Society (ISA)

Instrumentation, Systems and Automation Society (ISA)	
ISA S5.1	Instrumentation symbols and identification
ISA S5.2	Binary logic diagrams for process operations
ISA S5.3	Graphic symbols for distributed control/shared display instrumentation, logic and computer systems
ISA S5.4	Instrument loop diagrams
ISA RP12.1	Electrical instruments in hazardous atmospheres
ISA S12.10	Area classification in hazardous atmospheres
ISA RP12.4	Instrument purging for reduction of hazardous area classification
ISA RP12.6	Installation of intrinsically safe instrument systems in class I hazardous location
ISA RP12.12	Electrical equipment for use in class I, division 2, hazardous (classified) locations
ISA 20	Specification forms for process measurement and control instruments
ISA 71.04	Environmental conditions for process measurement and control
ISA 75.01	Control valve sizing equations
ISA 75.01.01	Flow equations for sizing control valves - integrated systems
ISA 75.05.01	Control valve terminology
ISA 75.08.01	Face-to-face dimensions for integral flanged globe-style control valve

Fuente: Elaboración propia.

I.2.1.2.7 American Petroleum Institute (API)

En la Tabla I.27 se indican los códigos, estándares y normas internacionales que corresponden al American Petroleum Institute (API).

Tabla I.27 Códigos, estándares y normas internacionales - American Petroleum Institute (API)

American Petroleum Institute (API)	
API 5L	Specification for line pipe
API 6D	Pipeline valves (gate, plug, ball and check-valves)
API 6FA	Specification for fire test for valves
API 6FD	Specification for fire test for check valves
API 594	Check valves: flanged, lug, wafer and butt-welding
API 598	Valve inspection and testing
API 599	Metal plug valves flanged and welding ends
API 600-2009	Steel gate valves-flanged and butt-welded ends, bolted bonnets
API 602	Compact steel gate valves-flanged, threaded, welding and extended-body ends
API 607	Fire test for soft seated quarter turn valves
API 608	Metal ball valves – Flanged, threaded and butt-welding ends
API 609	Butterfly valves, lug-type and wafer-type
API 623	Steel globe valves - Flanged and butt-welding ends, bolted bonnets
API 624	Type testing of rising stem valves equipped with graphite packing for fugitive emissions
API 1104	Welding of pipelines and related facilities
API RP 5L9	External fusion bonded epoxy coating of line pipe
API RP 14E	Recommended practice for design and installation of offshore production platform piping systems
API RP 12J	Specification for oil and gas separators
API-RP- 500	Recommended practice for classification of locations for electrical installations at petroleum facilities classified as class 1, division 1, and division 2 industrial locations
API RP 520	Sizing, selection, and installation of pressure-relieving devices in refineries
API RP 521	Pressure-relieving and depressuring systems
API RP 540	Electrical installations in petroleum processing plants
API RP 550	Manual on installation of refinery instruments and control systems
API RP 551	Process instrumentation and control
API RP 553	Refinery control valves (1998)
API RP 554	Manual on installation of refinery instruments and control systems Instrumentation
API RP 574	Inspection practices for piping system components
API RP 1113 - 2007	Developing a pipeline supervisory control center
API RP 1165 - 2007	Recommended practice for pipeline SCADA displays
API RP 1167 - 2010	Pipeline SCADA alarm management
API STD 661	Petroleum, petrochemical, and natural gas industries air-cooled heat exchangers
API STD 616	Gas turbines for the petroleum, chemical, and gas industry services
API STD 617	Axial and centrifugal compressors and expander compressors
API STD 618	Reciprocating compressors for petroleum, chemical, and gas industry services
API STD 1164 - 2009	Pipeline SCADA security

Fuente: Elaboración propia.

I.2.1.2.8 National Electrical Manufacturer’s Association (NEMA)

En la Tabla I.28 se indican los códigos, estándares y normas internacionales que corresponden al National Electrical Manufacturer’s Association (NEMA).

Tabla I.28 Códigos, estándares y normas internacionales - National Electrical Manufacturer’s Association (NEMA)

National Electrical Manufacturer’s Association (NEMA)	
NEMA ICS 1	Industrial control and systems: General requirements
NEMA ICS 2	Industrial control and systems: Controllers, contactors, and overload relays rated 600 volts
NEMA ICS 6	Industrial control and systems Enclosures
NEMA ICS 18	Industrial control and systems: Motor control centers
NEMA 250	Enclosures for electrical equipment (1000 volts maximum)
NEMA Std Publication No HP 100.3	High temperature instrumentation and control cables insulated and jacketed with cross-linked (thermoset) polyolefin (XLPO)
MG 1	Motors and generators
MG 2	Safety standard and guide for selection, installation, and use of electrical motors and generators

Fuente: Elaboración propia.

I.2.1.2.9 National Fire Protection Association (NFPA)

En la Tabla I.29 se indican los códigos, estándares y normas internacionales que corresponden al National Fire Protection Association (NFPA).

Tabla I.29 Códigos, estándares y normas internacionales - National Fire Protection Association (NFPA)

National Fire Protection Association (NFPA)	
NFPA 10	Standard for portable fire extinguishers
NFPA 12	Standard on carbon dioxide extinguishing systems
NFPA 70	National electrical code
NFPA 70E	Standard for electrical safety in the workplace
NFPA 77	Recommended practice on static electricity
NFPA 101	Life safety code
NFPA 497-2012	Recommended practice for the classification of flammable liquids, gases, or vapors and of hazardous
NFPA 780	Standard for the installation of lightning protection systems
NFPA 850	Recommended practice for fire protection for electric generating plants and high voltage direct current converter stations
NFPA 1221	Standard for the installation, maintenance, and use of emergency services communications systems
NFPA 2001	Standard on clean agent fire extinguishing systems
NFPA 5000	Building construction and safety code

Fuente: Elaboración propia.

I.2.1.2.10 American Society of Mechanical Engineers (ASME)

En la Tabla I.30 se indican los códigos, estándares y normas internacionales que corresponden al American Society of Mechanical Engineers (ASME).

Tabla I.30 Códigos, estándares y normas internacionales - American Society of Mechanical Engineers (ASME)

American Society of Mechanical Engineers (ASME)	
ASME B16.5	Pipe flanges and flanged fittings
ASME B16.9	Factory-made wrought steel butt welding fittings
ASME B16.10	Face-to-face and end-to-end dimensions of valves

American Society of Mechanical Engineers (ASME)	
ASME B16.11	Forged fittings, socket-welding and threaded - Includes errata: June 2017
ASME B16.20	Metallic gasket for pipe flanges ring/joint, spiral-wound and jacketed
ASME B16.21	Nonmetallic flat gasket for pipe flanges revision of ANSI B16.21
ASME B16.24	Cast copper alloy pipe flanges and flanged fittings
ASME B16.25	Buttwelding ends
ASME B16.33	Manually operated metallic gas valves for use in gas piping systems up to 175 psi (sizes NPS ½ through NPS 2)
ASME B16.34	Valves - flanged, threaded, and welding end
ASME B16.36	Orifice flanges
ASME B16.38	Large metallic valves for gas distribution (manually operated, NPS 21/2 to 12)
ASME B16.47	Large diameter steel flanges NPS 26 through NPS 60
ASME B16.48	Line blanks
ASME B18.2.1	Square, hex, heavy hex, and askew head bolts and hex, heavy hex, hex flange, lobed head, and lag screws (inch series)
ASME B18.2.2	Square and hex nuts (inch series)
ASME B31.3	Process piping
ASME B31.8	Gas transmission and distribution piping systems
ASME B36.10	Welded and seamless wrought steel pipe
ASME B36.19	Stainless steel pipe
ASME B46.1	Surface texture (surface roughness, waviness and lay)
ASME Section V	Nondestructive examination
ASME Section VIII - DIV I	Boiler pressure vessel code, rules for construction of pressure vessel
ASME IX	Welding and brazing qualifications

Fuente: Elaboración propia.

I.2.1.2.11 American Society for Testing and Materials (ASTM)

En la Tabla I.31 se indican los códigos, estándares y normas internacionales que corresponden al American Society for Testing and Materials (ASTM).

Tabla I.31 Códigos, estándares y normas internacionales - American Society for Testing and Materials (ASTM)

American Society for Testing and Materials (ASTM)	
ASTM A53	Pipe, steel, black and hot-dipped, zinc coated welded and seamless
ASTM A105	Forgings, carbon steel for piping components
ASTM A106	Seamless carbon steel pipe for high temperature service
ASTM A123	Zinc (hot-dip galvanized) coatings on iron and steel products
ASTM A153	Zinc coating (hot-dip) on iron and steel hardware
ASTM A182	Forged or rolled alloy steel pipe flanges, forged fittings and valves and parts for high - Temperature service
ASTM A193	Alloy-steel and stainless-steel bolting materials for high temperature service
ASTM A194	Carbon and alloy steel nuts for bolts for high pressure and high temperature service or both
ASTM A216	Steel castings carbon suitable for fusion welding, for high temperature service or both
ASTM A234	Piping fittings of wrought carbon steel and alloy steel for moderate and high temperature service
ASTM A240	Standard specification for chromium and chromium-nickel stainless steel plate, sheet, and strip for pressure vessels and for general applications
ASTM A276	Stainless steel bars and shapes
ASTM A307	Carbon steel bolts, studs, and threaded rod 60000 psi tensile strength

American Society for Testing and Materials (ASTM)	
ASTM A312	Seamless and welded austenitic stainless-steel pipes
ASTM A320	Alloy-steel and stainless-steel bolting for low temperature service
ASTM A351	Castings, austenitic, for pressure containing parts
ASTM A354	Quenched and tempered alloy steel bolts, studs, and other externally threaded fasteners
ASTM A403	Standard specification for wrought austenitic steel piping fittings
ASTM A516	Pressure vessel plates, carbon steel, for moderate and lower temperature service
ASTM A733	Standard specification for welded and seamless carbon steel and austenitic stainless-steel pipe nipples
ASTM B62	Standard specification for composition bronze or ounce metal casting
ASTM D2513	Standard specification for polyethylene (pe) gas pressure pipe, tubing, and fittings
ASTM D3350	Standard specification for polyethylene plastics pipe and fittings materials
ASTM F714	Polyethylene (PE) gas pressure pipe, tubing, and fittings
ASTM F1055	Standard specification for electrofusion type polyethylene fittings for outside diameter-controlled polyethylene and crosslinked polyethylene (pex) pipe and tubing
ASTM 1589	Determination of the critical pressure for rapid crack propagation in plastic pipe
ASTM F1973	Standard specification for factory assembled anodeless risers and transition fittings in polyethylene (pe) and polyamide 11 (part 11) and polyamide 12 (part 12) fuel gas distribution systems
ASTM F2789	Polyamide 12 gas pressure pipe, tubing, and fittings
ASTM F2945	Polyamide 11 gas pressure pipe, tubing, and fittings
ASTM D2513	Polyethylene (PE) gas pressure pipe, tubing, and fittings
ASTM D2997	Standard specification for centrifugal cast “fiberglass” (glass-fiber-reinforced thermosetting) resin pipe
ASTM D5685	Standard specification for “fiberglass” (glass-fiber-reinforced-thermosetting resin) pressure pipe fittings
ASTM D4024	Standard specification for Reinforced Thermosetting Resin (RTR) flanges

Fuente: Elaboración propia.

I.2.1.2.12 Underwriters Laboratories (UL)

En la Tabla I.32 se indican los códigos, estándares y normas internacionales que corresponden al Underwriters Laboratories (UL).

Tabla I.32 Códigos, estándares y normas internacionales - Underwriters Laboratories (UL)

Underwriters Laboratories (UL)	
UL 6A	UL standard for safety electrical rigid metal conduit - aluminum, red brass and stainless steel
UL 514	Standard for safety for metallic outlet boxes
UL 698	UL standard for safety industrial control equipment for use in hazardous (classified) locations
UL 845	UL standard for safety-motor control centers
UL 886	UL standard for safety outlet boxes and fittings for use in hazardous (classified) locations
UL-924	UL standard for safety emergency lighting and power equipment
UL 1072	Standard for safety medium - Voltage power cables
UL 1569	UL standard for safety metal - Clad cables

Fuente: Elaboración propia.

I.2.1.2.13 National Association of Corrosion Engineers (NACE).

En la Tabla I.33 se indican los códigos, estándares y normas internacionales que corresponden al National Association of Corrosion Engineers (NACE).

Tabla I.33 Códigos, estándares y normas internacionales - National Association of Corrosion Engineers (NACE)

National Association of Corrosion Engineers (NACE)	
NACE SP 0169-2007	Control of external corrosion of underground or submerged metallic piping systems
NACE SP-05-72-2007	Design, installation, operation and maintenance of impressed current deep anode beds

Fuente: Elaboración propia.

1.2.2 Criterios generales de diseño

El diseño y definición del arreglo y construcción del Proyecto (incluyendo la EC Las Dunas) se deberán de aplicar el Reglamento de construcción propio de la región (Ley de Edificaciones del Estado de Baja California) en conjunto con el Reglamento de Construcciones para el Distrito Federal (ahora Ciudad de México) y sus Normas Técnicas Complementarias.

Los planos arquitectónicos deberán desarrollarse bajo la unidad de medida “metro (m)”, de acuerdo con lo indicado en la Norma Oficial Mexicana NOM-008-SCFI-2002⁶ “Sistema general de unidades de medida”.

Los componentes principales del Proyecto son:

- ⊕ EC Las Dunas;
- ⊕ Trampa de envío de diablos (L-001-001) –Ubicada dentro la EC Las Dunas–;
- ⊕ Gasoducto – Ducto de 30” de diámetro–;
- ⊕ Seis válvulas de seccionamiento (MLV-1001 a MLV-1006), y
- ⊕ Trampa de recibo de diablos (RD-003-001), en el punto de interconexión con el ducto en operación Gasoducto Rosarito en la Estación existente PLS El Carrizo. **Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.**

La topografía de los terrenos de la trayectoria del ducto va de semiplano a accidentada, con una elevación inicial aproximada de 56 metros sobre el nivel medio del mar (msnm) en la Localidad [REDACTED] hasta una elevación final de 427 msnm en la conexión de la Estación existente PLS El Carrizo.

Para proponer la ruta y alternativa se tomarán en cuenta principalmente la constructibilidad del Proyecto, el respectivo análisis se hizo en función de los siguientes parámetros: construcción, medio ambiente, impacto social y seguridad de la infraestructura.

La superficie total requerida para el desarrollo del Proyecto será de 6,418,482.4006 m² (641.8482 ha). El gasoducto tendrá una longitud aproximada de 198,787.33 metros (198.79 km) y contempla el derecho de vía (DDV) permanente de 30 metros que requerirán aproximadamente 5,963,778.0681 m² (596.3778 ha). Las válvulas de seccionamiento serán de 22 x 25 metros (550 m²), sin embargo, se localizarán dentro del DDV permanente por lo que ya se considera su superficie.

La EC Las Dunas ocupará una superficie de 108,599.9873 m² (10.8600 ha), cabe señalar que la trampa de envío de diablos (L-001-001) formará parte de esta estación, por lo que ya se considera su superficie.

La trampa de recibo de diablos (RD-003-001) estará ubicada dentro de la Estación existente PLS El Carrizo, por lo que su superficie no se considera.

El ducto será de 30 pulgadas de diámetro y tramo de 198.79 kilómetros de la línea principal. El espesor de pared será calculado con base a lo establecido en el código ASME B31.8⁷ y ASME B31.3⁸.

⁶ NOM-008-SCFI-2002. Sistema general de unidades de medida. Publicación DOF: 27/11/2002.

⁷ ASME B31.8: Gas Transmission and Distribution Piping Systems.

⁸ ASME B31.3: Process Piping.

La tolerancia por corrosión y erosión será el espesor adicional que se incluirá:

- ⊕ 0 mm (0.0 pulgadas) para tubería de polietileno de alta densidad (PEAD), y
- ⊕ 1.6 mm (0.0625 pulgadas) para tubería de acero al carbono.

I.2.3 Equipos principales y auxiliares

En la Tabla I.34 se muestran las características de los equipos principales y auxiliares que serán instalados en el Proyecto y en la Tabla I.35 se muestran las condiciones del gasoducto del Proyecto que saldrá de la EC Las Dunas (con punto de llegada) y su interconexión con la Estación existente El Carrizo.

Tabla I.34 Características de los equipos principales y auxiliares de la EC Las Dunas

Descripción	Tag	Presión Operación Máx. / Mín. (kPa man)	T° operación Máx. / Mín. (°C)
Filtro separador	FS-001-001A	5,639.9 / 3,309.5	25 / 10
Filtro separador	FS-001-001B	5,639.9 / 3,309.5	25 / 10
Estación de medición, regulación y control	EMRYC-001-001	5,639.9 / 3,309.5	50 / 10
Filtro separador	FS-001-651A	5,639.9 / 3,309.5	49 / 25
Filtro separador.	FS-001-651B	5,639.9 / 3,309.5	49 / 25
Calentador de gas	HE-001-651A	Nota 1	Nota 1
Calentador de gas	HE-001-651B	Nota 1	Nota 1
Filtro separador	FS-001-652A	5,570.9 / 2,757.9	49 / 25
Filtro separador	FS-001-652B	5,570.9 / 2,757.9	49 / 25
Calentador de gas	HE-001-652A	Nota 1	Nota 1
Calentador de gas	HE-001-652B	Nota 1	Nota 1
Filtro separador	FS-001-653A	5,570.9 / 2,757.9	49 / 25
Filtro separador	FS-001-653B	5,570.9 / 2,757.9	49 / 25
Calentador de gas	HE-001-653A	Nota 1	Nota 1
Calentador de gas	HE-001-653B	Nota 1	Nota 1
Filtro separador	FS-001-654A	5,570.9 / 2,757.9	49 / 25
Filtro separador	FS-001-654B	5,570.9 / 2,757.9	49 / 25
Calentador de gas	HE-001-654A	Nota 1	Nota 1
Calentador de gas	HE-001-654B	Nota 1	Nota 1
Turbocompresor.	TC-001-101	Nota 2	Nota 2
Enfriador de aceite (TC-001-101)	HE-001-3220	Nota 1	Nota 1
Filtro separador de gas	F-01100	Nota 1	Nota 1
Filtro coalescedor	FS-001-450A	Nota 1	Nota 1
Filtro coalescedor	FS-001-450B	Nota 1	Nota 1
Calentador	HE-001-450A	Nota 1	Nota 1
Calentador	HE-001-450B	Nota 1	Nota 1
Turbocompresor	TC-001-102	Nota 2	Nota 2
Enfriador de aceite (TC-001-101)	HE-001-3221	Nota 1	Nota 1
Filtro separador de gas	F-01200	Nota 1	Nota 1
Filtro coalescedor	FS-001-451A	Nota 1	Nota 1
Filtro coalescedor	FS-001-451B	Nota 1	Nota 1

Descripción	Tag	Presión Operación Máx. / Mín. (kPa man)	Tº operación Máx. / Mín. (°C)
Calentador	HE-001-451A	Nota 1	Nota 1
Calentador	HE-001-451B	Nota 1	Nota 1
Turbocompresor	TC-001-103	Nota 2	Nota 2
Enfriador de aceite (TC-001-101)	HE-001-3222	Nota 1	Nota 1
Filtro separador de gas	F-01300	Nota 1	Nota 1
Filtro coalescedor	FS-001-452A	Nota 1	Nota 1
Filtro coalescedor	FS-001-452B	Nota 1	Nota 1
Calentador	HE-001-452A	Nota 1	Nota 1
Calentador	HE-001-452B	Nota 1	Nota 1
Enfriador de gas	E-001-101	7,584.2 / Nota 1	58.2 / Nota 1
Enfriador de gas	E-001-102	7,584.2 / Nota 1	58.2 / Nota 1
Enfriador de gas	E-001-103	7,584.2 / Nota 1	58.2 / Nota 1
Tanque de aceite residual	T-001-250	101.35	25
Bomba de aceite residual	B-001-250A	249.16	25
Bomba de aceite residual	B-001-250B	249.16	25
Columna de venteo	V-001-101	Nota 1	Nota 1
Tanque de condensados	T-001-101	101.35	25
Compresor de aire	C-001-500	1,034.21	42
Compresor de aire.	C-001-501	1,034.21	42
Paq. secadora de aire	SA-001-500	1,137.63	42
Paq. secadora de aire	SA-001-501	1,137.63	42
Tanque acumulador de aire	R-001-500	1,137.63	42
Tanque acumulador de aire	R-001-501	1,137.63	42
Prefiltro de aire	FS-001-550	Nota 1	Nota 1
Prefiltro de aire	FS-001-552	Nota 1	Nota 1
Postfiltro de aire	FS-001-551	Nota 1	Nota 1
Postfiltro de aire	FS-001-553	Nota 1	Nota 1
Tanque de almacenamiento de agua de servicio	T-001-350	101.35	25
Bomba de agua de servicios	B-001-350A	551.6	25
Bomba de agua de servicios	B-001-350B	551.6	25
Tanque hidroneumático a presión	R-001-350	551.6	25
Generador a gas	GE-001-600	No Aplica	No Aplica
Generador a gas	GE-001-601	No Aplica	No Aplica
Generador a gas	GE-001-602	No Aplica	No Aplica
Tanque de aceite lubricante	T-001-600	101.35	30
Trampa de envío de diablos	L-001-001	6,205 / 3,241	50 / 10

Nota 1: Estos datos serán proporcionados en el desarrollo de la ing. básica y de detalle.

Nota 2: Las condiciones de presión son de acuerdo al escenario de operación del año que se analice.

Fuente: Bases de diseño.

Tabla I.35 Descripción del STGN

Instalación	Origen (km)	Destino (km)	Coordenadas (UTM) ⁹		Espesor ¹⁰ (in)	Diámetro (in)	Ubicación ² (km)	Presión de prueba hidrostática (kg/cm ²)	Código de diseño	Presión ⁴ (kg/cm ²)			Temperatura ¹¹ (°C)		
			X	Y						Mín.	Normal	Máy.	Mín.	Normal	Máy.
Trampa de diablos L-001-001						30	0+000	Por definir					10		50
Ducto	0+000	31+000			Nota 1	30		Por definir		35.15		74.52	10		50
MLV-1001						30	31+000	Por definir	ASME B31.8				10		50
Ducto	31+000	54+000			Nota 1	30		Por definir		35.15		74.52	10		50
MLV-1002						30	54+000	Por definir	ASME B31.8				10		50
Ducto	54+000	73+500			Nota 1	30		Por definir		35.15		74.52	10		50
MLV-1003						30	73+500	Por definir	ASME B31.8				10		50
Ducto	73+500	104+500			Nota 1	30		Por definir		35.15		74.52	10		50
MLV-1004						30	104+500	Por definir	ASME B31.8				10		50
Ducto	104+500	135+500			Nota 1	30		Por definir		35.15		74.52	10		50
MLV-1005						30	135+500	Por definir	ASME B31.8				10		50
Ducto	135+500	167+000			Nota 1	30		Por definir		35.15		74.52	10		50
MLV-1006						30	167+000	Por definir	ASME B31.8				10		50
Ducto	167+000	198+787.33			Nota 1	30		Por definir		35.15		74.52	10		50
Trampa de diablos RD-003-001						30	198+733	Por definir							

Nota 1: Para clase de localización 1 y 2 el espesor será de 0.420 in, para clase de localización 3 el espesor será de 0.483 in, para clase de localización 4 el espesor será de 0.589 in y para clase de localización 5 el espesor será de 0.719 in.

Fuente: Bases de diseño.

Coordenadas de ubicación del Proyecto. Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP

⁹ Planos de alineamiento GN0119-CI-002-PL-001 al 006 en Rev. A.

¹⁰ Reporte de cálculo de espesores IEGR-DE-PL-13-001 Rev. A, 13 de marzo de 2019.

¹¹ Documento “Especificación de MLV” GN0119-IC-002-ESP-001 Rev. C del 07 de marzo de 2019.

I.2.4 Servicios auxiliares

I.2.4.1 Sistemas de condensados

El sistema de condensados estará compuesto por el tanque de condensados T-001-101 y un cabezal de condensados 4"-CD-001200-A0A1, en este cabezal se recibirá por gravedad todos los condensados de los equipos a través de las líneas (2"-CD-001201/203/204/205/206/208/209-A0A1) de la EC Las Dunas del Proyecto, como se indican a continuación:

- ⊕ Filtros coalescedores FS-001-001A/B;
- ⊕ Paquetes de acondicionamiento de gas combustible PA-001-651, PA-001-652, PA-001-653 y PA-001-654, y
- ⊕ Paquetes de gas de sellos PA-001-450, PA-001-451 y PA-001-452.

El condensado de estos equipos se recolectará a un cabezal de 4"-CD-001200-A0A1 que posteriormente será canalizado a un tanque de condensados (T-001-101). Este tanque de condensados T-001-101 será de tipo atmosférico, tendrá una capacidad máxima de 4 m³, 1,034.21 kPa (150 psig) de presión de diseño y una temperatura de diseño de 50 °C; contará con un manómetro (PI-08115), un arrestador de flama (FA-08101) y un transmisor indicador de nivel (LIT-08101), del cual será monitoreado el nivel del tanque desde el SCD y contará con alarmas configuradas por bajo y muy alto nivel de condensados. Los condensados acumulados en el tanque de condensados se enviará a un carro tanque para su disposición final.

I.2.4.2 Sistemas de drenaje aceitoso

El sistema de drenaje aceitoso estará integrado por un tanque de aceite residual T-001-250, bombas de aceite residual de doble diafragma/neumática con aire de planta (B-001-250A/B) y un cárcamo seco T-001-251.

Los drenajes de aceite residual de las turbinas TG-001-101, TG-001-102 y TG-001-103 serán enviados por gravedad a través de las líneas 3"-OD-001255-A0A1, 3"-OD-001256-A0A1 y 3"-OD-001257-A0A1 hasta el cabezal 3"-OD-001250-A0A1, el cual enviará los drenajes aceitosos hasta el tanque de aceite residual T-001-250.

En el tanque de aceite residual T-001-250 se tendrá el LIT-01250, mediante el cual será monitoreado el nivel del tanque en el SCD en el LI-01250, donde se tendrán configuradas las alarmas por alto nivel y alarma por bajo nivel equipo.

El tanque de aceite residual T-001-250 se encontrará enterrado en el cárcamo seco T-001-251. El aceite residual almacenado en el tanque T-001-250, se enviará por medio de las bombas de aceite residual B-001-250 A/B a un carro tanque para su disposición final.

I.2.4.3 Sistema de aire de planta y de instrumentos

El sistema de aire de planta y de instrumentos estará constituido por dos compresores de aire (C-001-550/551), uno normalmente en operación y el otro en modo disponible; dos secadoras de aire (SA-001-550/551), una operando y otro disponible; dos pre-filtros de aire (FS-001-550/551), uno operando y uno en espera; dos post-filtros de aire (FS-001-552/553) uno operando y uno en espera, así como un tanque acumulador de aire de instrumentos (R-001-550).

El proceso iniciará cuando uno de los compresores tome aire de la atmósfera y lo comprima hasta una presión máxima de 1,034.21 kPa (150 psig), cada compresor contará con un panel de control que comunique con el SCD las principales señales de funcionamiento, arranque y paro del compresor; posteriormente el aire será enviado hacia el cabezal 4"-IA-001552-A1A1 donde se encontrará el indicador de presión PI-01505.

Posteriormente el aire fluirá hacia las secadoras (SA-001-551) por la línea 4"-IA-001553-A1A1, a la entrada se localizará el prefiltro FS-001-552 con un PDIT-01502 con alarma por alta diferencial de presión de 27.57 kPa (4 psig), a la salida el postfiltro FS-001-553 con el PDIT-01503 y su alarma por alta presión diferencial de 27.57 kPa (4 psig); la secadora contará con un panel de control que envíe la señal al SCD de función ON/OFF. El aire saldrá por la línea 3"-IA-001555-A1A1.

Del mismo modo cuando opere la secadora (SA-001-550) el aire será conducido por la línea 4"-IA-001554-A1A1, a la entrada se encontrará el prefiltro FS-001-550 con un PDIT-01504 con alarma por alta diferencial de presión de 27.57 kPa (4 psig), a la salida el postfiltro FS-001-551 con el PDIT-01505 y su alarma por alta presión diferencial de 27.57 kPa (4 psig); la secadora contará con un panel de control que envíe la señal al SCD de función ON/OFF. El aire saldrá por la línea 3"-IA-001556-A1A1.

El aire fluirá hacia el tanque acumulador de aire de instrumentos R-001-550 a través de la línea 3"-AI-001513-A1A1, el recipiente contará con la PSV-01501 calibrada a 1,137.63 kPa (165 psig), el PIT-01507 conectado al SCD con alarma por alta presión de 737.73 kPa (107 psig) y por baja presión de 696.37 kPa (101 psig).

La salida de aire del recipiente R-001-550 será a través de la línea principal 3"-IA-001594-A1A1, interconectándose con la línea 3"-IA-001561-A1A1 sobre la cual se localizará la PCV-01502 calibrada para reducir la presión del aire a 827.37 kPa (120 psig), el aire continuará sobre la línea 3"-IA-001562-A1A1 donde se localizará un transmisor indicador de presión (PZIT-01501), conectado al SPE. En el tablero de SPE contará con la indicación depresión PI-01501 con alarma por alta presión de 999.73 kPa (145 psig) y por baja presión 675.68 kPa (98 psig).

De la línea 3"-IA-001559-A1A1 saldrá la línea de aire de planta 2"-PA-001560-A1A1, sobre esta línea se localizará la PCV-01505 calibrada a 965.26 kPa (140 psig), a su vez se interconectará al cabezal general de aire de planta 2"-PA-001511-A1A1 como servicio de aire de planta.

I.2.4.4 Sistema de agua de servicios

El agua de servicios contará con un tanque de almacenamiento T-001-350 con capacidad para almacenar 10,000 litros. El llenado de agua hacia el tanque será por medio de la tubería 3"-SW-001350-A1A1 por medio de pipas o autotanques.

El nivel de arranque y paro de las bombas de agua de servicios B-001-350A/B estará en función del transmisor indicador de nivel (LIT-01350), el cual contará con un enlace al Sistema de Control Distribuido (SCD) para monitorear los niveles (máximo y mínimo) en el tanque T-001-350, las cuales alimentarán al tanque hidroneumático R-001-350.

El tanque hidroneumático a presión R-001-350 contará con instrumentación local, interruptores por alta/baja presión (PSH-01351 y PSL-01351), además de un transmisor indicador de presión (PIT-01351) con indicación de alarma en el cuarto de control.

La descarga de agua de servicios del tanque hidroneumático a presión R-001-350, será al cabezal general de 3"-SW-001305-A1A1 para distribución a los usuarios en la EC Las Dunas.

I.2.4.5 Sistema de turbinas

Las turbinas de gas TG-001-101, TG-001-102 y TG-001-103 se encargarán de proporcionar la fuerza motriz a los compresores, para lo cual requieren de algunos servicios auxiliares, tales como aire de instrumentos, gas de sellos, gas combustible, sistema de CO₂ y aceite lubricante.

Del cabezal de aire de instrumentos, se enviarán las líneas 1½"-IA-001567-A1A1, 1½"-IA-001568-A1A1 y 1½"-IA-001569-A1A1 a las turbinas TG-001-101, TG-001-102 y TG-001-103. Estas líneas servirán de subcabezal de aire de instrumentos como suministro a las turbinas para suministro al sistema booster

(boquilla #36), suministro al sistema booster de gas de sellos (boquilla #89) y entrada de aire de respaldo (boquilla #180) para cada una de las turbinas.

El gas de sello se alimentará desde los paquetes de acondicionamiento hacia la boquilla #179 de las turbinas TG-001-101, TG-001-102 y TG-001-103, a través de las líneas 1”-SEG-001453-D5A2, 1”-SEG-001454-D5A2 y 1”-SEG-001455-D5A2.

El gas combustible se alimentará desde los paquetes de acondicionamiento hacia la boquilla #20 de las turbinas TG-001-101, TG-001-102 y TG-001-103 a través de las líneas 3”-FG-001608-B5A1, 3”-FG-001614-B5A1 y 3”-FG-001620-B5A1.

- ⊕ El gas combustible previo a su ingreso a la turbina TG-001-101 pasará por un paquete de filtros F-2100 y F-2001, los filtros contarán con un PDIT-02100, monitoreado en el SCD en el cual se monitoreará por el medidor tipo coriolis FE-02108, el cual enviará el flujo medido al SCD para su monitoreo en el FI-02108, previo a su ingreso a la turbina el gas combustible pasará por un filtro tipo “Y”;
- ⊕ El gas combustible previo a su ingreso a la turbina TG-001-102 pasará por un paquete de filtros F-2200 y F-2201, los filtros contarán con un PDIT-02109, monitoreado en el SCD en el cual se monitoreará por el medidor tipo coriolis FE-02109, el cual enviará el flujo medido al SCD para su monitoreo en el FI-02109, previo a su ingreso a la turbina el gas combustible pasa por un filtro tipo “Y”, y
- ⊕ El gas combustible previo a su ingreso a la turbina TG-001-103 pasará por un paquete de filtros F-2300 y F-2301, los filtros contarán con un PDIT-02110, monitoreado en el SCD en el cual se monitoreará por el medidor tipo coriolis FE-02110, el cual enviará el flujo medido al SCD para su monitoreo en el FI-02110, previo a su ingreso a la turbina el gas combustible pasa por un filtro tipo “Y”.

El aceite lubricante se llenará de forma manual por la boquilla #674, el sistema de aceite lubricante pasará por un sistema de enfriamiento, el aceite saldrá por la boquilla #33 a través de la línea 3”-LO-001011-A0F1-1” PP, 3”-LO-001014-A0F1-1” PP y 3”-LO-001015-A0F1-1” PP de la turbina TG-001-101, TG-001-102 y TG-001-103, luego pasará por el enfriador de aceite lubricante HE-007-3220, HE-007-3221 y HE-007-3222, en donde se enfriará para volver a ingresar a la turbina TG-001-101, TG-001-102 y TG-001-103 por la boquilla #34.

La temperatura será monitoreada localmente a través de los TI-01118, TI-01119, TI-01120, TI-01121, TI-01122 y TI-01123 a la entrada y salida de los enfriadores de aceite lubricante de cada turbina.

Los enfriadores de aceite lubricante contarán con una línea de venteo ¾”-V-001293-A0A1, ¾”-V-001295-A0A1 y ¾”-V-001296-A0A1, la cual envía a la boquilla #7 de las turbinas TG-001-101, TG-001-102 y TG-001-103.

I.2.4.6 Sistema de acondicionamiento de gas combustible a turbinas de gas

- ⊕ Sistema de acondicionamiento de gas combustible a turbinas de gas TG-001-101.

El gas entrará para su acondicionamiento al paquete PA-001-651 por la línea 3”-GN-001603-D5A2, sobre la cual se contará con la válvula ESDV-01003 y el transmisor indicador de presión PZIT-01008. Este transmisor estará configurado con alarmas por muy alta presión PZAHH = 3,585.27 kPa man (520 psig), alta presión PZAH = 3,516.32 kPa man (488 psig) y baja presión PZAL = 3,033.69 kPa man (440 psig), las cuales serán monitoreadas en el SPE.

Posteriormente el gas entrará a los filtros FS-001-651 A/B, uno operando y otro en espera. En estos filtros se monitoreará la presión diferencial mediante los transmisores indicadores de presión diferencial PDIT-01651 A/B, enviando una señal para lectura remota, PDI-01651 A/B, en el tablero de control del SCD; así mismo, los transmisores PDIT-01651 A/B se configurarán alarmas por muy alta presión diferencial de 62.06 kPa (9 psi) y alta presión diferencial de 55.15 kPa (8 psi). De igual forma, se contará

con un transmisor indicador de nivel, LIT-01651 A/B, los cuales enviarán una señal al SCD, LI-01651 A/B, y estarán configurados con alarmas de muy alto (90%) y alto nivel (80%). En los filtros FS-001-651 A/B se localizarán las válvulas de seguridad PSV-01651 A y PSV-01651 B, las cuales desfogarán a un cabezal de recolección para ventear a la atmósfera. El punto de ajuste será de 10,204.24 kPa man (1,480 psig).

En la siguiente sección, el gas combustible ingresará a los calentadores de gas HE-001-651 A/B, uno en operación y otro en espera, los cuales aumentarán la temperatura del fluido a 322.15 °K (49 °C). Estos calentadores contarán con un tablero de control para monitorear la temperatura demandada por la turbina TG-001-101, para ello se contará con un transmisor indicador de temperatura, TIT-01659 A/01669 A/01664 B/01665 B, con configuración de alarmas por muy alta temperatura de 343.15 °K (70 °C), alta temperatura de 333.15 °K (60 °C), baja temperatura de 288.15 °K (15 °C) y muy baja temperatura de 283.15 °K (10 °C). Ambos calentadores contarán con válvulas de seguridad, PSV-01652 A/01654 A, las cuales estarán calibradas a 10,204.24 kPa man (1,480 psig) para proteger el calentador de gas.

Posteriormente el gas combustible será enviado por un cabezal común hacia el sistema de regulación de presión en arreglo 1+1 (un tren en operación y un tren en relevo). En este sistema se contará con válvulas de control de presión en modo “trabajo”, PCV-01651/01653, con punto de ajuste de 2,757.90 kPa man (400 psig), y válvulas de control de presión en modo “monitor”, PCV-01652/01654, con punto de ajuste de 2,861.32 kPa man (415 psig). El gas calentado se enviará del paquete de acondicionamiento de gas hacia la línea 3”-FG-001607-B5A1. Aguas arriba del límite de batería de salida del paquete, se colocará una válvula de seguridad, PSV-01655, la cual se calibrará a 3,447.37 kPa man (500 psig) y desfogará el gas a la atmósfera.

Sobre la línea 3”-FG-001607-B5A1 se localizará el PZIT-01009, el cual enviará la señal de presión a la salida del paquete de acondicionamiento de gas combustible al SPE, con alarmas por muy alta presión PZAAH = 3,309.48 kPa man (480 psig), alta presión PZAH = 2,861.32 kPa man (415 psig), baja presión de PZAL = 2,413.16 kPa man (350 psig) y baja-baja presión PZALL = 2,171.84 kPa man (315 psig). Aguas abajo del PZIT-01009, la línea de salida contará con la válvula ESDV-01004 y la BDV-01651, los cuales se activarán desde el SPE en un evento inseguro. Finalmente, el gas combustible se enviará hacia la turbina TG-001-101 por la línea 3”-FG-001608-B5A1.

⊕ Sistema de acondicionamiento de gas combustible a turbinas de gas TG-001-102.

El gas combustible entrará para su acondicionamiento al paquete PA-001-652 por la línea 3”-GN-001604-D5A2, sobre la cual se contará con la ESDV-01005 y el transmisor indicador de presión PZIT-01010, el cual contará con alarmas por muy alta presión PZAAH = 3,585.27 kPa (520 psig), alta presión PZAH = 3,516.32 kPa (488 psig) y baja presión PZAL = 3,033.69 kPa (440 psig), las cuales serán monitoreadas en el SPE.

Posteriormente el gas entrará a los filtros FS-001-652 A/B, uno operando y otro en espera. En estos filtros se monitoreará la presión diferencial mediante los transmisores indicadores de presión diferencial PDIT-01652 A/B, enviando una señal para lectura remota, PDI-01652 A/B, en el tablero de control del SCD; así mismo, los transmisores PDIT-01652 A/B se configurarán alarmas por muy alta presión diferencial de 62.06 kPa (9 psi) y alta presión diferencial de 55.15 kPa (8 psi). De igual forma, se contará con un transmisor indicador de nivel, LIT-01652 A/B, los cuales enviarán una señal al SCD, LI-01652 A/B, y estarán configurados con alarmas de muy alto (90%) y alto nivel (80%). En los filtros FS-001-652 A/B se localizarán las válvulas de seguridad PSV-01652 B y PSV-01653 B, las cuales desfogarán a un cabezal de recolección para ventear a la atmósfera. El punto de ajuste será de 10,204.24 kPa man (1,480 psig).

En la siguiente sección, el gas combustible ingresará a los calentadores de gas HE-001-652 A/B, uno en operación y otro en espera, los cuales aumentarán la temperatura del fluido a 322.15 °K (49 °C). Estos calentadores contarán con un tablero de control para monitorear la temperatura demandada por la turbina TG-001-102, para ello se contará con un transmisor indicador de temperatura, TIT-01669 A/01670 A/01674 B/01675 B, con configuración de alarmas por muy alta temperatura de 343.15 °K (70 °C), alta temperatura de 333.15 °K (60 °C), baja temperatura de 288.15 °K (15 °C) y muy baja temperatura de

283.15 °K (10 °C). Ambos calentadores contarán con válvulas de seguridad, PSV-01652 B/01654 B, las cuales estarán calibradas a 10,204.24 kPa man (1,480 psig) para proteger el calentador de gas.

Posteriormente el gas combustible será enviado por un cabezal común hacia el sistema de regulación de presión en arreglo 1+1 (un tren en operación y un tren en relevo). En este sistema se contará con válvulas de control de presión en modo “trabajo”, PCV-01651/01653, con punto de ajuste de 2,757.90 kPa man (400 psig), y válvulas de control de presión en modo “monitor”, PCV-01652/01654, con punto de ajuste de 2,861.32 kPa man (415 psig). El gas calentado se enviará del paquete de acondicionamiento de gas hacia la línea 3”-FG-001629-B5A1. Aguas arriba del límite batería de salida del paquete, se colocará una válvula de seguridad, PSV-01655, la cual se calibrará a 3,447.37 kPa man (500 psig) y desfogará el gas a la atmósfera.

Sobre la línea 3”-FG-001629-B5A1 se localizará el PZIT-01011, el cual enviará la señal de presión a la salida del paquete de acondicionamiento de gas combustible al SPE, con alarmas por muy alta presión PZAAH = 3,309.48 kPa man (480 psig), alta presión PZAH = 2,861.32 kPa man (415 psig), baja presión de PZAL = 2,413.16 kPa man (350 psig) y baja-baja presión PZALL = 2,171.84 kPa man (315 psig). Aguas abajo del PZIT-01011, la línea de salida contará con la válvula ESDV-01005 y la BDV-01652, los cuales se activarán desde el SPE en un evento inseguro. Finalmente, el gas combustible se enviará hacia la turbina TG-001-102 por la línea 3”-FG-001614-B5A1.

⊕ Sistema de acondicionamiento de gas combustible a turbinas de gas TG-001-103.

El gas entrará para su acondicionamiento al paquete PA-001-653 por la línea 3”-GN-001605-D5A2, sobre la cual se contará con la válvula ESDV-01007 y el transmisor indicador de presión PZIT-01012. Este transmisor estará configurado con alarmas por muy alta presión PZAAH = 3,585.27 kPa man (520 psig), alta presión PZAH = 3,516.32 kPa man (488 psig) y baja presión PZAL = 3,033.69 kPa man (440 psig), las cuales serán monitoreadas en el SPE.

Posteriormente el gas entrará a los filtros FS-001-653 A/B (uno operando y otro en espera). En estos filtros se monitoreará la presión diferencial mediante los transmisores indicadores de presión diferencial PDIT-01653 A/B, enviando una señal para lectura remota, PDI-01653 A/B, en el tablero de control del SCD; así mismo, los transmisores PDIT-01653 A/B se configurarán alarmas por muy alta presión diferencial de 62.06 kPa (9 psi) y alta presión diferencial de 55.15 kPa (8 psi). De igual forma, se contará con un transmisor indicador de nivel, LIT-01653 A/B, los cuales enviarán una señal al SCD, LI-01653 A/B, y estarán configurados con alarmas de muy alto (90%) y alto nivel (80%). En los filtros FS-001-653 A/B se localizarán las válvulas de seguridad PSV-01653 A y PSV-01653 B, las cuales desfogarán a un cabezal de recolección para ventear a la atmósfera. El punto de ajuste será de 10,204.24 kPa man (1,480 psig).

En la siguiente sección, el gas combustible ingresará a los calentadores de gas HE-001-653 A/B, uno en operación y otro en espera, los cuales aumentarán la temperatura del fluido a 322.15 °K (49 °C). Estos calentadores contarán con un tablero de control para monitorear la temperatura demandada por la turbina TG-001-103, para ello se contará con un transmisor indicador de temperatura, TIT-01679 A/01680 A/01684 B/01685 B, con configuración de alarmas por muy alta temperatura de 343.15 °K (70 °C), alta temperatura de 333.15 °K (60 °C), baja temperatura de 288.15 °K (15 °C) y muy baja temperatura de 283.15 °K (10 °C). Ambos calentadores contarán con válvulas de seguridad, PSV-01652 C/01654 C, las cuales estarán calibradas a 10,204.24 kPa man (1,480 psig) para proteger el calentador de gas.

Posteriormente el gas combustible será enviado por un cabezal común hacia el sistema de regulación de presión en arreglo 1+1 (un tren en operación y un tren en relevo). En este sistema se contará con válvulas de control de presión en modo “trabajo”, PCV-01651/01653, con punto de ajuste de 2,757.90 kPa man (400 psig), y válvulas de control de presión en modo “monitor”, PCV-01652/01654, con punto de ajuste de 2,861.32 kPa man (415 psig). El gas calentado se enviará del paquete de acondicionamiento de gas hacia la línea 3”-FG-001619-B5A1. Aguas arriba del límite batería de salida del paquete, se colocará una válvula de seguridad, PSV-01655, la cual se calibrará a 3,447.37 kPa man (500 psig) y desfogará el gas a la atmósfera.

Sobre la línea 3"-FG-001619-B5A1 se localizará el PZIT-01013, el cual enviará la señal de presión a la salida del paquete de acondicionamiento de gas combustible al SPE, con alarmas por muy alta presión PZAAH = 3,309.48 kPa man (480 psig), alta presión PZAH = 2,861.32 kPa man (415 psig), baja presión de PZAL = 2,413.16 kPa man (350 psig) y baja-baja presión PZALL = 2,171.84 kPa man (315 psig). Aguas abajo del PZIT-01013, la línea de salida contará con la válvula ESDV-01008 y la BDV-01653, los cuales se activarán desde el SPE en un evento inseguro. Finalmente, el gas combustible se enviará hacia la turbina TG-001-103 por la línea 3"-FG-001620-B5A1.

I.2.4.7 Sistema de acondicionamiento de gas combustible a motogeneradores

El gas combustible entrará para su acondicionamiento al paquete PA-001-654 por la línea 3"-GN-001606-D5A2, sobre la cual se contará con la válvula ESDV-01009 y el transmisor indicador de presión PZIT-01014. Este transmisor estará configurado con alarmas por muy alta presión PZAAH = 3,585.27 kPa man (520 psig), alta presión PZAH = 3,516.32 kPa man (488 psig) y baja presión PZAL = 3,033.69 kPa man (440 psig), las cuales serán monitoreadas en el SPE.

Posteriormente el gas entrará a los filtros FS-001-654 A/B, uno operando y otro en espera. En estos filtros se monitoreará la presión diferencial mediante los transmisores indicadores de presión diferencial PDIT-01654 A/B, enviando una señal para lectura remota, PDI-01654 A/B, en el tablero de control del SCD; así mismo, los transmisores PDIT-01654 A/B se configurarán alarmas por muy alta presión diferencial de 62.06 kPa (9 psi) y alta presión diferencial de 55.15 kPa (8 psi). De igual forma, se contará con un transmisor indicador de nivel, LIT-01654 A/B, los cuales enviarán una señal al SCD, LI-01654 A/B, y estarán configurados con alarmas de muy alto (90%) y alto nivel (80%). En los filtros FS-001-654 A/B se localizarán las válvulas de seguridad PSV-01656 A y PSV-01660 B, las cuales desfogarán a un cabezal de recolección para ventear a la atmósfera. El punto de ajuste será de 10,204.24 kPa man (1,480 psig).

En la siguiente sección, el gas combustible ingresará a los calentadores de gas HE-001-654 A/B, uno en operación y otro en espera, los cuales aumentarán la temperatura del fluido a 303.15 °K (30 °C). Estos calentadores contarán con un tablero de control para monitorear la temperatura demandada por los motogeneradores GE-001-600/601/602, para ello se contará con un transmisor indicador de temperatura, TIT-01691 A/01692 A/01695 B/01696 B, con configuración de alarmas por muy alta temperatura de 343.15 °K (70 °C), alta temperatura de 333.15 °K (60 °C), baja temperatura de 288.15 °K (15 °C) y muy baja temperatura de 283.15 °K (10 °C). Ambos calentadores contarán con válvulas de seguridad, PSV-01657 D/01658 D, las cuales estarán calibradas a 10,204.24 kPa man (1,480 psig) para proteger el calentador de gas.

Posteriormente el gas combustible será enviado por un cabezal común hacia la primera y segunda etapa de regulación de presión, ambos en arreglo 1+1 (un tren en operación y un tren en relevo). En la primera etapa de regulación se contará con válvulas de control de presión en modo “trabajo”, PCV-01655/01657, con punto de ajuste de 1,723.68 kPa man (250 psig), y válvulas de control de presión en modo “monitor”, PCV-01656/01658, con punto de ajuste de 1,896.05 kPa man (275 psig). Aguas abajo de la primera etapa de regulación de presión, se localizará el transmisor indicador de presión PIT-01660, el cual será configurado con una alarma por alta presión y baja presión para monitorear esta variable en caso de falla de las válvulas de control de presión de la primera etapa. En la segunda etapa de regulación se contará con válvulas de control de presión en modo “trabajo”, PCV-01659/01661, con punto de ajuste de 344.73 kPa man (50 psig), y válvulas de control de presión en modo “monitor”, PCV-01660/01662, con punto de ajuste de 399.89 kPa man (58 psig). El gas calentado se enviará del paquete de acondicionamiento de gas hacia la línea 4"-FG-001403-A0A1. Aguas arriba del límite batería de salida del paquete, se colocará una válvula de seguridad, PSV-01659, la cual se calibrará a 1,792.63 kPa man (260 psig) y desfogará el gas a la atmósfera.

Sobre la línea 3"-FG-001403-A0A1 se localizará el PZIT-01015, el cual enviará la señal de presión a la salida del paquete de acondicionamiento de gas combustible al SPE, con alarmas por muy alta presión PZAAH = 482.63 kPa man (70 psig), alta presión PZAH = 399.89 kPa man (58 psig), baja presión de PZAL = 275.79 kPa man (40 psig) y baja-baja presión PZALL = 241.31 kPa man (35 psig). Aguas abajo del PZIT-01015, la línea de salida contará con la válvula ESDV-01010 y la BDV-01654, los cuales se

activarán desde el SPE en un evento inseguro. Finalmente, el gas combustible se enviará hacia los motogeneradores GE-001-600/601/602 por la línea 4”-FG-001408-A0A1.

I.2.4.8 Sistema de acondicionamiento de gas de sello a turbina

⊕ Sistema de acondicionamiento de gas de sello a turbina TG-001-101

En la línea de descarga del soloaire E-001-101, 20”-GN-001114-D5A2, se derivará una línea de gas de sellos, 1”-SEG-001450-D5A2, hacia el paquete de acondicionamiento de gas de sello PA-001-450. El gas de sellos entrará a los filtros FS-001-450 A/B, uno operando y otro en espera. En estos filtros se monitoreará la presión diferencial mediante los transmisores indicadores de presión diferencial PDIT-01450 A/B, enviando una señal para lectura remota, PDI-01450 A/B, en el tablero de control del SCD; así mismo, en los transmisores PDIT-01653 A/B se configurarán alarmas por muy alta presión diferencial de 55.15 kPa (8 psi) y alta presión diferencial de 41.36 kPa (6 psi). De igual forma, se contará con un transmisor indicador de nivel, LIT-01450 A/B, los cuales enviarán una señal al SCD, LI-01450 A/B, y estarán configurados con alarmas de muy alto (90%) y alto nivel (80%). En los filtros FS-001-450 A/B se localizarán las válvulas de seguridad PSV-01010 A y PSV-01011 B, las cuales desfogarán a un cabezal de recolección para ventear a la atmósfera. El punto de ajuste será de 10,204.24 kPa man (1,480 psig).

En la siguiente sección, el gas de sellos ingresará a los calentadores de gas HE-001-450 A/B, uno en operación y otro en espera, los cuales aumentarán la temperatura del fluido a 358.15 °K (85 °C). Estos calentadores contarán con un tablero de control para monitorear la temperatura demandada por la turbina TG-001-101, para ello se contará con un transmisor indicador de temperatura, TIT-014553 A/01454 A/01459 B/01460 B, con configuración de alarmas por muy alta temperatura de 366.15 °K (93 °C), alta temperatura de 361.15 °K (88 °C), baja temperatura de 313.15 °K (40 °C) y muy baja temperatura de 308.15 °K (35 °C). Ambos calentadores contarán con válvulas de seguridad, PSV-01012 C/01013 C, las cuales estarán calibradas a 10,204.24 kPa man (1,480 psig) para proteger el calentador de gas.

Posterior al paquete de acondicionamiento de gas de sellos PA-001-450, se colocará un transmisor indicador de presión, PIT-10211, para monitorear remotamente la presión, PI-10211, desde el SCD. En este transmisor se configurará una alarma por alta y baja presión. Enseguida, el gas de sellos se enviará a través de la línea 1”-SEG-001453-E5A1-1”-PP a la conexión de alimentación de la turbina TG-001-101.

Los condensados que se recolecten en el paquete de acondicionamiento PA-001-450 serán enviados a través de la línea 1”-CD-001207-A0A1 al tanque de condensados T-001-101.

⊕ Sistema de acondicionamiento de gas de sello a turbina TG-001-102

En la línea de descarga del soloaire E-001-102, 20”-GN-001122-D5A2, se derivará una línea de gas de sellos, 1”-SEG-001451-D5A2, hacia el paquete de acondicionamiento de gas de sello PA-001-452. El gas de sellos entrará a los filtros FS-001-451 A/B, uno operando y otro en espera. En estos filtros se monitoreará la presión diferencial mediante los transmisores indicadores de presión diferencial PDIT-01451 A/B, enviando una señal para lectura remota, PDI-01451 A/B, en el tablero de control del SCD; así mismo, en los transmisores PDIT-01451 A/B se configurarán alarmas por muy alta presión diferencial de 55.15 kPa (8 psi) y alta presión diferencial de 41.36 kPa (6 psi). De igual forma, se contará con un transmisor indicador de nivel, LIT-01451 A/B, los cuales enviarán una señal al SCD, LI-01451 A/B, y estarán configurados con alarmas de muy alto (90%) y alto nivel (80%). En los filtros FS-001-451 A/B se localizarán las válvulas de seguridad PSV-01014 A y PSV-01015 A, las cuales desfogarán a un cabezal de recolección para ventear a la atmósfera. El punto de ajuste será de 10,204.24 kPa man (1,480 psig).

En la siguiente sección, el gas de sellos ingresará a los calentadores de gas HE-001-451 A/B, uno en operación y otro en espera, los cuales aumentarán la temperatura del fluido a 358.15 °K (85 °C). Estos calentadores contarán con un tablero de control para monitorear la temperatura demandada por la turbina TG-001-102, para ello se contará con un transmisor indicador de temperatura, TIT-01465 A/01466 A/01471 B/01472 B, con configuración de alarmas por muy alta temperatura de 366.15 °K (93 °C), alta temperatura de 361.15 °K (88 °C), baja temperatura de 313.15 °K (40 °C) y muy baja temperatura de

308.15 °K (35 °C). Ambos calentadores contarán con válvulas de seguridad, PSV-01016 A/01017 B, las cuales estarán calibradas a 10,204.24 kPa man (1,480 psig) para proteger el calentador de gas.

Posterior al paquete de acondicionamiento de gas de sellos PA-001-451, se colocará un transmisor indicador de presión, PIT-10221, para monitorear remotamente la presión, PI-10221, desde el SCD. En este transmisor se configurará una alarma por alta y baja presión. Enseguida, el gas de sellos se enviará a través de la línea 1”-SEG-001454-E5A1-1”-PP a la conexión de alimentación de la turbina TG-001-102.

Los condensados que se recolecten en el paquete de acondicionamiento PA-001-451 serán enviados a través de la línea 1”-CD-001208-A0A1 al tanque de condensados T-001-101.

⊕ Sistema de acondicionamiento de gas de sello a turbina TG-001-103.

En la línea de descarga del soloaire E-001-103, 20”-GN-001130-D5A2, se derivará una línea de gas de sellos, 1”-SEG-001452-D5A2, hacia el paquete de acondicionamiento de gas de sello PA-001-453. El gas de sellos entrará a los filtros FS-001-452 A/B, uno operando y otro en espera. En estos filtros se monitoreará la presión diferencial mediante los transmisores indicadores de presión diferencial PDIT-01452 A/B, enviando una señal para lectura remota, PDI-01452 A/B, en el tablero de control del SCD; así mismo, en los transmisores PDIT-01452 A/B se configurarán alarmas por muy alta presión diferencial de 55.15 kPa (8 psi) y alta presión diferencial de 41.36 kPa (6 psi). De igual forma, se contará con un transmisor indicador de nivel, LIT-01452 A/B, los cuales enviarán una señal al SCD, LI-01452 A/B, y estarán configurados con alarmas de muy alto (90%) y alto nivel (80%). En los filtros FS-001-452 A/B se localizarán las válvulas de seguridad PSV-01018 A y PSV-01019 A, las cuales desfogarán a un cabezal de recolección para ventear a la atmósfera. El punto de ajuste será de 10,204.24 kPa man (1,480 psig).

En la siguiente sección, el gas de sellos ingresará a los calentadores de gas HE-001-452 A/B, uno en operación y otro en espera, los cuales aumentarán la temperatura del fluido a 358.15 °K (85 °C). Estos calentadores contarán con un tablero de control para monitorear la temperatura demandada por la turbina TG-001-103, para ello se contará con un transmisor indicador de temperatura, TIT-01477 A/01478 A/01483 B/01484 B, con configuración de alarmas por muy alta temperatura de 366.15 °K (93 °C), alta temperatura de 361.15 °K (88 °C), baja temperatura de 313.15 °K (40 °C) y muy baja temperatura de 308.15 °K (35 °C). Ambos calentadores contarán con válvulas de seguridad, PSV-01020 A/01021 B, las cuales estarán calibradas a 10,204.24 kPa man (1,480 psig) para proteger el calentador de gas.

Posterior al paquete de acondicionamiento de gas de sellos PA-001-452, se colocará un transmisor indicador de presión, PIT-10231, para monitorear remotamente la presión, PI-10231, desde el SCD. En este transmisor se configurará una alarma por alta y baja presión. Enseguida, el gas de sellos se enviará a través de la línea 1”-SEG-001455-E5A1-1”-PP a la conexión de alimentación de la turbina TG-001-101.

Los condensados que se recolecten en el paquete de acondicionamiento PA-001-452 serán enviados a través de la línea 1”-CD-001209-A0A1 al tanque de condensados T-001-101.

I.2.4.9 Sistema de generación de gas

Los generadores de energía eléctrica GE-001-600, GE-001-601 y GE-001-602, serán alimentados por gas combustible del paquete de acondicionamiento PA-001-254, a través de la línea 4”-FG-001408-A0A1. Sobre esta línea se encuentra el medidor de flujo FE/FIT-01601, el cual cuenta con un transmisor indicador de temperatura, TIT-01601, y un transmisor indicador de presión, PIT-01601, para el cálculo de corrección en el flujo volumétrico. El TIT-01601 se configurará con valores de alarma por baja temperatura TAL = 288.15 °K (15 °C), muy baja temperatura TALL = 278.15 °K (5 °C) y alta temperatura TAHH = 348.15 °K (75 °C). El PIT-01601 se configurará con valores de alarma por alta-alta presión PAHH = 413.68 kPa man (60 psig), alta presión PAH = 399.89 (58 psig) y muy baja presión PAL = 206.84 kPa man (30 psig). El FIT-01601 contará con alarmas por alto flujo FAH = 521.4 SCFM y por bajo flujo FAL = 173.8 SCFM. Estos instrumentos transmisores enviarán una señal al SCD para monitorear de manera remota, TI- 01601, PI-01601 y FQI-01601, la temperatura, presión y flujo enviado hacia los generadores.

Del cabezal de suministro de gas combustible a los generadores, 4"-FG-001416-A0A1, se derivarán las líneas 3"-FG-001637-A0A1, 3"-FG-001638-A0A1 y 3"-FG-001639-A0A1 que alimentarán hacia los generadores GE-001-602, GE-001-600 y GE-001-601.

- ⊕ Sobre la línea 3"-FG-001638-A0A1 de alimentación al GE-001-600, se cuenta con el PI-01606 para monitoreo local de la presión, así como el TIT-01600, el cual enviará el monitoreo de la temperatura del gas combustible hacia el SCD;
- ⊕ Sobre la línea 3"-FG-001639-A0A1 de alimentación al GE-001-601, se contará con el PI-01607 para monitoreo local de la presión, así como el TIT-01605, el cual enviará el monitoreo de la temperatura del gas combustible hacia el SCD, y
- ⊕ Sobre la línea 3"-FG-001637-A0A1 de alimentación al GE-001-602, se contará con el PI-01608 para monitoreo local de la presión, así como el TIT-01602, el cual enviará el monitoreo de la temperatura del gas combustible hacia el SCD.

Como servicio auxiliar, los generadores utilizarán aceite lubricante, para lo cual se contará con el tanque de almacenamiento T-001-600 (atmosférico), contará con una toma de conexión para el llenado a través de pipas, un venteo y contará con vidrio de nivel LG-01600 para monitorear el nivel del aceite lubricante en el tanque.

El suministro de aceite lubricante se hará por gravedad hacia los generadores, para lo cual se contará con las líneas 1"-LO-001621-A0A1, 1"-LO-001623-A0A1 y 1"-LO-001626-A0A1 que enviarán el aceite al GE-001-600, GE-001-601 y GE-001-602.

Los generadores contarán con una válvula de una pulgada de diámetro para el drenado del aceite de lubricación usado, la disposición final del aceite se llevará a cabo de forma manual en tambores.

I.2.4.10 Sistema de venteo general

El sistema de venteo general estará integrado por dos cabezales, uno de alta presión 10"-V-001922-B5A1 y uno de baja presión 10"-V-001920-A0A1, los cuales concurrirán en la columna de venteo V-001-101.

En el cabezal de baja presión serán recibidos los venteos de las BDV-0105 línea al límite de batería de la EMRyC-001-001, BDV-01041 de cabezal de succión de baja presión, BDV-01651, BDV-01652, BDV-01653, BDV-01654 proveniente de los paquetes de acondicionamiento de gas combustible PA-001-651, PA-001-652, PA-001-653 y PA-001-654.

En el cabezal de alta presión serán recibidos los venteos de las BDV-01042 de cabezal de alta presión, así como de las BDV-01141, BDV-01142 y BDV-01143, provenientes de las descargas de los soloaires E-001-101, E-001-102 y E-001-103. La columna de venteo V-001-101 operará a presión atmosférica.

I.2.5 Información de zonas vulnerables

I.2.5.1 Riesgos geológicos

I.2.5.1.1 Sismos

El Centro Nacional de Prevención de Desastres (CENAPRED), clasifica a la República Mexicana en cuatro regiones sísmicas –A, B, C y D– que indican el grado de riesgo que existe en caso de que ocurra un sismo. La zona A es considerada como de BAJA sismicidad, es decir, no se tienen registros históricos de sismos, no se han reportado sismos en los últimos 80 años y/o no se esperan aceleraciones del suelo mayores a un 10% de la aceleración de la gravedad a causa de temblores). Las zonas B y C se les conoce como zonas MODERADAS, en donde se registran sismos no tan frecuentemente o son zonas afectadas por altas aceleraciones pero que no sobrepasan el 70% de la aceleración del suelo. Por último, la zona D clasificada como SEVERA, son zonas en donde se han reportado grandes sismos históricos, la

ocurrencia de sismos es muy frecuente y las aceleraciones del suelo pueden sobrepasar el 70% de la aceleración de la gravedad. Ver Figura I.2.



Figura I.2 Regionalización sísmica CFE 2015
Fuente: Atlas Nacional de Riesgos del Centro Nacional de Prevención de Desastres (CENAPRED).

Por lo anterior, el municipio de Mexicali se sitúa en la zona sísmica D –SEVERA– y el municipio de Tecate en la zona C –MODERADA– (por lo cual se toma como referencia la zona de mayor grado de sismicidad). La alta actividad sísmica en Mexicali se debe principalmente a las fallas activas localizadas en la región, generadas por el desplazamiento de la placa tectónica del Pacífico con respecto a la de Norteamérica. En la Zona Sísmica de Mexicali (ZSM), localizada entre las dos principales fallas transformes Cerro Prieto e Imperial, se producen enjambres de sismos de baja intensidad, mientras que los sismos de gran intensidad (de magnitud $M \geq 6$), se producen a lo largo de las trazas de estas dos fallas. El municipio de Mexicali, desde el punto de vista sísmico, forma parte de una región mayormente microsísmica, aunque también se manifiestan secuencias de sismos precursoros, con un evento principal y réplicas o bien, en forma de enjambre.

La ubicación de la EC Las Dunas y la ruta del gasoducto del kilómetro 0+000.00 al 170+000.00 se encuentran en la zona D –SEVERA– y del kilómetro 170+000.00 al 198+787.33 se ubica en la zona C –MODERADA–. Ver Figura I.3.

Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

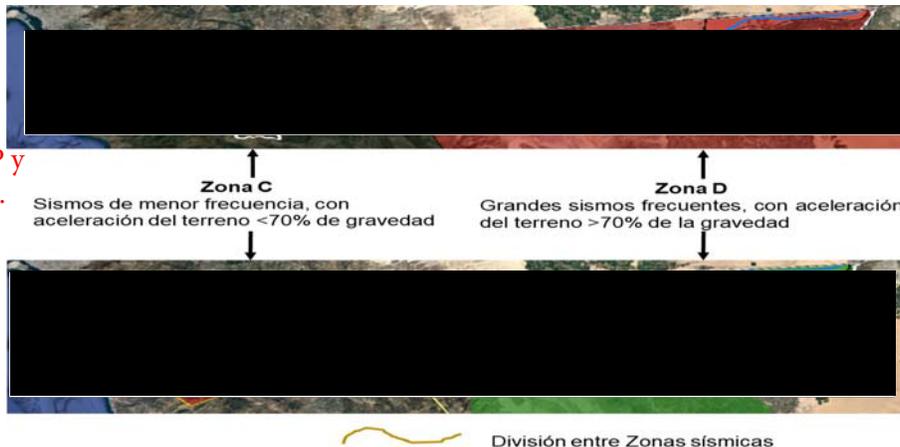


Figura I.3 Zonas sísmicas del área de influencia del Proyecto
Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con el catálogo de sismos del Servicio Sismológico Nacional (SSN), durante el periodo del 01 de enero de 1900 al 15 de abril de 2020, en el área de Proyecto se han registrado un total de 891 eventos, de los cuales: 809 (90.80%) han tenido una magnitud de entre 3.0 y 3.9 grados en la escala de Richter, 79 eventos (8.87%) en el rango de 4.0 a 4.9 grados; 5 eventos (0.56%) en el rango de 5.0 a 5.9 grados y finalmente un solo sismo (0.11%) con magnitud 7.2 grados en la escala de Richter.

Con base al Servicio Geológico Mexicano (SGM), a continuación, en Tabla I.36 se muestran los datos de las magnitudes en la escala de Richter y los efectos de un sismo o terremoto.

Tabla I.36 Escala Richter

Magnitud, escala Richter	Efectos del sismo o terremoto
Menos de 3.5	Generalmente no se siente, pero es registrado
De 3.5 - 5.4	A menudo se siente, pero sólo causa daños menores
De 5.5 - 6.0	Ocasiona daños ligeros a edificios
De 6.1 - 6.9	Puede ocasionar daños severos en áreas donde vive mucha gente
De 7.0 - 7.9	Terremoto mayor. Causa graves daños
De 8 o mayor	Gran terremoto. Destrucción total a comunidades cercanas

Fuente: SGM.

Conforme a la escala de Richter, de los sismos registrados en el área de influencia del Proyecto, el 99.67% ha sido de no perceptible a perceptible y con daños menores. Solo un evento ha sido catalogado como terremoto mayor que causa graves daños.

I.2.5.1.2 Fallas y fracturas

Las fallas y fracturas son planos de ruptura dentro de una unidad litológica. A pesar de estar consideradas como inactivas, crean bloques independientes susceptibles a tener movimiento por cambios en su entorno, como pueden ser la sobre posición o extracción de materiales pétreos, asentamientos urbanos, construcción de vías de comunicación y/o infraestructura, entre otros. En caso de que se llegara a dar un movimiento o reactivación, es capaz de provocar daños severos dependiendo de su intensidad, dirección y de la superficie o infraestructura que afecte.

Las fallas son estructuras inestables que obedecen a procesos y escalas de tiempo geológico en millones de años, por lo que es imposible determinar una reactivación, pero una falla ya ha tenido desplazamiento entre sus bloques y es más susceptible a continuar con este movimiento. En cambio, una fractura se entiende como la ruptura sobre una unidad litológica por influencia de esfuerzos estructurales, sin implicar un desplazamiento entre sus bloques.

En la región norte de Baja California existen varias fallas geológicas importantes a lo largo de las cuales se concentra una gran cantidad de actividad sísmica:

- ⊕ En la región del Valle de Mexicali: Sistema de fallas Imperial - Cerro Prieto, Falla Cucapá y Falla Laguna Salada;
- ⊕ En las sierras Peninsulares de Baja California: Falla Sierra Juárez, falla San Pedro Mártir, zona de falla San Miguel-Vallecitos, falla Tres Hermanos y falla Agua Blanca, y
- ⊕ Frente a las costas de Baja California (Océano Pacífico): Falla Coronado Banks, Falla San Diego y Falla San Clemente.

La estructura de la zona donde se ubica el Proyecto está caracterizada por numerosas fallas de gran ángulo, que cortan estratos en múltiples fallas de bloque, aunque se presentan algunas fallas menores, el principal sistema de fallas del área es esencialmente de tendencia Norte a Sur; estas fallas normales corren paralelas a la línea de costa y en algunos lugares coinciden con la costa; algunas fallas menores

de Este a Oeste y de Suroeste a Noreste hacia el continente. Las fallas más importantes que afectan al valle de Mexicali y que forman parte del sistema de fallas de San Andrés son la falla Imperial, la Falla Cerro Prieto, la Falla Cucapá y la Falla Michoacán, las cuales se muestran en la Figura I.4.

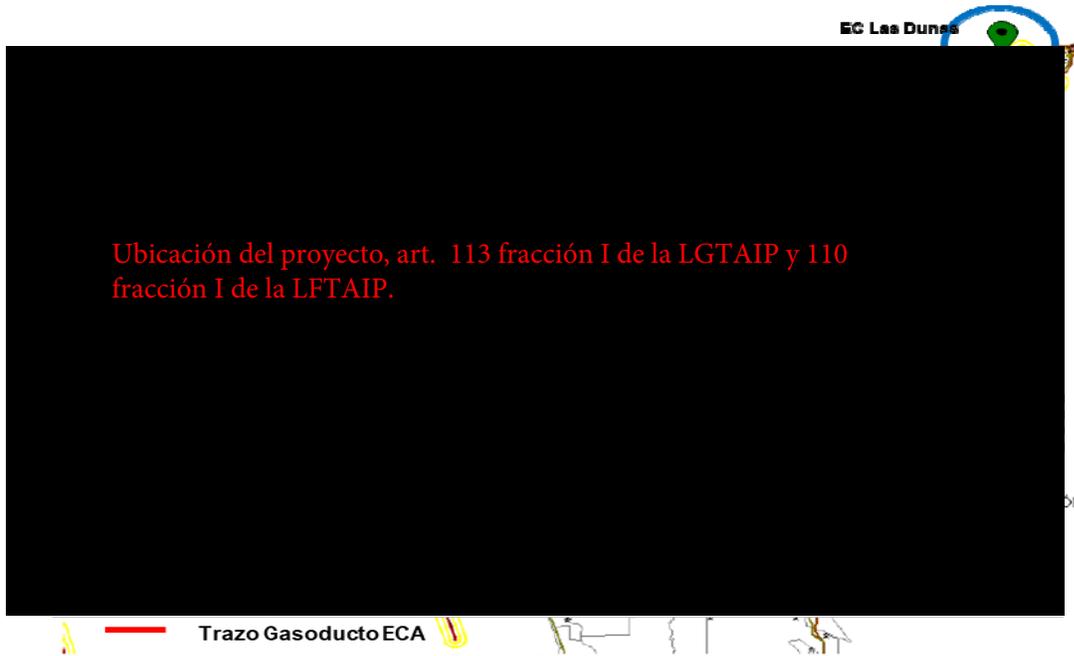


Figura I.4 Zonificación por fallas
Fuente: Atlas de Riesgos del Municipio de Mexicali, BC.

En la Tabla I.37 se indica el punto de contacto entre el trazo del gasoducto y la falla o fractura geológica, siendo que, del resto de los componentes del Proyecto, ninguno incide en fallas o fracturas.

Tabla I.37 Fallas y fracturas en el trazo del gasoducto por cadenamamiento

Falla o fractura	Cadenamiento del trazo del gasoducto
Falla	102+608.00
Falla	122+600.00
Fractura	128+505.00
Fractura	137+527.00
Fractura	138+461.00
Fractura	149+243.00
Fractura	150+902.00
Fractura	154+936.00
Fractura	157+046.00
Fractura	172+481.00
Fractura	181+030.00
Fractura	187+601.00
Fractura	188+608.00
Fractura	189+642.00

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura I.5 se muestran las fallas y fracturas activas en el área de influencia del Proyecto.

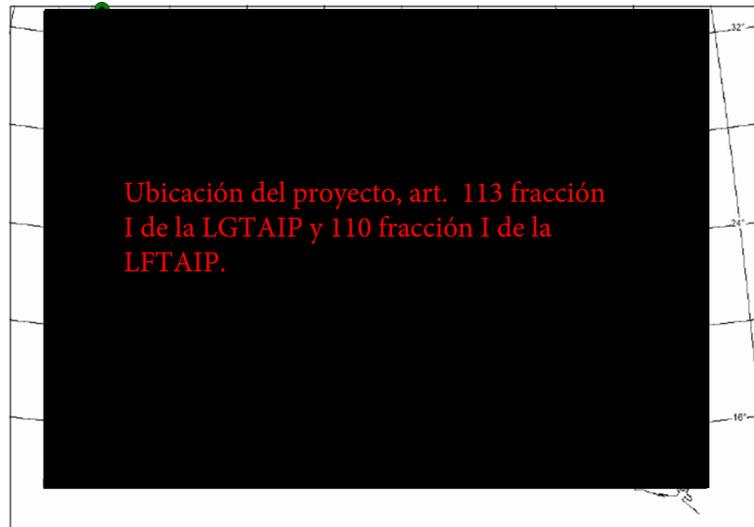


Figura I.6 Zonas con potencial importante para la ocurrencia de colapsos
Fuente: CENAPRED: Atlas Nacional de Riesgos.

I.2.5.1.5 Otros riesgos geológicos

Debido al clima predominante, el basamento de roca volcánica, los rasgos topográficos y los rangos de las curvas de nivel, no existe la posibilidad de licuefacción del suelo, de deslizamiento de masas, inestabilidad de laderas, flujos de terreno, caídas o derrumbes, hundimientos ni subsidencia (vinculada al vulcanismo activo).

I.2.5.2 Riesgos hidrometeorológicos

Los riesgos hidrometeorológicos se encuentran evaluados en los Atlas de Riesgos Naturales municipales, los municipios de Tijuana y Mexicali cuentan con este instrumento mientras que el municipio de Tecate carece de él. A continuación, se describirán las variables de los riesgos hidrometeorológicos para Tijuana y Mexicali, municipios en donde se ubican el área de influencia del Proyecto.

I.2.5.2.1 Sequías.

Las sequías se presenta por los escasos de lluvias y tiene efectos sobre la disminución de la recarga de los acuíferos, la disminución de la cobertura vegetal y el almacenamiento de agua en el suelo. Con base en el Atlas de Riesgo del Municipio de Tijuana. El riesgo de sequía en el municipio se clasifica entre EXTREMA, SEVERA y MODERADA. Ver Figura I.7.



Figura I.7 Riesgo por intensidad de sequía en el municipio de Tijuana, BC
Fuente: Atlas de Riesgos Naturales del municipio de Tijuana, BC.

Para el año 2012 no se presentó sequía en Tijuana. En 2013 de abril a agosto fue MODERADA y de septiembre a diciembre SEVERA. En enero de 2014 fue SEVERA, de febrero a diciembre de ese año EXTREMA. En 2015 de enero a junio fue EXTREMA, con impacto de la sequía determinado como largo periodo (L) por ser mayor a seis meses.

El Atlas de Riesgos del Municipio de Mexicali identifica que la sequía es un fenómeno recurrente en el territorio municipal, sin embargo, no representa ningún riesgo.

Debido a lo anterior, el área de influencia del Proyecto NO se verá afectado por la incidencia de sequías ni incidirá en su comportamiento y distribución territorial.

I.2.5.2.2 Temperaturas extremas

En el municipio de Tijuana se cuenta con registros de temperaturas máximas mensuales de 30 años, las cuales podemos observar en la Figura I.8.

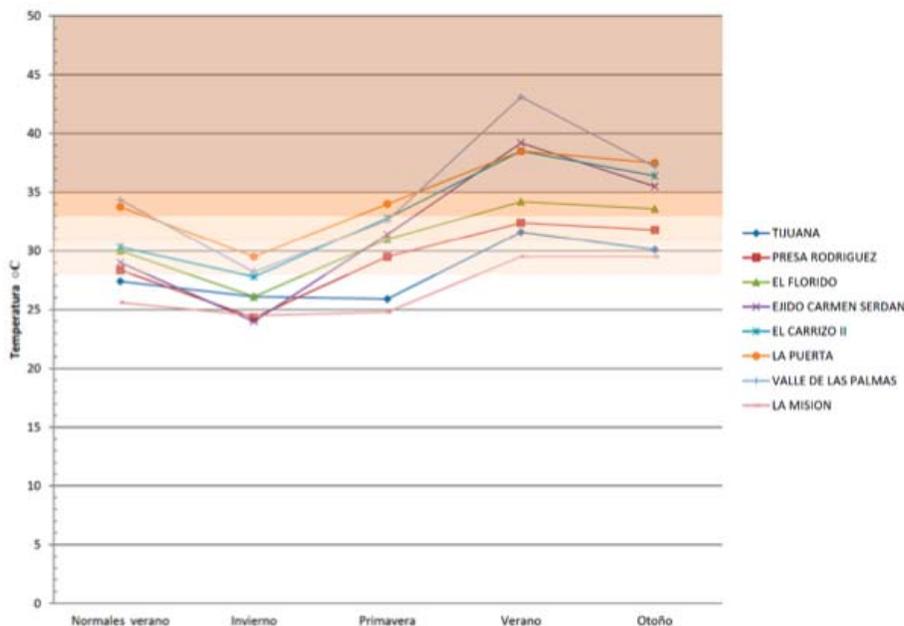


Figura I.8 Temperaturas máximas estacionales en el municipio de Tijuana, BC
Fuente: Atlas de Riesgos Naturales del municipio de Tijuana, BC.

Las altas temperaturas están asociadas a los meses del periodo de verano en el municipio de Tijuana, así como la ocurrencia de ondas de calor. En la Figura I.8, se mostró un promedio de la temperatura normal de los meses de junio, julio y agosto (líneas color verde), además las temperaturas extremas máximas del mismo periodo (líneas negras).

Como se puede observar en la Figura I.9, en la totalidad del municipio de Tijuana se registran temperaturas máximas extremas, así como las modelaciones a 50 años indican que las temperaturas extremas se acentuarán en dirección inversa a la cercanía del litoral costero debido a que la brisa marina influye sobre la temperatura continental.

El Atlas de riesgos del municipio de Mexicali establece que el municipio ha registrado y seguirá presentado temperaturas extremas de calor (con registros históricos que han superado los 50 °C) y de frío (con registros históricos por debajo de los -8 °C). Es de esperar que estos eventos sigan presentándose a futuro. Por lo tanto, el Proyecto NO se verá afectado por las temperaturas extremas ni incidirá en su comportamiento y distribución territorial.

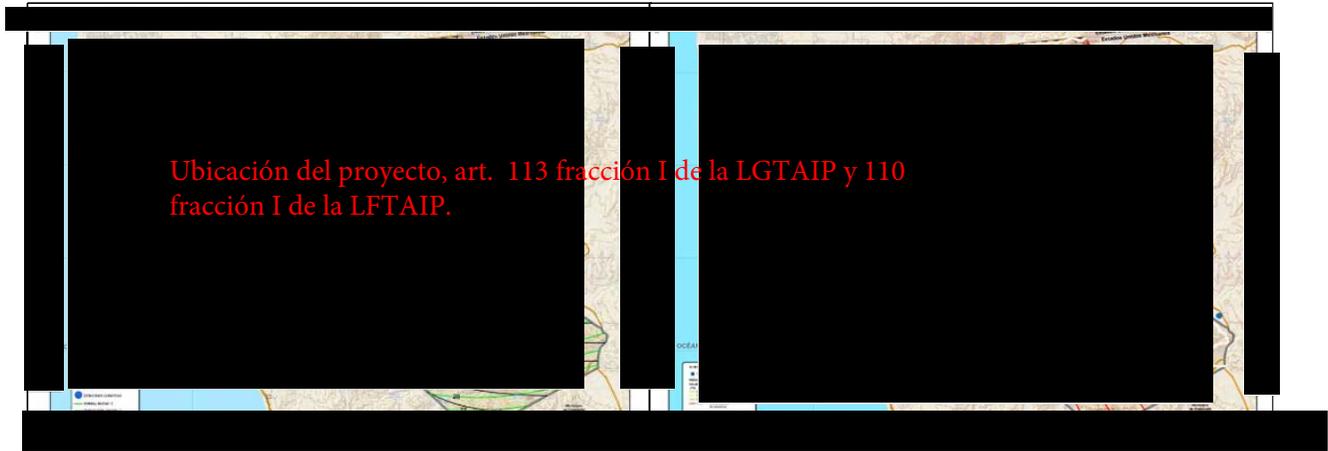


Figura I.9 Distribución de las temperaturas máximas extremas y proyección de las temperaturas máximas extremas a 50 años en el municipio de Tijuana, BC
Fuente: Atlas de Riesgos Naturales del Municipio de Tijuana, BC.

I.2.5.2.3 Ciclones.

La actividad ciclónica es de poca ocurrencia, debido a la localización geográfica en la que se encuentra el estado de Baja California, del total de ciclones que han afectado a la península menos del 10% han tocado tierra en el estado, sin embargo, la penetración de este fenómeno ha causado la erosión de cauces y valles desprotegidos de vegetación.

I.2.5.2.4 Granizadas.

La distribución de granizadas es muy irregular en el estado de Baja California, Sin embargo, por lo general las granizadas se ubican en un rango de 0 a 2 días al año, la mayor incidencia de granizadas se presenta durante el verano durante los meses de junio y julio. Se considera que las granizadas no tendrán un impacto significativo sobre el Proyecto.

I.2.5.2.5 Heladas.

En la región las heladas inciden en un promedio de 0 a 20 días por año en las zonas de climas muy secos, el área de Proyecto presenta un índice ALTO de presencia de heladas.

I.3 Hojas de seguridad

A continuación, en la Tabla I.38 se muestra información básica de la sustancia involucrada en el Proyecto.

Tabla I.38 Sustancias involucradas

Sustancia	¿Se encuentra en listados de actividades altamente riesgosas?	Capacidad productiva		Tipo de contenedor
		Flujo	Almacenamiento	
Gas natural	SÍ - Punto I - Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas - Cantidad de reporte a partir de 500 kg - Metano	Total: 189.36 m ³ /s (577.72 MMPCD) Normal: 168.11 m ³ /s (513 MMPCD)	No Aplica	No Aplica

Fuente: Filosofía de operación - SEGOB: Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas.

La información contenida en la Hoja de Datos de Seguridad (HDS) será utilizada en la simulación de eventos máximos probables de riesgo. Por tal motivo, dentro de las instalaciones del Proyecto se contará con la HDS del gas natural, que cuente con al menos la siguiente información:

1. Identificación del producto y de la compañía;
2. Composición / información de los componentes;
3. Identificación de los peligros;
4. Medidas de primeros auxilios;
5. Medidas para combatir incendios;
6. Medidas en caso de derrame accidental;
7. Manipulación y almacenamiento;
8. Controles de la exposición / protección personal;
9. Propiedades físicas y químicas;
10. Estabilidad y reactividad;
11. Información toxicológica;
12. Información ecológica;
13. Consideraciones de disposición final, y
14. Información de transporte.

La HDS de la sustancia considerada peligrosa se incluye y puede ser consultada en el Anexo V.2.4.5.

I.4 Condiciones de operación

Las bases de diseño del Proyecto (Anexo V.2.6.1.), cuentan con la disponibilidad de los siguientes sistemas: 1) Filtración, 2) Medición de flujo, 3) Análisis de gas, 4) Regulación, 5) Compresión, 6) Enfriamiento y 6) Trampa de diablos, con la finalidad de una correcta operación en el STGN y cumplimiento de las normas nacionales e internacionales.

El Proyecto de 198.79 kilómetros constará de un ducto de 30 pulgadas de diámetro nominal y la EC Las Dunas, la cual contará con la capacidad para manejar un flujo total de operación de 189.36 m³/s (equivalente 577.72 MMPCD) a condiciones estándar, es decir, a una presión absoluta de 101.35 kPa (14.7 libras por pulgada cuadrada real –psia–) y temperatura de 15 °C.

A la entrada de la EC Las Dunas se instalará una válvula de corte rápido XV-01100, para asegurar el aislamiento de esta en caso de ser requerido por problemas con el suministro de gas natural. Aguas arriba de la válvula XV-01100 será colocada una junta aislante tipo monoblock JAM-01001, con el propósito de aislar el sistema por protección catódica. Los requerimientos del sistema, así como las condiciones de operación de la EC Las Dunas se muestran a continuación en la Tabla I.39.

Tabla I.39 Condiciones normales de operación

Flujo (MMPCD) ^[1]	Temperatura de succión (°C)	Presión de succión (psig)	Presión de descarga (psig)
513	34	471	1,77

[1]: Flujo a condición estándar de presión y temperatura.

Fuente: Filosofía de operación

Las variables de control y operación del proceso (flujo, presión y temperatura) se indican en la Tabla I.40. A partir de estas condiciones se fijaron los límites de operación de para la EC Las Dunas con el fin de asegurar su correcta operación, desempeño e integridad de la misma.

Tabla I.40 Datos de diseño

Parámetros	Diseño
Presión,	1,480 psig
Temperatura,	50 °C (*)

(*) La temperatura máxima de operación será de 137 °C en el tramo de tubería que va desde la descarga de los compresores hacia el sistema de enfriamiento.

Fuente: Filosofía de operación.

La filosofía de operación y control de la EC Las Dunas (véase Anexo V.2.6.2.), estará enfocada a la integridad y confiabilidad del proceso para garantizar la entrega de gas natural a las condiciones solicitadas en el punto de entrega con la Estación existente PLS El Carrizo.

La EC Las Dunas fue diseñada para manejar 513 MMPCD de gas natural a través de tres turbocompresores, los cuales operarán con la filosofía planteada de 2 + 1 (dos equipos operando y uno de relevo), a una presión de descarga de 9,494.08 kPa man (1,377 psig) y una temperatura máxima de descarga de 137 °C (410.15 °K).

I.4.1 Operación

Para la operación se contará con operadores capacitados, quienes tendrán conocimiento de los procedimientos documentados específicos para llevar a cabo las pruebas pre-operativas de los diferentes sistemas que componen el Proyecto, los cuales serán elaborados a partir de las especificaciones e instructivos de los fabricantes. Estos procedimientos especificarán lo siguiente:

- ⊕ Objetivo de la prueba;
- ⊕ Límites de flujo, presión y niveles de gas natural que se transportará en el STGN;
- ⊕ Los componentes, las etapas y la secuencia en que deberán realizarse las pruebas;
- ⊕ Los controles y válvulas mediante los cuales se aislarán los componentes del ducto, para realizar las pruebas individuales que se requieran, las pruebas de los subsistemas y las pruebas de las instalaciones terrestres;
- ⊕ Las variables que se deberán medir durante las pruebas y los resultados que se deberán obtener para ser aprobadas;
- ⊕ Las actividades, responsabilidad y capacitación requerida del personal asignado a la realización de las pruebas pre-operativas;
- ⊕ Los ajustes de los dispositivos de relevo de presión o vacío, o la presión de operación máxima o mínima de cada componente;
- ⊕ Los sistemas de seguridad de las instalaciones terrestres y personal que deberá estar alerta, y
- ⊕ Plan de Respuesta a Emergencia para las pruebas pre-operativas.

Una vez concluidas las pruebas pre-operativas del Proyecto, se realizarán pruebas de tipo dinámico a todos los equipos, con objeto de verificar las especificaciones de potencia, capacidad de flujo, presiones y demás parámetros nominales que los caracterizan. Estas pruebas se establecerán por escrito y se llevará un control de estas y de los resultados obtenidos en cada una de ellas mediante una bitácora de operaciones de la instalación.

De igual forma, durante la operación del ducto se mantendrán libres de contaminantes al suelo, subsuelo, manto acuífero y agua marina, a través de:

- ⊕ Capacitación al personal;
- ⊕ Realizar la inspección de la integridad de las tuberías y equipos, y
- ⊕ Aplicación de procedimientos de prevención y planes de respuesta por fugas en el ducto.

I.4.2 Pruebas de verificación

Para cada una de las etapas del Proyecto se tiene contemplado cumplir con lo establecido en la Norma Oficial Mexicana NOM-007-ASEA-2016; a continuación, se incluyen de manera enunciativa más no limitativa, las pruebas de verificación que se contemplan llevar a cabo durante la ejecución de este.

I.4.2.1 Pruebas No Destructivas

En el caso de los ductos, se aplicarán Pruebas No Destructivas (PND) con radiografía o ultrasonido. La inspección de las soldaduras por radiografía o ultrasonido será realizada por un subcontratista de PND certificado de acuerdo con los requerimientos de la normatividad vigente en la materia y las prácticas comunes de la industria.

El subcontratista de inspección de PND proveerá un registro de la calidad de la soldadura. Asimismo, este subcontratista realizará las interpretaciones de las películas radiográficas y/o graficas de ultrasonido, notificará por escrito al contratista y al inspector de soldaduras de la existencia de defectos en las mismas y el origen de éstos. Las soldaduras que no cumplan con los requisitos de aceptación descritos en las especificaciones de construcción serán marcadas para indicar la necesidad de su reparación o reemplazo.

El procedimiento radiográfico desarrollado por el contratista de inspección radiográfica producirá radiografías o graficas aceptables sobre el diámetro, grado y espesor de pared de tubería en el ducto. Este procedimiento incluirá definición de la película y los químicos para revelar la película que se utilicen, las pantallas, la intensidad de la fuente y los tiempos de exposición.

El inspector de soldaduras presenciará el ensayo del procedimiento del subcontratista de inspección radiográfica. El ensayo del procedimiento se realizará en conjunto con el examen de los soldadores o bien, donde no haya soldadores que examinar, con la primera radiografía de las soldaduras de producción. Podrán requerirse ensayos adicionales para lograr un resultado aceptable. El subcontratista de inspección radiográfica no procederá con el trabajo hasta que se obtengan resultados satisfactorios y hasta que el procedimiento sea aprobado.

Toda zona de soldadura requerirá limpieza y recubrimiento posterior a la terminación del ensayo no destructivo. La tubería tendrá instalado un recubrimiento de fusión bond el cual es aplicado en planta y el recubrimiento en campo de juntas de soldadura se aplicará recubrimiento anticorrosivo exterior a base de líquidos epóxicos de altos sólidos en base a la norma correspondiente, para aplicarse en sitio. Todo el recubrimiento será verificado eléctricamente (*Holiday Detector*) para determinar si hay daños o defectos. Las reparaciones se realizarán según sea necesario antes de que la tubería se aloje en la zanja.

I.4.2.2 Prueba hidrostática “*In situ*”

El ducto terminado será sometido a la prueba hidrostática *in situ*, para comprobar la integridad de los materiales e identificar cualquier fuga. Será dividido en tramos de prueba, con una diferencia de cota máxima para lograr mantener la presión máxima y mínima de prueba durante la duración de esta. Asimismo, se prevé una tolerancia para cambios de presión durante la duración del ensayo a fin de dar cuenta de las variaciones en la temperatura del medio ambiente.

Las cabezas de prueba con conexiones a válvulas necesarias para el llenado, la presurización y las líneas de instrumento serán soldadas en cada extremidad del tramo de prueba. El tramo será llenado con agua, ya sea directas o concesionadas, y debidamente autorizados, utilizando bombas que cuenten con la capacidad de vencer presiones mayores debido a la columna hidrostática. El agua será transportada a otros tramos del ducto para minimizar el consumo. Varios tramos podrán ser llenados juntos y probados utilizando conexiones de tubería temporales entre las cabezas de prueba.

El ducto será sometido a la presión de prueba durante un período de una hora para después abatirla al 50% sosteniéndola una hora más, posteriormente se incrementará hasta alcanzar la presión de prueba misma que deberá sostenerse 24 horas. Previo a su uso en las pruebas, todos los registradores de presión, los registradores de temperatura y las balanzas de peso muerto serán calibrados.

Los registros de prueba incluyendo los formularios de calibración, las cartas de presión y de temperatura, y los registros de presión de peso muerto, se mantendrán durante la vida útil del Proyecto. Estos registros estarán disponibles en todo momento para su inspección por parte de las autoridades gubernamentales.

Toda tubería y accesorio que no haya sido incluido en los ensayos regulares del ducto, serán sometidos a prueba por separado, previo a su instalación y el 100% de toda soldadura será inspeccionada a base de PND. Toda fuga que se detecte mediante las pruebas será localizada y reparada y se iniciará la prueba nuevamente.

Si los códigos de ductos no determinan criterios para el agua a ser utilizada para las pruebas hidrostáticas, las empresas de ductos en sus documentos de construcción estipulan que los contratistas utilizarán agua que sea apropiada para las pruebas hidrostáticas y que no contenga lodos ni materia extraña en suspensión ni componentes corrosivos dañinos, a menos que ésta pueda ser tratada de manera satisfactoria mediante el uso de filtros o aditivos químicos.

Por lo general existen más inquietudes respecto a la calidad del agua que será devuelta al medio ambiente posterior al ensayo, que respecto a la calidad del agua que se utiliza antes de la prueba. Los aditivos químicos en el agua por lo general se especifican para que no contaminen el medio ambiente al descargar el agua después de la prueba. Estas especificaciones de calidad de agua usualmente son emitidas por las autoridades ambientales competentes y deberá contarse con evidencia de la disposición final de la misma.

Se realizarán análisis del agua utilizada para pruebas a fin de determinar si existe la posibilidad de contaminación del ducto por bacterias de hierro y de azufre. Las bacterias de hierro son capaces de utilizar el material de la tubería como combustible metabólico, lo cual podría resultar en porosidad por corrosión en la pared de la tubería y/o la reducción del diámetro interno a raíz de sedimentación.

Las bacterias de azufre serán capaces de reducir los diversos compuestos de azufre a H₂S, causando problemas de corrosión y/o la reducción en el diámetro interior de la tubería a raíz de sedimentación. La solución al problema de la contaminación bacteriana es tratar el agua a medida que entre al ducto.

I.4.2.3 Pre-arranque.

Previo a la puesta en operación de equipos e instalaciones, se aplicará la Revisión de Seguridad de Pre-Arranque (RSPA), de acuerdo con los siguientes criterios: Cuando la logística del arranque de sus instalaciones y/o procesos lo permita, y por etapas o secuenciada, cuando la logística del arranque de sus instalaciones y procesos así lo requiera.

Al efectuar la RSPA por etapas o secuenciada de los equipos y/o instalaciones, se obtendrá el Dictamen que valide la totalidad de las revisiones que fueron necesarias para el inicio de las operaciones del equipo y/o instalación.

La revisión documental de la RSPA considerará los equipos o instalaciones sujetas a un inicio de operaciones, y se llevará a cabo utilizando las listas de verificación que permitan la identificación, verificación, control y seguimiento de hallazgos de pre-arranque, considerando como mínimo los siguientes elementos del Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (SASISOPA):

- ⊕ Identificación de peligros y análisis de riesgo;
- ⊕ Requisitos legales;
- ⊕ Competencia, capacitación y entrenamiento;
- ⊕ Mejores prácticas y estándares;
- ⊕ Control de actividades y procesos;
- ⊕ Integridad mecánica y aseguramiento de la calidad;
- ⊕ Preparación y respuesta a emergencias;
- ⊕ Monitoreo, verificación y evaluación;
- ⊕ Auditorías, y

⊕ Investigación de incidentes y accidentes.

La revisión en campo consistirá en que el grupo responsable de llevar a cabo la RSPA revisará los equipos o instalaciones sujetas a un inicio de operaciones verificando en campo que se cumplen las condiciones de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (SISOPA). La revisión en campo debe incluir elementos tales como: revisión física, entrevistas, pruebas, reportes de campo, registros u otros medios de verificación, que permitan demostrar como mínimo lo siguiente:

- ⊕ Congruencia entre lo indicado en la revisión documental y lo existente en campo;
- ⊕ Cumplimiento de lo dispuesto en las especificaciones de diseño, Planos Aprobados para Construcción (APC) y planos Asbuilt;
- ⊕ Cumplimiento de requisitos físicos de SISOPA, su integridad, operatividad y repetitividad;
- ⊕ Cumplimiento de los requisitos legales y documentales de SISOPA, aplicables a los equipos o Instalaciones sujetas a la RSPA, y
- ⊕ Cumplimiento de los requisitos orientados al personal, contratistas, subcontratistas, proveedores y prestadores de servicios aplicables a los equipos o Instalaciones sujetas a la RSPA.

I.4.2.4 Mantenimiento

Para el mantenimiento del ducto, se considerará las especificaciones establecidas en la descripción técnica proporcionada por el manual de operación y mantenimiento que éste proporcione, se proponen las siguientes pruebas de verificación:

I.4.2.4.1 Pruebas de Integridad Mecánica.

Integra todos los esfuerzos que la terminal enfocará en asegurar que la integridad de los sistemas que contengan fluidos peligrosos sea mantenida durante la vida útil de los equipos, desde la fase de diseño, fabricación y construcción hasta su instalación, operación y mantenimiento, para garantizar la protección al personal, el medio ambiente y las instalaciones. Los elementos que conforman o componen la integridad mecánica de las instalaciones de proceso, son los siguientes:

- ⊕ Aseguramiento de la calidad de equipos;
- ⊕ Inspección y pruebas;
- ⊕ Procedimientos de mantenimiento;
- ⊕ Capacitación en mantenimiento;
- ⊕ Control de calidad de materiales de mantenimiento y partes de repuesto;
- ⊕ Ingeniería de confiabilidad;
- ⊕ Reparaciones y modificaciones, y
- ⊕ Auditorías.

A continuación, se presenta la descripción de las pruebas e inspecciones que se realizarán durante la instalación de equipo y operación del Proyecto.

1.4.2.4.2 Pruebas No Destructivas (PND)

Las principales aplicaciones de las PND las encontramos en: detección de discontinuidades (internas y superficiales), determinación de composición química, detección de fugas, medición de espesores y monitoreo de corrosión, adherencia entre materiales, e inspección de uniones soldadas. Las PND son sumamente importantes en el continuo desarrollo industrial. Gracias a ellas es posible, por ejemplo, determinar la presencia de defectos en los materiales o en las soldaduras del ducto, en los cuales una falla catastrófica puede representar grandes pérdidas en dinero, vidas humanas y daño al medio ambiente.

Las etapas o situaciones en las que serán aplicables las PND se describen a continuación:

- ⊕ Recepción de materiales. Las PND son aplicables por muestreo o al 100% para verificar que los materiales que se reciban en el almacén efectivamente cumplen con los requisitos de calidad indicados en los certificados y/o órdenes de compra;
- ⊕ Procesos de fabricación. Las PND se aplican en algunas etapas críticas de fabricación estratégicamente seleccionadas, con la finalidad de detectar oportunamente la posible presencia de discontinuidades y así poder tomar acciones correctivas para subsanar las causas que las originan;
- ⊕ Maquinado o ensamble final. Las PND son aplicadas para verificar si las superficies con acabado final no tienen imperfecciones que hayan aflorado a la superficie después del maquinado para dar las medidas finales y que afectan su utilidad interna o futura;
- ⊕ Procesos de soldadura. Las PND son aplicadas inmediatamente después de concluida y enfriada una unión con soldadura (algunos aceros requieren de 48 a 72 horas, después de concluida la soldadura), con la finalidad de evaluar la sanidad superficial e interna tanto de la soldadura como de la zona afectada por el calor;
- ⊕ Procesos de reparación con soldadura. Las PND se aplican para ir monitoreando la remoción de los defectos inicialmente encontrados, eliminarlos o reducirlos a un tamaño aceptable; después de la remoción de los defectos, las zonas exploradas se rellenan con soldadura y esta soldadura es necesario se evalúe su sanidad superficial e interna utilizando las pruebas no destructivas, y
- ⊕ Mantenimiento preventivo. Las PND son una de las herramientas utilizadas para evaluar la integridad mecánica de los materiales en servicio que son susceptibles de sufrir: corrosión, picaduras, erosión y grietas por fatiga, grietas por corrosión bajo esfuerzo, daños por hidrógeno, entre otros.

I.5 Procedimientos y medidas de seguridad

I.5.1 Medidas de seguridad

El Proyecto implementará medidas de seguridad, que tendrán como objetivo principal el de llevar a cabo el buen funcionamiento de la EC Las Dunas, bajo condiciones normales de operación y control, y salvaguardar la integridad del personal operativo de la instalación. A continuación, se hace una descripción de los principales sistemas de seguridad (Anexo V.2.6.3.), con los que contará el Proyecto:

- ⊕ Sistema de Control Distribuido (SCD);
- ⊕ Sistema de Paro por Emergencia (SPE);
- ⊕ Sistema de Fuego y Gas (SFyG);
- ⊕ Sistema de Circuito Cerrado de Televisión (CCTV);
- ⊕ Sistema de detección de intrusos, y
- ⊕ Sistema de voz y datos.

I.5.1.1 Sistema de control distribuido (SCD)

La EC Las Dunas del Proyecto contará con un Sistema de Control Distribuido (SCD) que será localizado en el Cuarto de Control de Proceso (CCP). Su funcionamiento está basado en una arquitectura de controlador maestro para enlazar las variables de operación, supervisión y control de los sistemas de proceso y servicios auxiliares.

El SCD tendrá la capacidad de recibir y configurar las señales de los instrumentos inteligentes de manera confiable, y poder monitorear el estado de la instrumentación en campo, la configuración de parámetros y estrategias de control.

El monitoreo y control de las variables de proceso será en tiempo real y el SCD tendrá la facultad de manejar datos históricos para efectos de análisis y reportes. Así mismo, el SCD contará con redundancia en redes de comunicación para la integración al sistema SCADA a fin de monitorear las variables operativas desde este sistema.

I.5.1.2 Sistema de Paro por Emergencia (SPE)

La EC Las Dunas contará con un SPE localizado en el Cuarto de Control Principal (CCP). El SPE contará con una interfaz de comunicación “Ethernet” con el SCD para monitorear el estado de las variables de proceso.

La función principal del SPE es monitorear las variables relacionadas con las funciones de seguridad y en caso de presentarse alguna condición no segura, activar los elementos finales de control para mantener el área de compresión segura y salvaguardar la integridad del personal operativo y de las instalaciones. El SPE estará en comunicación con el SCD, diseñado de acuerdo con la arquitectura del SPE y contará con los siguientes niveles de paro:

- ⊕ Nivel 1 (con venteo): Paro de turbocompresores, se activa el aislamiento de la EC Las Dunas mediante el cierre de las válvulas de cierre de emergencia (ESDV) y abriendo las válvulas de venteo controlado (BDV), y
- ⊕ Nivel 2 (sin venteo): Paro de turbocompresores, se activa el aislamiento de la EC Las Dunas mediante el cierre de las válvulas de cierre de emergencia (ESDV).

El gabinete de control del SPE deberá enviar señales con cableado físico al panel de control de turbocompresores (TCP), cerrando las válvulas de bloqueo de emergencia (SDV) de succión y descarga durante un paro de emergencia y abriendo las válvulas de venteo (BVD) automáticas para desfogar de la Estación de Compresión Pitiquito, dependiendo del nivel de paro.

El SPE deberá ser capaz de, al menos, llevar a cabo las siguientes acciones básicas las cuales dependerán de la combinación de las siguientes causas:

- ⊕ La activación de las estaciones manuales del SPE y/o SFyG en el cuarto de control;
- ⊕ La activación de la estación manual en salidas de emergencia y puertas de acceso;
- ⊕ La activación de la estación manual del área del turbocompresor del SPE y/o SFyG;
- ⊕ Detección de fuego o gas dentro de la cabina para cada unidad de turbocompresor con sistema de supresión de fuego por medio del tablero de control del sistema de supresión (TCSS);
- ⊕ Pérdida de estado “abierto” de las válvulas ESDV de corte de paro por emergencia;
- ⊕ Pérdida de estado “cerrado” de las válvulas de venteo BDV;
- ⊕ Alta-alta presión a la salida de la estación;
- ⊕ Baja presión a la entrada de la estación;
- ⊕ Activación de un botón de emergencia asociado al SPE;
- ⊕ Por alta temperatura en la descarga del turbocompresor;
- ⊕ Baja presión en el sistema de aire de instrumentos, y
- ⊕ Después de la confirmación de al menos dos detectores de fuego.

I.5.1.3 Sistema de Fuego y Gas (SFyG)

La EC Las Dunas del Proyecto contará con un SFyG que será localizado en el CCP, contará con una interfaz de comunicación con el SCD para monitorear el estado y las condiciones del SFyG. Estará conformado por detectores de gas combustible, detectores de flama, alarmas audibles y visibles en exteriores e interiores, estaciones manuales y de abandono. Todos los detectores serán cableados físicamente al SFyG ubicado en el cuarto de control y a los ubicados en campo.

El equipo y la operación del SFyG deberán ser totalmente independientes en hardware y software del SCD y del SPE.

El SFyG deberá enviar señales cableadas físicamente al SPE cuando se detecte cualquier confirmación de fuego (al menos 2) dentro de la zona de proceso de acuerdo con la matriz de causa y efecto para llevar a la estación a una condición segura.

I.5.1.4 Sistema de Circuito Cerrado de Televisión (CCTV)

La EC Las Dunas del Proyecto contará con un Sistema de CCTV, integrado con cámaras de CCTV, para visualizar la totalidad de la instalación y las áreas de proceso, reduciendo al mínimo los puntos ciegos dentro y fuera de la instalación. El equipo estará localizado en el cuarto de telecomunicaciones, una estación de trabajo de CCTV será localizada en la consola del operador dentro del CCP y la otra en Centro de Control Alterno (CCA).

El Sistema de CCTV generará reportes, mandando mensajes de alerta de las estaciones de trabajo. El CCTV enviará correos y mensajes telefónicos en caso de alguna detección de intrusos.

I.5.1.5 Sistema de Detección de Intrusos (SDI)

Se proveerá un SDI a base de fibra óptica, sensores de movimiento e interacción con los SFyG y CCTV para protección del perímetro de la EC Las Dunas.

I.5.1.6 Sistema de Voz y Datos (SVD)

Se proveerá un SVD en la EC Las Dunas del Proyecto, una red de cableado estructurada, la cual tendrá como finalidad proporcionar los servicios integrales de voz y datos que cubrirá con todas las necesidades de comunicación requeridas.

Se diseñará un SVD mediante la filosofía de una red de cableado estructurado con topología en árbol, la cual se localizará en el área de comunicaciones ubicado en el interior del cuarto de control, a partir del cual se distribuirá el cableado a los diferentes nodos o salidas de comunicaciones, conforme a los servicios requeridos en los siguientes sistemas:

- ⊕ Sistema de Control Distribuido (SCD);
- ⊕ Sistema de Paro por Emergencia (SPE);
- ⊕ Sistema de Fuego y Gas (SFyG);
- ⊕ Sistema control de turbinas;
- ⊕ Servidor de correos;
- ⊕ Servidor de VoIP;
- ⊕ Internet;
- ⊕ Circuito Cerrado de Televisión (CCTV);
- ⊕ Control de acceso y seguridad perimetral;
- ⊕ Servicio de aplicaciones corporativas de GAP, y
- ⊕ Telefonía.

Se considerará un sobredimensionamiento de 30% del número de salidas de comunicaciones, por lo que se dejarán puertos de voz y datos, que en el futuro se pudieran requerir e integrarse a la red de cableado estructurado.

Todos los edificios dispondrán de un cableado estructurado basado en dos redes de cableado paralelas y complementarias: la red de datos y la red de telefonía. Cada edificio contará con un gabinete de comunicaciones el cual se comunica por medio de fibra óptica al cuarto de control.

La red de datos estará formada por:

- ⊕ Cableado horizontal de cables de cobre UTP.

La red de telefonía está formada por:

- ⊕ Cableado horizontal de cables de cobre UTP.

Toda esta información podrá ser revisada en el documento de arquitectura y especificaciones de seguridad, contempladas en las bases de diseño de las instalaciones que conforman el Proyecto, mismo que puede consultarse en el Anexo V.2.6.1).

I.6 Análisis y evaluación de riesgo

El objetivo del análisis y evaluación de riesgos para el Proyecto fue la identificación de los peligros potenciales, la evaluación de los riesgos de las especificaciones generales, relativas al diseño y tecnologías que fueron seleccionadas, con el fin de estimar la magnitud de los daños sobre los receptores de riesgo e implementar las medidas de prevención y/o mitigación efectiva; ya que durante los últimos años la industria ha experimentado cambios de gran importancia, a medida que los avances tecnológicos han dado origen a la aparición de nuevos materiales, proceso e incluso nuevas industrias. Como resultado han disminuido los accidentes con el pasar de los años principalmente por la consciencia de los desarrolladores de ingeniería para este tipo de instalaciones industriales y por las lecciones aprendidas de accidentes pasados. Sin embargo, el análisis nos hace ver que las fugas de gas natural son muy peligrosas al perderse la contención, derivando principalmente en radiaciones térmicas que han causado la muerte de personas y otras más con lesiones permanentes.

I.6.1 Antecedentes de accidentes e incidentes

El análisis histórico de accidentes e incidentes nos permite tener conocimiento real de los hechos ocurridos y que han afectado o que tienen un alto potencial de afectar al proceso y conducir a situaciones anormales ocurridas en instalaciones semejantes (hecho que ayuda al planteamiento de situaciones accidentales factibles). El análisis de los accidentes o incidentes ocurridos en el pasado permite visualizar el riesgo potencial de las diferentes actividades llevadas a cabo en el transporte de productos petrolíferos (gas natural en este caso).

Esta se considera una técnica de bajo costo dentro del campo del análisis de riesgo. El proceso consta de la consulta a diferentes fuentes de información y posteriormente un trabajo de selección y elaboración estadística de los resultados obtenidos.

Un accidente se define como: *la ocurrencia de un suceso o evento inesperado y no deseado, que interrumpe o interfiere el desarrollo normal de una actividad y genera lesiones personales, daños materiales y/o daños al medio ambiente.* Existen dos tipos de ellos:

- ⊕ **Accidente tecnológico:** Se refiere a cualquier suceso tal como la fuga o escape (gases); vertido o derrame (líquidos) de sustancias inflamables y/o tóxicas; explosión o incendio, que sea consecuencia del desarrollo incontrolado de una actividad industrial o de servicios, dentro o fuera de la entidad, que exponga a los trabajadores; la instalación, al medio ambiente y/o a la comunidad a un peligro grave, inmediato o diferido, creando por tanto una situación de emergencia, y
- ⊕ **Incidente o avería:** Se refiere al mal funcionamiento de un sistema o proceso que produce afectaciones o daños materiales y/o pérdida de tiempo, pero que no produce situaciones amenazantes para las personas y el medio ambiente. Suele ser el aviso de un futuro accidente, de lo que se infiere

la conveniencia de adoptar a tiempo las medidas de corrección pertinentes. Desde el punto de vista estadístico, es aquel similar a un accidente pero que no causa lesiones o daños a personas. Tiene un potencial de lesión que no se produjo, pero a mayor número de incidentes va a haber una mayor probabilidad de accidentes capaces de producir afectaciones a las personas, a la instalación y/o ambientales.

El análisis histórico de los antecedentes de incidentes y accidentes ocurridos durante la operación de sistemas de transporte de gas natural incluyendo: estaciones de compresión, de medición y regulación, áreas de trampas y el ducto mismo, proporciona una idea clara de que es lo que pudiera pasar en la operación.

Para este análisis se partió de la información recopilada entre los años 1980 – 2002, recogida en la base de datos MARS (<https://emars.jrc.ec.europa.eu/en/emars/accident/search#>) y de OGP (Major Accidents – Risk Assessment Data Directory, Report No. 434-17, March 2010). En la Tabla I.41 aparece organizada por años la información recopilada, de la misma manera.

Tabla I.41 Antecedentes de accidentes e incidentes internacionales

Nº	Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia involucrada	Evento o causa del accidente	Nivel de afectación	Acciones realizadas para atención
1	1972*	Isla Staten, New York, US	Planta de almacenamiento o de gas natural	Gas natural	Explosión e incendio de gas confinado	40 personas fallecidas, 2 personas heridas	No se reporta
2	1984*	Abbeystead, Lancashire, UK	Estación de bombeo de agua	Metano	Explosión de gas confinado	16 personas fallecidas, 28 personas heridas	No se reporta
3	1985**	No Proporcionado	Planta de proceso de gas natural	Gas natural	Liberación de 90,000 m ³ de gas natural causado por las grietas en las soldaduras de filete en la base de un soporte de gas sellado con agua a baja presión. Falla del sello de agua fue causada por grietas en las soldaduras de filete en el recipiente que almacena gas natural (principalmente metano), durante la construcción el cemento de hierro utilizado para sellar las grietas no era adecuado para garantizar su aislamiento durante mucho tiempo.	Pérdida de producto	Se detuvo la entrada de gas al recipiente y la salida de gas al sistema de distribución
4	1987**	Zona urbana	Planta de almacenamiento o de gas natural conectada a un sistema de distribución (planta sin personal)	Gas natural	Liberación de gas natural. Falla de dos válvulas de vástago: Una válvula de retención no funcionó correctamente debido a las condiciones severas del viento, y Otra válvula no funcionó correctamente debido a una fricción anormal dentro de sus superficies de apoyo.	No se produjeron pérdidas materiales excepto el producto escapado	Se aplica plan de respuesta a emergencias
5	1987**	No Proporcionado	Industria petroquímica para el amoníaco / urea	Metano	Liberación de metano y de una pequeña cantidad de vapores de amoníaco en una unidad de síntesis de amoníaco. Incendio y explosión confinada de nube de vapor. Rotura de una tubería de 24" causada por corrosión por fatiga cíclica inducida por ciclos térmicos de la línea de 24" de diámetro. Las causas subyacentes que llevaron a la corrosión de la tubería fueron: un diseño de planta inadecuado, procedimientos de mantenimiento insuficientes y un problema de actitud de manejo inadecuado porque no aclaró las causas de accidentes anteriores.	Pérdidas materiales estimadas en 0.65 millones de euros	Se activó la alarma contra incendios. Se aplicaron los procedimientos de emergencias. Se cortó el suministro de gas natural a la planta y la planta se cerró secuencialmente. Posteriormente, se despresurizó toda la planta de amoníaco y se activaron los procedimientos de desmantelamiento de rutina. Después de aproximadamente 5 minutos, los incendios se extinguieron debido al agotamiento de los gases combustibles disponibles. No se requirieron de medidas

Nº	Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia involucrada	Evento o causa del accidente	Nivel de afectación	Acciones realizadas para atención
							de emergencia, ni en el sitio ni fuera del sitio.
6	1987*	Terragona, España	Refinería Enpetrol (Repsol)	Gas natural	Explosión e incendio de nube de gas. Ruptura de tuberías por ataque terrorista con explosivos perpetrado en horarios nocturnos.	2 personas heridas. Daños materiales estimados en unos 100 millones de pesetas. Sin datos disponibles sobre el costo de la pérdida de producción por indisponibilidad de la planta. Daños materiales a (como REYCON), no hay datos disponibles sobre el costo.	Se aplicó Plan de Respuesta a Emergencias
7	1989**	No Proporcionado	Instalación subterránea de almacenamiento de gas natural.	Gas natural	Explosión por escape de gas natural de un área de almacenamiento subterráneo causada por un mantenimiento	El accidente causó la pérdida de gas natural por un valor de alrededor de 3 millones de francos franceses (alrededor de 0.44 millones de euros). Interrupción de la vida comunitaria: la policía mantuvo alejados a los curiosos a una distancia segura de 300 metros. Pérdida de establecimiento - material max.: 450,000 euros.	Se activó el Plan de Emergencia Interna. Se cubrió la fuente de escape con lodo y llevó la barra a su posición original al aumentar la carga en ella.
8	1989**	No Proporcionado	Planta de proceso de gas natural	Gas natural	Explosión y bola de fuego (fire ball). Error humano por falta de aplicación de los procedimientos operativos.	Ninguna persona fallecida y 2 personas heridas. El accidente causó daños estructurales menores a la planta (daños en la pintura, vidrio de calibre rajado).	Se activaron equipos internos de emergencia. Cierre de las válvulas de salida de gas natural licuado. Se apagaron pequeños incendios residuales
9	1990*	Theran, Iran	Instalación subterránea de almacenamiento de gas	Gas	Explosión e incendio	13 personas fallecidas y 1 personas heridas.	No se reporto
10	1990**	No Proporcionado	Centro de servicio de gas para la	Gas natural	Liberación de gas natural de manera segura	Pérdida de gas natural sin cuantificar	El control volumétrico se apagó de inmediato mediante el control de la rejilla y se accionó

Nº	Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia involucrada	Evento o causa del accidente	Nivel de afectación	Acciones realizadas para atención
			distribución de gas				el refuerzo
11	1991**	No Proporcionado	Planta de almacenamiento de gas natural	Gas natural	Liberación de gas natural debido a la pérdida de agua en el sello de la copa superior. Falla de alarma de bajo nivel de agua.	Pérdida de gas natural sin cuantificar	El depósito de gas adyacente se cerró y el contenedor de fugas se vació. Los servicios de emergencia externos fueron informados. El cuerpo de bomberos y la policía un Centro de Control de Emergencias.
12	1991**	No Proporcionado	Planta de almacenamiento de gas natural	Gas natural	Incendio y explosión. Por diseño inadecuado de un sistema de enfriamiento no era apropiado. La intervención de válvulas de aislamiento automáticas en el reactor no fue lo suficientemente rápida como para evitar que entrara más etileno sin usar al reactor	Daños estructurales a las plantas circundantes, pero no hay datos disponibles sobre su costo.	Sistemas en sitio: sistemas de empapamiento (rociadores de agua, monitores, entre otros)
13	1992	No Proporcionado	Sistema de recuperación de azufre de la refinería	Metano	Incendio y explosión. Falla mecánica de la curva de la tubería de 8" de diámetro del sistema de reciclaje (corrosión).	Pérdida de material no cuantificado	Cierre de la planta. Parada del suministro eléctrico. Parada de todas las operaciones de descarga y carga. Activación del Plan de Emergencia Interno.
14	1993*	Maracaibo, Venezuela	Planta de proceso de gas natural	Gas natural	Explosión e incendio	11 personas fallecidas y 1 personas heridas.	No se reporta.
15	1993	No Proporcionado	Planta de almacenamiento de gas natural no tripulado.	Metano	Incendio y explosión por ataque terrorista con explosivos. Deficiencia en la seguridad de la instalación.	Pérdidas materiales no se proporciona costo de la pérdida: un depósito de gas fue destruido en gran parte, los dos poseedores de gas adyacentes sufrieron daños menores.	El sitio no tripulado no tenía un Plan de Emergencia Interno. Se contó la atención a emergencias de manera externa.
16	1993	No Proporcionado	Planta de almacenamiento de gas natural	Metano	Liberación de metano en válvulas de alivio del tanque de almacenamiento de gas natural licuado. Válvulas calzadas por presencia de hielo.	Sin pérdidas materiales	Cierre de todas las plantas de licuefacción de gas británico. Rociadores techo del tanque.
17	1994**	No Proporcionado	Instalación subterránea de almacenamiento de gas	Gas natural	Explosión e incendio por liberación de gas de la línea de alimentación de las calderas en el subsuelo de la planta (mezcla de gas y carbono en polvo)	2 persona fallecida (1 trabajador y 1 persona del exterior de la instalación, 58 personas heridas (2 trabajadores y 56	Aplicación del procedimiento del Sistema de Paro por Emergencia. Servicios externos de lucha contra incendios; externo servicios de ambulancia /

Nº	Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia involucrada	Evento o causa del accidente	Nivel de afectación	Acciones realizadas para atención
						<p>personas del exterior de la instalación.</p> <p>Pérdidas materiales de 60 millones de euros fuera de la instalación.</p> <p>Pérdidas materiales de 150 millones de euros en la instalación.</p>	recuperación de víctima.
18	1994**	No Proporcionado	Suministro y distribución de energía.	Gas natural	<p>Explosión por liberación de gas natural durante la corrida del diablo en una tubería de 30" de diámetro, que lleva gas natural a tierra.</p> <p>Falla de la operación automática de la válvula ESD ubicada en la trampa de recibo en tierra.</p> <p>Liberando aproximadamente 8.5 toneladas de gas a la atmósfera antes del cierre manual de emergencia en tierra.</p>	<p>Estimación de daños materiales entre 20 - 30 millones de euros.</p> <p>Pérdida de producción sin estimar.</p>	<p>Los procedimientos de emergencia en el sitio se activaron y todo el personal en el sitio (aproximadamente 70 personas) evacuados a puntos de reunión.</p> <p>Se operó manualmente la válvula ESD en un tiempo estimado de 15 minutos.</p>
19	1996 ¹²	Louisiana, US	Gasoducto marino	Gas natural	<p>Ruptura e incendio del gasoducto de 12" de diámetro, durante el dragado en Tiger Pass liberando gas natural.</p> <p>Explosión e incendio</p>	Daños materiales no definidos	Implementación de directrices de seguridad y programas de administración
20	1996	No Proporcionado	Planta de almacenamiento de gas natural	Gas natural	<p>Liberación de gas natural de un soporte de gas sellado con agua.</p> <p>Deficiencias en los procedimientos de llenado y vaciado.</p>	Dispersión segura	Activación del Plan de Respuesta a Emergencias
21	1996**	No proporcionado	Planta criogénica	Etano, metano	<p>Explosión de una unidad criogénica que liberó hidrocarburos e hidrógeno.</p> <p>Agrietamiento inducido por el hidrógeno se ha originado por la variación de la forma geométrica y la deformación plástica resultante en el área de (en correspondencia de) la costura longitudinal dañada (soldadura) del separador.</p> <p>Falta de mantenimiento.</p>	<p>Pérdidas materiales estimadas en 1.5 millones de euros</p>	<p>Se activó el Sistema de Paro por Emergencias y procedimientos.</p> <p>Se apagó el sistema de aire acondicionado del centro de medición (centro de control) como medida de seguridad.</p> <p>El centro de control y la planta fueron evacuados.</p>
22	1996**	No proporcionado	Planta de coque	Metano 25%	Incendio y explosión por liberación de gas	<p>Pérdidas materiales: fragilización de la cáscara del portador del gas</p>	<p>Sistemas de empapamiento (rociadores de agua, monitores, entre otros).</p> <p>Sistemas internos de emergencias (bomberos ambulancias).</p>
23	1997**	No proporcionado	Planta almacenamiento	Gas natural	Liberación en el tanque de gas natural licuado durante la modificación del techo del tanque	Pérdida de material: 17.7 toneladas de gas	Se tomó la decisión de no intentar la inserción del tapón

¹² Pipeline accident summary report, autor. National Transportation Safety Board (NTSB), año de publicación 1998.

Nº	Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia involucrada	Evento o causa del accidente	Nivel de afectación	Acciones realizadas para atención
			o de gas natural licuado		para instalar un densitómetro. Incendio. Falla del sistema de aislamiento (bolsa de aire), durante el proceso de 'corte en frío' en la tubería para la instalación del densitómetro a través del conjunto de válvula de alivio (en etapa de mantenimiento).	natural	hasta que la presión del gas bajara al mínimo. Después de controlar el lanzamiento de gas
24	1997	No proporcionado	Slug-catcher (cachador)	Gas natural	Liberación de gas natural por expansión térmica. Daños internos sin mantenimiento. Puesta en servicio deficiente de las válvulas de aislamiento (no funcionaron).	Sin consecuencias, evento controlado.	Sin acciones
25	1999**	No Proporcionado	Planta de almacenamiento o de gas natural	Gas natural	Liberación de gas natural debido a la pérdida de agua en el sello de la copa superior. Falla mecánica del remache por corrosión.	Pérdida de 40 toneladas de gas natural.	Ninguna
26	2000**	No Proporcionado	Trasiego de gas natural licuado	Gas natural	Liberación de gas durante la descarga del buque tanque a un recipiente presurizado. Falla del “break de seguridad” acoplamiento con zona de ruptura predeterminada "(DN 80, PN 25).	Pérdida de 500 kg de gas natural líquido con valor de 350 euros	Cierre de la zona de peligro por la policía y los bomberos. Evacuación en un radio de 80 metros alrededor del área de riesgo.
27	2001**	Kansas Gas Service, Hutchinson	Transporte de gas a cavernas subterráneas	Gas natural	Explosión e incendio por liberación de gas natural.	1 persona fallecida y 1 personas heridas. Daño a casas y negocios en un área de 35 cuadras del centro. Setenta y cinco familias fueron evacuadas.	Bomberos, policía, guardia nacional, Cruz Roja proporcionaron respuesta de emergencia y albergue para los evacuados.
28	2002**	No Proporcionado	Procesamiento de metales	Gas natural principalmente metano	Fuga en la línea de gas al abrir una brida, liberación continua de 300 a 600 Nm ³ (125 a 250 kg) de gas. Evento: Explosión. Causa: Una combinación de la imposibilidad de bloquear la línea de gas mientras se suministran a los hornos y una forma insegura de intentar inerte la línea sin bloquearla. No hay coordinación entre las pruebas en la red de gas y las obras en la tubería de gas y especialmente en el suministro del horno durante los trabajos.	3 personas fallecidas, 26 personas heridas, y 13 quemados gravemente. Pérdidas económicas por cierre de la unidad por una semana; monto no indicado.	Se detuvo el suministro de gas. Activación del Plan Interno de Emergencia. Equipos de emergencia externos e internos. Acción legal: una decisión judicial en el primer nivel castigó a los dos operadores que realizaron la inercia por homicidio involuntario. Los ingenieros y el supervisor fueron declarados culpables, pero sin castigo. El director fue declarado inocente. ¡La empresa se fue a la huelga después de escuchar el

Nº	Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia involucrada	Evento o causa del accidente	Nivel de afectación	Acciones realizadas para atención
							veredicto! Todavía se está ejecutando una apelación contra este.
29	2003	No Proporcionado	Almacenamiento subterráneo de gas	Gas natural	Incendio y explosión. Liberación de gas natural de un almacenamiento subterráneo en una línea sin salida.	Daños materiales dentro de la instalación	Sistemas de Paro por Emergencias. Se estableció un perímetro de seguridad en el lugar y todas las actividades se cerraron. Se aisló el sistema de tuberías involucrado en el accidente.
30	2004**	No Proporcionado	Instalación subterránea de almacenamiento de gas natural	Gas natural	Evento: Explosión e incendio. Causa: el accidente probablemente fue causado por una sustancia inadecuada (H ₂ O ₂) utilizada durante el trabajo de rutina del tratamiento con sonda para aumentar la productividad de la sonda.	Daños materiales dentro de la instalación. Daño fuera de la planta. Algunas ventanas se dañaron en la explosión. 9 personas heridas (3 adentro y 6 afuera de la instalación)	Se cerró el preventor de corte "shear preventer". Posterior a la explosión, bomberos enfriaron la sonda con agua. La policía cerró las carreteras fuera de las instalaciones como medida de precaución.
31	2005	No Proporcionado	Planta de óxido de etileno	Metano	Liberación de metano de una tubería en una planta de óxido de etileno. Falla mecánica de la tubería de metano (corrosión por condensación de agua en el gas de transporte). Falta de inspección integral de la tubería.	Pérdida de 22 toneladas de gas metano	Colocación de una caja de tubería de reparación de fugas temporal (abrazadera).
32	2009	No Proporcionado	Planta de amoníaco	Gas natural	Explosión del horno de una planta de amoníaco. Error humano	2 personas heridas (operadores). Pérdidas materiales: Daños materiales (todo el horno está realmente en reconstrucción), daños en la sala de control y algunas otras construcciones alrededor del horno, costo no indicado	No se reportaron
33	2012	No Proporcionado	Central eléctrica	Metano	Explosión de la caldera de recuperación de una central eléctrica (deflagración de metano). Falla al cierre de la válvula de cierre de la turbina de gas / válvula reguladora de presión (SRV) provocó una acumulación de gas en la caldera durante el arranque, que explotó cuando se encendió la turbina de gas.	Destrucción de la sección inferior de la caldera y deformó el silenciador del conducto de conexión	El proceso se detuvo y la instalación se restauró a una condición segura
34	2013	No Proporcionado	Planta de etileno	Metano	Liberación de gas inflamable en línea de purga.	Pérdida de 45 toneladas de gas	Activación de alarma del sistema de detección de gas en

Nº	Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia involucrada	Evento o causa del accidente	Nivel de afectación	Acciones realizadas para atención
					Fallo mecánico de la válvula de drenaje manual de 2" en una línea de purga.	inflamable de metano y etileno	la zona. Activación de paro de emergencias. Plan de Respuesta a Emergencias (alarma de evacuación).
35	2016	No Proporcionado	Terminal de gas natural licuado	Gas natural	Liberación de gas natural e incendio. Falla de las alarmas del control básico.	Pérdida de gas natural de 1,000 m ³ (500 ton) estimados en 10 millones de euros	Plan de Respuesta a Emergencias (rescate interno), se controló el fuego con polvo que contiene fosfato monoamónico.

Fuente: <https://emars.jrc.ec.europa.eu/en/emars/accident/search#> - Major Accidents – Risk Assessment Data Directory, Report No. 434 – 17, March 2010

En la Tabla I.42 aparece organizada la información de los últimos años en accidentes e incidentes en México.

Tabla I.42 Antecedentes de accidentes e incidentes en México

Nº	Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia involucrada	Evento o Causa del accidente	Nivel de afectación	Acciones realizadas para atención
1	2011	México	EMyR km 19	Gas natural	Explosión de un gasoducto al norte del país, la cual fue provocada por una toma clandestina	5 muertos	No se reportó
2	2013	México	Gasoducto en municipio de Acolman	Gas natural	El incidente, ocurrido a las 01.30 hora local, "se derivó por una toma ilícita" en la red de la empresa PEMEX y causó el desalojo de la población cercana a la zona	7 lesionados	No se reportó
3	2014	México	Gasoducto Santa Catarina	Gas natural	Resultado de una toma clandestina en el gasoducto en San Miguel de los Jagüeyes y Urbi Villa del Rey, en el municipio de Huehuetoca, Estado de México, se registraron dos explosiones	cinco vehículos destruidos y cuatro bomberos lesionados	No se reportó
4	2015	México	Gasoducto Santa Catarina	Gas natural	Maniobras en un gasoducto en Santa Catarina y García, Nuevo León ocasionaron la explosión de un gasoducto	16 muertos	No se reportó
5	2017	México	Tubería de distribución en Ciudad de México	Gas natural	Explosión seguida de un incendio por una fuga de gas natural en un tubo de dos pulgadas	Daños en los cristales de las ventanas de dos departamentos, así como a un poste de luz y un automóvil que se encontraba estacionado	No se reportó
6	2017	México	Gasoducto en municipio de Zapoapan, Veracruz	Gas natural	Fuga de gas y posterior explosión en un ducto de PEMEX	Un muerto y 5 heridos	No se reportó
1	2011	México	EMyR Km 19	Gas natural	Explosión de un gasoducto al norte del país, la cual fue provocada por una toma clandestina	5 muertos	No se reportó
2	2013	México	Gasoducto en municipio de Acolman	Gas natural	El incidente, ocurrido a las 01.30 hora local, "se derivó por una toma ilícita" en la red de la empresa PEMEX y causó el desalojo de la	7 lesionados	No se reportó

Nº	Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia Involucrada	Evento o Causa del accidente	Nivel de afectación	Acciones realizadas para atención
					población cercana a la zona		
3	2014	México	Gasoducto Santa Catarina	Gas natural	Resultado de una toma clandestina en el gasoducto en San Miguel de los Jagüeyes y Urbi Villa del Rey, en el municipio de Huehuetoca, Estado de México, se registraron dos explosiones	cinco vehículos destruidos y cuatro bomberos lesionados	No se reportó
4	2015	México	Gasoducto Santa Catarina	Gas natural	Maniobras en un gasoducto en Santa Catarina y García, Nuevo León ocasionaron la explosión de un gasoducto	16 muertos	No se reportó
5	2017	México	Tubería de distribución en Ciudad de México	Gas natural	Explosión seguida de un incendio por una fuga de gas natural en un tubo de dos pulgadas	Daños en los cristales de las ventanas de dos departamentos, así como a un poste de luz y un automóvil que se encontraba estacionado.	No se reportó
6	2017	México	Gasoducto en municipio de Zapoapan, Veracruz	Gas natural	Fuga de gas y posterior explosión en un ducto de PEMEX	Un muerto y 5 heridos	No se reportó

Fuente: Recopilada de diarios o reportes de PEMEX.

En la Figura I.10 se aprecia la evolución de los accidentes e incidentes relacionados con gas natural a partir del año 1972, las estadísticas indican una tendencia decreciente en la frecuencia de fallas y accidentes entre la década de los 90 y 2000. Esto podría deberse al incremento de las medidas de seguridad establecidas en las instalaciones industriales, motivado por la creación de reglamentos y leyes más estrictas; así como por la sensibilización pública frente a importantes accidentes e incidentes.



Figura I.10 Distribución de accidentes e incidentes por década.
Fuente: Elaboración propia.

De los 41 accidentes e incidentes reportados, el 73.17% de ellos se llevaron a cabo en Europa (un accidente fue localizado en Reino Unido y uno en España equivalentes al 4.88%, el 68.29% restante se desconoce el lugar donde se perpetraron); América representa el 24.39% de incidencia y Asia el 2.44% con un accidente, tal y como se muestra en la Tabla I.43.

Tabla I.43 Ubicación donde se han presentado los accidentes

Continente	País/ciudad	No accidentes	Porcentaje
Europa	España	1	2.44%
	Reino unido	1	2.44%
	Desconocido	28	68.29%
América	Estados Unidos	3	7.32%
	Venezuela	1	2.44%
	México	6	14.63%
Asia	Irán	1	2.44%

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura I.11 se muestra la clasificación de eventos de radiación térmica y/o sobrepresiones sucedidos en los accidentes e incidentes reportados.



Figura I.11 Clasificación de eventos
Fuente: Elaboración propia.

En la figura anterior se puede observar que el evento más frecuente de los accidentes es el incendio/explosión no confinada con un 51.22%, dada la muestra obtenida de 41 accidentes. Se encuentran en un porcentaje menor (17.07%) los eventos relacionados a explosiones confinadas y del total de eventos reportados, el 29.27% corresponde a una dispersión segura sin que se hayan presentado escalamientos a incendios y/o explosiones.

En la Tabla I.44 se presentan los valores correspondientes al tipo de instalación donde ha habido mayor incidencia de accidentes relacionados al gas natural. En esta tabla se puede observar que el sistema de transporte representa un 15% de los accidentes involucrados con el gas natural.

Tabla I.44 Tipos de evento

Tipo de Instalación	Número	Porcentaje
Sistema de transporte	6	15%
Distribución de gas	3	7%
Planta de almacenamiento de gas natural	9	22%
Instalación subterránea para almacenamiento	5	12%
Planta de proceso de gas natural	4	10%
Refinería	2	5%
Central eléctrica	2	5%
Petroquímica	5	12%
Otros	5	12%

Fuente: Elaboración propia.

En la Figura I.12 se muestra de manera gráfica la distribución de la industria que maneja gas natural con mayor índice de accidentes.



Figura I.12 Tipos de instalaciones con mayor índice de accidentes

Fuente: Elaboración propia.

Un accidente o incidente es el resultado de la conjugación de varios factores o causas, para examinar el análisis causal de accidentes, se tomó cada una de las causas y se efectuó un recuento del número de reportes en los que, por lo menos, aparece la causa en cuestión. A continuación, en Figura I.13 se observan los valores obtenidos mediante el criterio descrito.

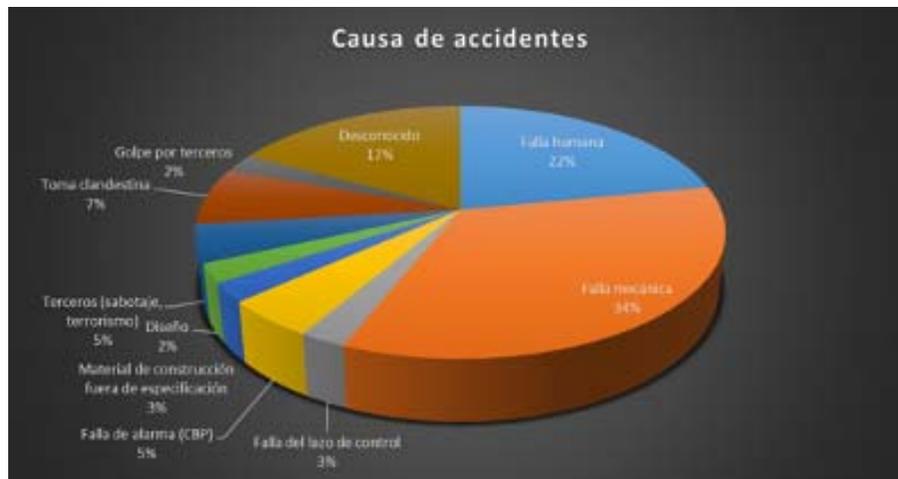


Figura I.13 Causas de accidentes
Fuente: Elaboración propia.

De los 41 accidentes e incidentes analizados, existe un elevado número de causas generales desconocidas (17%), para el 86% restante se conocen las causas de los accidentes. Las causas más frecuentes son las fallas humanas con un 22% de incidencia y fallas mecánicas con un 34%, el 27% restante se dividen en falla del lazo de control, falla de alarmas del control básico de proceso, materiales de construcción fuera de especificación, sabotaje y/o terrorismo, tomas clandestinas, deficiencias en la construcción, inadecuado diseño y golpes por terceros.

Con respecto al gas natural, se tienen las estadísticas más bajas, en cuanto a mortalidad, de todos los tipos de combustibles fósiles. Por otra parte, las consecuencias derivadas de los accidentes en el procesamiento de gas natural son inferiores a los de otras cadenas de producción de combustibles fósiles, no superior a las 100 víctimas mortales.

I.6.2 Metodología de identificación y jerarquización de riesgos

En el presente apartado se analizan todos los sistemas que forman parte de la ingeniería básica extendida del Proyecto, desde su recepción, filtración, medición, regulación, compresión y envío al gasoducto incluyendo todos los equipos que conforman dichos subsistemas.

Para la jerarquización se consideró el uso de la matriz de cuatro niveles de importancia propuesta en el documento “Procedimiento de análisis de riesgo” desarrollado por IEnova¹³ para cumplimiento con el SASISOPA. Para ello se estimaron las frecuencias y consecuencias para cuatro receptores de riesgo individual (daños a personal, efecto en la población, impacto ambiental, pérdida de producción / daños a instalación).

Las metodologías utilizadas fueron las siguientes:

- ⊕ Listas de verificación;
- ⊕ Análisis HazOp;
- ⊕ Análisis ¿Qué pasa sí...?;
- ⊕ Análisis de frecuencias, y
- ⊕ Jerarquización de riesgos.

Las hojas de trabajo de la aplicación de las metodologías descritas anteriormente, se presentan en los Anexos V.2.4.6.

¹³ GAP es subsidiaria de Infraestructura Energética Nova, S.A.B. de C.V. (IEnova)

I.6.2.1 Listas de verificación

Se basa en el desarrollo de una lista de puntos de un estándar o procedimiento para verificar el estado con los que debe contar un sistema para un funcionamiento y operación segura. Es sencilla, rápida, fácil de aplicar y no se requiere personal con mucha experiencia. Para la elaboración de la lista de verificación, se delimitó el alcance del estudio, de acuerdo a la etapa correspondiente de la misma:

- ⊕ Diseño de la instalación;
- ⊕ Construcción;
- ⊕ Revisión del proceso;
- ⊕ Ampliación, y
- ⊕ Cambios en la tecnología

I.6.2.2 Análisis HazOp

La metodología HazOp considera la formación de un Grupo Multidisciplinario de Análisis de Riesgos (GMAR) para la aplicación y evaluación sistemática - estructurada a una sección de proceso o instalación sujeta a estudio (nodo) identificando desviaciones respecto a la intención de su diseño, cómo éstas pueden ocurrir, medidas de seguridad con las que se cuenta para prevenir fallas o mitigar sus consecuencias, determinando su importancia de acuerdo a su probabilidad de ocurrencia y posibles consecuencias y proponiendo nuevas medidas preventivas o de mitigación para reforzar la seguridad.

El GMAR estuvo conformado por los siguientes integrantes (ver Anexos V.2.4.1 y V.2.4.2.):

- ⊕ Líder HazOp;
- ⊕ Auxiliar HazOp;
- ⊕ Ingeniero de proceso;
- ⊕ Ingeniero de mantenimiento;
- ⊕ Personal de operación;
- ⊕ Ingeniero de instrumentos, y
- ⊕ Ingeniero de seguridad.

Las etapas del estudio HazOp en el Proyecto fueron:

- ⊕ Etapas de identificación: HazOp ordinario. Etapa temprana para identificar fallas básicas en el diseño que sería costoso corregir más adelante. Este HazOp es como una lista de verificación; un estudio ¿qué pasa sí...? Puede ser usado en este caso;
- ⊕ Etapas de selección: HazOp principal. - Principal vehículo para la identificación de peligros y problemas de operatividad. Celebrada en el diseño final de ingeniería cuando está casi completada, de modo que los sistemas se pueden cubrir a detalle, y
- ⊕ Etapas de definición: HazOp final. - La cobertura de esos sistemas no están suficientemente desarrollados para su consideración en el HazOp principal, en lo particular los datos de los proveedores, y una revisión formal de las respuestas de acciones a los HazOp previos.

El análisis se desarrolló en un clima de pensamiento creativo (lluvia de ideas), positivo y que permitió discusiones que llevaron a resultados constructivos. En la Figura I.14 a continuación, se muestra el diagrama de bloques que describe la secuencia de actividades que será aplicada durante el desarrollo del análisis HazOp.

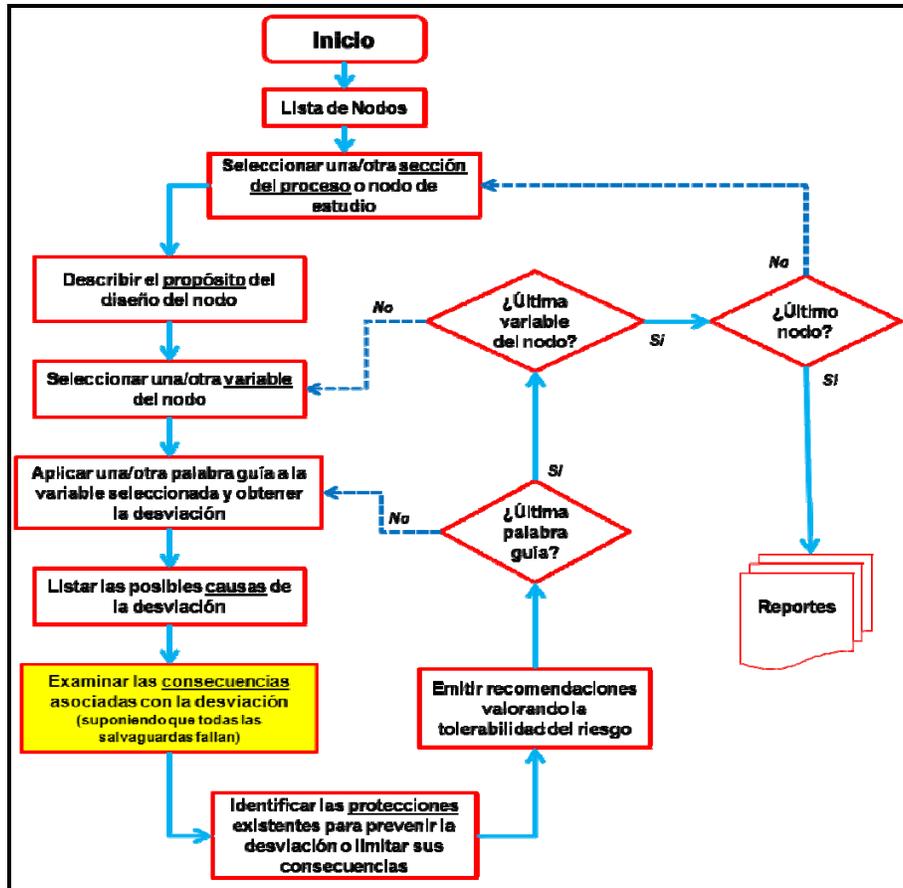


Figura I.14 Protocolo de análisis para realizar HazOp
Fuente: Metodología HazOp.

I.6.2.3 Análisis ¿Qué pasa si...?

La metodología de análisis ¿Qué pasa si...? tiene el enfoque de una lluvia de ideas en la cual el GMAR familiarizado con el proceso formula preguntas o manifiesta preocupaciones acerca de posibles eventos indeseados. Este análisis no es un proceso estructurado como algunas otras metodologías. En su lugar, este requiere que el analista adapte el concepto básico a la aplicación específica. De cualquier forma, es frecuentemente utilizado por la industria en sus etapas tempranas o durante la vida de un proceso y tiene buena reputación entre aquellos especialistas que lo apliquen. El concepto del análisis ¿Qué pasa si...? anima al GMAR a pensar en preguntas que empiecen con “¿Qué pasa si...?”. Cualquier proceso puede ser manifestado, aun si no es parafraseado como pregunta. Por ejemplo:

- ⊕ Me preocupa entregar el material equivocado;
- ⊕ ¿Qué pasa si la bomba A detiene su funcionamiento durante el arranque?, y
- ⊕ ¿Qué pasa si el operador abre la válvula B en lugar de la válvula A?

Generalmente, se registran todas las preguntas y luego éstas se dividen dentro de áreas específicas de investigación (generalmente relacionadas con las consecuencias de interés), como la seguridad eléctrica, protección contra incendios o seguridad del personal. Cada área es subsecuentemente direccionada a un equipo de una o más personas expertas. Las preguntas se formulan en base a la experiencia y aplicando los diagramas y descripciones de procesos existentes. Para una planta en operación, la investigación incluye entrevistas con el personal de la planta no representado en el GMAR de análisis y evaluación de riesgos. Puede no haber un patrón específico u orden para las preguntas, a menos que el líder suministre un patrón lógico como una división del proceso dentro de sistemas funcionales. Las preguntas pueden

direccionarse a cualquier condición no normal relacionada con la planta, no solamente componentes de falla o variaciones de proceso. En la Figura I.15 se muestra el protocolo para identificación de peligros mediante la metodología ¿Qué pasa si...?

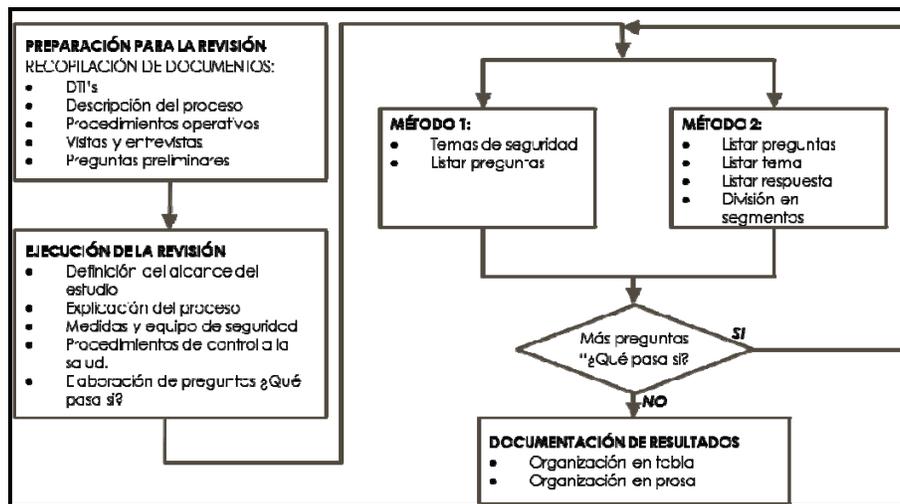


Figura I.15 Protocolo de análisis para realizar ¿Qué pasa si...?
Fuente: Metodología ¿Qué pasa si...?

I.6.2.4 Análisis de frecuencias por Árbol de Fallos(as) o Fault Tree Analysis (FTA por sus siglas en inglés)

El FTA es una metodología deductiva y sistemática para analizar la seguridad de sistemas complejos durante sus etapas de diseño, construcción y operación. El fundamento del FTA es representar fallos en sistemas mediante diagramas lógicos o árboles de fallos(as).

Un Árbol de Fallos(as) es un diagrama lógico - gráfico en el cual se describen todas las combinaciones “creíbles” de fallos o eventos normales que causan un evento indeseado (denominado evento tope). Los fallos que se incluyen en un Árbol de Fallos(as) pueden ser originadas por:

- ⊕ Errores humanos;
- ⊕ Fallos en el equipo, y
- ⊕ Eventos de otra índole (condiciones climatológicas, acciones de sabotaje, entre otros).

Los fallos de equipos se clasifican, a su vez, en tres categorías:

- ⊕ Fallo primario: Involucra el fallo de un componente operando bajo las condiciones normales de diseño u operación;
- ⊕ Fallo secundario: Involucra el fallo de un componente operando fuera de las condiciones normales de diseño u operación, y
- ⊕ Fallo de comando: Involucra la operación inadecuada del componente, esto es, fuera de lugar o del tiempo de operación normal. Se debe interpretar como el fallo del comando que controla la operación del componente.

Al construir el Árbol de Fallos(as) es importante hacer una clara determinación de las interrelaciones entre eventos. Para este fin, fue de particular utilidad tener presentes los siguientes conceptos:

- ⊕ Efectos del fallo: Son las consecuencias que originan el fallo de un componente;
- ⊕ Modos de fallo: Son los que especifican el “cómo” un equipo deja de cumplir su función, y

⊕ **Mecanismos de fallo:** Consideran la forma en que un modo de fallo puede ocurrir, es decir especifica el “por qué” del fallo.

1.6.2.5 Jerarquización de riesgos

Para el análisis de riesgos cualitativos se tomó la metodología por matriz de riesgos. Una matriz de riesgos está compuesta por una escala de valores de riesgo diseñada para contar con una medida de comparación entre diversos riesgos. Aunque un sistema de este tipo puede ser relativamente simple, la escala debe representar valores que tengan un significado para la organización y que puedan apoyar la toma de decisiones. Esa escala cumplió con las siguientes características:

- ⊕ Ser simple de entender y fácil de usar;
- ⊕ Incluir todo el espectro de frecuencia de ocurrencia de escenarios de riesgo potenciales;
- ⊕ Describir detalladamente las consecuencias en cada categoría, y
- ⊕ Definir claramente los niveles de riesgo.

La matriz de riesgos normalmente se emplea para calificar inicialmente el nivel de riesgo y puede ser la primera etapa dentro de un análisis cuantitativo de estos.

La jerarquización de riesgos para el Proyecto, se realizó conforme al punto 4.5.1.2 del procedimiento de IEnova. La matriz es representada por seis valores de frecuencia y seis valores de consecuencia para cinco receptores de riesgo (daño a las personas, efecto en la población, el impacto ambiental, la pérdida de producción y daños a la instalación).

En la Tabla I.45 y en la Tabla I.46 se muestran los valores de frecuencia y consecuencia tomados en cuenta para la evaluación cualitativa, y en la Tabla I.48 se presenta la matriz de riesgos a utilizar.

Tabla I.45 Categorización de la frecuencia y consecuencias

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

Fuente: Metodología jerarquización de riesgos.

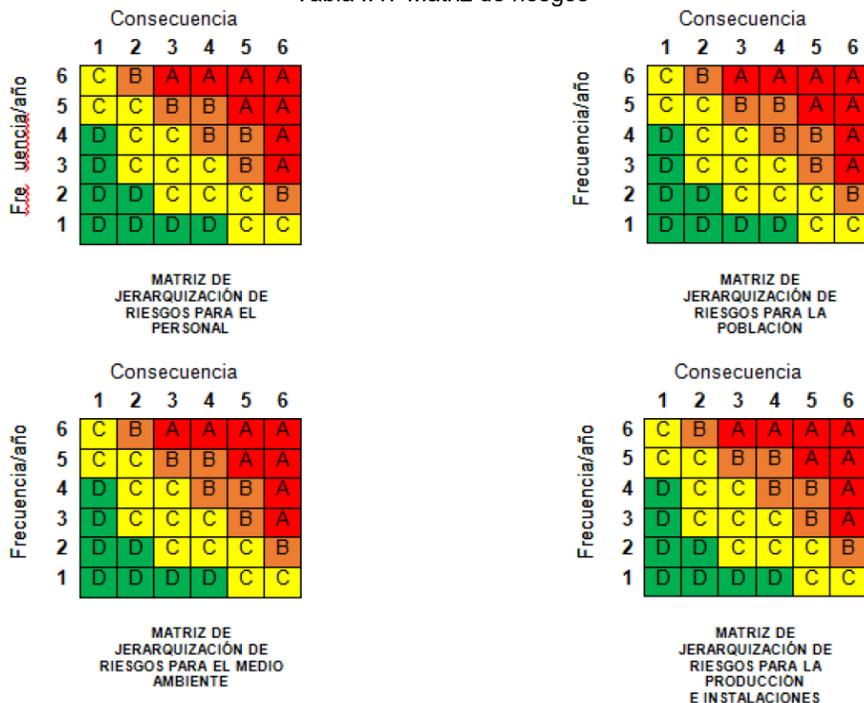
Tabla I.46 Categorización de la frecuencia y consecuencias

Categoría	Daños al personal	Efecto en la población	Impacto ambiental	Perdida de producción (MM USD)	Daños a la instalación (MM USD)
6 (Catastrófico)	Lesiones o daños físicos que puedan generar más de 10 fatalidades	Lesiones o daños físicos que puedan 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	≥ 500	≥ 500
5 (Mayor)	Lesiones o daños físicos que puedan generar más de 2 a 10 fatalidades	Lesiones o daños físicos que puedan 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 un día hasta una semana	≥ 50 a ≥ 500	≥ 50 a ≥ 500

Categoría	Daños al personal	Efecto en la población	Impacto ambiental	Perdida de producción (MM USD)	Daños a la instalación (MM USD)
4 (Grave)	Lesiones o daños con atención medica que pueden generar incapacidad permanente o una fatalidad	Lesiones o daños físicos que generan de 1 a 5 fatalidades Evento que requiere hospitalización	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones de hasta 24 horas	≥5 a ≥50	≥5 a ≥50
3 (Moderado)	Lesiones o daños físicos que requieren atención medica 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 una hora	≥0.500 a ≥5	≥0.500 a ≥5
2 (Menor)	Lesiones o daños físicos que requieren primeros auxilios y/o atención medica	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	≥0.05 a ≥0.500	≥0.05 a ≥0.500
1 (Despreciable)	No se esperan lesiones o daños físicos	No se esperan lesiones o daños físicos	No se esperan fugas, derrames y/o emisiones por arriba de los límites establecidos	≥0.05	≥0.05

Fuente: Metodología jerarquización de riesgos.

Tabla I.47 Matriz de riesgos



Fuente: Metodología jerarquización de riesgos.

Para determinar el valor de la jerarquización de riesgos, se utilizó la siguiente fórmula:

$$MR = F \times C$$

$$MR = F \sum_{i=1}^n C_i$$

Donde:

(MR) Es el valor global de riesgo de cada escenario peligroso

(F) Es el valor absoluto asignado de la clasificación de frecuencia.

(C) Es el valor absoluto asignado a la categoría de consecuencia por cada receptor de riesgo.

(n) Es el número de receptores de riesgo de la empresa.

I.6.3 Resultados de la aplicación de las metodologías de riesgo

I.6.3.1 Lista de verificación

El análisis preliminar de riesgos realizado al Proyecto mediante la metodología de lista de verificación se basó en el estándar nacional de la ASEA, conforme a la Norma Oficial Mexicana NOM-007-ASEA-2016.

Debido a la etapa en que se encuentra el Proyecto, NO fue posible la evaluación de la totalidad de los puntos marcados en la Norma Oficial Mexicana. Solo fue aplicado para evaluación el punto 7 “Diseño”, los requisitos se enuncian a continuación:

- ⊕ Diseño para ductos de acero;
- ⊕ Diseño para ducto de polietileno;
- ⊕ Diseño para ductos de poliamida;
- ⊕ Componentes del sistema de transporte;
- ⊕ Estaciones de compresión;
- ⊕ Válvulas para ductos de transporte;
- ⊕ Registros;
- ⊕ Protección contra sobrepresión accidental;
- ⊕ Estaciones de regulación y/o medición y en su caso trampas de diablos, y
- ⊕ Control de la corrosión en ductos.

Se analizaron un total de 321 requisitos para la parte correspondiente a diseño de la Norma Oficial Mexicana NOM-007-ASEA-2016, el 76% de los puntos, equivalente a 228 requisitos, se encuentran cubiertos en las bases de diseño del Proyecto, el 23% (72 requisitos) no aplican; y el 1% corresponde con un requerimiento que no puede ser evaluado por la etapa en que se encuentra el Proyecto.

La información que se encuentra pendiente será generada posterior a la implementación de las actividades que se tienen que desarrollar, no obstante, se tiene del conocimiento de dichos requerimientos a cumplir.

En el Anexo V.2.4.6.1., se puede consultar la evaluación obtenida de la aplicación de la lista al Proyecto.

I.6.3.2 Análisis HazOp

Para el Proyecto se obtuvieron 10 nodos para el proceso principal (como se muestra en la Tabla 1.48), a los cuales mediante la metodología de HazOp se aplicaron las palabras guía a las variables de proceso resultando 405 escenarios; y en el apartado I.6.3.4 se muestran los resultados de jerarquización de los escenarios resultantes por cada nodo evaluado.

Tabla I.48 Lista de escenarios por nodo de estudios HazOp

Nodo	Descripción	Desviaciones	Intención de diseño	No. Plano
01	Sistema de filtración (FS-001-001 A/B).	Alta Presión Baja Presión Alto Flujo Bajo Flujo Alta Temperatura Baja Temperatura Alto Nivel Bajo Nivel Pérdida de Contención	Separar del gas los elementos pesados para su envío a los turbocompresores de tipo centrífugos TC-001-101/102/103 y los líquidos al cabezal de condensados de alta presión a las condiciones normales de operación siguientes: Presión de 481 psig (3,316.495 kPa man.), temperatura de 34 °C (307.15 °K) y flujo de 168.11 m³/s (513 MMPCD)	GN0119-PR-001-PL-004 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-005 (Hoja 1 de 1) y GN0119-PR-001-PL-020 (Hoja 1 de 1) Rev. E
02	Patín de regulación y medición (EMRyC-001-001).	Alta Presión Baja Presión Alto Flujo Bajo Flujo Alta Temperatura Baja Temperatura Pérdida de Contención.	Regular y medir el gas natural para la succión a las unidades de compresión a las condiciones normales de operación siguientes: Presión de alimentación de 476 psig (3,282.02 kPa man.), Presión de descarga 471 psig (3,247.545 kPa man.), Temperatura de 34 °C (307.15 °K) y Flujo de 168 m³/s (513 MMPCD)	GN0119-PR-001-PL-005 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-006 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-007 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-017 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-018 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-019 (Hoja 1 de 1) y GN0119-PR-001-PL-020 (Hoja 1 de 1) Rev. E
03	Sistema de compresión (TC-001-101/102/103) y enfriamiento (E-001-101/102/103).	Alta Presión Baja Presión Alto Flujo Bajo Flujo No Flujo Alta Temperatura Baja Temperatura Alta Vibración Pérdida de contención	Incrementar la presión del gas natural para su envío al cabezal general de descarga a las condiciones normales de operación siguientes: Presión de 471 psig (3,247.545 kPa man.), temperatura de 34 °C (307.15 °K) y flujo de 84.05 m³/s (256.5 MMPCD) en la succión a compresores. Presión de 1,377 psig (9,494.415 kPa man.), temperatura de 137 °C (410.15 °K) y flujo de 84.05 m³/s (256.5 MMPCD) en la descarga de compresores. Presión de 1,367 psig (9,425.465 kPa man.), temperatura de 49 °C (322.2 °K) y flujo de 84.05 m³/s (256.5 MMPCD) en la descarga de los enfriadores de gas	GN0119-PR-001-PL-006 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-007 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-008 (Hoja 1 de 1) y GN0119-PR-001-PL-009 (Hoja 1 de 1) Rev. E
04	Cabezal general de descarga.	Alta Presión Baja Presión Alto Flujo Bajo Flujo Alta Temperatura Baja Temperatura Pérdida de Contención	Recolectar el gas natural del sistema de compresión y enfriamiento para su envío al gasoducto a través de la trampa de envío L-001-001 a las condiciones normales de operación siguientes: Presión de 1,377 psig (9,494.415 kPa man.), temperatura de 49 °C (322.15 °K) y flujo de 168.11 m³/s (513 MMPCD).	GN0119-PR-001-PL-005 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-008 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-009 (Hoja 1 de 1) y GN0119-PR-001-PL-026 (Hoja 1 de 1) Rev. E

Nodo	Descripción	Desviaciones	Intención de diseño	No. Plano
05	Sistema de condensados (T-001-101).	Alta Presión Baja Presión Alto Flujo Bajo Flujo Alta Temperatura Baja Temperatura Alto Nivel Bajo Nivel Pérdida de Contención	Recolectar los condensados que se hayan generado de la separación del gas natural de los equipos de alta presión para su envío al tanque de condensados T-001-101 a las condiciones normales de operación siguientes: Presión de 100 psig (689.48 kPa) y temperatura de 30 °C (303.15 °K)	GN0119-PR-001-PL-017 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-018 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-019 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-020 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-021 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-022 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-023 (Hoja 1 de 1) y GN0119-PR-001-PL-010 (Hoja 1 de 1) Rev. E
06	Sistema de acondicionamiento de gas combustible a turbinas (TG-001-101/102/103).	Alta Presión Baja Presión Alto Flujo Bajo Flujo Alta Temperatura Baja Temperatura Alto Nivel Bajo Nivel Pérdida de Contención	Acondicionar el gas combustible para alimentar las turbinas de los turbocompresores TG-001-101/102/103 a las condiciones normales de operación siguientes: Presión de 400 psig (2,757.90 kPa) a la salida del paquete y temperatura de 49 °C (322.2 °K) a la salida del paquete	GN0119-PR-001-PL-017 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-018 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-019 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-020 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-021 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-022 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-023 (Hoja 1 de 1) y GN0119-PR-001-PL-010 (Hoja 1 de 1) Rev. E
07	Sistema de gas de sello a turbinas (TG-001-101/102/103).	Alta Presión Baja Presión Alto Flujo Bajo Flujo Alta Temperatura Baja Temperatura Alto Nivel Bajo Nivel Pérdida de Contención	Acondicionar el gas de sello para alimentar a las turbocompresoras TG-001-101/102/103 a las condiciones normales de operación siguientes: Presión de 1,480 psig (10,204.24 kPa man) a la salida del paquete y temperatura de 49 °C (322.15 °K)	GN0119-PR-001-PL-014 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-015 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-016 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-021 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-022 (Hoja 1 de 1) y GN0119-PR-001-PL-023 (Hoja 1 de 1) Rev. E

Nodo	Descripción	Desviaciones	Intención de diseño	No. Plano
08	Sistema de acondicionamiento de gas combustible a motogeneradores (GE-001-600/601/602).	Alta Presión Baja Presión Alto Flujo Bajo Flujo Alta Temperatura Baja Temperatura Alto Nivel Bajo Nivel Pérdida de Contención	Acondicionar el gas combustible para alimentar los motogeneradores eléctricos de la estación, a las condiciones normales de operación siguientes: Presión de 50 psig (344.74 kPa) y temperatura entre 20 - 30 °C (293.15 - 303.15 °K).	GN0119-PR-001-PL-020 (Hoja 1 de 1) y GN0119-PR-001-PL-024 Rev. E
09	Sistema de aire de planta e instrumentos	Alta Presión Baja Presión Alto Flujo Bajo Flujo Alta Temperatura Baja Temperatura Pérdida de Contención	Acondicionar el aire para alimentar a las turbinas de las unidades de compresión e instrumentos de la planta, a las condiciones normales de operación siguientes: Presión de 165 psig (1,137.63 kPa) y temperatura de 70 °C (343.15 °K)	GN0119-PR-001-PL-012 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-014 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-015 (Hoja 1 de 1) y GN0119-PR-001-PL-016 (Hoja 1 de 1) Rev. E
10	Sistema de drenaje aceitoso	Alta Presión Baja Presión Alto Flujo Bajo Flujo Alta Temperatura Baja Temperatura Alto Nivel Bajo Nivel Pérdida de Contención	Captar los drenajes de aceite residual de las turbinas TG-001-101/102/103 hacia el tanque de aceite residual para su disposición final por medio de auto-tanque, a las condiciones máximas de operación siguientes: Presión de 30 psig (206.84 kPa) y temperatura de 30 °C (303.15 °K)	GN0119-PR-001-PL-014 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-015 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-016 (Hoja 1 de 1) y GN0119-PR-001-PL-011 (Hoja 1 de 1) Rev. E

Fuente: Análisis HazOp.

I.6.3.3 Análisis ¿Qué pasa si...?

Además, se establecieron dos nodos para las trampas de diablos y el gasoducto de transporte, que mediante la metodología ¿Qué pasa si...? se formularon las preguntas para identificar los peligros resultando en 24 escenarios. En la Tabla I.49, se muestran los escenarios resultantes por cada nodo evaluado.

Tabla I.49 Lista de escenarios por nodo de análisis ¿Qué pasa si...?

Nodo	Descripción	Desviaciones	Intención de diseño	No. Plano
11	Gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km	<p>¿Qué pasa si durante la etapa de recepción de la tubería, el recubrimiento se encuentra dañado?</p> <p>¿Qué pasa si durante la etapa operativa, la tubería está sujeta a impactos externos?</p> <p>¿Qué pasa si durante la operación hay cierre de válvulas MLV?</p> <p>¿Qué pasa si ocurren fenómenos hidrológicos extraordinarios?</p> <p>¿Qué pasa si ocurre un terremoto?</p> <p>¿Qué pasa si ocurre sabotaje del gasoducto?</p> <p>¿Qué pasa si ocurre vandalismo en el gasoducto?</p> <p>¿Qué pasa si hay liberación de gases inflamables a alta presión?</p>	Transportar gas natural hacia la interconexión con Gasoducto Rosarito (estación El Carrizo), con las condiciones de operación siguientes: Presión de 1,377 psig (9,494.415 kPa man) y temperatura de 49 °C (322.15 °K) a la salida del gasoducto (EC Las Dunas). Presión de 1,065 psig (7,342.91 kPa man) y temperatura de 25 °C (298.15 °K) a la llegada del gasoducto (PLS El Carrizo) con flujo de 168.11 m ³ /s (513 MMPCD).	GN0119-PR-001-PL-05 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-001-PL-026 (Hoja 1 de 1), GN0119-PR-002-PL-001, GN0119-PR-002-PL-002 y GN0119-PR-003-PL-01 (Hoja 1 de 1) Rev. E
12	Trampas de recibo y envío de diablos	¿Qué pasa si no hay hermeticidad en las válvulas de bloqueo de las trampas?	Recibir/enviar el dispositivo de limpieza por el gasoducto de 30" Ø.	GN0119-PR-001-PL-26 (Hoja 1 de 1) y GN0119-PR-003-PL-001 (Hoja 1 de 1) Rev. E

Fuente: Análisis ¿Qué pasa si...?

Las hojas de trabajo del análisis HazOp y del análisis ¿Qué pasa si...? se presentan en los Anexos V.2.4.6.2 y V.2.4.6.3., en el Anexo V.2.4.3 y V.2.4.4 se encuentran los Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI) nodalizados del Proyecto.

1.6.3.4 Análisis de frecuencias por Árbol de Fallos(as) o Fault Tree Analysis (FTA por sus siglas en inglés)

Generalmente se realiza un análisis de las frecuencias cuando se considera que la jerarquización de los escenarios de riesgos, identificados en el análisis; fueron sobrestimados o subestimados por el GMAR. En este caso se realizó el análisis de las frecuencias para corroborar o refutar las frecuencias que fueron ponderadas a los escenarios analizados. Para lograr este objetivo, se realizó una comparación de las frecuencias estimadas contra los datos recogidos en bases de datos reconocidas o en registros de fallos de la propia instalación. Además, para contribuir al análisis puede aplicarse la técnica de Árbol de Fallos(as), que considera todas las causas que puedan llevar al evento de fuga incorporando la actuación de las protecciones previstas para prevenir la ocurrencia del evento y mitigar sus consecuencias.

En el estudio no se obtuvieron escenarios en las regiones de **Riesgo No Tolerables (A)** ni **Riesgo Indeseables (B)** pero sí **Riesgos Aceptables Con Controles (C)** que requieren la realización de re-jerarquización. La re-jerarquización por frecuencias debe realizarse a aquellos escenarios cuya frecuencia ponderada por el GMAR hayan sido significativas, es decir, escenarios considerados como **Muy Frecuentes (F=6)** o **Frecuentes (F=5)**, en este caso se incluirán en el análisis, los escenarios **Pocos Frecuentes (F=4)**.

En la Tabla I.50 se muestran los escenarios seleccionados para ser evaluados de manera cuantitativa por análisis y estimación de frecuencias.

Tabla I.50 Escenarios seleccionados para ser evaluados de manera cuantitativa por análisis y estimación de frecuencias

Descripción del escenario	Escenarios	Frecuencia
Retrasos en el inicio de construcción del gasoducto de 30" Ø x 198+787.33 km, debido a reparaciones innecesarias y/o reemplazo de secciones de tubería, debido a que, durante la etapa de recepción de la tubería, el recubrimiento se encuentra dañado	11.1.1.1	5
Alta presión en sistema de filtración por cierre inadvertido de válvula manual de 30" Ø de descarga del filtro separador alineado (HV-01111/01112) por error operativo lo que conlleva a una pérdida económica por envío de gas a la atmósfera	01.1.3.3	4
Alto nivel en sistema de filtración por cierre inadvertido de válvulas manual de 2" Ø de LV alineada por error operativo que lleva a pase de líquidos por la corriente de gas hacia los equipos de compresión	01.7.2.2	4
Alta presión por cierre inadvertido de válvula XV-01107 por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia), que causa daños a instrumentos y equipos asociados en el nodo y aguas abajo	04.1.2.2 04.1.2.3	4
Baja presión en cabezal de descarga por cierre inadvertido de válvula XV-01104/01105/01106 por error operativo que lleva a imposibilidad de envío de gas por gasoducto y a descontrol con alta presión aguas arriba	04.2.2.1 04.2.2.2	4
Alta presión por apertura inadvertida de válvulas manuales de 3" del bypass del lazo de control de nivel de filtros FS-001-001 A/B por error operativo	05.1.1.2 05.1.2.2	4
Alta presión en sistema de aire de instrumentos por cierre inadvertido de válvulas manuales por error operativo que conlleva a daños mecánicos en los equipos	09.1.2.1	4

Fuente: Análisis Árbol de Fallos(as).

A continuación, se presentan los escenarios que fueron reposicionados y los que no fueron reposicionados.

⊕ Escenarios reposicionados por estimación de frecuencias.

Escenario 10.7.1.1: Corresponde a la ocurrencia de un alto nivel en sistema de drenajes aceitosos (nodo 10) por error operativo que lleva a desbordamiento del tanque de condensados.

Frecuencia estimada por el GMAR = 4

POCO FRECUENTE

Frecuencia re-ponderada= 2

MUY RARO

Escenarios de fugas por corrosión: Corresponde la ocurrencia de fugas causadas por corrosión en líneas de proceso.

Frecuencia estimada por el GMAR = 3	RAROS
Frecuencia re-ponderada= 1	EXTREMADAMENTE RARO

Escenarios de fugas con consecuencias de incendio: Corresponde a todos aquellos escenarios con desviación “no contención” para los cuales se establece la consecuencia de incendio.

Para que se produzca el incendio no es suficiente la ocurrencia de una fuga, se requiere que, unido a la fuga, esté presente la fuente de ignición ya sea inmediata como retardada. La probabilidad de que ocurra una ignición según las fuentes consultadas entre ellas la AIChE, establecen un valor de 0.1 o inferior. Esto hace que un escenario de incendio de una sustancia inflamable ocurre con una probabilidad inferior, en un orden de magnitud con respecto a la frecuencia de ocurrencia de la fuga.

Se reposicionaron todas las frecuencias de los escenarios de “no contención” con consecuencias de incendio al nivel inmediato inferior del nivel ponderado para la causa que ocasionó la fuga.

⊕ Escenarios reposicionados por arboles de fallo.

Escenario 01.1.3.3: Corresponde a una pérdida de tiempo por paro de las actividades de la estación, debido a error operativo durante la configuración de operación del lazo de regulación de flujo (FV-01010A), que produce alta presión que provoca pérdidas de tiempo por paro de las actividades de la estación.

Frecuencia estimada por el GMAR = 4	POCO FRECUENTE
Frecuencia re-ponderada= 3	RARO

Escenario 01.7.2.2: Corresponde a que se produce un alto nivel en sistema de filtración por cierre inadvertido de válvulas manual de 2" de diámetro de LV alineada por error operativo que lleva a pase de líquidos por la corriente de gas hacia los equipos de compresión.

Frecuencia estimada por el GMAR = 4	POCO FRECUENTE
Frecuencia re-ponderada= 3	RARO

Escenarios 04.1.2.2 y 04.1.2.3: Corresponden a la ocurrencia de daños a equipos e instrumentos y pérdida de tiempo por alta presión provocada por el cierre inadvertido de válvula XV-01107 por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia).

Frecuencia estimada por el GMAR = 4	POCO FRECUENTE
Frecuencia re-ponderada= 1	EXTREMADAMENTE RARO

Escenarios 04.2.2.1 y 04.2.2.2: Corresponden a que por el cierre inadvertido de válvula XV-01104/01105/01106 por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia) impide el envío del gas por el gasoducto provocando una baja presión, pero se analiza el peso de la introducción de un permisivo que alarme al operador y evite el error.

Frecuencia estimada por el GMAR = 4	POCO FRECUENTE
Frecuencia re-ponderada= 3	RARO

Escenarios 05.1.1.2 y 05.1.2.2: Corresponden a daños a instrumentos y equipos asociados debido al arrastre de gas debido a alta presión por apertura inadvertida de válvulas manuales de 2" de diámetro del bypass del control de nivel de filtros FS-001-001 A/B por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia) y por apertura inadvertida de válvulas manuales de filtros de sistema de acondicionamiento de gas combustible y del sistema de gas de sellos por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia).

Frecuencia estimada por el GMAR = 4 POCO FRECUENTE
Frecuencia re-ponderada= 1 EXTREMADAMENTE RARO

Escenario 09.1.2.1: Corresponde a la ocurrencia de daños mecánicos en los equipos por alta presión debido al cierre inadvertido de válvulas manuales por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia).

Frecuencia estimada por el GMAR = 4 POCO FRECUENTE
Frecuencia re-ponderada= 1 EXTREMADAMENTE RARO

⊕ Escenarios no reposicionados.

Para el caso del escenario 11.1.1.1: “Retrasos en el inicio de construcción del Proyecto x 198+787.33 km, debido a reparaciones innecesarias y/o reemplazo de secciones de tubería, debido a que durante la etapa de recepción de la tubería, el recubrimiento se encuentra dañado”, a pesar de que se ponderó una frecuencia de F=5, el GMAR no consideró ninguna recomendación y las causas no son atribuibles a la empresa, por lo que no se puede re-ponderar en los marcos de este estudio.

En el Anexo V.2.4.6.4 se incluyen las hojas de trabajo del Análisis de Árbol de Fallos(as).

1.6.3.5 Jerarquización de riesgos

La jerarquización por receptor de riesgo para el Proyecto durante este análisis se incluye en el Anexo V.2.4.6.6, y en la Figura I.16 se muestran los escenarios asociados a las regiones de **Riesgo No Tolerable (A)**, **Riesgo Indeseable (B)**, **Riesgo Aceptable Con Controles (C)** y **Riesgo Tolerable (D)** respectivamente.

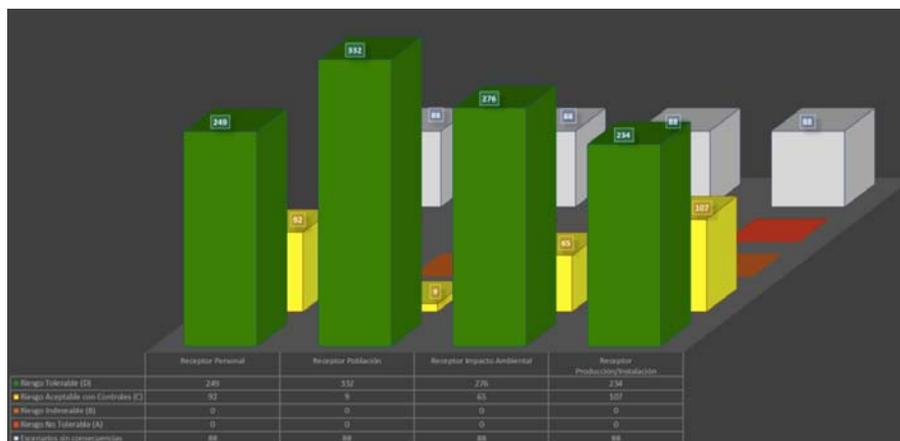


Figura I.16 Jerarquización por receptor individual
Fuente: Análisis de jerarquización.

Ahora bien, para la jerarquización global de cada escenario de riesgo identificado en el análisis cualitativo, se hará mediante magnitud de riesgos.

Para los 429 escenarios se obtendrá la magnitud de riesgos a través de la fórmula descrita en la Figura I.17 Bajo este concepto, la magnitud de riesgos de cada escenario será calculada por la sumatoria del producto de cada valor de frecuencia absoluto por los valores absolutos de cada valor de consecuencia de cada receptor de riesgos:

$$MR = F \times C$$

$$MR = F \sum_{i=1}^n C_i$$

Donde:

(MR) Es el valor global de riesgo de cada escenario peligroso

(F) Es el valor absoluto asignado de la clasificación de frecuencia.

(C.) Es el valor absoluto asignado a la categoría de consecuencia por cada receptor de riesgo.

(n) Es el número de receptores de riesgo de la empresa.

		CONSECUENCIA					
		1	2	3	4	5	6
FRECUENCIA	6	24	25 + 48	49 + 72	73 + 96	97 + 120	121 + 144
	5	20	21 + 40	41 + 60	61 + 80	81 + 100	101 + 120
	4	16	17 + 32	33 + 48	49 + 64	65 + 80	81 + 96
	3	12	13 + 24	25 + 36	37 + 48	49 + 60	61 + 72
	2	8	9 + 16	10 + 24	25 + 32	33 + 40	41 + 48
	1	4	5 + 8	9 + 12	13 + 16	17 + 20	21 + 24

Figura I.17 Fórmula para obtener la magnitud de riesgos
Fuente: Análisis de jerarquización.

Posteriormente fueron clasificados en orden del de mayor magnitud hasta el de menor.

Para los 429 escenarios evaluados el 28% se encuentra en la región de **Riesgo Aceptable Con Controles (C)**, el 51% de los escenarios se encuentran en la región de **Riesgo Tolerable (D)** y el 21% restante no tuvo clasificación de riesgo por tratarse de escenarios sin consecuencias de interés a la seguridad del sistema y/o no creíbles.

		1	2	3	4	5	6
FRECUENCIA	6						
	5	1					
	4	15	10				
	3	28	96	1			
	2	22	151	9	4		
	1		4				
		1	2	3	4	5	6
		CONSECUENCIA					

Figura I.18 Resultados obtenidos conforme a la fórmula aplicada
Fuente: Análisis de jerarquización.

De acuerdo con lo establecido por ASEA y a los valores obtenidos por la magnitud de riesgos desarrollada para el Proyecto, en la Tabla I.51, se listan los escenarios que serán evaluados en el análisis cuantitativo de riesgos por frecuencias y/o consecuencias.

Tabla I.51 Listado de escenarios de riesgo

Escenario	Descripción del escenario	Nivel de riesgo (MR)	Nodo	Nombre del nodo	Sustancia involucrada
11.10.1.2	Rotura de la tubería causada por un terremoto (fenómenos naturales)	27 Aceptable con controles	11	Gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km	Gas natural
11.13.1.2	Liberación de gases inflamables a alta presión, causado por golpe con maquinaria pesada con la posibilidad de incendio en caso que la nube encuentre un punto de ignición	26 Aceptable con controles	11	Gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km	Gas natural
11.13.2.2	Liberación de gases inflamables a alta presión, causado por corrosión interna y/o externa con la posibilidad de incendio en caso que la nube encuentre un punto de ignición	26 Aceptable con controles	11	Gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km	Gas natural
11.13.3.2	Liberación de gases inflamables a alta presión, causado por fractura o rotura debido a fenómenos naturales con la posibilidad de incendio en caso que la nube encuentre un punto de ignición	26 Aceptable con controles	11	Gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km	Gas natural
11.13.4.2	Liberación de gases inflamables a alta presión, causado por vandalismo (daños por terceros) con la posibilidad de incendio en caso que la nube encuentre un punto de ignición	26 Aceptable con controles	11	Gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km	Gas natural
01.1.3.3	Alta presión causado por error operativo durante la configuración de operación del lazo de regulación de flujo (FV-01010A) ocasionando pérdidas de tiempo por paro de las actividades de la estación	24 Aceptable con controles	01	Sistema de filtración (FS-001-001 A/B).	Gas natural
01.7.2.2	Alto nivel causado por el cierre inadvertido de válvulas manual de 2" Ø de LV alineada por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando pase de líquidos por la corriente de gas hacia los equipos de compresión	24 Aceptable con controles	01	Sistema de filtración (FS-001-001 A/B).	Gas natural
11.13.1.1	Liberación de gases inflamables a alta presión, causado por golpe con maquinaria pesada	22 Aceptable con controles	11	Gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km	Gas natural
11.13.2.1	Liberación de gases inflamables a alta presión, causado por corrosión interna y/o externa	22 Aceptable con controles	11	Gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km	Gas natural
11.13.3.1	Liberación de gases inflamables a alta presión, causado por fractura o rotura debido a fenómenos naturales	22 Aceptable con controles	11	Gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km	Gas natural
11.13.4.1	Liberación de gases inflamables a alta presión, causado por vandalismo (daños por terceros)	22 Aceptable con controles	11	Gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km	Gas natural
01.9.2.1	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	21 Aceptable con controles	01	Sistema de filtración (FS-001-001 A/B)	Gas natural
01.9.2.3	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potenciales lesiones a las personas por posible incendio/deflagración de la nube de gas si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	21 Aceptable con controles	01	Sistema de filtración (FS-001-001 A/B).	Gas natural

Escenario	Descripción del escenario	Nivel de riesgo (MR)	Nodo	Nombre del nodo	Sustancia involucrada
01.9.4.1	Pérdida de contención, causado por golpe externo grave ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	21 Aceptable con controles	01	Sistema de filtración (FS-001-001 A/B)	Gas natural
01.9.4.3	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales lesiones a las personas por posible incendio/deflagración de la nube de gas si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	21 Aceptable con controles	01	Sistema de filtración (FS-001-001 A/B)	Gas natural
02.7.2.1	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	21 Aceptable con controles	02	Patín de regulación y medición (EMRyC-001-001)	Gas natural
02.7.2.3	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potenciales lesiones a las personas por posible incendio/deflagración de la nube de gas si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	21 Aceptable con controles	02	Patín de regulación y medición (EMRyC-001-001)	Gas natural
02.7.4.1	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	21 Aceptable con controles	02	Patín de regulación y medición (EMRyC-001-001)	Gas natural
02.7.4.3	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales lesiones a las personas por posible incendio/deflagración de la nube de gas si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	21 Aceptable con controles	02	Patín de regulación y medición (EMRyC-001-001)	Gas natural
03.13.2.1	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	21 Aceptable con controles	03	Sistema de compresión (TC-001-101/102/103) y enfriamiento (E-001-101/102/103)	Gas natural
03.13.2.3	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potenciales lesiones a las personas por posible incendio/deflagración de la nube de gas si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	21 Aceptable con controles	03	Sistema de compresión (TC-001-101/102/103) y enfriamiento (E-001-101/102/103)	Gas natural
03.13.4.1	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	21 Aceptable con controles	03	Sistema de compresión (TC-001-101/102/103) y enfriamiento (E-001-101/102/103)	Gas natural
03.13.4.3	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales lesiones a las personas por posible incendio/deflagración de la nube de gas si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	21 Aceptable con controles	03	Sistema de compresión (TC-001-101/102/103) y enfriamiento (E-	Gas natural

Escenario	Descripción del escenario	Nivel de riesgo (MR)	Nodo	Nombre del nodo	Sustancia involucrada
				001-101/102/103)	
04.7.2.1	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	21 Aceptable con controles	04	Cabezal general de descarga	Gas natural
04.7.2.3	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potenciales lesiones a las personas por posible incendio/deflagración de la nube de gas si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	21 Aceptable con controles	04	Cabezal general de descarga	Gas natural
04.7.4.1	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	21 Aceptable con controles	04	Cabezal general de descarga	Gas natural
04.7.4.3	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales lesiones a las personas por posible incendio/deflagración de la nube de gas si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	21 Aceptable con controles	04	Cabezal general de descarga	Gas natural
06.9.2.1	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	21 Aceptable con controles	06	Sistema de acondicionamiento de gas combustible a turbinas (TG-001-101/102/103)	Gas natural
06.9.2.3	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potenciales lesiones a las personas por posible incendio/deflagración de la nube de gas si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	21 Aceptable con controles	06	Sistema de acondicionamiento de gas combustible a turbinas (TG-001-101/102/103)	Gas natural
06.9.4.1	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	21 Aceptable con controles	06	Sistema de acondicionamiento de gas combustible a turbinas (TG-001-101/102/103)	Gas natural
06.9.4.3	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales lesiones a las personas por posible incendio/deflagración de la nube de gas si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	21 Aceptable con controles	06	Sistema de acondicionamiento de gas combustible a turbinas (TG-001-101/102/103)	Gas natural
07.9.2.1	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	21 Aceptable con controles	07	Sistema de gas de sello a turbinas (TG-001-	Gas natural

Escenario	Descripción del escenario	Nivel de riesgo (MR)	Nodo	Nombre del nodo	Sustancia involucrada
				101/102/103)	
07.9.2.3	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potenciales lesiones a las personas por posible incendio/deflagración de la nube de gas si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	21 Aceptable con controles	07	Sistema de gas de sello a turbinas (TG-001-101/102/103)	Gas natural
07.9.4.1	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	21 Aceptable con controles	07	Sistema de gas de sello a turbinas (TG-001-101/102/103)	Gas natural
07.9.4.3	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales lesiones a las personas por posible incendio/deflagración de la nube de gas si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	21 Aceptable con controles	07	Sistema de gas de sello a turbinas (TG-001-101/102/103)	Gas natural
08.1.2.1	Alta presión causado por la apertura espuria (sin demanda) de la válvula de control de presión alineada (PCV-01655/01657/01659/01661) ocasionando el paro de planta por desabasto de energía eléctrica	21 Aceptable con controles	08	Sistema de acondicionamiento de gas combustible a motogeneradores (GE-001-600/601/602)	Gas natural
08.1.2.3	Alta presión causado por la apertura espuria (sin demanda) de la válvula de control de presión alineada (PCV-01655/01657/01659/01661) ocasionando el posible daño a los motogeneradores	21 Aceptable con controles	08	Sistema de acondicionamiento de gas combustible a motogeneradores (GE-001-600/601/602)	Gas natural
08.9.2.1	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	21 Aceptable con controles	08	Sistema de acondicionamiento de gas combustible a motogeneradores (GE-001-600/601/602)	Gas natural
08.9.2.3	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potenciales lesiones a las personas por posible incendio/deflagración de la nube de gas si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	21 Aceptable con controles	08	Sistema de acondicionamiento de gas combustible a motogeneradores (GE-001-600/601/602)	Gas natural

Escenario	Descripción del escenario	Nivel de riesgo (MR)	Nodo	Nombre del nodo	Sustancia involucrada
08.9.4.1	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	21 Aceptable con controles	08	Sistema de acondicionamiento de gas combustible a motogeneradores (GE-001-600/601/602)	Gas natural
08.9.4.3	Pérdida de contención causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales lesiones a las personas por posible incendio/deflagración de la nube de gas si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	21 Aceptable con controles	08	Sistema de acondicionamiento de gas combustible a motogeneradores (GE-001-600/601/602)	Gas natural
09.7.2.2	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando la liberación de aire a alta presión	21 Aceptable con controles	09	Sistema de aire de planta e instrumentos	Aire
09.7.4.2	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando la liberación de aire a alta presión	21 Aceptable con controles	09	Sistema de aire de planta e instrumentos	Aire
04.1.2.2	Alta presión causado por el cierre inadvertido de válvula XV-01107 por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando daños a instrumentos y equipos asociados en el nodo y aguas abajo	20 Aceptable con controles	04	Cabezal general de descarga	Gas natural
04.1.2.3	Alta presión causado por el cierre inadvertido de válvula XV-01107 por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando pérdidas de tiempo por paro de las actividades de la estación	20 Aceptable con controles	04	Cabezal general de descarga	Gas natural
04.2.2.1	Baja presión causado por el cierre inadvertido de válvula XV-01104/01105/01106 por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando la imposibilidad de envío de gas por gasoducto	20 Aceptable con controles	04	Cabezal general de descarga	Gas natural
04.2.2.2	Baja presión causado por el cierre inadvertido de válvula XV-01104/01105/01106 por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando descontrol operativo por alta presión aguas arriba	20 Aceptable con controles	04	Cabezal general de descarga	Gas natural
05.1.1.2	Alta presión causado por la apertura inadvertida de válvulas manuales de 2"Ø del bypass del control de nivel de filtros FS-001-001 A/B por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando daños a instrumentos y equipos asociados debido al arrastre de gas	20 Aceptable con controles	05	Sistema de condensados (T-001-101)	Gas natural
05.1.2.2	Alta presión causado por la apertura inadvertida de válvulas manuales de filtros de sistema de acondicionamiento de gas combustible y del sistema de gas de sellos por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando daños a instrumentos y equipos asociados debido al arrastre de gas	20 Aceptable con controles	05	Sistema de condensados (T-001-101)	Gas natural
09.1.2.1	Alta presión causado por el cierre inadvertido de válvulas manuales por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando daños	20 Aceptable con	09	Sistema de aire de planta e	Aire

Escenario	Descripción del escenario	Nivel de riesgo (MR)	Nodo	Nombre del nodo	Sustancia involucrada
	mecánicos en los equipos	controles		instrumentos	
10.7.1.1	Alto nivel causado por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando el desbordamiento del tanque de condensados	20 Aceptable con controles	10	Sistema de drenaje aceitoso	Aceite residual
11.1.1.1	Recubrimiento dañado causado por el error humano en la fabricación y durante el transporte (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando retrasos en el inicio de construcción debido a reparaciones innecesarias y/o reemplazo de secciones de tubería	20 Aceptable con controles	11	Gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km	Gas natural
01.7.1.2	Alto nivel causado por el fallo del lazo de control de nivel alineada (LV-01101/01102/01103/01104) en posición cerrada, ocasionando el pase de líquidos por la corriente de gas hacia los equipos de compresión	18 Aceptable con controles	01	Sistema de filtración (FS-001-001 A/B)	Gas natural
01.7.3.2	Alto nivel causado por el fallo mecánico de la válvula de 2" Ø de no retorno "Check" (charnela/galleta atorada), ocasionando el pase de líquidos por la corriente de gas hacia los equipos de compresión	18 Aceptable con controles	01	Sistema de filtración (FS-001-001 A/B)	Gas natural
01.7.51	Alto nivel causado por 5 cierre inadvertido de válvulas manual de 2" Ø de LV alineada por parte de contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores quienes ejecuten actividades de mantenimiento (desconocimiento del proceso) ocasionando sobrellenado del recipiente	18 Aceptable con controles	01	Sistema de filtración (FS-001-001 A/B)	Gas natural
01.7.5.2	Alto nivel causado por 5 cierre inadvertido de válvulas manual de 2" Ø de LV alineada por parte de contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores quienes ejecuten actividades de mantenimiento (desconocimiento del proceso) ocasionando pase de líquidos por la corriente de gas hacia los equipos de compresión	18 Aceptable con controles	01	Sistema de filtración (FS-001-001 A/B)	Gas natural
01.9.2.2	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	18 Aceptable con controles	01	Sistema de filtración (FS-001-001 A/B)	Gas natural
01.9.2.4	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potenciales daños a los equipos de la instalación por posible incendio/deflagración de la nube de gas si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	18 Aceptable con controles	01	Sistema de filtración (FS-001-001 A/B)	Gas natural
01.9.4.2	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	18 Aceptable con controles	01	Sistema de filtración (FS-001-001 A/B)	Gas natural
01.9.4.4	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a los equipos de la instalación por posible incendio/deflagración de la nube de gas si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	18 Aceptable con controles	01	Sistema de filtración (FS-001-001 A/B)	Gas natural
02.2.2.1	Baja presión causado por la apertura inadvertida de válvula XV-01001 por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando posible daño a los turbocompresores	18 Aceptable con controles	02	Patín de regulación y medición (EMRyC-001-001)	Gas natural

Escenario	Descripción del escenario	Nivel de riesgo (MR)	Nodo	Nombre del nodo	Sustancia involucrada
02.2.3.1	Baja presión causado por el cierre inadvertido de válvula XV-01009 A/B/C por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando posible daño a los turbocompresores	18 Aceptable con controles	02	Patín de regulación y medición (EMRyC-001-001)	Gas natural
02.7.2.2	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	18 Aceptable con controles	02	Patín de regulación y medición (EMRyC-001-001)	Gas natural
02.7.2.4	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potenciales daños a los equipos de la instalación por posible incendio/deflagración de la nube de gas si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	18 Aceptable con controles	02	Patín de regulación y medición (EMRyC-001-001)	Gas natural
02.7.4.2	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	18 Aceptable con controles	02	Patín de regulación y medición (EMRyC-001-001)	Gas natural
02.7.4.4	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a los equipos de la instalación por posible incendio/deflagración de la nube de gas si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	18 Aceptable con controles	02	Patín de regulación y medición (EMRyC-001-001)	Gas natural
03.13.2.2	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	18 Aceptable con controles	03	Sistema de compresión (TC-001-101/102/103) y enfriamiento (E-001-101/102/103)	Gas natural
03.13.2.4	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potenciales daños a los equipos de la instalación por posible incendio/deflagración de la nube de gas si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	18 Aceptable con controles	03	Sistema de compresión (TC-001-101/102/103) y enfriamiento (E-001-101/102/103)	Gas natural
03.13.4.2	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	18 Aceptable con controles	03	Sistema de compresión (TC-001-101/102/103) y enfriamiento (E-001-101/102/103)	Gas natural
03.13.4.4	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a los equipos de la instalación por posible incendio/deflagración de la nube de gas si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	18 Aceptable con controles	03	Sistema de compresión (TC-001-101/102/103) y enfriamiento (E-001-101/102/103)	Gas natural
04.7.2.2	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube	18 Aceptable con	04	Cabezal general de descarga	Gas natural

Escenario	Descripción del escenario	Nivel de riesgo (MR)	Nodo	Nombre del nodo	Sustancia involucrada
	de gas	controles			
04.7.2.4	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potenciales daños a los equipos de la instalación por posible incendio/deflagración de la nube de gas si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	18 Aceptable con controles	04	Cabezal general de descarga	Gas natural
04.7.4.2	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	18 Aceptable con controles	04	Cabezal general de descarga	Gas natural
04.7.4.4	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a los equipos de la instalación por posible incendio/deflagración de la nube de gas si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	18 Aceptable con controles	04	Cabezal general de descarga	Gas natural
05.9.2.1	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando el potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	18 Aceptable con controles	05	Sistema de condensados (T-001-101)	Vapores
05.9.2.3	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potenciales lesiones a las personas por posible incendio/deflagración de la nube de vapores si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	18 Aceptable con controles	05	Sistema de condensados (T-001-101)	Vapores
05.9.4.1	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	18 Aceptable con controles	05	Sistema de condensados (T-001-101)	Vapores
05.9.4.3	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales lesiones a las personas por posible incendio/deflagración de la nube de vapores si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	18 Aceptable con controles	05	Sistema de condensados (T-001-101)	Vapores
06.2.4.2	Baja presión, ocasionado por válvulas de relevo de presión (PSV-01651/01653/01652/01654/01655) calzadas y/o abiertas posterior a la demanda ocasionando posibles daños a las unidades de compresión	18 Aceptable con controles	06	Sistema de acondicionamiento de gas combustible a turbinas (TG-001-101/102/103)	Gas natural
06.9.2.2	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	18 Aceptable con controles	06	Sistema de acondicionamiento de gas combustible a turbinas (TG-001-101/102/103)	Gas natural
06.9.2.4	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potenciales daños a los equipos de la instalación por posible incendio/deflagración de la nube de gas si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	18 Aceptable con controles	06	Sistema de acondicionamiento de gas combustible a	Gas natural

Escenario	Descripción del escenario	Nivel de riesgo (MR)	Nodo	Nombre del nodo	Sustancia involucrada
				turbinas (TG-001-101/102/103)	
06.9.4.2	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	18 Aceptable con controles	06	Sistema de acondicionamiento de gas combustible a turbinas (TG-001-101/102/103)	Gas natural
06.9.4.4	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a los equipos de la instalación por posible incendio/deflagración de la nube de gas si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	18 Aceptable con controles	06	Sistema de acondicionamiento de gas combustible a turbinas (TG-001-101/102/103)	Gas natural
07.2.4.2	Baja presión, ocasionado por válvulas de relevo de presión (PSV-01010/01011/01012/01013/01014/01015/01016/01017/01018/01019/01020/01021) calzadas y/o abiertas posterior a la demanda ocasionando posible daño a las unidades de compresión	18 Aceptable con controles	07	Sistema de gas de sello a turbinas (TG-001-101/102/103)	Gas natural
07.9.2.2	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	18 Aceptable con controles	07	Sistema de gas de sello a turbinas (TG-001-101/102/103)	Gas natural
07.9.2.4	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potenciales daños a los equipos de la instalación por posible incendio/deflagración de la nube de gas si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	18 Aceptable con controles	07	Sistema de gas de sello a turbinas (TG-001-101/102/103)	Gas natural
07.9.4.2	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	18 Aceptable con controles	07	Sistema de gas de sello a turbinas (TG-001-101/102/103)	Gas natural
07.9.4.4	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a los equipos de la instalación por posible incendio/deflagración de la nube de gas si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	18 Aceptable con controles	07	Sistema de gas de sello a turbinas (TG-001-101/102/103)	Gas natural
08.2.3.2	Baja presión, causado por válvulas de relevo de presión (PSV-01656/01657/01658/01659/01660) calzadas y/o abiertas posterior a la demanda ocasionando el posible daño a las unidades de compresión	18 Aceptable con controles	08	Sistema de acondicionamiento de gas combustible a motogeneradores (GE-001-600/601/602)	Gas natural
08.9.2.2	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando	18	08	Sistema de	Gas natural

Escenario	Descripción del escenario	Nivel de riesgo (MR)	Nodo	Nombre del nodo	Sustancia involucrada
	potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	Aceptable con controles		acondicionamiento de gas combustible a motogeneradores (GE-001-600/601/602)	
08.9.2.4	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potenciales daños a los equipos de la instalación por posible incendio/deflagración de la nube de gas si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	18 Aceptable con controles	08	Sistema de acondicionamiento de gas combustible a motogeneradores (GE-001-600/601/602)	Gas natural
08.9.4.2	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	18 Aceptable con controles	08	Sistema de acondicionamiento de gas combustible a motogeneradores (GE-001-600/601/602)	Gas natural
08.9.4.4	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a los equipos de la instalación por posible incendio/deflagración de la nube de gas si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	18 Aceptable con controles	08	Sistema de acondicionamiento de gas combustible a motogeneradores (GE-001-600/601/602)	Gas natural
10.9.2.1	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando el potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	18 Aceptable con controles	10	Sistema de drenaje aceitoso	Vapores
10.9.2.3	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potenciales lesiones a las personas por posible incendio/deflagración de la nube de vapores si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	18 Aceptable con controles	10	Sistema de drenaje aceitoso	Vapores
10.9.4.1	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando el potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	18 Aceptable con controles	10	Sistema de drenaje aceitoso	Vapores
10.9.4.3	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales lesiones a las personas por posible incendio/deflagración de la nube de vapores si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	18 Aceptable con controles	10	Sistema de drenaje aceitoso	Vapores
11.10.1.1	Abolladura de la tubería con posible fuga causada por un terremoto (fenómenos	18	11	Gasoducto ECA de	Gas natural

Escenario	Descripción del escenario	Nivel de riesgo (MR)	Nodo	Nombre del nodo	Sustancia involucrada
	naturales)	Aceptable con controles		30" Ø x 198+787.33 km	
12.1.1.1	No hermeticidad en las válvulas de bloqueo de las trampas causado por el deterioro de los internos de las válvulas ocasionando el posible daño del personal por apertura súbita de la tapa debido a presurización de la trampa	18 Aceptable con controles	12	Trampas de recibo y envío de diablos	Gas natural
12.1.2.1	No hermeticidad en las válvulas de bloqueo de las trampas causado por la apertura de la válvula por error humano (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando el posible daño del personal por apertura súbita de la tapa debido a presurización de la trampa	18 Aceptable con controles	12	Trampas de recibo y envío de diablos	Gas natural
05.1.3.2	Alta presión causado por apertura inadvertida de válvulas manuales de 2" Ø del bypass del control de nivel de filtros FS-001-001 a/b por parte de contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores quienes ejecuten actividades de mantenimiento (desconocimiento del proceso) ocasionando daños a instrumentos y equipos asociados debido al arrastre de gas	15 Aceptable con controles	05	Sistema de condensados (T-001-101)	Condensados
05.1.4.2	Alta presión causado por apertura inadvertida de válvulas manuales de filtros de sistema de acondicionamiento de gas combustible y del sistema de gas de sellos por parte de contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores quienes ejecuten actividades de mantenimiento (desconocimiento del proceso) ocasionando daños a instrumentos y equipos asociados debido al arrastre de gas	15 Aceptable con controles	05	Sistema de condensados (T-001-101)	Condensados
05.9.2.2	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de vapores	15 Aceptable con controles	05	Sistema de condensados (T-001-101)	Condensados
05.9.2.4	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potenciales daños a los equipos de la instalación por posible incendio/deflagración de la nube de vapores si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	15 Aceptable con controles	05	Sistema de condensados (T-001-101)	Condensados
05.9.4.2	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de vapores	15 Aceptable con controles	05	Sistema de condensados (T-001-101)	Condensados
05.9.4.4	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a los equipos de la instalación por posible incendio/deflagración de la nube de vapores si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	15 Aceptable con controles	05	Sistema de condensados (T-001-101)	Condensados
08.3.1.1	Alta temperatura causad por el cierre inadvertido de válvula manual de descarga de calentador alineado por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando posibles daños de los calentadores	15 Aceptable con controles	08	Sistema de acondicionamiento de gas combustible a motogeneradores (GE-001-600/601/602)	Gas natural
08.3.2.1	Alta temperatura causad por el fallo del panel de control del calentador ocasionando posibles daños de los calentadores	15 Aceptable con	08	Sistema de acondicionamiento	Gas natural

Escenario	Descripción del escenario	Nivel de riesgo (MR)	Nodo	Nombre del nodo	Sustancia involucrada
		controles		de gas combustible a motogeneradores (GE-001-600/601/602)	
08.3.3.1	Alta temperatura causado por cierre inadvertido de válvula manual de descarga de calentador alineado por parte de contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores quienes ejecuten actividades de mantenimiento (desconocimiento del proceso) ocasionando posibles daños de los calentadores	15 Aceptable con controles	08	Sistema de acondicionamiento de gas combustible a motogeneradores (GE-001-600/601/602)	Gas natural
09.1.3.1	Alta presión causado por el cierre espurio (sin demanda) de la válvula de control de presión alineada (PCV-01505/01502) ocasionando daños mecánicos en los equipos	15 Aceptable con controles	09	Sistema de aire de planta e instrumentos	Aire
09.1.4.1	Alta presión causado por cierre inadvertido de válvulas manuales por parte de contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores quienes ejecuten actividades de mantenimiento (desconocimiento del proceso) ocasionando daños mecánicos en los equipos	15 Aceptable con controles	09	Sistema de aire de planta e instrumentos	Aire
09.7.2.1	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando paro de la estación de compresión por desabasto de aire de planta e instrumentos	15 Aceptable con controles	09	Sistema de aire de planta e instrumentos	Aire
09.7.4.1	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando paro de la estación de compresión por desabasto de aire de planta e instrumentos	15 Aceptable con controles	09	Sistema de aire de planta e instrumentos	Aire
10.9.2.2	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de vapores	15 Aceptable con controles	10	Sistema de drenaje aceitoso	Vapores
10.9.2.4	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando potenciales daños a los equipos de la instalación por posible incendio/deflagración de la nube de vapores si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	15 Aceptable con controles	10	Sistema de drenaje aceitoso	Vapores
10.9.4.2	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de vapores	15 Aceptable con controles	10	Sistema de drenaje aceitoso	Vapores
10.9.4.4	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a los equipos de la instalación por posible incendio/deflagración de la nube de vapores si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente, flama abierta, etc.)	15 Aceptable con controles	10	Sistema de drenaje aceitoso	Vapores
11.3.1.1	Selección inadecuada de materiales, espesores y componentes de la tubería causado por falta de experiencia por parte del diseñador asociado a un control de calidad deficiente ocasionando probabilidad de fuga cuando entre en operación el	15 Aceptable con controles	11	Gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km	Gas natural

Escenario	Descripción del escenario	Nivel de riesgo (MR)	Nodo	Nombre del nodo	Sustancia involucrada
	ducto				
11.4.1.1	Selección inadecuada de protección catódica causado por no se tomó en cuenta las características del recubrimiento externo aplicado al ducto ocasionando incremento de la velocidad de corrosión de la tubería, con posibles fugas	15 Aceptable con controles	11	Gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km	Gas natural
11.5.1.1	Un desalineamiento durante el tendido de la tubería causado por error humano (excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando retrasos de las actividades debido a reparaciones innecesarias y/o reemplazo de secciones de tubería	15 Aceptable con controles	11	Gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km	Gas natural
11.6.1.1	Doblez por flexión o pandeo durante el tendido de la tubería causado por error humano (excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando retrasos de las actividades debido a reparaciones innecesarias y/o reemplazo de secciones de tubería	15 Aceptable con controles	11	Gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km	Gas natural

Fuente: Jerarquización de riesgos.

En el Anexo V.2.4., se puede consultar la memoria descriptiva de las metodologías utilizadas.



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 Determinación de escenarios	II-1
II.1.2 Metodología para la determinación de los radios y contornos potenciales de afectación	II-3
II.1.3 Resultados	II-6
II.2 Interacciones de riesgo	II-37
II.2.1 Interacciones de riesgo con instalaciones, infraestructura, servicios y asentamientos humanos.	II-37
II.3 Efectos sobre el Sistema Ambiental Regional	II-55
II.3.1 Delimitación del Sistema Ambiental Regional	II-55
II.3.2 Descripción general del Sistema Ambiental Regional.....	II-56
II.3.3 Conclusión	II-85

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla II.1 Nodos operativos.....	II-1
Tabla II.2 Catálogo de escenarios de riesgo.....	II-2
Tabla II.3 Parámetros a utilizar para la determinación de las zonas de alto riesgo y amortiguamiento.....	II-4
Tabla II.4 Diámetro equivalente de fuga	II-5
Tabla II.5 Escenarios seleccionados para ser evaluados de manera cuantitativa por análisis y estimación de frecuencias	II-6
Tabla II.6 Catálogo de escenarios.....	II-9
Tabla II.7 Resultados de eventos por radiación térmica y ondas de sobrepresión	II-10
Tabla II.8 Frecuencias de eventos finales.....	II-12
Tabla II.9 Reposicionamiento de escenarios	II-13
Tabla II.10 Escenarios a evaluar en el estudio LOPA.....	II-17
Tabla II.11 Descripción de los escenarios.....	II-21
Tabla II.12 Relación de frecuencias cualitativas con cuantitativas	II-31
Tabla II.13 Frecuencias mitigadas por cada escenario.....	II-32
Tabla II.14 Interacciones de riesgo.	II-37
Tabla II.15 Descripción de los posibles receptores de riesgo.....	II-40
Tabla II.16 Superficies de estudio	II-55
Tabla II.17 Listado de especies de flora listadas en la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010.....	II-82
Tabla II.18 Listado de especies de fauna listadas en la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010.....	II-85

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura II.1 Procedimiento para realizar un análisis de consecuencias	II-3
Figura II.2 Matriz de riesgos	II-32
Figura II.3 Afectación a componentes ambientales en relación al patín de regulación y medición (escenario 02 GECA N02 CA) – Diagramas 03 GECA N02 (CHOF) y 04 GECA N02 CA (UVCE)	II-49
Figura II.4 Afectación a componentes ambientales en relación al cabezal general de descarga (escenario 03 GECA N04 PC) – Diagramas 05 GECA N04 (CHOF) y 06 GECA N04 PC (UVCE)	II-50
Figura II.5 Afectación a componentes ambientales en relación al Gasoducto ECA 30" Ø x 198+773 km (escenario 04 GECA N11 CA) – Diagramas 07 GECA N11 CA (CHOF) y 08 GECA N11 CA (UVCE) ..	II-51
Figura II.6 Afectación a componentes ambientales en relación al Gasoducto ECA 30" Ø x 198+773 km (escenario 05 GECA N11 PC) – Diagramas 09 GECA N11 PC (CHOF) y 10 GECA N11 PC (UVCE) ..	II-52

Figura II.7 Afectación a componentes ambientales en relación a la EC Las Dunas (escenario 06 GECA N05 CA) – Diagramas 11 GECA N05 CA (CHOF) y 12 GECA N05 CA (CHAF).....	II-53
Figura II.8 Afectación a componentes ambientales en relación a la EC Las Dunas (escenario 06 GECA N05 CA) – Diagramas 13 GECA N05 CA (CHAF) y 14 GECA N05 CA (UVCE).....	II-54
Figura II.9 Delimitación del Sistema Ambiental Regional	II-55
Figura II.10 Climas del Sistema Ambiental Regional	II-56
Figura II.11 Dirección del viento predominante anual.....	II-57
Figura II.12 Subprovincias fisiográficas del Sistema Ambiental Regional	II-58
Figura II.13 Unidades geológicas del Sistema Ambiental Regional	II-61
Figura II.14 Topoformas existentes en el Sistema Ambiental Regional	II-62
Figura II.15 Fallas y fracturas en el Sistema Ambiental Regional.....	II-63
Figura II.16 Regionalización sísmica de México	II-64
Figura II.17 Zonas sísmicas del Área de Influencia del Proyecto	II-65
Figura II.18 Tipos de suelo existentes en el Sistema Ambiental Regional	II-66
Figura II.19 Cuencas y subcuencas hidrológicas del Sistema Ambiental Regional	II-71
Figura II.20 Hidrología superficial del Sistema Ambiental Regional	II-72
Figura II.21 Hidrología subterránea del Sistema Ambiental Regional	II-73
Figura II.22 Provincias florísticas del Sistema Ambiental Regional	II-74
Figura II.23 Usos de suelo y vegetación del Sistema Ambiental Regional.....	II-75

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

II.1 Radios potenciales de afectación

El objetivo del análisis de consecuencias es cuantificar la magnitud del impacto que sobre su entorno puedan tener las desviaciones intolerables que un proceso pueda sufrir. En el análisis de consecuencias se realizan modelaciones de accidentes o desviaciones de un proceso, utilizando un modelo matemático que arroja como resultado el área de impacto como consecuencia del accidente. El peligro que puedan representar los materiales involucrados en el evento analizado depende de sus características tales como toxicidad (nube tóxica), explosividad (explosión) e inflamabilidad (incendio).

En el presente apartado se determinan los radios potenciales de afectación, a través de la aplicación de un modelo matemático de simulación, para los eventos máximos probables de riesgo y eventos catastróficos del Proyecto, identificados mediante la aplicación de las metodologías descritas en el apartado I.6.2 del capítulo I del presente estudio.

II.1.1 Determinación de escenarios

El Grupo Multidisciplinario de Análisis de Riesgos (GMAR) conformado por personal técnico de operación, mantenimiento, instrumentación y seguridad del Proyecto en conjunto con los especialistas de DNV GL (fungiendo como líder especialista de análisis de riesgos y auxiliar de análisis de riesgos), elaboraron de primera instancia el programa de trabajo para llevar a cabo la identificación de peligros y evaluación de los riesgos que mencione los recursos, responsables y tiempo de ejecución de las actividades; la integración de la información que se requiere para llevar a cabo la elaboración del análisis y la toma de decisiones más acertadas para la administración de los riesgos hacia los receptores de riesgos.

En el Anexo V.2.4.1 se puede consultar el Acta Constitutiva del GMAR que participó en la identificación de peligros y evaluación de los riesgos del Proyecto, así como en el Anexo V.2.4.2 las listas de asistencia y actas de trabajo, así como las hojas de trabajo respectivamente, con la información de la tecnología del proceso y las sesiones de trabajo con el GMAR conformado para el análisis de riesgos.

De acuerdo a la metodología de identificación de peligros (HazOp y ¿Qué pasa si...?) –Ver Anexo V.2.4.6.2 y Anexo V.2.4.6.3–, se llevó a cabo la identificación de los nodos del sistema, acomodados en 12 nodos operativos, tal y como se muestra en la Tabla II.1.

Tabla II.1 Nodos operativos

Nº	Nombre del nodo
Nodo 01	Sistema de filtración (FS-001-001 A/B)
Nodo 02	Patín de regulación y medición (EMRyC-001-001)
Nodo 03	Sistema de compresión (TC-001-101/102/103) y enfriamiento (E-001-101/102/103)
Nodo 04	Cabezal general de descarga
Nodo 05	Sistema de condensados (T-001-101)
Nodo 06	Sistema de acondicionamiento de gas combustible a turbinas (TG-001-101/102/103)
Nodo 07	Sistema de gas de sello a turbinas (TG-001-101/102/103)
Nodo 08	Sistema de acondicionamiento de gas combustible a motogeneradores (GE-001-600/601/602)
Nodo 09	Sistema de aire de planta e instrumentos
Nodo 10	Sistema de drenaje aceitoso
Nodo 11	Gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km
Nodo 12	Trampas de recibo y envío de diablos

Fuente: Hojas de trabajo GMAR.

Los escenarios se evaluaron usando un análisis cuantitativo de riesgos como se describió en el capítulo anterior. Los escenarios de peor caso fueron representados de acuerdo con la guía para Estudio de Riesgo Ambiental, determinando las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento para cada uno de los siguientes tres efectos potenciales: 1) concentración de una especie tóxica (toxicidad), 2) radiación térmica resultante de un incendio (inflamabilidad) y 3) sobrepresión resultante de una explosión (explosividad).

De acuerdo con el listado de escenarios de riesgo obtenida para el Proyecto. A continuación, en la Tabla II.2 se muestran los escenarios con **Peores Casos** y **Casos Alternos** con los que se realizó el análisis de consecuencias.

Tabla II.2 Catálogo de escenarios de riesgo

Nº Escenario	Clave del escenario	Descripción	Escenario
01.9.2.1 - 01.9.2.3 - 01.9.4.1 - 01.9.4.3 - 01.9.2.2 - 01.9.2.4 - 01.9.4.2 - 01.9.4.4	01 GECA N01 CA	Fuga en instrumentos de los equipos del sistema de filtración por poro de 12.7 mm (0.5 pulgadas) de diámetro equivalente con liberación de gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	Caso Alterno
02.7.2.1 - 02.7.2.3 - 02.7.4.1 - 02.7.4.3 - 02.7.2.2 - 02.7.2.4 - 02.7.4.2 - 02.7.4.4	02 GECA N02 CA	Fuga en la línea de 16" del patín de medición EMRYC-001-001 por poro de 81.28 mm (3.2 pulgadas) de diámetro equivalente liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	Caso Alterno
03.13.2.1 - 03.13.2.3 - 03.13.4.1 - 03.13.4.3 - 04.7.2.1 - 04.7.2.3 - 04.7.4.1 - 04.7.4.3 - 03.13.2.2 - 03.13.2.4 - 03.13.4.2 - 03.13.4.4 - 04.7.2.2 - 04.7.2.4 - 04.7.4.2 - 04.7.4.4	03 GECA N04 PC	Rotura total del cabezal general de descarga de 30" liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	Peor Caso
11.5.1.2 - 11.8.1.2 - 11.8.2.2 - 11.8.3.2 - 11.8.4.2 - 11.8.1.1 - 11.8.2.1 - 11.8.3.1 - 11.8.4.1 - 11.5.1.1	04 GECA N11 CA	Fuga en arreglo de MLV-1003 del gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km por poro de 50.8 mm (2 pulgadas) de diámetro equivalente con liberación de gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	Caso Alterno
11.5.1.2 - 11.8.1.2 - 11.8.2.2 - 11.8.3.2 - 11.8.4.2 - 11.8.1.1 - 11.8.2.1 - 11.8.3.1 - 11.8.4.1 - 11.5.1.1	05 GECA N11 PC	Rotura total del gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km en el punto de interconexión con gasoducto Rosarito (Estación El Carrizo) liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	Peor Caso
05.9.2.1 - 05.9.2.3 - 05.9.4.1 - 05.9.4.3 - 05.9.2.2 - 05.9.2.4 - 05.9.4.2 - 05.9.4.4	06 GECA N05 CA	Fuga en la línea de 1.5" de descargar del tanque de condensados T-001-101 por poro de 38.1 mm (1.5 pulgadas) de diámetro equivalente liberando condensados con posible formación de vapores inflamables y/o explosivos	Caso Alterno
06.9.2.1 - 06.9.2.3 - 06.9.4.1 - 06.9.4.3 - 06.9.2.2 - 06.9.2.4 - 06.9.4.2 - 06.9.4.4	07 GECA N06 CA	Fuga en la línea de 3" de alimentación a turbinas de gas de los equipos de compresión por poro de 22.86 mm (0.9 pulgadas) de diámetro equivalente liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	Caso Alterno
07.9.2.1 - 07.9.2.3 - 07.9.4.1 - 07.9.4.3 - 07.9.2.2 - 07.9.2.4 - 07.9.4.2 - 07.9.4.4	08 GECA N07 CA	Fuga en la línea de 1" de alimentación al paquete de gas de sello por poro de 25.4 mm (1 pulgadas) de diámetro equivalente liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	Caso Alterno
08.9.2.1 - 08.9.2.3 - 08.9.4.1 - 08.9.4.3 - 08.9.2.2 - 08.9.2.4 - 08.9.4.2 - 08.9.4.4	09 GECA N08 CA	Fuga en la línea de 4" de alimentación a motogeneradores por poro de 30.48 mm (1.2 pulgadas) de diámetro equivalente liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	Caso Alterno
10.9.2.1 - 10.9.2.3 - 10.9.4.1 - 10.9.4.3 - 10.9.2.2 - 10.9.2.4 - 10.9.4.2 - 10.9.4.4	10 GECA N10 CA	Fuga en la línea de 2" de descarga a auto-tanque por poro de 15.24 mm (0.6 pulgadas) de diámetro equivalente liberando aceite residual con posible formación de vapores inflamables	Caso Alterno

Fuente: Hojas de trabajo GMAR.

II.1.2 Metodología para la determinación de los radios y contornos potenciales de afectación

Para el desarrollo del presente Estudio de Riesgo Ambiental en la etapa de ingeniería básica extendida, se requirió definir las fronteras, consideraciones y criterios aplicados, que parten del análisis cualitativo (describió en el Capítulo I.6). A continuación, se describe la metodología utilizada para el análisis de consecuencias.

Se entiende por análisis de consecuencias a la evaluación cuantitativa de la evolución espacial y temporal de las variables físicas representativas de los fenómenos peligrosos en los que intervienen sustancias peligrosas y sus posibles efectos sobre las personas, medio ambiente y bienes, con el fin de estimar la naturaleza y magnitud del daño.

El análisis de consecuencias de incendios, explosiones y nubes tóxicas es una metodología de análisis de riesgos que permite estimar la medida de los efectos esperados de la ocurrencia de un evento potencialmente peligroso. Mediante el análisis de consecuencias permite estimar los posibles daños debido a la pérdida de control sobre sustancias peligrosas.

Los diversos tipos de accidentes graves a considerar en las instalaciones en las que haya sustancias peligrosas pueden producir determinados fenómenos peligrosos para las personas, medio ambiente y bienes materiales:

- ⊕ Fenómenos de tipo mecánico: ondas de sobrepresión y proyectiles;
- ⊕ Fenómenos de tipo térmico: radiación térmica, y
- ⊕ Fenómenos de tipo químico: fugas o derrames incontrolados de sustancias tóxicas o contaminantes.

El procedimiento para realizar un análisis de consecuencias se ilustra en la Figura II.1 a continuación.

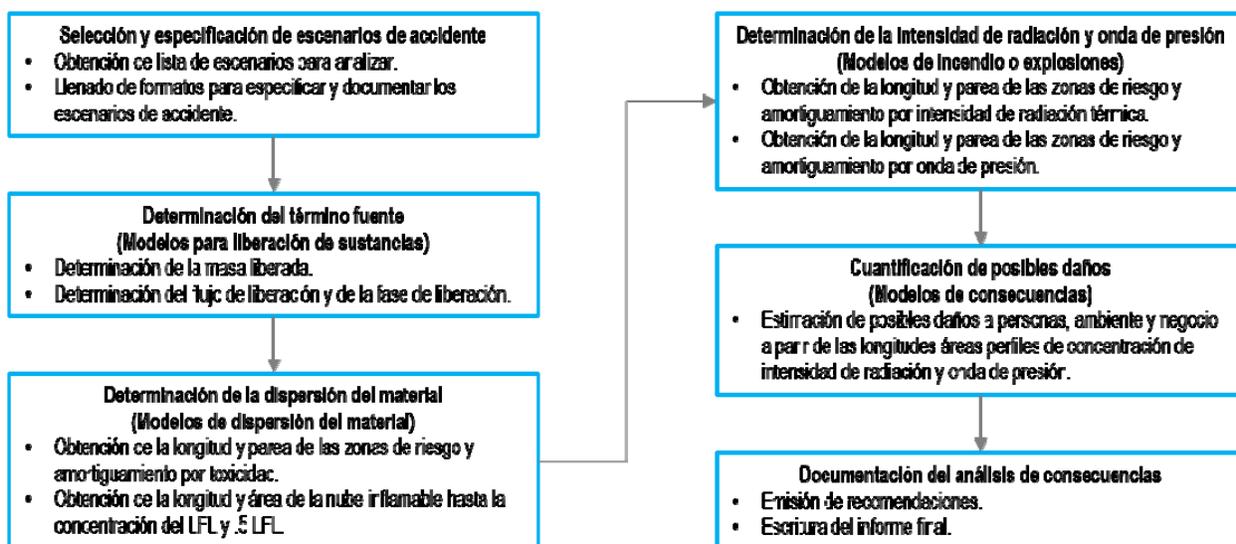


Figura II.1 Procedimiento para realizar un análisis de consecuencias
Fuente: Metodología análisis de consecuencias.

En el caso de que la jerarquización de los escenarios de riesgos, identificados en el análisis cualitativo, fueran sobrestimados o subestimados por el GMAR, se consideró la realización del análisis de las frecuencias para corroborar o refutar las frecuencias que fueron ponderadas a los escenarios analizados. Para lograr este objetivo, se realizó una comparación de las frecuencias estimadas contra los datos recogidos en bases de datos reconocidas o en registros de fallos de la propia instalación. Además, para contribuir al análisis se aplicó la técnica de Árbol de Fallos(as) (FTA-*Fault Tree Analysis*, por sus siglas en inglés), que considera todas las causas que puedan llevar al evento no deseado incorporando la

actuación de las protecciones previstas para prevenir la ocurrencia del evento y mitigar sus consecuencias (para mayor descripción véase apartados I.6.2.4 y I.6.3.5 del presente estudio).

Para la etapa de análisis detallado de consecuencias se consideraron los escenarios que de la identificación de peligros se encuentren en las regiones de: **Riesgo No Tolerable (A)**, **Riesgo Indeseable (B)**, **Riesgo Aceptable Con Controles (C)** y/o **Riesgo Tolerable (D)** por su magnitud de riesgo.

Para los escenarios que se encontraron en la región de **Riesgo No Tolerable (A) y Riesgo Indeseable (B)** se realizó el caso más probable, para los escenarios en la región de **Riesgo Aceptable Con Controles (C) o Riesgo Tolerable (D)** se realizó el **Caso Alternativo** y se realizaron escenarios de **Peor Caso** para aquellos que el GMAR haya designado. El listado de escenarios se complementó con la tabla 9 de los “Criterios técnicos para simular escenarios de riesgo por fugas y derrames de sustancias peligrosas, en instalaciones de Petróleos Mexicanos”.

Los parámetros de radiación térmica y de sobrepresión que definen las zonas de alto riesgo y de amortiguamiento a monitorear fueron consideradas de la Guía para la presentación del Estudio de Riesgo modalidad Ductos Terrestres de la SEMARNAT y para las zonas de alto riesgo por daño a equipos fue retomada de la Guía para Elaboración de Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos de la ASEA, como se muestran a continuación en la Tabla II.3.

Tabla II.3 Parámetros a utilizar para la determinación de las zonas de alto riesgo y amortiguamiento

Descripción	Zonas de alto riesgo por daño a equipos	Zona de alto riesgo	Zona de amortiguamiento
Inflamabilidad (Radiación térmica)	12.5 kW/m ² y 37.5 kW/m ²	5.0 kW/m ²	1.4 kW/m ²
Explosividad (Sobrepresión)	3 lb/in ² (0.2110 kg/cm ²) y 10 lb/in ² (0.7030 kg/cm ²)	1.0 lb/in ² (0.070 kg/cm ²)	0.5 lb/in ² (0.035 kg/cm ²)

Fuente: SEMARNAT: Guía para la presentación del Estudio de Riesgo modalidad Ductos Terrestres y ASEA: Guía para Elaboración de Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos.

Si como resultado del análisis cuantitativo de riesgos, todavía existen, escenarios posicionados en las regiones de **Riesgo No Tolerable (A)**, **Riesgo Indeseable (B)** y/o **Riesgo Aceptable Con Controles (C)** por su magnitud de riesgo, se realizó un Análisis de las Capas de Protección o *Layer of Protection Analysis* (LOPA, por sus siglas en inglés) con el fin de conocer la necesidad de implementación de capas adicionales de protección o de un sistema instrumentado de seguridad.

Para la elaboración de este análisis de riesgos en la etapa de ingeniería básica extendida, fue necesaria la utilización de la siguiente información:

1. DTI de la EC Las Dunas: GN0119-PR-001-PL-001 al 026 y GN0119-PR-003-PL-001 en revisión E;
2. DTI del Gasoducto: GN0119-PR-002-PL-001 y GN0119-PR-002-PL-002 en revisión E;
3. Planos de alineamiento: GN0119-CI-002-PL-001 al 006 en revisión A;
4. DFP: GN0119-PR-001-PL-101 en revisión E;
5. Bases de diseño: GN0119-PR-001-BD-001 en revisión E, GN0119-PI-008-BD-001 en revisión F; GN0119-EL-001-BD-001 en revisión E, GN0119-IC-000-BD-001 en revisión D, GN0119-FP-008-BD-001 en revisión D, GN0119-CI-008-BD-001 en revisión E y GN0119-AR-001-BD-001 en revisión D;
6. Descripción de procesos: GN0119-PR-001-DP-001 en revisión E;
7. Filosofía de operación: GN0119-PR-001-FO-001 en revisión E;
8. Sistemas contra incendio. GN0119-FP-008-PL-001 al 004 en revisión D, y
9. Matriz Causa – Efecto. GN0119-IC-008-MZ-001 en revisión C.

El GMAR evaluó y verificó que la información recopilada fué de las instalaciones en la etapa de vida correspondiente, por lo que, avaló su uso para complementar los apartados de este análisis y en las reuniones para la identificación de peligros.

En el Anexo V.2.4 se encuentra una copia simple de la información utilizada para la elaboración del análisis de riesgos en sus diferentes etapas de análisis (análisis preliminar de riesgos, análisis cualitativo de riesgos y análisis cuantitativo de riesgos) del Proyecto.

II.1.2.1 Consideraciones para el modelo matemático

A continuación, se mencionan las consideraciones generales para el programa de simulación matemática:

- ⊕ El diámetro equivalente de fuga para las líneas de proceso, ductos, vidas, sellos mecánicos será conforme a lo mostrado en la Tabla II.4.

Tabla II.4 Diámetro equivalente de fuga

Para el caso alterno:	Líneas de proceso: $\frac{3}{4}'' \leq DN \leq 2''$	DEF = 1.00 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso
	Línea de proceso: $2'' < DN \leq 4''$	DEF = 0.30 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso
	Línea de proceso o ductos de transporte: $6'' \leq DN$	DEF = 0.20 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso
	Bridas	Según el diámetro de la línea de proceso, aplican los criterios anteriores [1.0* (DN), 0.3* (DN) y 0.2* (DN)]
	Sellos mecánicos en equipo rotatorio de proceso	Para todos los tamaños de flechas, DEF = Calcularlo con el 100% del área anular
	Sellos o empaquetaduras en válvulas de proceso	Para todos los tamaños de vástagos, DEF = Calcularlo con el 100% del área anular
	El DEF en el cuerpo de un recipiente, será aquel que sea determinado por el Grupo Multidisciplinario de Análisis y Evaluación de Riesgos	
Para el caso más probable:	Líneas de proceso: $\frac{3}{4}'' \leq DN \leq 2''$	DEF = 0.20 veces del diámetro nominal (DN) de la línea de proceso
	Línea de proceso o ductos: $2'' < DN \leq 4''$	DEF = 0.6* [por corrosión, pérdida de material, golpe o falla en soldadura]
	Línea de proceso o ductos: $6'' \leq DN$	DEF = 0.75" para DN de 6" a 14 " DEF = 1.25" para DN de 16" a 24 " DEF = 2.0" para DN mayores de 30" [por corrosión, pérdida de material, golpe o falla en soldadura]
	Bridas	Aplican los mismos criterios de las líneas de proceso para los casos más probables
	Sellos mecánicos en equipo de proceso rotatorio. Empaquetaduras en válvulas de proceso	DEF = Calcularlo con el 40% del área anular que resulte
	El DEF en el cuerpo de un recipiente, será aquel que sea determinado por el Grupo Multidisciplinario de Análisis y Evaluación de Riesgos	

Fuente: Criterios técnicos para simular escenarios de riesgo por fugas y derrames de sustancias peligrosas en instalaciones de Petróleos Mexicanos.

- ⊕ La composición del gas natural es la especificada en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010. Para la composición del condensado se tomará como muestra el pentano y para la composición del aceite residual se tomará como base el eicosano;
- ⊕ El tiempo de duración de la fuga está concebido como el tiempo de cierre de los sistemas de bloqueo en la estación para atención del evento peligroso. Dentro de la terminal se tendrán dos sistemas de cierre, un sistema automático y un sistema semiautomático:

- ⊕ El sistema automático corresponde con el sistema de paro de emergencia mandando a cierre las válvulas SDV, para este sistema se contempló el tiempo de 120 segundos (dos minutos);
- ⊕ El sistema semiautomático corresponde con el sistema del control distribuido y la respuesta del operador ante una respuesta de alarmas críticas, para este sistema dentro de la estación de compresión, se contempló el tiempo de 600 segundos (10 minutos), y
- ⊕ El sistema semiautomático corresponde con el sistema del control distribuido mandando a cierre las válvulas MLV por medio del operador ante una respuesta de alarmas críticas, para este sistema se contempló el tiempo de 1,800 segundos;
- ⊕ El cálculo del inventario de cada escenario simulado será el producto del tiempo de cierre de las válvulas de aislamiento y el valor de tasa de descarga obtenido del simulador;
- ⊕ La condición meteorológica será bajo el siguiente criterio:
 - ⊕ Estabilidad atmosférica 1.5 F: Temperatura mínima EC Las Dunas y Gasoducto = 2.8 °C y humedad relativa del 83% para simular de noche;
 - ⊕ Estabilidad atmosférica 1.5 A-B: Temperatura promedio EC Las Dunas y Gasoducto = 23 °C y humedad relativa del 60% para simular de día, y
 - ⊕ Condiciones ambientales y meteorológicas permanecen constantes durante el tiempo del evento.
- ⊕ Las direcciones de fuga fueron consensadas con el GMAR teniendo en cuenta el comportamiento de las fugas de gas; las direcciones consideradas son: horizontal;
- ⊕ El punto de ignición para las fugas será tomar en cuenta desde la ubicación del escenario de fuga hasta la periferia de la instalación. Para las roturas totales será tomada la distancia de un metro como punto de ignición;
- ⊕ El flujo y condiciones de operación s las establecidas en el diagrama de flujo de proceso (GN0119-PR-001-PL-101 revisión E) para la EC Las Dunas, y
- ⊕ Las condiciones operativas de la trayectoria del ducto son las establecidas en la Tabla 7 de la filosofía de operación (GN0119-PR-001-FO-001 revisión E).

De acuerdo con el listado de escenarios de riesgo obtenida para el Proyecto, en la Tabla II.6 se muestran los escenarios (**casos más probables**, **peores casos** y **casos alternos**) que involucran la pérdida de contención de sustancias peligrosas.

II.1.3 Resultados

II.1.3.1 Análisis detallado de frecuencias

Como se mencionó en el Capítulo I del presente estudio, NO se obtuvieron escenarios en las regiones de **Riesgo No Tolerables (A)**, como tampoco de **Riesgo Indeseables (B)** pero SÍ de **Riesgo Aceptables Con Controles (C)** que requieren la realización de re-jerarquización. La re-jerarquización por frecuencias debe realizarse a aquellos escenarios cuya frecuencia ponderada por el GMAR haya sido significativa, es decir, escenarios considerados como: **Escenarios Muy Frecuentes (F=6)** o **Escenarios Frecuentes (F=5)**, sin embargo, en este caso, además de los mencionados anteriormente, fueron incluidos al análisis, los **Escenarios Pocos Frecuentes (F=4)**.

A continuación, en la Tabla II.5 se muestran los escenarios seleccionados para ser evaluados de manera cuantitativa por análisis y estimación de frecuencias.

Tabla II.5 Escenarios seleccionados para ser evaluados de manera cuantitativa por análisis y estimación de frecuencias

Descripción del escenario	Escenarios	Frecuencia
Retrasos en el inicio de construcción del gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km, debido a reparaciones innecesarias y/o reemplazo de secciones de tubería, debido a que, durante la etapa de recepción de la tubería, el recubrimiento se encuentra dañado	11.1.1.1	5
Alta presión en sistema de filtración por cierre inadvertido de válvula manual de 30"	01.1.3.3	4

Descripción del escenario	Escenarios	Frecuencia
Ø de descarga del filtro separador alineado (HV-01111/01112) por error operativo lo que conlleva a una pérdida económica por envío de gas a la atmósfera		
Alto nivel en sistema de filtración por cierre inadvertido de válvulas manual de 2" Ø de LV alineada por error operativo que lleva a pase de líquidos por la corriente de gas hacia los equipos de compresión	01.7.2.2	4
Alta presión por cierre inadvertido de válvula XV-01107 por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia), que causa daños a instrumentos y equipos asociados en el nodo y aguas abajo	04.1.2.2 04.1.2.3	4
Baja presión en cabezal de descarga por cierre inadvertido de válvula XV-01104/01105/01106 por error operativo que lleva a imposibilidad de envío de gas por el Gasoducto ECA y a descontrol con alta presión aguas arriba	04.2.2.1 04.2.2.2	4
Alta presión por apertura inadvertida de válvulas manuales de 3" del bypass del lazo de control de nivel de filtros FS-001-001 A/B por error operativo	05.1.1.2 05.1.2.2	4
Alta presión en sistema de aire de instrumentos por cierre inadvertido de válvulas manuales por error operativo que conlleva a daños mecánicos en los equipos	09.1.2.1	4

Fuente: Análisis de frecuencias.

⊕ Escenarios reposicionados por estimación de frecuencias.

Escenario 10.7.1.1: Corresponde a la ocurrencia de un alto nivel en sistema de drenajes aceitosos (Nodo 10) por error operativo que lleva a desbordamiento del tanque de condensados.

Frecuencia estimada por el GMAR = 4 (ESCENARIO POCO FRECUENTE)
Frecuencia re-ponderada = 2 (ESCENARIO MUY RARO)

Escenarios de fugas por corrosión: Corresponde la ocurrencia de fugas causadas por corrosión en líneas de proceso.

Frecuencia estimada por el GMAR = 3 (ESCENARIO RARO)
Frecuencia re-ponderada = 1 (ESCENARIO EXTREMADAMENTE RARO)

Escenarios de fugas con consecuencias de incendio: Corresponde a todos aquellos escenarios con desviación “no contención” para los cuales se establece la consecuencia de incendio.

Para que se produzca el incendio no es suficiente la ocurrencia de una fuga, se requiere que, unido a la fuga, esté presente la fuente de ignición ya sea inmediata como retardada. La probabilidad de que ocurra una ignición según las fuentes consultadas entre ellas la AIChE, establecen un valor de 0.1 o inferior. Esto hace que un escenario de incendio de una sustancia inflamable ocurre con una probabilidad inferior, en un orden de magnitud con respecto a la frecuencia de ocurrencia de la fuga.

Se reposicionaron todas las frecuencias de los escenarios de “no contención” con consecuencias de incendio al nivel inmediato inferior del nivel ponderado para la causa que ocasionó la fuga.

⊕ Escenarios reposicionados por árboles de fallos

Escenario 01.1.3.3: Corresponde a una pérdida de tiempo por paro de las actividades de la estación, debido a error operativo durante la configuración de operación del lazo de regulación de flujo (FV-01010A), que produce alta presión que provoca pérdidas de tiempo por paro de las actividades de la estación.

Frecuencia estimada por el GMAR = 4 (ESCENARIO POCO FRECUENTE)
Frecuencia re-ponderada = 3 (ESCENARIO RARO)

Escenario 01.7.2.2: Corresponde a que se produce un alto nivel en sistema de filtración por cierre inadvertido de válvulas manual de 2" Ø de LV alineada por error operativo que lleva a pase de líquidos por la corriente de gas hacia los equipos de compresión.

Frecuencia estimada por el GMAR = 4 (ESCENARIO POCO FRECUENTE)
Frecuencia re-ponderada = 3 (ESCENARIO RARO)

Escenarios 04.1.2.2 y 04.1.2.3: Corresponden a la ocurrencia de daños a equipos e instrumentos y pérdida de tiempo por alta presión provocada por el cierre inadvertido de válvula XV-01107 por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia).

Frecuencia estimada por el GMAR = 4 (ESCENARIO POCO FRECUENTE)
Frecuencia re-ponderada = 1 (ESCENARIO EXTREMADAMENTE RARO)

Escenarios 04.2.2.1 y 04.2.2.2: Corresponden a que por el cierre inadvertido de válvula XV-01104/01105/01106 por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia) impide el envío del gas por el gasoducto provocando una baja presión, pero se analiza el peso de la introducción de un permisivo que alarme al operador y evite el error.

Frecuencia estimada por el GMAR = 4 (ESCENARIO POCO FRECUENTE)
Frecuencia re-ponderada = 3 (ESCENARIO RARO)

Escenarios 05.1.1.2 y 05.1.2.2: Corresponden a daños a instrumentos y equipos asociados debido al arrastre de gas debido a alta presión por apertura inadvertida de válvulas manuales de 2" Ø del bypass del control de nivel de filtros FS-001-001 A/B por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia) y por apertura inadvertida de válvulas manuales de filtros de sistema de acondicionamiento de gas combustible y del sistema de gas de sellos por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia).

Frecuencia estimada por el GMAR = 4 (ESCENARIO POCO FRECUENTE)
Frecuencia re-ponderada = 1 (ESCENARIO EXTREMADAMENTE RARO)

Escenario 09.1.2.1: Corresponde a la ocurrencia de daños mecánicos en los equipos por alta presión debido al cierre inadvertido de válvulas manuales por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia).

Frecuencia estimada por el GMAR = 4 (ESCENARIO POCO FRECUENTE)
Frecuencia re-ponderada = 1 (ESCENARIO EXTREMADAMENTE RARO)

⊕ Escenarios no reposicionados.

Para el caso del Escenario 11.1.1.1: “Retrasos en el inicio de construcción del gasoducto ECA de 30” Ø x 198+787.33 km, debido a reparaciones innecesarias y/o reemplazo de secciones de tubería, debido a que durante la etapa de recepción de la tubería, el recubrimiento se encuentra dañado”, a pesar de que se ponderó una frecuencia de F=5, el GMAR NO consideró ninguna recomendación y las causas NO son atribuibles a la empresa, por lo que NO se puede re-ponderar en los marcos de este estudio.

En el Anexo V.2.4.6.4 se pueden consultar las hojas de trabajo del análisis de frecuencia hecho a través de la metodología de Árbol de Fallos(as).

II.1.3.2 Análisis de consecuencias.

De acuerdo con el listado de escenarios de riesgo obtenida para el Proyecto. En la Tabla II.6 se muestran los escenarios (**casos más probables**, **peores casos** y **casos alternos**) que involucran la pérdida de contención de sustancias peligrosas, y que fueron considerados para el Análisis de Consecuencias.

Tabla II.6 Catálogo de escenarios

Escenario	Tag Escenario	Descripción	Flujo (m³/s)	Presión (kPa)	Temperatura (°C)	Duración de la Fuga (s)	Inventario (kg)	Tasa de descarga (kg/s)	Escenario
01.9.2.1 - 01.9.2.3 - 01.9.4.1 - 01.9.4.3 - 01.9.2.2 - 01.9.2.4 - 01.9.4.2 - 01.9.4.4	01 GECA N01 CA	Fuga en instrumentos de los equipos del sistema de filtración por poro de 12.7 mm (0.5 in) de diámetro equivalente con liberación de gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	168.11	3,316.49	34	120	82.05	0.6838	Caso Alterno
02.7.2.1 - 02.7.2.3 - 02.7.4.1 - 02.7.4.3 - 02.7.2.2 - 02.7.2.4 - 02.7.4.2 - 02.7.4.4	02 GECA N02 CA	Fuga en la línea de 16" del patín de medición EMRyC-001-001 por poro de 81.28 mm (3.2 in) de diámetro equivalente liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	84.05	3,282.02	34	120	3,230.94	26.9245	Caso Alterno
03.13.2.1 - 03.13.2.3 - 03.13.4.1 - 03.13.4.3 - 04.7.2.1 - 04.7.2.3 - 04.7.4.1 - 04.7.4.3 - 03.13.2.2 - 03.13.2.4, 03.13.4.2 - 03.13.4.4 - 04.7.2.2 - 04.7.2.4 - 04.7.4.2 - 04.7.4.4	03 GECA N04 PC	Rotura total del cabezal general de descarga de 30" liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	168.11	9,494.41	49	120	643,563.60	5,363.03	Peor Caso
11.10.1.2 - 11.13.1.2 - 11.13.2.2 - 11.13.3.2 - 11.13.4.2 - 11.13.1.1 - 11.13.2.1 - 11.13.3.1 - 11.13.4.1 - 11.10.1.1	04 GECA N11 CA	Fuga en arreglo de MLV-1003 del gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km por poro de 50.8 mm (2 in) de diámetro equivalente con liberación de gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	168.11	8,866.65	39	1,800	52,454.34	29.1413	Caso Alterno
11.10.1.2 - 11.13.1.2 - 11.13.2.2 - 11.13.3.2 - 11.13.4.2 - 11.13.1.1 - 11.13.2.1 - 11.13.3.1 - 11.13.4.1 - 11.10.1.1	05 GECA N11 PC	Rotura total del gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km en el punto de interconexión con gasoducto Rosarito (Estación El Carrizo) liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	168.11	7,342.91	25	1,800	815,742	453.19	Peor Caso
05.9.2.1 - 05.9.2.3 - 05.9.4.1 - 05.9.4.3 - 05.9.2.2 - 05.9.2.4 - 05.9.4.2 - 05.9.4.4	06 GECA N05 CA	Fuga en la línea de 1.5" de descargar del tanque de condensados T-001-101 por poro de 38.1 mm (1.5 in) de diámetro equivalente liberando condensados con posible formación de vapores inflamables y/o explosivos	N.D.	689.48	30	600	246.67	20.8827	Caso Alterno
06.9.2.1, 06.9.2.3, 06.9.4.1, 06.9.4.3, 06.9.2.2, 06.9.2.4, 06.9.4.2, 06.9.4.4	07 GECA N06 CA	Fuga en la línea de 3" de alimentación a turbinas de gas de los equipos de compresión por poro de 22.86 mm (0.9 in) de diámetro equivalente liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	N.D.	2,757.90	49	120	209.016	1.7418	Caso Alterno

Escenario	Tag Escenario	Descripción	Flujo (m ³ /s)	Presión (kPa)	Temperatura (°C)	Duración de la Fuga (s)	Inventario (kg)	Tasa de descarga (kg/s)	Escenario
07.9.2.1, 07.9.2.3, 07.9.4.1, 07.9.4.3, 07.9.2.2, 07.9.2.4, 07.9.4.2, 07.9.4.4.	08 GECA N07 CA	Fuga en la línea de 1" de alimentación al paquete de gas de sello por poro de 25.4 mm (1 in) de diámetro equivalente liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	N.D.	10,204.24	49	600	4,940.58	8.2343	Caso Alterno
08.9.2.1, 08.9.2.3, 08.9.4.1, 08.9.4.3, 08.9.2.2, 08.9.2.4, 08.9.4.2, 08.9.4.4	09 GECA N08 CA	Fuga en la línea de 4" de alimentación a motogeneradores por poro de 30.48 mm (1.2 in) de diámetro equivalente liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	N.D.	344.74	30	120	56.86	0.4739	Caso Alterno
10.9.2.1, 10.9.2.3, 10.9.4.1, 10.9.4.3, 10.9.2.2, 10.9.2.4, 10.9.4.2, 10.9.4.4	10 GECA N10 CA	Fuga en la línea de 2" de descarga a auto-tanque por poro de 15.24 mm (0.6 in) de diámetro equivalente liberando aceite residual con posible formación de vapores inflamables	N.D.	206.84	30	600	1,196.70	1.9945	Caso Alterno

ND. No Disponible.

Fuente: Análisis de consecuencias.

Los resultados obtenidos de acuerdo con el análisis de consecuencias de los escenarios de riesgo seleccionados por el GMAR a diferentes niveles (radiación térmica y sobrepresión) para la estabilidad meteorológica de 1.5 F (vease hojas de resultados en el Anexo V.2.5.1, Anexo V.2.5.2, Anexo V.2.5.3, Anexo V.2.5.4 y V.2.5.5), se muestran en la Tabla II.7.

Tabla II.7 Resultados de eventos por radiación térmica y ondas de sobrepresión

Escenario	Zona de amortiguamiento*		Zona de alto riesgo*		Zona de daño a equipos*			
	Radiación térmica (1.4 kW/m ²)	Sobrepresión (0.5 lb/in ²)	Radiación térmica (5.0 kW/m ²)	Sobrepresión (1.0 lb/in ²)	Radiación térmica		Sobrepresión	
					(12.5 kW/m ²)	(37.5 kW/m ²)	(3 lb/in ²)	(10 lb/in ²)
01 GECA N01 CA	CHOF: 14.8274	EXP: 19.4684	CHOF: 11.2382	EXP: 15.1128	CHOF: 8.7006	CHOF: NA.	EXP: 12.1832	EXP: 11.0857
02 GECA N02 CA	CHOF: 115.5090	EXP: 141.3530	CHOF: 80.5745	EXP: 108.0700	CHOF: 65.2934	CHOF: 52.0083	EXP: 85.6834	EXP: 77.2964
03 GECA N04 PC	CHOF: 1,129.77	EXP: 333.8580	CHOF: 599.564	EXP: 184.8800	CHOF: 236.647	CHOF: NA.	EXP: 84.6760	EXP: 47.1351
04 GECA N11 CA	CHOF: 121.2990	EXP: 99.5572	CHOF: 84.3375	EXP: 65.2602	CHOF: 68.1428	CHOF: 54.0351	EXP: 42.1916	EXP: 33.5491
05 GECA N11 PC	CHOF: 372.8170	EXP: 165.7720	CHOF: 189.929	EXP: 101.0160	CHOF: 50.7256	CHOF: NA.	EXP: 57.4596	EXP: 41.1416
06 GECA N05 CA	CHOF: 164.598 CHAF: 59.3516 CHAT: 59.3516	EXP: 109.4980	CHOF: 113.317 CHAF: 44.3879 CHAT: 44.3879	EXP: 75.2283	CHOF: 90.8858 CHAF: 36.7542 CHAT: 36.7542	CHOF: 71.9392 CHAF: 28.3320 CHAT: 28.3320	EXP: 52.1780	EXP: 43.5423

Escenario	Zona de amortiguamiento*		Zona de alto riesgo*		Zona de daño a equipos*			
	Radiación térmica (1.4 kW/m ²)	Sobrepresión (0.5 lb/in ²)	Radiación térmica (5.0 kW/m ²)	Sobrepresión (1.0 lb/in ²)	Radiación térmica		Sobrepresión	
					(12.5 kW/m ²)	(37.5 kW/m ²)	(3 lb/in ²)	(10 lb/in ²)
07 GECA N06 CA	CHOF: 25.1837	EXP: 24.7113	CHOF: 19.1478	EXP: 17.9440	CHOF: 16.4344	CHOF: 13.5728	EXP: 13.3922	EXP: 11.6869
08 GECA N07 CA	CHOF: 62.3251	EXP: 85.8290	CHOF: 44.4615	EXP: 69.3474	CHOF: 36.9018	CHOF: 30.0480	EXP: 58.2616	EXP: 54.1083
09 GECA N08 CA	CHOF: 12.5480	EXP: NA.	CHOF: 9.8812	EXP: NA.	CHOF: 8.0897	CHOF: NA.	EXP: NA.	EXP: NA.
10 GECA N10 CA	CHOF: 29.8585 CHAF: 42.4367 CHAT: 70.2929	EXP: 17.5815	CHOF: 20.8716 CHAF: 27.6541 CHAT: 41.8016	EXP: 11.3339	CHOF: 16.7188 CHAF: 20.3815 CHAT: 23.8327	CHOF: 13.2429 CHAF: 12.0373 CHAT: NA.	EXP: 7.13165	EXP: 5.5573

* Los valores para los radios de posible afectación son en metros.

CHOF: Chorro de fuego. **CHAF:** Charco de fuego temprano. **CHAT:** Charco de fuego tardío. **EXP:** Ignición tardía (UVCE). **NA:** No se alcanza
Fuente: Análisis de consecuencias.

Los escenarios **03.13.2.1, 03.13.4.1, 04.7.2.1, 04.7.2.3, 04.7.4.1** (receptor impacto ambiental), **03.13.2.3, 03.13.4.3 y 04.7.4.3** (receptor personal) conservan el valor de consecuencia (C4) asignado por el GMAR para el receptor de riesgo durante el análisis de riesgos cualitativo, respecto a los valores obtenidos en el análisis detallado de consecuencias por radiación térmica y ondas de sobrepresión.

Los escenarios **01.9.2.1, 01.9.4.1, 02.7.2.1, 02.7.4.1, 03.13.2.1, 03.13.4.1, 04.7.2.1, 04.7.4.1, 06.9.2.1, 06.9.4.1, 07.9.2.1, 07.9.4.1, 08.9.2.1 y 08.9.4.1** disminuyeron un orden de magnitud para el receptor “impacto ambiental”, colocándose con un valor de C3. Esto es porque el alcance de los escenarios hipotéticos de pérdida de contención y el escalamiento a escenarios de radiación térmica y/o ondas de sobrepresión no sobrepasan los límites de la instalación.

Los escenarios **01.9.2.3, 01.9.4.3, 02.7.2.3, 02.7.4.3, 06.9.2.3, 06.9.4.3, 07.9.2.3, 07.9.4.3, 08.9.2.3 y 08.9.4.3** disminuyeron un orden de magnitud para el receptor “personal”, colocándose con un valor de C3. Los escenarios **01.9.2.2, 01.9.2.4, 01.9.4.2, 01.9.4.4, 02.7.2.2, 02.7.2.4, 02.7.4.2, 02.7.4.4, 03.13.2.2, 03.13.2.4, 03.13.4.2, 03.13.4.4, 04.7.2.2, 04.7.2.4, 04.7.4.2, 04.7.4.4, 05.9.2.1, 05.9.2.3, 05.9.4.1, 05.9.4.3, 06.9.2.2, 06.9.2.4, 06.9.4.2, 06.9.4.4, 07.9.2.2, 07.9.2.4, 07.9.4.2, 07.9.4.4, 08.9.2.2, 08.9.2.4, 08.9.4.2, 08.9.4.4, 10.9.2.1, 10.9.2.3, 10.9.4.1 y 10.9.4.3** mantienen el valor de consecuencia de C3 para los receptores de riesgo evaluados en el análisis cualitativo.

Los escenarios **05.9.2.2, 05.9.2.4, 05.9.4.2, 05.9.4.4, 10.9.2.2, 10.9.2.4, 10.9.4.2 y 10.9.4.4** mantienen el valor de consecuencia de C2 para los receptores de riesgo evaluados en el análisis cualitativo.

Para el receptor “producción/instalación” los escenarios **01.9.2.2, 01.9.2.4, 01.9.4.4, 06.9.4.4, 08.9.2.4 y 08.9.4.4** redujeron su magnitud en un orden, posicionándose en C2. Los resultados del análisis de consecuencias arrojaron que de darse los eventos hipotéticos de pérdida de contención y el escalamiento a eventos de radiación térmica y/o ondas de sobrepresión, la dirección del viento los conduce hacia zonas donde no hay equipos o rack de tuberías.

Para los escenarios **11.13.1.2, 11.13.2.2, 11.13.3.2 y 11.13.4.2** correspondientes al gasoducto de 30" Ø (04 GECA N11 CA y 05 GECA N11 PC) redujeron un valor de severidad para el receptor producción/instalación, paso de C4 a C3. Los escenarios **11.10.1.2, 11.13.1.1, 11.13.2.1, 11.13.3.1, 11.13.4.1 y 11.10.1.1** mantienen el valor de consecuencia para todos los receptores de riesgo.

En el Anexo V.2.5.1 se incluyen las hojas de datos de simulación con la descripción de cada escenario analizado, las hojas de resultados de los eventos, las gráficas de cada escenario obtenido de la evaluación de acuerdo a la magnitud de las zonas de riesgo y amortiguamiento y la memoria numérica generada por el programa de simulación *PHAST professional versión 8.22* para el Proyecto.

Para cada uno de los escenarios contemplados en el análisis de consecuencias, se realizó un árbol de eventos para conocer la frecuencia de ocurrencia de los eventos de radiación térmica y/o ondas de sobrepresión (ver Tabla II.8). En el Anexo V.2.4.6.4 se encuentra el análisis de árbol de eventos de cada escenario simulado para el Proyecto.

Tabla II.8 Frecuencias de eventos finales

Clave de Escenario	Descripción del escenario	Frecuencia (controlado)	Frecuencia (sin control)
01 GECA N01 CA	Fuga en instrumentos de los equipos del sistema de filtración por poro de 12.7 mm (0.5 in) de diámetro equivalente con liberación de gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	CHOF: 1.34E-05 EXP: 1.08E-05	CHOF: 6.60E-07 EXP: 1.27E-06
02 GECA N02 CA	Fuga en la línea de 16" del patín de medición EMRYC-001-001 por poro de 81.28 mm (3.2 in) de diámetro equivalente liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	CHOF: 1.34E-05 EXP: 1.08E-05	CHOF: 6.60E-07 EXP: 1.27E-06
03 GECA N04 PC	Rotura total del cabezal general de descarga de 30" liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	CHOF: 1.34E-05 EXP: 1.08E-05	CHOF: 6.60E-07 EXP: 1.27E-06
04 GECA N11 CA	Fuga en arreglo de MLV-1003 del gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km por poro de 50.8 mm (2 in) de diámetro equivalente con liberación de gas natural con posible formación de	CHOF: 1.34E-05 EXP: 1.08E-05	CHOF: 6.60E-07 EXP: 1.27E-06

Clave de Escenario	Descripción del escenario	Frecuencia (controlado)	Frecuencia (sin control)
	nube inflamable y/o explosiva		
05 GECA N11 PC	Rotura total del gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km en el punto de interconexión con gasoducto Rosarito (Estación El Carrizo) liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	CHOF: 1.34E-05 EXP: 1.08E-05	CHOF: 6.60E-07 EXP: 1.27E-06
06 GECA N05 CA	Fuga en la línea de 1.5" de descargar del tanque de condensados T-001-101 por poro de 38.1 mm (1.5 in) de diámetro equivalente liberando condensados con posible formación de vapores inflamables y/o explosivos	CHOF: 7.43E-06 EXP: 1.13E-05 CHAF: 1.69E-05 CHAT: 1.69E-05	CHOF: 8.25E-07 EXP: 1.25E-06 CHAF: 1.88E-06 CHAT: 1.88E-06
07 GECA N06 CA	Fuga en la línea de 3" de alimentación a turbinas de gas de los equipos de compresión por poro de 22.86 mm (0.9 in) de diámetro equivalente liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	CHOF: 1.34E-05 EXP: 1.08E-05	CHOF: 6.60E-07 EXP: 1.27E-06
08 GECA N07 CA	Fuga en la línea de 1" de alimentación al paquete de gas de sello por poro de 25.4 mm (1 in) de diámetro equivalente liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	CHOF: 1.34E-05 EXP: 1.08E-05	CHOF: 6.60E-07 EXP: 1.27E-06
09 GECA N08 CA	Fuga en la línea de 4" de alimentación a motogeneradores por poro de 30.48 mm (1.2 in) de diámetro equivalente liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	CHOF: 1.34E-05 EXP: 1.08E-05	CHOF: 6.60E-07 EXP: 1.27E-06
10 GECA N10 CA	Fuga en la línea de 2" de descarga a auto-tanque por poro de 15.24 mm (0.6 in) de diámetro equivalente liberando aceite residual con posible formación de vapores inflamables	CHOF: 7.43E-06 EXP: 1.13E-05 CHAF: 1.69E-05 CHAT: 1.69E-05	CHOF: 8.25E-07 EXP: 1.25E-06 CHAF: 1.88E-06 CHAT: 1.88E-06

CHOF: Chorro de fuego. **CHAF:** Charco de fuego temprano. **CHAT:** Charco de fuego tardío. **EXP:** Ignición tardía (UVCE).

Fuente: Modelación PHAST.

A continuación, en la Tabla II.9 se muestran los resultados del reposicionamiento aplicado a los escenarios evaluados en el análisis cuantitativo de frecuencias y consecuencias del Proyecto en la etapa de diseño (ingeniería básica extendida).

Tabla II.9 Reposicionamiento de escenarios

Escenario	Cualitativa						Reposicionamiento					
	Frecuencia	C _{PE}	C _{Po}	C _{IA}	C _{PR/IN}	MR	Frecuencia	C _{PE}	C _{Po}	C _{IA}	C _{PR/IN}	MR
11.10.1.2	3	1	1	4	3	27	3	1	1	4	3	27
11.13.1.2	2	1	4	4	4	26	2	1	4	4	4	26
11.13.2.2	2	1	4	4	4	26	2	1	4	4	4	26
11.13.3.2	2	1	4	4	4	26	2	1	4	4	4	26
11.13.4.2	2	1	4	4	4	26	2	1	4	4	4	26
01.1.3.3	4	1	1	2	2	24	3	1	1	2	2	18
01.7.2.2	4	1	1	1	3	24	3	1	1	1	3	18
11.13.1.1	2	1	3	4	3	22	2	1	3	4	3	22
11.13.2.1	2	1	3	4	3	22	2	1	3	4	3	22
11.13.3.1	2	1	3	4	3	22	2	1	3	4	3	22
11.13.4.1	2	1	3	4	3	22	2	1	3	4	3	22
01.9.2.1	3	1	1	4	1	21	1	1	1	3	1	6
01.9.2.3	3	4	1	1	1	21	1	3	1	1	1	6
01.9.4.1	3	1	1	4	1	21	3	1	1	3	1	18
01.9.4.3	3	4	1	1	1	21	2	3	1	1	1	12
02.7.2.1	3	1	1	4	1	21	1	1	1	3	1	6
02.7.2.3	3	4	1	1	1	21	2	3	1	1	1	12
02.7.4.1	3	1	1	4	1	21	3	1	1	3	1	18

Escenario	Cualitativa						Reposicionamiento					
	Frecuencia	C _{PE}	C _{Po}	C _{IA}	C _{PR/IN}	MR	Frecuencia	C _{PE}	C _{Po}	C _{IA}	C _{PR/IN}	MR
02.7.4.3	3	4	1	1	1	21	2	3	1	1	1	12
03.13.2.1	3	1	1	4	1	21	1	1	1	3	1	6
03.13.2.3	3	4	1	1	1	21	2	4	1	1	1	14
03.13.4.1	3	1	1	4	1	21	3	1	1	3	1	18
03.13.4.3	3	4	1	1	1	21	2	4	1	1	1	14
04.7.2.1	3	1	1	4	1	21	1	1	1	3	1	6
04.7.2.3	3	4	1	1	1	21	2	4	1	1	1	14
04.7.4.1	3	1	1	4	1	21	3	1	1	3	1	18
04.7.4.3	3	4	1	1	1	21	2	4	1	1	1	14
06.9.2.1	3	1	1	4	1	21	1	1	1	3	1	6
06.9.2.3	3	4	1	1	1	21	2	3	1	1	1	12
06.9.4.1	3	1	1	4	1	21	3	1	1	3	1	18
06.9.4.3	3	4	1	1	1	21	2	3	1	1	1	12
07.9.2.1	3	1	1	4	1	21	1	1	1	3	1	6
07.9.2.3	3	4	1	1	1	21	2	3	1	1	1	12
07.9.4.1	3	1	1	4	1	21	3	1	1	3	1	18
07.9.4.3	3	4	1	1	1	21	2	3	1	1	1	12
08.1.2.1	3	1	1	1	4	21	1	1	1	1	4	7
08.1.2.3	3	1	1	1	4	21	2	1	1	1	4	14
08.9.2.1	3	1	1	4	1	21	1	1	1	3	1	6
08.9.2.3	3	4	1	1	1	21	2	3	1	1	1	12
08.9.4.1	3	1	1	4	1	21	3	1	1	3	1	18
08.9.4.3	3	4	1	1	1	21	2	3	1	1	1	12
09.7.2.2	3	3	1	1	2	21	1	3	1	1	2	7
09.7.4.2	3	3	1	1	2	21	3	3	1	1	2	21
04.1.2.2	4	1	1	1	2	20	1	1	1	1	2	5
04.1.2.3	4	1	1	1	2	20	1	1	1	1	2	5
04.2.2.1	4	1	1	1	2	20	3	1	1	1	2	15
04.2.2.2	4	1	1	1	2	20	3	1	1	1	2	15
05.1.1.2	4	1	1	1	2	20	1	1	1	1	2	5
05.1.2.2	4	1	1	1	2	20	1	1	1	1	2	5
09.1.2.1	4	1	1	1	2	20	1	1	1	1	2	5
10.7.1.1	4	1	1	2	1	20	2	1	1	2	1	10
11.1.1.1	5	1	1	1	1	20	5	1	1	1	1	20
01.7.1.2	3	1	1	1	3	18	3	1	1	1	3	18
01.7.3.2	3	1	1	1	3	18	3	1	1	1	3	18
01.7.5.1	3	1	1	1	3	18	3	1	1	1	3	18
01.7.5.2	3	1	1	1	3	18	3	1	1	1	3	18
01.9.2.2	3	3	1	1	1	18	1	2	1	1	1	5
01.9.2.4	3	1	1	1	3	18	2	1	1	1	2	10
01.9.4.2	3	3	1	1	1	18	3	3	1	1	1	18
01.9.4.4	3	1	1	1	3	18	2	1	1	1	2	10

Escenario	Cualitativa						Reposicionamiento					
	Frecuencia	C _{PE}	C _{Po}	C _{IA}	C _{PR/IN}	MR	Frecuencia	C _{PE}	C _{Po}	C _{IA}	C _{PR/IN}	MR
02.2.2.1	3	1	1	1	3	18	3	1	1	1	3	18
02.2.3.1	3	1	1	1	3	18	3	1	1	1	3	18
02.7.2.2	3	3	1	1	1	18	1	3	1	1	1	6
02.7.2.4	3	1	1	1	3	18	2	1	1	1	3	12
02.7.4.2	3	3	1	1	1	18	3	3	1	1	1	18
02.7.4.4	3	1	1	1	3	18	2	1	1	1	3	12
03.13.2.2	3	3	1	1	1	18	1	3	1	1	1	6
03.13.2.4	3	1	1	1	3	18	2	1	1	1	3	12
03.13.4.2	3	3	1	1	1	18	3	3	1	1	1	18
03.13.4.4	3	1	1	1	3	18	2	1	1	1	3	12
04.7.2.2	3	3	1	1	1	18	1	3	1	1	1	6
04.7.2.4	3	1	1	1	3	18	2	1	1	1	3	12
04.7.4.2	3	3	1	1	1	18	3	3	1	1	1	18
04.7.4.4	3	1	1	1	3	18	2	1	1	1	3	12
05.9.2.1	3	1	1	3	1	18	1	1	1	3	1	6
05.9.2.3	3	3	1	1	1	18	2	3	1	1	1	12
05.9.4.1	3	1	1	3	1	18	3	1	1	3	1	18
05.9.4.3	3	3	1	1	1	18	2	3	1	1	1	12
06.2.4.2	2	2	1	3	3	18	2	2	1	3	3	18
06.9.2.2	3	3	1	1	1	18	1	3	1	1	1	6
06.9.2.4	3	1	1	1	3	18	2	1	1	1	3	12
06.9.4.2	3	3	1	1	1	18	3	3	1	1	1	18
06.9.4.4	3	1	1	1	3	18	2	1	1	1	2	10
07.2.4.2	2	2	1	3	3	18	2	2	1	3	3	18
07.9.2.2	3	3	1	1	1	18	1	3	1	1	1	6
07.9.2.4	3	1	1	1	3	18	2	1	1	1	3	12
07.9.4.2	3	3	1	1	1	18	3	3	1	1	1	18
07.9.4.4	3	1	1	1	3	18	2	1	1	1	3	12
08.2.3.2	2	2	1	3	3	18	2	2	1	3	3	18
08.9.2.2	3	3	1	1	1	18	1	3	1	1	1	6
08.9.2.4	3	1	1	1	3	18	2	1	1	1	2	10
08.9.4.2	3	3	1	1	1	18	3	3	1	1	1	18
08.9.4.4	3	1	1	1	3	18	2	1	1	1	2	10
10.9.2.1	3	1	1	3	1	18	1	1	1	3	1	6
10.9.2.3	3	3	1	1	1	18	2	3	1	1	1	12
10.9.4.1	3	1	1	3	1	18	3	1	1	3	1	18
10.9.4.3	3	3	1	1	1	18	2	3	1	1	1	12
11.10.1.1	3	1	1	2	2	18	3	1	1	2	2	18
12.1.1.1	2	4	1	2	2	18	2	4	1	2	2	18
12.1.2.1	2	4	1	2	2	18	2	4	1	2	2	18
05.1.3.2	3	1	1	1	2	15	3	1	1	1	2	15
05.1.4.2	3	1	1	1	2	15	3	1	1	1	2	15

Escenario	Cualitativa						Reposicionamiento					
	Frecuencia	C _{PE}	C _{Po}	C _{IA}	C _{PR/IN}	MR	Frecuencia	C _{PE}	C _{Po}	C _{IA}	C _{PR/IN}	MR
05.9.2.2	3	2	1	1	1	15	1	2	1	1	1	5
05.9.2.4	3	1	1	1	2	15	2	1	1	1	2	10
05.9.4.2	3	2	1	1	1	15	3	2	1	1	1	15
05.9.4.4	3	1	1	1	2	15	2	1	1	1	2	10
08.3.1.1	3	1	1	1	2	15	3	1	1	1	2	15
08.3.2.1	3	1	1	1	2	15	3	1	1	1	2	15
08.3.3.1	3	1	1	1	2	15	3	1	1	1	2	15
09.1.3.1	3	1	1	1	2	15	3	1	1	1	2	15
09.1.4.1	3	1	1	1	2	15	3	1	1	1	2	15
09.7.2.1	3	1	1	1	2	15	3	1	1	1	2	15
09.7.4.1	3	1	1	1	2	15	3	1	1	1	2	15
10.9.2.2	3	2	1	1	1	15	1	2	1	1	1	5
10.9.2.4	3	1	1	1	2	15	2	1	1	1	2	10
10.9.4.2	3	2	1	1	1	15	3	2	1	1	1	15
10.9.4.4	3	1	1	1	2	15	2	1	1	1	2	10
11.3.1.1	3	1	1	2	1	15	3	1	1	2	1	15
11.4.1.1	3	1	1	1	2	15	3	1	1	1	2	15
11.5.1.1	3	1	1	1	2	15	3	1	1	1	2	15
11.6.1.1	3	1	1	1	2	15	3	1	1	1	2	15

Fuente: Análisis de frecuencia y consecuencias.

II.1.3.3 Análisis de las Capas de Protección (LOPA-Layer of Protection Analysis, por sus siglas en inglés)

La metodología LOPA se focaliza en aquellos escenarios accidentales definidos durante la etapa de identificación de peligros que presentan un nivel de riesgo significativo.

Una vez escogidos dichos escenarios, el LOPA ordena de forma estructurada los sucesos iniciadores (las causas) que generan el escenario accidental, así como la totalidad de las salvaguardas existentes en el proceso. A partir de este punto, el LOPA realiza un análisis frecuencial cuantitativo de dichas variables: estima la frecuencia de las causas, así como la probabilidad de fallo de las distintas salvaguardas presentes en el proceso analizado. En el caso de obtener un nivel de riesgo superior al tolerable, y teniendo en cuenta la diferencia entre el nivel de riesgo actual y el considerado como tolerable se define no sólo la tipología de la capa de protección necesaria a instalar, sino también su nivel de fiabilidad que asegure la reducción del nivel de riesgo requerida.

Se consideran capas de protección: 1) Las incorporadas en el propio diseño del proceso, 2) El sistema básico de control del proceso, 3) Las alarmas, 4) Las medidas adicionales de mitigación, como por ejemplo las mecánicas, estructurales, procedimientos, y 5) capas de protección independientes, conocidas como IPL (*Independent Protection Layers*), cuya fiabilidad se puede estimar a partir de su Probabilidad de Fallo en Demanda (PFDavg-*Probability of Failure on Demand*, por sus siglas en inglés).

Una tipología de IPL se conoce bajo el nombre de Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS), el cual se define como una combinación de sensores, lógicas y elementos finales. Dicho sistema, en caso de desviación del proceso, implementará una o varias Funciones Instrumentadas de Seguridad (SIF) cuyo objetivo es devolver el proceso a un estado seguro. La fiabilidad del SIS se mide mediante el nivel SIL (*Safety Integrity Level*), variable que es función de la PFDavg, o del nivel de reducción del riesgo

requerido. Cabe destacar que un SIS puede operar de dos modos distintos: 1) Modo de operación en continuo y 2) Modo de operación bajo demanda.

De acuerdo con el Procedimiento de Análisis de Riesgo de IEnova, el Análisis LOPA debe realizarse para todos aquellos escenarios localizados en las regiones de **Riesgo No Tolerable (A)**, **Riesgo Indeseable (B)** y/o **Riesgo Aceptable Con Controles (C)** posterior a la evaluación cuantitativa de las frecuencias y consecuencias.

Durante el análisis preliminar y cualitativo desarrollado al Proyecto, se identificaron que las capas de protección propuestas para el sistema son independientes, es decir, la acción proporcionada por el dispositivo es capaz de evitar una consecuencia indeseada independientemente del evento iniciante y de la actuación de otras salvaguardas.

De acuerdo con la clasificación de AIChE, el Proyecto cuenta con las siguientes capas independientes de protección:

1. Sistema de control básico de proceso (basic process control systems). En toda la planta cuentan con Sistema de Control Distribuido (DCS) para el monitoreo de las variables operativas con señal a cuarto de control.
2. Alarmas críticas (critical alarms and human intervention). Cuenta con alarmas críticas por nivel, temperatura, presión, flujo, y señal al cuarto de control con intervención del operador.
3. Funciones instrumentadas de seguridad (safety instrumented function). Se cuentan con lazos de control independientes del DCS para alarmar y actuación de los sistemas de seguridad (paro de emergencia).
4. Protección física (physical protection). Cuentan con válvulas de relevo de presión.
5. Plan de respuesta a la emergencia (plant emergency response). Cuenta con plan de respuesta a la emergencia de la estación y del gasoducto.
6. Plan de emergencia a la comunidad (community emergency response). Dentro del plan de emergencia se encuentra el plan de ayuda mutua, donde intervienen dependencias ajenas para apoyo ante la emergencia y desalojo de las comunidades cercanas.

II.1.3.3.1 Relación de escenarios a analizar.

El resultado del análisis cuantitativo de frecuencias y consecuencias resultó que 58 escenarios mantienen su magnitud de riesgos en la zona de **Riesgo Aceptable Con Controles (C)** –ver Tabla II.10–, por esta razón se analizaron las capas de protección tanto preventivas como de mitigación.

Tabla II.10 Escenarios a evaluar en el estudio LOPA

Escenario	Descripción del escenario	Frecuencia
11.10.1.2	Rotura de la tubería causada por un terremoto (fenómenos naturales)	3
11.13.1.2	Liberación de gases inflamables a alta presión causado por golpe con maquinaria pesada con la posibilidad de incendio en caso que la nube encuentre un punto de ignición	2
11.13.2.2	Liberación de gases inflamables a alta presión causado por corrosión interna y/o externa con la posibilidad de incendio en caso que la nube encuentre un punto de ignición	2
11.13.3.2	Liberación de gases inflamables a alta presión causado por fractura o rotura debido a fenómenos naturales con la posibilidad de incendio en caso que la nube encuentre un punto de ignición	2
11.13.4.2	Liberación de gases inflamables a alta presión causado por vandalismo (daños por terceros) con la posibilidad de incendio en caso que la nube encuentre un punto de ignición	2
01.1.3.3	Alta presión causado por error operativo durante la configuración de operación del lazo de regulación de flujo (FV-01010A) ocasionando pérdidas de tiempo por paro de las actividades de la estación	3

Escenario	Descripción del escenario	Frecuencia
01.7.2.2	Alto nivel causado por el cierre inadvertido de válvulas manual de 2" Ø de LV alineada por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando pase de líquidos por la corriente de gas hacia los equipos de compresión	3
11.13.1.1	Liberación de gases inflamables a alta presión causado por golpe con maquinaria pesada	2
11.13.2.1	Liberación de gases inflamables a alta presión causado por corrosión interna y/o externa	2
11.13.3.1	Liberación de gases inflamables a alta presión causado por fractura o rotura debido a fenómenos naturales	2
11.13.4.1	Liberación de gases inflamables a alta presión causado por vandalismo (daños por terceros)	2
01.9.4.1	Pérdida de contención, causado por golpe externo grave ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	3
02.7.4.1	Pérdida de contención causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	3
03.13.4.1	Pérdida de contención causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	3
04.7.4.1	Pérdida de contención causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	3
06.9.4.1	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	3
07.9.4.1	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	3
08.9.4.1	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	3
09.7.4.2	Pérdida de contención causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando la liberación de aire a alta presión	3
04.2.2.1	Baja presión causado por el cierre inadvertido de válvula XV-01104/01105/01106 por error operativo (excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando la imposibilidad de envío de gas por Gasoducto ECA	3
04.2.2.2	Baja presión causado por el cierre inadvertido de válvula XV-01104/01105/01106 por error operativo (excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando descontrol operativo por alta presión aguas arriba	3
11.1.1.1	Recubrimiento dañado causado por el error humano en la fabricación y durante el transporte (excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando retrasos en el inicio de construcción debido a reparaciones innecesarias y/o reemplazo de secciones de tubería	5
01.7.1.2	Alto nivel causado por el fallo del lazo de control de nivel alineada (LV-01101/01102/01103/01104) en posición cerrada ocasionando el pase de líquidos por la corriente de gas hacia los equipos de compresión	3
01.7.3.2	Alto nivel causado por el fallo mecánico de la válvula de 2" Ø de no retorno "Check" (charnela/galleta atorada), ocasionando el pase de líquidos por la corriente de gas hacia los equipos de compresión	3
01.9.4.2	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	3
02.2.2.1	Baja presión causado por la apertura inadvertida de válvula XV-01001 por error operativo (excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando posible daño a los turbocompresores	3
02.2.3.1	Baja presión causado por el cierre inadvertido de válvula XV-01009 A/B/C por error operativo (excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando posible daño a los turbocompresores	3
02.7.4.2	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	3
03.13.4.2	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	3

Escenario	Descripción del escenario	Frecuencia
04.7.4.2	Pérdida de contención causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	3
05.9.4.1	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	3
06.2.4.2	Baja presión ocasionado por válvulas de relevo de presión (PSV-01651/01653/01652/01654/01655) calzadas y/o abiertas posterior a la demanda ocasionando posibles daños a las unidades de compresión	2
06.9.4.2	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	3
07.2.4.2	Baja presión ocasionado por válvulas de relevo de presión (PSV-01010/01011/01012/01013/01014/01015/01016/01017/01018/01019/01020/01021) calzadas y/o abiertas posterior a la demanda ocasionando posible daño a las unidades de compresión	2
07.9.4.2	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	3
08.2.3.2	Baja presión causado por válvulas de relevo de presión (PSV-01656/01657/01658/01659/01660) calzadas y/o abiertas posterior a la demanda ocasionando el posible daño a las unidades de compresión	2
08.9.4.2	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	3
10.9.4.1	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando el potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	3
11.10.1.1	Abolladura de la tubería con posible fuga causada por un terremoto (fenómenos naturales)	3
12.1.1.1	No hermeticidad en las válvulas de bloqueo de las trampas causado por el deterioro de los internos de las válvulas ocasionando el posible daño del personal por apertura súbita de la tapa debido a presurización de la trampa	2
12.1.2.1	No hermeticidad en las válvulas de bloqueo de las trampas causado por la apertura de la válvula por error humano (excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando el posible daño del personal por apertura súbita de la tapa debido a presurización de la trampa	2
05.9.4.2	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de vapores	3
08.3.1.1	Alta temperatura causa por el cierre inadvertido de válvula manual de descarga de calentador alineado por error operativo (excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando posibles daños de los calentadores	3
08.3.2.1	Alta temperatura causa por el fallo del panel de control del calentador ocasionando posibles daños de los calentadores	3
09.1.3.1	Alta presión causado por el cierre espurio (sin demanda) de la válvula de control de presión alineada (PCV-01505/01502) ocasionando daños mecánicos en los equipos	3
09.7.2.1	Pérdida de contención, causado por corrosión y/o desgaste ocasionando paro de la estación de compresión por desabasto de aire de planta e instrumentos	3
09.7.4.1	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando paro de la estación de compresión por desabasto de aire de planta e instrumentos	3
10.9.4.2	Pérdida de contención causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de vapores	3
01.7.5.1	Alto nivel causado por cierre inadvertido de válvulas manual de 2" Ø de LV alineada por parte de contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores quienes ejecuten actividades de mantenimiento (desconocimiento del proceso) ocasionando sobrellenado del recipiente	3

Escenario	Descripción del escenario	Frecuencia
01.7.5.2	Alto nivel causado por cierre inadvertido de válvulas manual de 2" Ø de LV alineada por parte de contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores quienes ejecuten actividades de mantenimiento (desconocimiento del proceso) ocasionando pase de líquidos por la corriente de gas hacia los equipos de compresión	3
05.1.3.2	Alta presión causado por apertura inadvertida de válvulas manuales de 2" Ø del bypass del control de nivel de filtros FS-001-001 a/b por parte de contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores quienes ejecuten actividades de mantenimiento (desconocimiento del proceso) ocasionando daños a instrumentos y equipos asociados debido al arrastre de gas	3
05.1.4.2	Alta presión causado por apertura inadvertida de válvulas manuales de filtros de sistema de acondicionamiento de gas combustible y del sistema de gas de sellos por parte de contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores quienes ejecuten actividades de mantenimiento (desconocimiento del proceso) ocasionando daños a instrumentos y equipos asociados debido al arrastre de gas	3
08.3.3.1	Alta temperatura causado por cierre inadvertido de válvula manual de descarga de calentador alineado por parte de contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores quienes ejecuten actividades de mantenimiento (desconocimiento del proceso) ocasionando posibles daños de los calentadores	3
09.1.4.1	Alta presión causado por cierre inadvertido de válvulas manuales por parte de contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores quienes ejecuten actividades de mantenimiento (desconocimiento del proceso) ocasionando daños mecánicos en los equipos	3
11.3.1.1	Selección inadecuada de materiales, espesores y componentes de la tubería causado por falta de experiencia por parte del diseñador asociado a un control de calidad deficiente ocasionando probabilidad de fuga cuando entre en operación el ducto	3
11.4.1.1	Selección inadecuada de protección catódica causado por no se tomó en cuenta las características del recubrimiento externo aplicado al ducto ocasionando incremento de la velocidad de corrosión de la tubería, con posibles fugas	3
11.5.1.1	Un desalineamiento durante el tendido de la tubería causado por error humano (excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando retrasos de las actividades debido a reparaciones innecesarias y/o reemplazo de secciones de tubería	3
11.6.1.1	Doblez por flexión o pandeo durante el tendido de la tubería causado por error humano (excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando retrasos de las actividades debido a reparaciones innecesarias y/o reemplazo de secciones de tubería	3

Fuente: Análisis LOPA.

II.1.3.3.2 Descripción de los escenarios.

Un escenario es un evento iniciador no planificado o secuencias de eventos que conducen a una consecuencia indeseable. Cada escenario consiste en, al menos, dos elementos:

- ⊕ Un evento iniciador, que es el que comienza la cadena de eventos, y
- ⊕ Una consecuencia como puede ser: sobrepresión del sistema, escape de sustancia peligrosa, fatalidades, entre otros.

Además del par (causa–consecuencia), un escenario considera el fallo de las salvaguardas o capas de protección, las cuales pueden ser independientes o no, y también puede considerar eventos habilitadores o condicionantes que pueden estar presentes y propiciar la ocurrencia del evento iniciador.

En el análisis del escenario hubo que analizar la presencia de algunos factores como modificadores de un escenario, ejemplo: la probabilidad de ignición de un material inflamable o la probabilidad de que una persona esté presente en el área.

A continuación, en la Tabla II.11 se encuentran descritos los escenarios a ser analizados en el estudio LOPA.

Tabla II.11 Descripción de los escenarios

Escenario	Descripción de la consecuencia	Descripción del evento iniciador	Frec. del evento iniciador (1/año)	Capas de protección	IPL	PFD
11.10.1.2	Rotura de la tubería con liberación de gas natural superior al límite permitido	Fenómenos naturales (terremoto)	5.50E-02	Accionamiento del dispositivo de line break por pérdida súbita de presión con cierre de válvulas MLV	X	1.00E-01
11.13.1.2	Liberación de gases inflamables a alta presión con posibilidad de incendio en caso que la nube encuentre un punto de ignición	Golpes con maquinaria pesada	5.50E-03	Cierre de válvulas de seccionamiento MLV por decisión del operador o por acción mecánica del line break.	X	1.00E-01
				Contemplar que las practicas operativas incluyan la supervisión y monitoreo continuo, así como, la concientización de las poblaciones aledañas al gasoducto para aplicación de las medidas correctivas para evitar fugas. (Recomendación)	---	---
11.13.2.2	Liberación de gases inflamables a alta presión con posibilidad de incendio en caso que la nube encuentre un punto de ignición	Corrosión interna y/o externa	5.50E-03	Cierre de válvulas de seccionamiento MLV por decisión del operador o por acción mecánica del line break	X	1.00E-01
				Sistema de protección catódica	---	---
				Recubrimiento externo FBE	---	---
				Transmisores de presión agua arriba y aguas debajo de las válvulas MLV con indicación y alarmas en cuarto de control	X	
11.13.3.2	Liberación de gases inflamables a alta presión con posibilidad de incendio en caso que la nube encuentre un punto de ignición	Fractura o rotura debido a fenómenos naturales	5.50E-03	Cierre de válvulas de seccionamiento MLV por decisión del operador o por acción mecánica del line break	X	1.00E-01
11.13.4.2	Liberación de gases inflamables a alta presión con posibilidad de incendio en caso que la nube encuentre un punto de ignición	Vandalismo (daños por terceros)	5.50E-03	Cierre de válvulas de seccionamiento MLV por decisión del operador o por acción mecánica del line break	X	1.00E-01
01.1.3.3	Pérdidas de tiempo por paro de las actividades de la estación	Alta presión por error operativo durante la configuración de operación del lazo de regulación de flujo (FV-01010A)	5.50E-02	Alarma por alta y muy alta presión diferencial proveniente del PDIT-01101/01102 con actuación del personal operativo (SCD)	X	1.00E-01
				Alarma por alta presión proveniente del PIT-01900 con actuación del personal operativo (SCD)	X	1.00E-01
				Válvula de relevo de presión PSV-01001/01002	X	1.00E-02
				Especificaciones de tuberías (presión diseño de 1,480 psig) y accesorios (600#)	---	---
01.7.2.2	Pase de líquidos por la corriente de gas hacia los equipos de compresión	Alto nivel por el cierre inadvertido de válvulas manual de 2" Ø de LV alineada por error operativo (excesos de confianza, stress, falta de experiencia)	5.50E-02	Alarma por alto nivel proveniente del LIT-01101/01102/01103/01104 con actuación del personal operativo (SCD)	X	1.00E-01
				Interruptor de posición cerrado (ZIC-01101/01102/01103/01104) de válvula de control con indicación al sistema de control	---	---

Escenario	Descripción de la consecuencia	Descripción del evento iniciador	Frec. del evento iniciador (1/año)	Capas de protección	IPL	PFD
				distribuido (acciones del operador)		
				Alarma por muy alto nivel proveniente del LZIT-01001/01002/01003/01004 con actuación del personal operativo (SPE)	X	1.00E-01
				Flexibilidad operativa (redundancia de equipos de filtración)	---	---
11.13.1.1	Liberación de gas natural superior al límite permitido	Golpes con maquinaria pesada	5.50E-03	Cierre de válvulas de seccionamiento MLV por decisión del operador o por acción mecánica del line break	X	1.00E-01
11.13.2.1	Liberación de gas natural superior al límite permitido	Corrosión interna y/o externa	5.50E-03	Cierre de válvulas de seccionamiento MLV por decisión del operador o por acción mecánica del line break	X	1.00E-01
11.13.3.1	Liberación de gas natural superior al límite permitido	Fractura o rotura debido a fenómenos naturales	5.50E-03	Cierre de válvulas de seccionamiento MLV por decisión del operador o por acción mecánica del line break	X	1.00E-01
11.13.4.1	Liberación de gas natural superior al límite permitido	Vandalismo (daños por terceros)	5.50E-03	Cierre de válvulas de seccionamiento MLV por decisión del operador o por acción mecánica del line break	X	1.00E-01
01.9.4.1	Potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	Pérdida de contención por fenómenos naturales (sismo)	5.50E-02	Anclajes y soportes de equipos y tuberías basados en estudio de mecánica de suelos y cumplimiento con el Manual de Obras Civiles de CFE	X	1.00E-01
				Implementación del Plan de Respuesta a Emergencias	X	1.00E-01
				Sistema de paro de emergencia (SPE - Nivel 1)	X	1.00E-01
				Sistema de detección de Fuego y Gas (FyG)	---	---
02.7.4.1	Potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	Pérdida de contención por fenómenos naturales (sismo)	5.50E-02	Anclajes y soportes de equipos y tuberías basados en estudio de mecánica de suelos y cumplimiento con el Manual de Obras Civiles de CFE	X	1.00E-01
				Implementación del Plan de Respuesta a Emergencias	X	1.00E-01
				Sistema de Paro de Emergencia (SPE - Nivel 1)	X	1.00E-01
				Sistema de detección de Fuego y Gas (FyG)	---	---
03.13.4.1	Potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	Pérdida de contención por fenómenos naturales (sismo)	5.5E-02	Anclajes y soportes de equipos y tuberías basados en estudio de mecánica de suelos y cumplimiento con el Manual de Obras Civiles de CFE	X	1.00E-01
				Implementación del Plan de Respuesta a Emergencias	X	1.00E-01
				Sistema de Paro de Emergencia (SPE - Nivel 1).	X	1.00E-01
				Sistema de detección de Fuego y Gas (FyG)	---	---
04.7.4.1	Potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites	Pérdida de contención por fenómenos	5.50E-02	Anclajes y soportes de equipos y tuberías basados en estudio de mecánica de suelos y cumplimiento con el Manual de	X	1.00E-01

Escenario	Descripción de la consecuencia	Descripción del evento iniciador	Frec. del evento iniciador (1/año)	Capas de protección	IPL	PFD
	permisibles	naturales (sismo)		Obras Civiles de CFE		
				Implementación del Plan de Respuesta a Emergencias	X	1.00E-01
				Sistema de Paro de Emergencia (SPE - Nivel 1)	X	1.00E-01
				Sistema de detección de Fuego y Gas (FyG)	---	---
06.9.4.1	Potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	Pérdida de contención por fenómenos naturales (sismo)	5.5E-02	Anclajes y soportes de equipos y tuberías basados en estudio de mecánica de suelos y cumplimiento con el Manual de Obras Civiles de CFE	X	1.00E-01
				Implementación del Plan de Respuesta a Emergencias	X	1.00E-01
				Sistema de Paro de Emergencia (SPE - Nivel 1)	X	1.00E-01
				Sistema de detección de Fuego y Gas (FyG)	---	---
07.9.4.1	Potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	Pérdida de contención por fenómenos naturales (sismo)	5.5E-02	Anclajes y soportes de equipos y tuberías basados en estudio de mecánica de suelos y cumplimiento con el Manual de Obras Civiles de CFE	X	1.00E-01
				Implementación del Plan de Respuesta a Emergencias	X	1.00E-01
				Sistema de Paro de Emergencia (SPE - Nivel 1)	X	1.00E-01
				Sistema de detección de Fuego y Gas (FyG)	---	---
09.7.4.2	Liberación de aire a alta presión a la atmósfera	Pérdida de contención por fenómenos naturales (sismo)	5.5E-02	Anclajes y soportes de equipos y tuberías basados en estudio de mecánica de suelos y cumplimiento con el Manual de Obras Civiles de CFE	X	1.00E-01
				Implementación del Plan de Respuesta a Emergencias	X	1.00E-01
				Sistema de Paro de Emergencia (SPE - Nivel 1)	X	1.00E-01
				Sistema de detección de Fuego y Gas (FyG)	---	---
04.2.2.1	Imposibilidad de envío de gas por gasoducto ECA	Baja presión por cierre inadvertido de válvula XV-01104/01105/01106 por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia)	5.5E-02	Alarma por baja presión proveniente del PIT-01533 con actuación del personal operativo (SCD)	X	1.00E-01
04.2.2.2	Descontrol operativo por alta presión aguas arriba	Baja presión por cierre inadvertido de válvula XV-01104/01105/01106 por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia)	5.5E-02	Alarma por baja presión proveniente del PIT-01533 con actuación del personal operativo (SCD)	X	1.00E-01
11.1.1.1	Retrasos en el inicio de construcción debido a reparaciones innecesarias y/o reemplazo de secciones de tubería	Recubrimiento dañado por error humano en la fabricación y durante el transporte	6.0E-01	Auditorías a procedimientos y durante la fabricación de la tubería por terceros expertos en la materia	---	---
				Auditorías e inspecciones visuales durante la recepción de	---	---

Escenario	Descripción de la consecuencia	Descripción del evento iniciador	Frec. del evento iniciador (1/año)	Capas de protección	IPL	PFD
		(Excesos de confianza, stress, falta de experiencia)		la tubería en los sitios de acopio		
				Supervisión e inspecciones visuales durante el montaje y previo al tapado de la tubería	---	---
01.7.1.2	Pase de líquidos por la corriente de gas hacia los equipos de compresión	Alto nivel por fallo del lazo de control de nivel alineada (LV-01101/01102/01103/01104) en posición cerrada	5.5E-02	Alarma por alto nivel proveniente del LIT-01101/01102/01103/01104 con actuación del personal operativo (SCD)	X	1.00E-01
				Interruptor de posición cerrado (ZIC-01101/01102/01103/01104) de válvula de control con indicación al sistema de control distribuido (acciones del operador)	---	---
				Alarma por muy alto nivel proveniente del LZIT-01001/01002/01003/01004 con actuación del personal operativo (SPE)	X	1.00E-01
				Flexibilidad operativa (redundancia de equipos de filtración)	---	---
01.7.3.2	Pase de líquidos por la corriente de gas hacia los equipos de compresión	Alto nivel por fallo mecánico de la válvula de 2" Ø de no retorno "Check" (charnela/galleta atorada)	5.5E-02	Alarma por alto nivel proveniente del LIT-01101/01102/01103/01104 con actuación del personal operativo (SCD)	X	1.00E-01
				Interruptor de posición cerrado (ZIC-01101/01102/01103/01104) de válvula de control con indicación al sistema de control distribuido (acciones del operador)	---	---
				Alarma por muy alto nivel proveniente del LZIT-01001/01002/01003/01004 con actuación del personal operativo (SPE)	X	1.00E-01
				Flexibilidad operativa (redundancia de equipos de filtración)	---	---
01.9.4.2	Potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	Pérdida de contención por fenómenos naturales (sismo)	5.5E-02	Anclajes y soportes de equipos y tuberías basados en estudio de mecánica de suelos y cumplimiento con el Manual de Obras Civiles de CFE	X	1.00E-01
				Implementación del Plan de Respuesta a Emergencias	X	1.00E-01
				Sistema de Paro de Emergencia (SPE - Nivel 1).	X	1.00E-01
				Sistema de detección de Fuego y Gas (FyG)	---	---
01.9.4.4	Potenciales daños a los equipos de la instalación por posible incendio/deflagración de la nube de gas si encuentra un punto de ignición (descarga eléctrica, electricidad estática, punto caliente,	Pérdida de contención por fenómenos naturales (sismo)	5.5E-02	Anclajes y soportes de equipos y tuberías basados en estudio de mecánica de suelos y cumplimiento con el Manual de Obras Civiles de CFE	X	1.00E-01
				Implementación del Plan de Respuesta a Emergencias	X	1.00E-01
				Sistema de Paro de Emergencia (SPE - Nivel 1)	X	1.00E-01

Escenario	Descripción de la consecuencia	Descripción del evento iniciador	Frec. del evento iniciador (1/año)	Capas de protección	IPL	PFD
	flama abierta, etc.)			Sistema de detección de Fuego y Gas (FyG)	---	---
				Extintores portátiles y de carretilla	---	---
02.2.2.1	Posible daño a los turbocompresores	Baja presión por la apertura inadvertida de válvula XV-01001 por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia)	5.5E-02	Alarma por baja y muy baja presión proveniente del PIT-01009 con actuación del personal operativo (SCD)	X	1.00E-01
				Alarma por baja y muy baja presión proveniente del PZIT-01001/01002 con cierre de la válvula ESDV-01001 (SPE - Nivel 2)	X	1.00E-01
02.2.3.1	Posible daño a los turbocompresores	Baja Presión por cierre inadvertido de válvula XV-01009 A/B/C por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia)	5.5E-02	Alarma por baja y muy baja presión proveniente del PIT-01009 con actuación del personal operativo (SCD)	X	1.00E-01
				Alarma por baja y muy baja presión proveniente del PZIT-01001/01002 con cierre de la válvula ESDV-01001 (SPE - Nivel 2)	X	1.00E-01
02.7.4.2	Potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	Pérdida de contención por fenómenos naturales (sismo).	5.5E-02	Anclajes y soportes de equipos y tuberías basados en estudio de mecánica de suelos y cumplimiento con el Manual de Obras Civiles de CFE	X	1.00E-01
				Implementación del Plan de Respuesta a Emergencias	X	1.00E-01
				Sistema de paro de emergencia (SPE - Nivel 1)	X	1.00E-01
				Sistema de detección de Fuego y Gas (FyG)	---	---
03.13.4.2	Potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	Pérdida de contención por fenómenos naturales (sismo)	5.5E-02	Anclajes y soportes de equipos y tuberías basados en estudio de mecánica de suelos y cumplimiento con el Manual de Obras Civiles de CFE	X	1.00E-01
				Implementación del Plan de Respuesta a Emergencias	X	1.00E-01
				Sistema de Paro de Emergencia (SPE - Nivel 1)	X	1.00E-01
				Sistema de detección de Fuego y Gas (FyG)	---	---
04.7.4.2	Potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	Pérdida de contención por fenómenos naturales (sismo)	5.5E-02	Anclajes y soportes de equipos y tuberías basados en estudio de mecánica de suelos y cumplimiento con el Manual de Obras Civiles de CFE	X	1.00E-01
				Implementación del Plan de Respuesta a Emergencias	X	1.00E-01
				Sistema de Paro de Emergencia (SPE - Nivel 1)	X	1.00E-01
				Sistema de detección de Fuego y Gas (FyG)	---	---
05.9.4.1	Potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	Pérdida de contención por fenómenos naturales (sismo)	5.5E-02	Anclajes y soportes de equipos y tuberías basados en estudio de mecánica de suelos y cumplimiento con el Manual de Obras Civiles de CFE	X	1.00E-01
				Implementación del Plan de Respuesta a Emergencias	X	1.00E-01

Escenario	Descripción de la consecuencia	Descripción del evento iniciador	Frec. del evento iniciador (1/año)	Capas de protección	IPL	PFD
				Sistema de Paro de Emergencia (SPE - Nivel 1).	X	1.00E-01
				Sistema de detección de Fuego y Gas (FyG)	---	---
06.2.4.2	Posible daño a las unidades de compresión	Baja presión por válvulas de relevo de presión (PSV-01651/01653/01652/01654/01655) calzadas y/o abiertas posterior a la demanda	5.5E-03	Interlock de paro de compresores por baja presión de gas de combustible a turbinas	X	1.00E-01
06.9.4.2	Potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas.	Pérdida de contención por fenómenos naturales (sismo)	5.5E-02	Anclajes y soportes de equipos y tuberías basados en estudio de mecánica de suelos y cumplimiento con el Manual de Obras Civiles de CFE	X	1.00E-01
				Implementación del Plan de Respuesta a Emergencias	X	1.00E-01
				Sistema de Paro de Emergencia (SPE - Nivel 1)	X	1.00E-01
				Sistema de detección de Fuego y Gas (FyG)	---	---
07.2.4.2	Posible daño a las unidades de compresión	Baja presión por válvulas de relevo de presión (PSV-01010/01011/01012/01013/01014/01015/01016/01017/01018/01019/01020/01021) calzadas y/o abiertas posterior a la demanda	5.5E-03	Interlock de paro de compresores por baja presión de gas de sello a turbinas	X	1.00E-01
07.9.4.2	Potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	Pérdida de contención por fenómenos naturales (sismo)	5.5E-02	Anclajes y soportes de equipos y tuberías basados en estudio de mecánica de suelos y cumplimiento con el Manual de Obras Civiles de CFE	X	1.00E-01
				Implementación del Plan de Respuesta a Emergencias	X	1.00E-01
				Sistema de Paro de Emergencia (SPE - Nivel 1)	X	1.00E-01
				Sistema de detección de Fuego y Gas (FyG)	---	---
08.2.3.2	Posible daño a las unidades de compresión	Baja presión por válvulas de relevo de presión (PSV-01656/01657/01658/01659/01660) calzadas y/o abiertas posterior a la demanda	5.5E-03	Programas de mantenimiento predictivo y/o preventivo	---	---
				Calibración de válvulas	---	---
				Alarma por baja y muy baja presión proveniente del PZIT-01015 con actuación del personal operativo (SPE)	X	1.00E-01
08.9.4.2	Potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	Pérdida de contención por fenómenos naturales (sismo)	5.5E-02	Anclajes y soportes de equipos y tuberías basados en estudio de mecánica de suelos y cumplimiento con el Manual de Obras Civiles de CFE	X	1.00E-01
				Implementación del Plan de Respuesta a Emergencias	X	1.00E-01
				Sistema de Paro de Emergencia (SPE - Nivel 1)	X	1.00E-01
				Sistema de detección de Fuego y Gas (FyG)	---	---

Escenario	Descripción de la consecuencia	Descripción del evento iniciador	Frec. del evento iniciador (1/año)	Capas de protección	IPL	PFD
10.9.4.1	Potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	Pérdida de contención por fenómenos naturales (sismo)	5.5E-02	Anclajes y soportes de equipos y tuberías basados en estudio de mecánica de suelos y cumplimiento con el Manual de Obras Civiles de CFE	X	1.00E-01
				Implementación del Plan de Respuesta a Emergencias	X	1.00E-01
				Sistema de Paro de Emergencia (SPE - Nivel 1)	X	1.00E-01
				Sistema de detección de Fuego y Gas (FyG)	---	---
11.10.1.1	Abolladura de la tubería con posible fuga	Fenómenos naturales (terremoto)	5.5E-02	Accionamiento del dispositivo de line break por pérdida súbita de presión con cierre de válvulas MLV	X	1.00E-01
				En caso de rotura, se contará con sistema de detección de fugas que por medio de un algoritmo obtendrá datos de SCADA y estimará caídas de presión y futuros puntos de fuga	---	---
12.1.1.1	Posible daño del personal por apertura súbita de la tapa debido a presurización de la trampa	No hay hermeticidad en las válvulas de bloqueo de las trampa por deterioro de los internos	5.5E-03	Supervisión de las etapas preparatorias de la corrida de diablos para verificar el estado operativo de los sistemas a utilizar	---	---
				Indicadores locales de presión	---	---
				Líneas de despresurización en la sección de mayor y menor diámetro de la trampa	---	---
12.1.2.1	Posible daño del personal por apertura súbita de la tapa debido a presurización de la trampa	Apertura de la válvula por error humano (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia)	5.5E-03	Supervisión de las etapas preparatorias de la corrida de diablos para verificar el estado operativo de los sistemas a utilizar	---	---
				Indicadores locales de presión	---	---
				Líneas de despresurización en la sección de mayor y menor diámetro de la trampa	---	---
05.9.4.2	Potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de vapores	Pérdida de contención por fenómenos naturales (sismo)	5.5E-02	Anclajes y soportes de equipos y tuberías basados en estudio de mecánica de suelos y cumplimiento con el Manual de Obras Civiles de CFE	X	1.00E-01
				Implementación del Plan de Respuesta a Emergencias	X	1.00E-01
				Sistema de Paro de Emergencia (SPE - Nivel 1)	X	1.00E-01
				Sistema de detección de Fuego y Gas (FyG)	---	---
08.3.1.1	Posibles daños de los calentadores	Alta temperatura por el cierre inadvertido de válvula manual de descarga de calentador alineado por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia)	5.5E-02	Alarma por alta y muy alta temperatura proveniente del TIT-01691A/01692A/01695B/01696B con actuación del personal operativo (SCD)	X	1.00E-01
				Alarma por alta temperatura proveniente del TIT-01601 con actuación del personal operativo (SCD)	X	1.00E-01
				Especificación NEMA 4X en los tableros de control	---	---

Escenario	Descripción de la consecuencia	Descripción del evento iniciador	Frec. del evento iniciador (1/año)	Capas de protección	IPL	PFD
08.3.2.1	Posibles daños de los calentadores	Alta temperatura por el fallo del panel de control del calentador	5.5E-02	Alarma por alta y muy alta temperatura proveniente del TIT-01691A/01692A/01695B/01696B con actuación del personal operativo (SCD)	X	1.00E-01
				Alarma por alta temperatura proveniente del TIT-01601 con actuación del personal operativo (SCD)	X	1.00E-01
				Especificación NEMA 4X en los tableros de control	---	---
09.1.3.1	Daños mecánicos en los equipos	Alta presión por el cierre espurio (sin demanda) de la válvula de control de presión alineada (PCV-01505/01502)	5.5E-02	Válvula de relevo de presión PSV-01501	X	1.00E-02
				Alarma por alta presión proveniente del PIT-01507 con actuación del personal operativo (SCD)	X	1.00E-01
				Alarma por alta presión proveniente del PZIT-01501 con actuación del personal operativo (SPE)	X	1.00E-01
				Interlock de paro de compresores de aire por alta presión en la descarga	X	1.00E-01
09.7.2.1	Paro de la estación de compresión por desabasto de aire de planta e instrumentos	Pérdida de contención por corrosión y/o desgaste	5.5E-02	Sistema de secado de aire	---	---
				Programa de mantenimiento	---	---
				Implementación del Plan de Respuesta a Emergencias	X	1.00E-01
				Sistema de Paro de Emergencia (SPE) nivel 1	X	1.00E-01
09.7.4.1	Paro de la estación de compresión por desabasto de aire de planta e instrumentos	Pérdida de contención por fenómenos naturales (sismo)	5.5E-02	Anclajes y soportes de equipos y tuberías basados en estudio de mecánica de suelos y cumplimiento con el Manual de Obras Civiles de CFE	X	1.00E-01
				Implementación del Plan de Respuesta a Emergencias	X	1.00E-01
				Sistema de paro de emergencia (SPE - Nivel 1)	X	1.00E-01
10.9.4.2	Potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de vapores	Pérdida de contención por fenómenos naturales (sismo)	5.50E-02	Anclajes y soportes de equipos y tuberías basados en estudio de mecánica de suelos y cumplimiento con el Manual de Obras Civiles de CFE	X	1.00E-01
				Implementación del Plan de Respuesta a Emergencias	X	1.00E-01
				Sistema de Paro de Emergencia (SPE - Nivel 1)	X	1.00E-01
				Sistema de detección de Fuego y Gas (FyG)	---	---
01.7.5.1	Sobrellenado del recipiente	Cierre inadvertido de válvulas manual de 2" Ø de LV alineada por parte de contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores quienes ejecuten actividades de mantenimiento	5.50E-02	Anclajes y soportes de equipos y tuberías basados en estudio de mecánica de suelos y cumplimiento con el Manual de Obras Civiles de CFE	X	1.00E-01
				Implementación del Plan de Respuesta a Emergencias	X	1.00E-01
				Sistema de Paro de Emergencia (SPE - Nivel 1)	X	1.00E-01
				Sistema de detección de Fuego y Gas (FyG)	---	---

Escenario	Descripción de la consecuencia	Descripción del evento iniciador	Frec. del evento iniciador (1/año)	Capas de protección	IPL	PFD
		(desconocimiento del proceso)				
01.7.5.2	Pase de líquidos por la corriente de gas hacia los equipos de compresión	Cierre inadvertido de válvulas manual de 2" Ø de LV alineada por parte de contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores quienes ejecuten actividades de mantenimiento (desconocimiento del proceso)	5.50E-02	Alarma por alto nivel proveniente del LIT-01101/01102/01103/01104 con actuación del personal operativo (SCD)	X	1.00E-01
				Interruptor de posición cerrado (ZIC-01101/01102/01103/01104) de válvula de control con indicación al sistema de control distribuido (acciones del operador)	X	1.00E-01
				Alarma por muy alto nivel proveniente del LZIT-01001/01002/01003/01004 con actuación del personal operativo (SPE)	X	1.00E-01
				Flexibilidad operativa (redundancia de equipos de filtración)	---	---
05.1.3.2	Daños a instrumentos y equipos asociados debido al arrastre de gas	Apertura inadvertida de válvulas manuales de 2" Ø del bypass del control de nivel de filtros FS-001-001 A/B por parte de contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores quienes ejecuten actividades de mantenimiento (desconocimiento del proceso)	5.50E-02	Orificio de restricción (RO-01651A/01652A/01653A/01654A)	X	1.00E-01
				Especificaciones de tuberías (presión diseño de 260 psig) y accesorios (150#)	---	---
				Venteo (tipo cuello de ganso) con arrestador de flama	X	1.00E-01
05.1.4.2	Daños a instrumentos y equipos asociados debido al arrastre de gas	Apertura inadvertida de válvulas manuales de filtros de sistema de acondicionamiento de gas combustible y del sistema de gas de sellos por parte de contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores quienes ejecuten actividades de mantenimiento (desconocimiento del proceso)	5.50E-02	Orificio de restricción (RO-01651A/01652A/01653A/01654A)	X	1.00E-01
				Especificaciones de tuberías (presión diseño de 260 psig) y accesorios (150#)	---	---
				Venteo (tipo cuello de ganso) con arrestador de flama	X	1.00E-01
08.3.3.1	Posibles daños de los calentadores	Cierre inadvertido de válvula manual de descarga de calentador alineado por parte de contratistas,	5.50E-02	Alarma por alta y muy alta temperatura proveniente del TIT-01691A/01692A/01695B/01696B con actuación del personal operativo (SCD)	X	1.00E-01
				Alarma por alta temperatura	X	1.00E-01

Escenario	Descripción de la consecuencia	Descripción del evento iniciador	Frec. del evento iniciador (1/año)	Capas de protección	IPL	PFD
		subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores quienes ejecuten actividades de mantenimiento (desconocimiento del proceso)		proveniente del TIT-01601 con actuación del personal operativo (SCD)		
				Especificación NEMA 4X en los tableros de control	---	---
09.1.4.1	Daños mecánicos en los equipos	Cierre inadvertido de válvulas manuales por parte de contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores quienes ejecuten actividades de mantenimiento (desconocimiento del proceso)	5.50E-02	Válvula de relevo de presión PSV-01501	X	1.00E-02
				Alarma por alta presión proveniente del PIT-01507 con actuación del personal operativo (SCD)	X	1.00E-01
				Alarma por alta presión proveniente del PZIT-01501 con actuación del personal operativo (SPE)	X	1.00E-01
				Interlock de paro de compresores de aire por alta presión en la descarga	X	1.00E-01
11.3.1.1	Probabilidad de fuga cuando entre en operación el ducto	Falta de experiencia por parte del diseñador asociado a un control de calidad deficiente	5.50E-02	Base de diseño del Proyecto	---	---
				Contratación de empresa de diseño con amplia experiencia	---	---
				Supervisión constante del Proyecto durante la etapa de diseño	---	---
				Monitoreo de las variables de operación (SCADA)	---	---
				Válvulas MLV de cierre rápido	---	---
11.4.1.1	Incremento de la velocidad de corrosión de la tubería, con posibles fugas	No se tomó en cuenta las características del recubrimiento externo aplicado al ducto	5.50E-02	Base de diseño del Proyecto	---	---
				Contratación de empresa de diseño con amplia experiencia	---	---
				Supervisión constante del Proyecto durante la etapa de diseño	---	---
				Monitoreo de las variables de operación (SCADA)	---	---
11.5.1.1	Retrasos de las actividades debido a reparaciones innecesarias y/o reemplazo de secciones de tubería	Error humano (excesos de confianza, stress, falta de experiencia)	5.50E-02	Contratación de empresa de diseño con amplia experiencia	---	---
				Supervisión constante del Proyecto durante la etapa de diseño	---	---
11.6.1.1	Retrasos de las actividades debido a reparaciones innecesarias y/o reemplazo de secciones de tubería	Error humano (excesos de confianza, stress, falta de experiencia)	5.50E-02	Contratación de empresa de diseño con amplia experiencia	---	---
				Supervisión constante del Proyecto durante la etapa de diseño	---	---

IPL: Capas de Protección Independientes PFD: Probabilidad de Fallo de la emanda
Fuente: Análisis LOPA.

II.1.3.3.3 Consideraciones para la modelación matemática.

La metodología aplicada para realizar el LOPA se tomó del “*Layer Of Protection Analysis*” propuesta por el *Center for Chemical Process Safety of the American Institute of Chemical Engineers*:

⊕ Frecuencia de los eventos iniciadores;

- ⊕ Probabilidad de Fallo a la Demanda (PDF) de las capas independientes de protección;
- ⊕ Modificadores condicionales, y
- ⊕ Condiciones de habilitación.

Las frecuencias de los eventos iniciadores se obtuvieron a partir de las estimaciones realizadas por el GMAR durante las sesiones de trabajo. Las categorías de frecuencias (1, 2, 3, 4, 5 y 6), propuestas para determinar la magnitud de riesgo a través de las matrices, tienen su correlación con frecuencias temporales. En la Tabla II.12 se muestra la correlación con valores de frecuencias anuales. Los valores de frecuencias anuales son los usados como frecuencias de sucesos iniciadores en el cálculo del LOPA.

Tabla II.12 Relación de frecuencias cualitativas con cuantitativas

Categoría de frecuencia	Descripción de la frecuencia de ocurrencia	Tasa de fallos anuales correspondiente, λ (y-1)
1	Es posible que ocurra, pero a la fecha no existe ningún registro	5.5E-04
2	Puede ocurrir solamente una vez en la vida útil de la instalación	5.5E-03
3	Puede ocurrir una o más veces en un período mayor a 10 años	5.5E-02
4	Puede ocurrir una o más veces en un período mayor a 5 años y hasta 10 años	1.5E-01
5	Puede ocurrir una o más veces en un período mayor a 1 año y hasta 5 años	6.0E-01
6	Puede ocurrir una o más veces en un año	1.0E 00

Fuente: Análisis LOPA.

Los valores de PDF de las diferentes capas de protección individuales consideradas en el diseño, para proteger cada nodo en que se realiza el análisis del sistema de transporte, son tomados de la base de datos que aparece en el sitio oficial de la AIChE. En la columna “PDF” de la Tabla II.11 se muestran los valores utilizados para cada capa de protección.

Los modificadores condicionales constituyen una condición probabilista no relacionada con el escenario en sí y que generalmente se asocian con la ocurrencia del evento iniciador, por ejemplo: probabilidad de que ocurra una ignición, la exposición de personal en el área, entre otras. En este LOPA, la influencia de los modificadores condicionales está implícita, dentro de la frecuencia del evento iniciador del escenario.

Las condiciones habilitadoras son condiciones que ocurren simultáneamente con el evento iniciador permitiendo que la causa específica de un escenario se propague a una consecuencia de interés. El uso o consideración de las condiciones habilitadoras no es común en los LOPA y solo se aplican en casos muy específicos. En ninguno de los escenarios evaluados, los eventos iniciadores están subordinados a condiciones habilitadoras.

II.1.3.3.4 Análisis de resultados

El criterio de riesgo tolerable (máxima frecuencia tolerable) es establecido en una empresa para tomar la decisión de aceptar el riesgo que tiene un escenario peligroso en particular. Para el desarrollo del análisis al Proyecto, se utilizó el método de Matriz (matrix method) referido en el documento “*Layer of Protection Analysis*”.

GAP, tiene establecido dentro de su SASISOPA,¹ las matrices de riesgo que establece los criterios de valores de tolerabilidad de riesgo para sus activos.

En la matriz de riesgo queda establecido que, para lesiones o daños físicos que puedan generar incapacidad permanente o una fatalidad es C4. Tomando el valor de C4 y con dirección descendente hasta alcanzar la zona de **Riesgo Tolerable** obtenemos la frecuencia F1 que será establecida como

¹ Procedimiento de Análisis de Riesgo revisión 0 del 24 de junio de 2019.

“Criterio de riesgo tolerable”. De acuerdo con la Figura II.2 en este informe, el valor de F1 se corresponde con un valor de frecuencia de “ $\geq 1.0E-04$ a $< 1.0E-03$ ”.

Para fugas al interior de la instalación con daño al medio ambiente, en la matriz de riesgo queda establecido como C2. Tomando el valor de C2 y con dirección descendente hasta alcanzar la zona de riesgo tolerable obtenemos la frecuencia F2 que será establecida como “Criterio de riesgo tolerable”. De acuerdo con la Figura II.2 en este informe, el valor de F2 se corresponde con un valor de frecuencia de “ $\geq 1.0E-03$ a $< 1.0E-02$ ”.

Para fugas referidos al ducto de transporte con daño al medio ambiente y/o pérdidas económicas consideradas como grave, en la matriz de riesgo queda establecido como C4. Tomando el valor de C4 y con dirección descendente hasta alcanzar la zona de riesgo tolerable obtenemos la frecuencia F1 que fué establecida como “Criterio de riesgo tolerable”. De acuerdo con la Figura II.2 en este informe, el valor de F1 se corresponde con un valor de frecuencia de “ $\geq 1.0E-04$ a $< 1.0E-03$ ”.

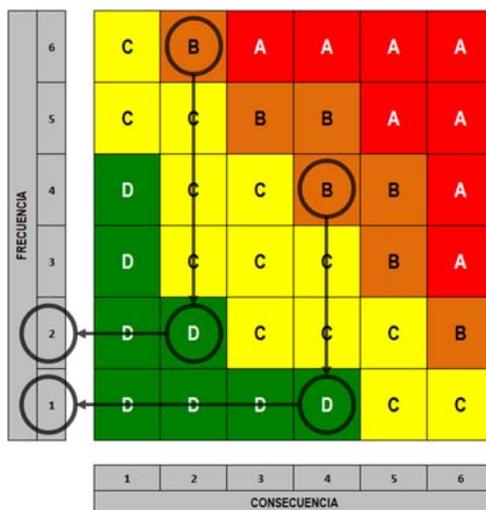


Figura II.2 Matriz de riesgos
Fuente: Elaboración propia.

Por tanto, el valor es:

- ⊕ Riesgo Máximo Tolerable – Muerte = 1.0×10^{-3} /año;
- ⊕ Riesgo Máximo Tolerable – Fuga mayor con daño ambiental = 1.0×10^{-3} /año;
- ⊕ Riesgo Máximo Tolerable – Fuga menor con daño ambiental = 1.0×10^{-2} /año, y
- ⊕ Riesgo Máximo Tolerable – Pérdida económica grave = 1.0×10^{-3} /año.

En la Tabla II.13 aparecen las frecuencias de la consecuencia mitigada de cada escenario peligroso, que se obtuvo de cada escenario evaluado mediante la aplicación del análisis LOPA para el Proyecto, y en el Anexo V.2.4.6.5 se pueden consultar las hojas de cálculo del Análisis LOPA para cada escenario seleccionado.

Tabla II.13 Frecuencias mitigadas por cada escenario

Escenario	Descripción escenario	Frecuencia consecuencia mitigada	Comentarios
11.10.1.2	Rotura de la tubería causada por un terremoto (fenómenos naturales)	1.38E-04	No son requeridas IPL adicionales
11.13.1.2	Liberación de gases inflamables a alta presión causado por golpe con maquinaria pesada con la posibilidad de incendio en caso que la nube encuentre un punto de ignición	1.38E-04	No son requeridas IPL adicionales

Escenario	Descripción escenario	Frecuencia consecuencia mitigada	Comentarios
11.13.2.2	Liberación de gases inflamables a alta presión causado por corrosión interna y/o externa con la posibilidad de incendio en caso que la nube encuentre un punto de ignición	1.38E-05	No son requeridas IPL adicionales
11.13.3.2	Liberación de gases inflamables a alta presión causado por fractura o rotura debido a fenómenos naturales con la posibilidad de incendio en caso que la nube encuentre un punto de ignición	1.38E-04	No son requeridas IPL adicionales
11.13.4.2	Liberación de gases inflamables a alta presión causado por vandalismo (daños por terceros) con la posibilidad de incendio en caso que la nube encuentre un punto de ignición	1.38E-04	No son requeridas IPL adicionales
01.1.3.3	Alta presión causado por error operativo durante la configuración de operación del lazo de regulación de flujo (FV-01010A) ocasionando pérdidas de tiempo por paro de las actividades de la estación	1.38E-06	No son requeridas IPL adicionales
01.7.2.2	Alto nivel causado por el cierre inadvertido de válvulas manual de 2" Ø de LV alineada por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando pase de líquidos por la corriente de gas hacia los equipos de compresión	1.38E-04	No son requeridas IPL adicionales
11.13.1.1	Liberación de gases inflamables a alta presión causado por golpe con maquinaria pesada	1.38E-04	No son requeridas IPL adicionales
11.13.2.1	Liberación de gases inflamables a alta presión causado por corrosión interna y/o externa	1.38E-04	No son requeridas IPL adicionales
11.13.3.1	Liberación de gases inflamables a alta presión causado por fractura o rotura debido a fenómenos naturales	1.38E-04	No son requeridas IPL adicionales
11.13.4.1	Liberación de gases inflamables a alta presión causado por vandalismo (daños por terceros)	1.38E-04	No son requeridas IPL adicionales
01.9.4.1	Pérdida de contención causado por golpe externo grave ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	1.38E-05	No son requeridas IPL adicionales
02.7.4.1	Pérdida de contención causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	1.38E-05	No son requeridas IPL adicionales
03.13.4.1	Pérdida de contención, causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	1.38E-05	No son requeridas IPL adicionales
04.7.4.1	Pérdida de contención causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	1.38E-05	No son requeridas IPL adicionales
06.9.4.1	Pérdida de contención causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	1.38E-05	No son requeridas IPL adicionales
07.9.4.1	Pérdida de contención causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	1.38E-05	No son requeridas IPL adicionales
08.9.4.1	Pérdida de contención causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	1.38E-05	No son requeridas IPL adicionales
09.7.4.2	Pérdida de contención causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando la liberación de aire a alta presión	5.50E-06	No son requeridas IPL adicionales
04.2.2.1	Baja presión causado por el cierre inadvertido de válvula XV-01104/01105/01106 por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando la imposibilidad de envío de gas por gasoducto ECA	1.38E-04	No son requeridas IPL adicionales
04.2.2.2	Baja presión causado por el cierre inadvertido de válvula XV-01104/01105/01106 por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando descontrol operativo por alta presión aguas arriba	1.38E-04	No son requeridas IPL adicionales
11.1.1.1	Recubrimiento dañado causado por el error humano en la fabricación y durante el transporte (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando retrasos en el inicio de construcción debido a reparaciones innecesarias y/o reemplazo de secciones de tubería	6.00E-01	
01.7.1.2	Alto nivel causado por el fallo del lazo de control de nivel alineada (LV-01101/01102/01103/01104) en posición cerrada ocasionando el pase de líquidos por la corriente de gas hacia los equipos de compresión	1.38E-04	No son requeridas IPL adicionales

Escenario	Descripción escenario	Frecuencia consecuencia mitigada	Comentarios
01.7.3.2	Alto nivel causado por el fallo mecánico de la válvula de 2" Ø de no retorno "Check" (chamela/galleta atorada), ocasionando el pase de líquidos por la corriente de gas hacia los equipos de compresión	1.38E-04	No son requeridas IPL adicionales
01.9.4.2	Pérdida de contención causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	1.38E-05	No son requeridas IPL adicionales
02.2.2.1	Baja presión causado por la apertura inadvertida de válvula XV-01001 por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando posible daño a los turbocompresores	1.38E-04	No son requeridas IPL adicionales
02.2.3.1	Baja presión causado por el cierre inadvertido de válvula XV-01009 A/B/C por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando posible daño a los turbocompresores	1.38E-05	No son requeridas IPL adicionales
02.7.4.2	Pérdida de contención causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	1.38E-05	No son requeridas IPL adicionales
03.13.4.2	Pérdida de contención causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	1.38E-05	No son requeridas IPL adicionales
04.7.4.2	Pérdida de contención causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	1.38E-05	No son requeridas IPL adicionales
05.9.4.1	Pérdida de contención causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	1.38E-05	No son requeridas IPL adicionales
06.2.4.2	Baja presión ocasionado por válvulas de relevo de presión (PSV-01651/01653/01652/01654/01655) calzadas y/o abiertas posterior a la demanda ocasionando posibles daños a las unidades de compresión	1.38E-04	No son requeridas IPL adicionales
06.9.4.2	Pérdida de contención causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	1.38E-05	No son requeridas IPL adicionales
07.2.4.2	Baja presión ocasionado por válvulas de relevo de presión (PSV-01010/01011/01012/01013/01014/01015/01016/01017/01018/01019/01020/01021) calzadas y/o abiertas posterior a la demanda ocasionando posible daño a las unidades de compresión	1.38E-04	No son requeridas IPL adicionales
07.9.4.2	Pérdida de contención causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	1.38E-05	No son requeridas IPL adicionales
08.2.3.2	Baja presión causado por válvulas de relevo de presión (PSV-01656/01657/01658/01659/01660) calzadas y/o abiertas posterior a la demanda ocasionando el posible daño a las unidades de compresión	1.38E-04	No son requeridas IPL adicionales
08.9.4.2	Pérdida de contención causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de gas	1.38E-05	No son requeridas IPL adicionales
10.9.4.1	Pérdida de contención causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando el potencial daño al medio ambiente por la liberación de material arriba de los límites permisibles	1.38E-05	No son requeridas IPL adicionales
11.10.1.1	Abolladura de la tubería con posible fuga causada por un terremoto (fenómenos naturales)	1.38E-04	No son requeridas IPL adicionales
12.1.1.1	No hermeticidad en las válvulas de bloqueo de las trampas causado por el deterioro de los internos de las válvulas ocasionando el posible daño del personal por apertura súbita de la tapa debido a presurización de la trampa	1.38E-03	
12.1.2.1	No hermeticidad en las válvulas de bloqueo de las trampas causado por la apertura de la válvula por error humano (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando el posible daño del personal por apertura súbita de la tapa debido a presurización de la trampa	1.38E-03	
05.9.4.2	Pérdida de contención causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de vapores	1.38E-05	No son requeridas IPL adicionales
08.3.1.1	Alta temperatura causad por el cierre inadvertido de válvula manual de descarga de calentador alineado por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando posibles daños de	1.38E-04	No son requeridas IPL adicionales

Escenario	Descripción escenario	Frecuencia consecuencia mitigada	Comentarios
	los calentadores		
08.3.2.1	Alta temperatura causad por el fallo del panel de control del calentador ocasionando posibles daños de los calentadores	1.38E-04	No son requeridas IPL adicionales
09.1.3.1	Alta presión causado por el cierre espurio (sin demanda) de la válvula de control de presión alineada (PCV-01505/01502) ocasionando daños mecánicos en los equipos	1.38E-07	No son requeridas IPL adicionales
09.7.2.1	Pérdida de contención causado por corrosión y/o desgaste ocasionando paro de la estación de compresión por desabasto de aire de planta e instrumentos	1.38E-04	No son requeridas IPL adicionales
09.7.4.1	Pérdida de contención causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando paro de la estación de compresión por desabasto de aire de planta e instrumentos	1.38E-05	No son requeridas IPL adicionales
10.9.4.2	Pérdida de contención causado por fenómenos naturales (sismo) ocasionando potenciales daños a las personas por asfixia debido a la posible formación de nube de vapores	1.38E-05	No son requeridas IPL adicionales
01.7.5.1	Alto nivel causado por cierre inadvertido de válvulas manual de 2" Ø de LV alineada por parte de contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores quienes ejecuten actividades de mantenimiento (desconocimiento del proceso) ocasionando sobrellenado del recipiente	1.38E-05	No son requeridas IPL adicionales
01.7.5.2	Alto nivel causado por cierre inadvertido de válvulas manual de 2" Ø de LV alineada por parte de contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores quienes ejecuten actividades de mantenimiento (desconocimiento del proceso) ocasionando pase de líquidos por la corriente de gas hacia los equipos de compresión	1.38E-05	No son requeridas IPL adicionales
05.1.3.2	Alta presión causado por apertura inadvertida de válvulas manuales de 2" Ø del bypass del control de nivel de filtros FS-001-001 a/b por parte de contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores quienes ejecuten actividades de mantenimiento (desconocimiento del proceso) ocasionando daños a instrumentos y equipos asociados debido al arrastre de gas	6.88E-05	No son requeridas IPL adicionales
05.1.4.2	Alta presión causado por apertura inadvertida de válvulas manuales de filtros de sistema de acondicionamiento de gas combustible y del sistema de gas de sellos por parte de contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores quienes ejecuten actividades de mantenimiento (desconocimiento del proceso) ocasionando daños a instrumentos y equipos asociados debido al arrastre de gas	6.88E-05	No son requeridas IPL adicionales
08.3.3.1	Alta temperatura causado por cierre inadvertido de válvula manual de descarga de calentador alineado por parte de contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores quienes ejecuten actividades de mantenimiento (desconocimiento del proceso) ocasionando posibles daños de los calentadores	1.38E-04	No son requeridas IPL adicionales
09.1.4.1	Alta presión causado por cierre inadvertido de válvulas manuales por parte de contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores quienes ejecuten actividades de mantenimiento (desconocimiento del proceso) ocasionando daños mecánicos en los equipos	1.38E-04	
11.3.1.1	Selección inadecuada de materiales, espesores y componentes de la tubería causado por falta de experiencia por parte del diseñador asociado a un control de calidad deficiente ocasionando probabilidad de fuga cuando entre en operación el ducto	5.50E-02	
11.4.1.1	Selección inadecuada de protección catódica causado por no se tomó en cuenta las características del recubrimiento externo aplicado al ducto ocasionando incremento de la velocidad de corrosión de la tubería, con posibles fugas	5.50E-02	
11.5.1.1	Un desalineamiento durante el tendido de la tubería causado por error humano (excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando retrasos de las actividades debido a reparaciones innecesarias y/o reemplazo de secciones de tubería	5.50E-02	
11.6.1.1	Doblez por flexión o pandeo durante el tendido de la tubería causado por error humano (excesos de confianza, stress, falta de experiencia) ocasionando retrasos de las actividades debido a reparaciones	5.50E-02	

Escenario	Descripción escenario	Frecuencia consecuencia mitigada	Comentarios
	innecesarias y/o reemplazo de secciones de tubería		

Fuente: Análisis LOPA.

La frecuencia de la consecuencia mitigada para 58 escenarios peligrosos está por debajo de los valores establecidos en los criterios máximos tolerables, lo que significa que las capas de protección existentes para cada escenario peligroso del Proyecto son suficientes para mantener controlado el riesgo, por lo que, NO es necesaria la implementación de capas de protección adicionales a las ya existentes.

El escenario **11.1.1.1** de acuerdo a la naturaleza del par causa-consecuencia NO es posible establecer las capas independientes de protección, por tanto, NO es posible realizar el análisis LOPA. Es necesario reforzar las barreras de protección las cuales comúnmente no son consideradas capas independientes de protección para el caso de retrasos en el inicio de construcción por recubrimiento dañado de fábrica. Se generó la recomendación 30 para evitar el escenario peligroso, quedando de la siguiente manera “Crear un procedimiento para la inspección mecánica del ducto al llegar al patio de tuberías”.

Los escenarios **12.1.1.1** y **12.1.2.1** bajo los marcos del análisis LOPA, de igual forma, no fue posible establecer las capas independientes de protección. Durante la identificación de peligros, fueron identificadas salvaguardas no consideradas IPL tales como, supervisión de las etapas preparatorias de la corrida de diablos para verificar el estado operativo de los sistemas a utilizar, indicadores locales de presión., líneas de despresurización en la sección de mayor y menor diámetro de la trampa. Además, para reforzar las salvaguardas fue emitida la recomendación 29 “Emitir un procedimiento específico para las actividades de apertura de tapas de trampas de diablos”. De esta manera se reduce la severidad de la consecuencia hacia el personal.

II.2 Interacciones de riesgo

II.2.1 Interacciones de riesgo con instalaciones, infraestructura, servicios y asentamientos humanos.

En el presente apartado, se realizó un análisis y evaluación de las posibles interacciones de riesgo con otras áreas, equipos, ductos o instalaciones, que se encuentren dentro de la Zona de Alto Riesgo, considerando la posibilidad de un efecto dominó; así como con el entorno del Proyecto; lo anterior, de acuerdo con los radios potenciales de afectación determinados en el presente estudio. Asimismo, se consideraron las medidas de control (especificadas en el apartado III.1 del Capítulo III de este estudio) y finalmente las medidas preventivas orientadas a la reducción de la probabilidad de ocurrencia de dicha interacción.

Los eventos mostrados son **poco probables** debido a que en la instalación se aplicarán programas de operación, mantenimiento, seguridad e inspección en el Proyecto; además, se incluirán las condiciones de integridad mecánica y de operación, como pruebas de hermeticidad, y las constancias del radiografiado. Así mismo, se aplicará un procedimiento para la inspección, se dará capacitación al personal, se inspeccionarán periódicamente las válvulas de seccionamiento e instrumentación del Gasoducto; se dará cumplimiento y seguimiento a todas las medidas de seguridad y atención de emergencias que se implemente en el Proyecto, tales como el programa para la prevención de accidentes y el Plan de Respuesta a Emergencias.

Las interacciones de riesgo evaluadas consideran la afectación de instalaciones aledañas, componentes ambientales (agua, suelo, flora, fauna, entre otros), zonas habitacionales, escuelas, comunidades o asentamientos humanos que se encuentren inmersos en las zonas de alto riesgo y amortiguamiento.

Considerando lo anterior, en la Tabla II.14, se presentan las interacciones de riesgo por componente analizado (personal, población, medio ambiente y producción/instalación) por cada escenario evaluado, inmersas en las zonas de alto riesgo y amortiguamiento; así como los sistemas de seguridad y las medidas preventivas que serán consideradas en el Proyecto.

Tabla II.14 Interacciones de riesgo.

Escenario de riesgo	Equipo o sitio de la planta donde se presenta la fuga simulada	Nombre del material o sustancia peligrosa involucrada	Puntos de interés para evaluar las consecuencias			
			Sitios, instalaciones o equipos/distancias		Efectos alcanzados en el sitio, instalación o equipo por:	
			Sitios de interés que pueden ser afectados	Distancias de los sitios de interés al punto de fuga	Sobrepresión (psi)	Radiación térmica (kW/m ²)
01 GECA N01 CA	Sistema de filtración (FS-001-001 A/B).	Gas natural	Asentamientos humanos:			
			Vicente Guerrero (Algodones).	2,700 m (este)	---	---
			Colonia Ladrillera.	3,440 m (sureste)	---	---
			Colonia Francisco Santana Peralta.	4,000 m (sureste)	---	---
			Ejido General J. Gertrudis García Sánchez.	6,000 m (suroeste)	---	---
			Ejido República Mexicana.	7,200 m (suroeste)	---	---
			Cuerpos de agua:			
			Canal All American (USA).	556 m (norte)	---	---
			Canal Álamo.	4,441 m (noreste)	---	---
			Río Colorado.	4,240 m (sureste)	---	---
			Área natural protegida y/o reserva ecológica:			
			Área RAMSAR Sistema de Humedales Remanentes del Delta del Río Colorado.	1,550 m (sureste)	---	---
02 GECA N02 CA	Patín de regulación y medición (EMRyC-001-001).	Gas natural	Asentamientos humanos:			
			Vicente Guerrero (Algodones).	2,700 m (este)	---	---
			Colonia Ladrillera.	3,440 m (sureste)	---	---

Escenario de riesgo	Equipo o sitio de la planta donde se presenta la fuga simulada	Nombre del material o sustancia peligrosa involucrada	Puntos de interés para evaluar las consecuencias			
			Sitios, instalaciones o equipos/distancias		Efectos alcanzados en el sitio, instalación o equipo por:	
			Sitios de interés que pueden ser afectados	Distancias de los sitios de interés al punto de fuga	Sobrepresión (psi)	Radiación térmica (kW/m ²)
			Puntos de interés para evaluar las consecuencias			
			Sitios, instalaciones o equipos/distancias		Efectos alcanzados en el sitio, instalación o equipo por:	
			Sitios de interés que pueden ser afectados	Distancias de los sitios de interés al punto de fuga	Sobrepresión (psi)	Radiación térmica (kW/m ²)
			Colonia Francisco Santana Peralta.	4,000 m (sureste)	---	---
			Ejido General J. Gertrudis García Sánchez.	6,000 m (suroeste)	---	---
			Ejido República Mexicana.	7,200 m (suroeste)	---	---
			Cuerpos de agua:			
			Canal All American (USA).	556 m (norte)	---	---
			Canal Álamo.	4,441 m (noreste)	---	---
			Río Colorado.	4,240 m (sureste)	---	---
Área natural protegida y/o reserva ecológica:						
Área RAMSAR Sistema de Humedales Remanentes del Delta del Río Colorado.	1,550 m (sureste)	---	---			
03 GECA N04 PC	Cabezal general de descarga.	Gas natural	Asentamientos humanos:			
			Vicente Guerrero (Algodones).	2,700 m (este)	---	---
			Colonia Ladrillera.	3,440 m (sureste)	---	---
			Colonia Francisco Santana Peralta	4,000 m (sureste)	---	---
			Ejido General J. Gertrudis García Sánchez.	6,000 m (suroeste)	---	---
			Ejido República Mexicana.	7,200 m (suroeste)	---	---
			Cuerpos de agua:			
			Canal All American (USA).	556 m (norte)	ZAM (1.4) ZAR (5.0)	---
			Canal Álamo.	4,441 m noreste)	---	---
			Río Colorado.	4,240 m (sureste)	---	---
Área natural protegida y/o reserva ecológica:						
Área RAMSAR Sistema de Humedales Remanentes del Delta del Río Colorado.	1,550 m (sureste)	---	---			
04 GECA N11 CA	Gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km	Gas natural	Asentamientos humanos:			
			Edificaciones dispersas en municipio Mexicali.	284 m (norte)	---	---
			Cuerpos de agua:			
Canal de agua Uno.	75 m (norte)	ZAM (1.4) ZAR (5.0)	ZAM (0.5)			
05 GECA N11 PC	Gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km	Gas natural	Carreteras:			
			Camino de terracería municipal.	0 m	ZAM (1.4) ZAR (5.0) ZDE (12.5) (37.5)	ZAM (0.5) ZAR (1.0) ZDE (3.0) (10)
06 GECA N05 CA	Sistema de condensados (T-001-101).	Condensado	Asentamientos humanos:			
			Vicente Guerrero (Algodones).	2,700 m (este)	---	---
			Colonia Ladrillera.	3,440 m (sureste)	---	---
			Colonia Francisco Santana Peralta	4,000 m (sureste)	---	---
			Ejido General J. Gertrudis García Sánchez.	6,000 m (suroeste)	---	---
			Ejido República Mexicana.	7,200 m (suroeste)	---	---
			Cuerpos de agua:			
			Canal All American (USA).	556 m (norte)	---	---
			Canal Álamo.	4,441 m (noreste)	---	---
			Río Colorado.	4,240 m (sureste)	---	---
Área natural protegida y/o reserva ecológica:						
Área RAMSAR Sistema de Humedales Remanentes del	1,550 m (sureste)	---	---			

Escenario de riesgo	Equipo o sitio de la planta donde se presenta la fuga simulada	Nombre del material o sustancia peligrosa involucrada	Puntos de interés para evaluar las consecuencias				
			Sitios, instalaciones o equipos/distancias		Efectos alcanzados en el sitio, instalación o equipo por:		
			Sitios de interés que pueden ser afectados	Distancias de los sitios de interés al punto de fuga	Sobrepresión (psi)	Radiación térmica (kW/m ²)	
			Delta del Río Colorado.				
07 GECA N06 CA	Sistema de acondicionamiento de gas combustible a turbinas (TG-001-101/102/103).	Gas natural	Asentamientos humanos:				
			Vicente Guerrero (Algodones).	2,700 m (este)	---	---	
			Colonia Ladrillera.	3,440 m (sureste)	---	---	
			Colonia Francisco Santana Peralta	4,000 m (sureste)	---	---	
			Ejido General J. Gertrudis García Sánchez.	6,000 m (suroeste)	---	---	
			Ejido República Mexicana.	7,200 m (suroeste)	---	---	
			Cuerpos de agua:				
			Canal All American (USA).	556 m (norte)	---	---	
			Canal Álamo.	4,441 m (noreste)	---	---	
			Río Colorado.	4,240 m (sureste)	---	---	
			Área natural protegida y/o reserva ecológica:				
			Área RAMSAR Sistema de Humedales Remanentes del Delta del Río Colorado.	1,550 m (sureste)	---	---	
			08 GECA N07 CA	Sistema de gas de sello a turbinas (TG-001-101/102/103).	Gas natural	Asentamientos humanos:	
Vicente Guerrero (Algodones).	2,700 m (este)	---				---	
Colonia Ladrillera.	3,440 m (eureste)	---				---	
Colonia Francisco Santana Peralta	4,000 m (eureste)	---				---	
Ejido General J. Gertrudis García Sánchez.	6,000 m (euroeste)	---				---	
Ejido República Mexicana.	7,200 m (euroeste)	---				---	
Cuerpos de agua:							
Canal All American (USA).	556 m (norte)	---				---	
Canal Álamo.	4,441 m (noreste)	---				---	
Río Colorado.	4,240 m (sureste)	---				---	
Área natural protegida y/o reserva ecológica:							
Área RAMSAR Sistema de Humedales Remanentes del Delta del Río Colorado.	1,550 m (sureste)	---				---	
09 GECA N08 CA	Sistema de acondicionamiento de gas combustible a motogeneradores (GE-001-600/601/602).	Gas natural				Asentamientos humanos:	
			Vicente Guerrero (Algodones).	2,700 m (este)	---	---	
			Colonia Ladrillera.	3,440 m (sureste)	---	---	
			Colonia Francisco Santana Peralta	4,000 m (sureste)	---	---	
			Ejido General J. Gertrudis García Sánchez.	6,000 m (suroeste)	---	---	
			Ejido República Mexicana.	7,200 m (suroeste)	---	---	
			Cuerpos de agua:				
			Canal All American (USA).	556 m (norte)	---	---	
			Canal Álamo.	4,441 m (noreste)	---	---	
			Río Colorado.	4,240 m (sureste)	---	---	
			Área natural protegida y/o reserva ecológica:				
			Área RAMSAR Sistema de Humedales Remanentes del Delta del Río Colorado.	1,550 m (sureste)	---	---	
			10 GECA N10 CA	Sistema de drenaje aceitoso.	Aceite residual	Asentamientos humanos:	
Vicente Guerrero (Algodones).	2,700 m (este)	---				---	

Escenario de riesgo	Equipo o sitio de la planta donde se presenta la fuga simulada	Nombre del material o sustancia peligrosa involucrada	Puntos de interés para evaluar las consecuencias			
			Sitios, instalaciones o equipos/distancias		Efectos alcanzados en el sitio, instalación o equipo por:	
			Sitios de interés que pueden ser afectados	Distancias de los sitios de interés al punto de fuga	Sobrepresión (psi)	Radiación térmica (kW/m ²)
			Colonia Ladrillera.	3,440 m (sureste)	---	---
			Colonia Francisco Santana Peralta	4,000 m (sureste)	---	---
			Ejido General J. Gertrudis García Sánchez.	6,000 m (suroeste)	---	---
			Ejido República Mexicana.	7,200 m (suroeste)	---	---
			Cuerpos de agua:			
			Canal All American (USA).	556 m (norte)	---	---
			Canal Álamo.	4,441 m (noreste)	---	---
			Río Colorado.	4,240 m (sureste)	---	---
			Área natural protegida y/o reserva ecológica:			
			Área RAMSAR Sistema de Humedales Remanentes del Delta del Río Colorado.	1,550 m (sureste)	---	---

ZAM: Zona de Amortiguamiento. **ZAR:** Zona de Alto Riesgo. **ZDE:** Zona de Daño a Equipo.

En el Anexo V.2.7. se encuentra el análisis de posibles riesgos de contaminación hacia el suelo y recursos hídricos.

Los efectos sobre los equipos que conforman el Proyecto; así como de instalaciones aledañas y de los componentes ambientales (agua, suelo, flora, fauna, entre otros), zonas habitacionales, escuelas, comunidades o asentamientos humanos que se encuentren inmersos en las zonas de alto riesgo y amortiguamiento, se describen en la Tabla II.15, a continuación.

Tabla II.15 Descripción de los posibles receptores de riesgo.

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
01 GECA N01 CA	<p>Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² la probabilidad de fatalidad es del 50%, debido a quemaduras de 3^{er} grado con daño profundo en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares). Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Vestimenta de trabajo resistente al fuego; Equipos de protección personal; Alarmas audibles y visibles por fuego y mezclas explosivas; Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE); Equipos contra incendio portátiles en las áreas de proceso, y Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	<p>Población: Sin afectaciones al receptor población.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE).
	<p>Medio ambiente: Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición, por la generación de gases y humos de la combustión. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	<p>Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m², los equipos no sufren daños. Por la exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² habría daños severos a equipos de instrumentación, el acero delgado parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica; las pérdidas y daños serían entre los \$ [REDACTED] y \$ [REDACTED].</p>	<ul style="list-style-type: none"> Alarmas críticas del DCS; Sistema de detección de fuego y mezclas explosivas, y Sistema de paro de

Información patrimonial de la persona moral, art. 116 cuarto párrafo de la LGTAIP y 143 fracción III de la LFTAIP.

Información patrimonial de la persona moral, art. 116 cuarto párrafo de la LGTAIP y 113 fracción III de la LFTAIP.

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
	Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados serían menores a los \$ [REDACTED] por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas menores a los \$ [REDACTED]	emergencia.
02 GECA N02 CA	<p>Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² a 37.5 kW/m² la probabilidad de fatalidad es del 50% al 99% respectivamente, debido a quemaduras de 3^{er} y 4^{to} grado con daño profundo y más allá en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares, músculos y huesos). Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Vestimenta de trabajo resistente al fuego; • Equipos de protección personal; • Alarmas audibles y visibles por fuego y mezclas explosivas; • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE); • Equipos contra incendio portátiles en las áreas de proceso, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	<p>Población: Sin afectaciones al receptor población.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE).
	<p>Medio ambiente: Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición, por la generación de gases y humos de la combustión.</p> <p>La afectación a flora (vegetación de Desiertos Arenosos) y su fauna son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos en caso de radiación térmica y sobrepresión.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	<p>Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m², los equipos no sufren daños. Por la exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² habría daños severos a equipos de instrumentación, el acero delgado parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica; las pérdidas y daños serían menores a los \$ [REDACTED] USD. Por la exposición a radiaciones térmicas equivalentes de 37.5 kW/m² las pérdidas económicas ascenderían a valores entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED] por el daño a los equipos del área de bombas.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias hacia los equipos de proceso, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados serían menores a los \$ [REDACTED] por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas no mayores a los \$ [REDACTED]</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Alarmas críticas del DCS; • Sistema de detección de fuego y mezclas explosivas, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
03 GECA N04 PC	<p>Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² la probabilidad de fatalidad es del 50%, debido a quemaduras de 3^{er} grado con daño profundo en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares). Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi,</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Vestimenta de trabajo resistente al fuego; • Equipos de protección personal; • Alarmas audibles y visibles por fuego y mezclas explosivas; • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE); • Equipos contra incendio portátiles en las áreas de proceso, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).

Información patrimonial de la persona moral, art. 116 cuarto párrafo de la LGTAIP y 113 fracción III de la LFTAIP.

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
	<p>puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.</p> <p>Población: Sin afectaciones al receptor población.</p> <p>Medio ambiente: Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición, por la generación de gases y humos de la combustión. La afectación a flora (vegetación de Desiertos Arenosos) y su fauna son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos en caso de radiación térmica y sobrepresión.</p> <p>Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m², los equipos no sufren daños. Por la exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² habría daños severos a equipos de instrumentación, el acero delgado parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica; las pérdidas y daños serían entre los \$ [REDACTED] y el \$ [REDACTED]. Por la exposición a radiaciones térmicas equivalentes de 37.5 kW/m² las pérdidas económicas ascenderían a valores entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED] por el daño a todos los equipos de proceso y edificios de la estación. Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados serían menores a los \$ [REDACTED] por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED].</p>	<ul style="list-style-type: none"> Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE). Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
04 GECA N11 CA	<p>Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día. Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Vestimenta de trabajo resistente al fuego; Equipos de protección personal; Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE), y Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	<p>Población: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², las personas pueden sufrir lesiones desde quemaduras de 1^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día. Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE).
	<p>Medio ambiente: Afectación a flora (vegetación de tipo Matorral Desértico Micrófilo y uso de suelo para Agricultura de riego anual y permanente) y su fauna son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos en caso de radiación térmica y sobrepresión.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Sistema de line break, y Sistema de detección de fugas.
	<p>Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m², los equipos no sufren daños. Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados</p>	<ul style="list-style-type: none"> Alarmas críticas del DCS; Sistema de detección de fugas; Sistema de line break, y Sistema de Paro de

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
	serían menores a los \$ [REDACTED] por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED].	Emergencia (SPE).
05 GECA N11 PC	<p>Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² la probabilidad de fatalidad es del 50%, debido a quemaduras de 3^{er} grado con daño profundo en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares). Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Vestimenta de trabajo resistente al fuego; • Equipos de protección personal; • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE), y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	Población: Sin afectaciones al receptor población.	<ul style="list-style-type: none"> • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE).
	Medio ambiente: Sin afectaciones a los receptores ambientales (aire, flora, fauna, etc.).	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de line break, y • Sistema de detección de fugas.
	<p>Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m², los equipos no sufren daños. Por la exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² habría daños severos a equipos de instrumentación, el acero delgado parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica; las pérdidas y daños serían mayores a los \$ [REDACTED].</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados serían menores a los \$ [REDACTED] por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED].</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Alarmas críticas del DCS; • Sistema de detección de fugas; • Sistema de line break, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
06 GECA N05 CA	<p>Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² a 37.5 kW/m² la probabilidad de fatalidad es del 50% al 99% respectivamente, debido a quemaduras de 3^{er} y 4^{to} grado con daño profundo y más allá en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares, músculos y huesos). Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Vestimenta de trabajo resistente al fuego; • Equipos de protección personal; • Alarmas audibles y visibles por fuego y mezclas explosivas; • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE); • Equipos contra incendio portátiles en las áreas de proceso, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	Población: Sin afectaciones al receptor población.	<ul style="list-style-type: none"> • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE).
	Medio ambiente: Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición,	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).

Información patrimonial de la persona moral, art. 116 cuarto párrafo de la LGTAIP y 113 fracción III de la LFTAIP.

Información patrimonial de la persona moral, art. 116 cuarto párrafo de la LGTAIP y 113 fracción III de la LFTAIP.

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
	<p>por la generación de gases y humos de la combustión.</p> <p>La afectación a flora (vegetación de tipo Chaparral y Pastizal Inducido) y su fauna son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos en caso de radiación térmica y sobrepresión.</p> <p>Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m², los equipos no sufren daños. Por la exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² habría daños severos a equipos de instrumentación, el acero delgado parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica; las pérdidas y daños serían entre los \$ [REDACTED] y el \$ [REDACTED]. Por la exposición a radiaciones térmicas equivalentes de 37.5 kW/m² las pérdidas económicas ascenderían a valores entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED].</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados serían menores a los \$ [REDACTED] por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED].</p>	<ul style="list-style-type: none"> Alarmas críticas del DCS; Sistema de agua/espuma contra incendio; Sistema de detección de fuego y mezclas explosivas, y Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
07 GECA N06 CA	<p>Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² a 37.5 kW/m² la probabilidad de fatalidad es del 50% al 99% respectivamente, debido a quemaduras de 3^{er} y 4^{to} grado con daño profundo y más allá en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares, músculos y huesos). Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Vestimenta de trabajo resistente al fuego; Equipos de protección personal; Alarmas audibles y visibles por fuego y mezclas explosivas; Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE); Equipos contra incendio portátiles en las áreas de proceso, y Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	<p>Población: Sin afectaciones al receptor población.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE).
	<p>Medio ambiente: Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición, por la generación de gases y humos de la combustión. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna.</p> <p>Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m², los equipos no sufren daños. Por la exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² habría daños severos a equipos de instrumentación, el acero delgado parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica; las pérdidas y daños serían entre los \$ [REDACTED] y el \$ [REDACTED]. Por la exposición a radiaciones térmicas equivalentes de 37.5 kW/m² las pérdidas económicas ascenderían a valores entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED] por el daño a los equipos de proceso de la estación.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados serían menores a los \$ [REDACTED] por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED].</p>	<ul style="list-style-type: none"> Alarmas críticas del DCS. Sistema de agua/espuma contra incendio; Sistema de detección de fuego y mezclas explosivas, y Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
08 GECA N07 CA	<p>Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para</p>	<ul style="list-style-type: none"> Vestimenta de trabajo resistente al fuego; Equipos de protección personal; Alarmas audibles y visibles por fuego y mezclas

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
	<p>profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² a 37.5 kW/m² la probabilidad de fatalidad es del 50% al 99% respectivamente, debido a quemaduras de 3^{er} y 4^{to} grado con daño profundo y más allá en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares, músculos y huesos). Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.</p> <p>Población: Sin afectaciones al receptor población.</p> <p>Medio ambiente: Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición, por la generación de gases y humos de la combustión. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna.</p> <p>Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m², los equipos no sufren daños. Por la exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² habría daños severos a equipos de instrumentación, el acero delgado parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica; las pérdidas y daños serían menores a \$ [REDACTED] USD. Por la exposición a radiaciones térmicas equivalentes de 37.5 kW/m² las pérdidas económicas ascenderían a valores entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED] por el daño a los equipos de proceso cercanos.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados serían menores a los \$ [REDACTED] por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED].</p>	<p>explosivas;</p> <ul style="list-style-type: none"> Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE); Equipos contra incendio portátiles en las áreas de proceso, y Sistema de Paro de Emergencia (SPE). <ul style="list-style-type: none"> Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE). Sistema de Paro de Emergencia (SPE). <ul style="list-style-type: none"> Alarmas críticas del DCS; Sistema de agua/espuma contra incendio; Sistema de detección de fuego y mezclas explosivas, y Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
09 GECA N08 CA	<p>Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² la probabilidad de fatalidad es del 50%, debido a quemaduras de 3^{er} grado con daño profundo en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares). Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Población: Sin afectaciones al receptor población.</p> <p>Medio ambiente: Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición, por la generación de gases y humos de la combustión. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna.</p> <p>Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m², los equipos no sufren daños. Por la exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² habría daños severos a equipos de instrumentación, el acero delgado parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica; las pérdidas y daños serían entres los \$ [REDACTED] y el \$ [REDACTED].</p>	<ul style="list-style-type: none"> Vestimenta de trabajo resistente al fuego; Equipos de protección personal; Alarmas audibles y visibles por fuego y mezclas explosivas; Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE); Equipos contra incendio portátiles en las áreas de proceso, y Sistema de Paro de Emergencia (SPE). <ul style="list-style-type: none"> Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE). Sistema de paro de emergencia. <ul style="list-style-type: none"> Alarmas críticas del DCS; Sistema de agua/espuma contra incendio; Sistema de detección de fuego y mezclas explosivas, y Sistema de Paro de Emergencia (SPE).

Información patrimonial de la persona moral, art. 116 cuarto párrafo de la LGTAIP y 113 fracción III de la LFTAIP.

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
10 GECA N10 CA	<p>Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² a 37.5 kW/m² la probabilidad de fatalidad es del 50% al 99% respectivamente, debido a quemaduras de 3^{er} y 4^{to} grado con daño profundo y más allá en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares, músculos y huesos). Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Vestimenta de trabajo resistente al fuego; • Equipos de protección personal; • Alarmas audibles y visibles por fuego y mezclas explosivas; • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE); • Equipos contra incendio portátiles en las áreas de proceso, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	<p>Población: Sin afectaciones al receptor población.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE).
	<p>Medio ambiente: Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición, por la generación de gases y humos de la combustión. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	<p>Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m², los equipos no sufren daños. Por la exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² habría daños severos a equipos de instrumentación, el acero delgado parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica; las pérdidas y daños serían menores a los \$ [REDACTED] USD. Por la exposición a radiaciones térmicas equivalentes de 37.5 kW/m² las pérdidas económicas ascenderían a valores entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED] por el daño a los equipos de proceso.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados serían menores a los \$ [REDACTED] por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED].</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Alarmas críticas del DCS; • Sistema de agua/espuma contra incendio; • Sistema de detección de fuego y mezclas explosivas, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).

Fuente: Elaboración propia.

Información patrimonial de la persona moral, art. 116 cuarto párrafo de la LGTAIP y 113 fracción III de la LFTAIP.

Interacciones de riesgo en la EC Las Dunas

Con base en las modelaciones realizadas y planos de radios de afectación (ver Anexo V.2.5.3), tres escenarios (02 GECA N02 CA, 03 GECA N04 PC y 06 GECA N05) sobrepasan o rebasan los límites de la EC Las Dunas, la cual de acuerdo con la carta de Uso de Suelo y Vegetación Serie VI de INEGI (2017) y los trabajos de campo (Figura II.23 y Anexo V.2.2.9) corresponde a Vegetación de **Desiertos Arenosos**.

⊕ Escenario 02 GECA N02 CA por fuga en la línea de 16" del patín de medición EMRyC-001-001 por poro de 81.28 milímetros (3.2 in) de diámetro equivalente liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva.

Diagrama: 03 GECA N02 CA (CHOF) Figura II.3 (superior)

Diagrama: 04 GECA N02 CA (UVCE) Figura II.3 (inferior)

⊕ Escenario 03 GECA N04 PC por rotura total del cabezal general de descarga de 30" liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva. Ver Figura II.6.

Diagrama: 05 GECA N04 PC (CHOF) Figura II.4 (superior)

Diagrama: 06 GECA N04 PC (UVCE) Figura II.4 (inferior)

⊕ Escenario 06 GECA N05 CA por fuga en la línea de 1.5" de descargar del tanque de condensados T-001-101 por poro de 38.1 milímetros (1.5 in) de diámetro equivalente liberando condensados con posible formación de vapores inflamables y/o explosivos.

Diagrama: 11 GECA N05 CA (CHOF) Figura II.7 (superior)

Diagrama: 12 GECA N05 CA (CHAF) Figura II.7 (inferior)

Diagrama: 13 GECA N05 CA (CHAF) Figura II.8 (superior)

Diagrama: 14 GECA N05 CA (UVCE) Figura II.8 (inferior)

La EC Las Dunas se localiza dentro de un área con Vegetación de **Desierto Arenoso**, comunidad vegetal constituida principalmente por arbustos perennes, cuyas raíces perforantes se anclan en la arena no consolidada y forman colonias por reproducción vegetativa. Se agrupan por “manchones” en desiertos sumamente áridos. Las características de este tipo de vegetación se describen a mayor detalle en el apartado II.3.2.2.1 y II.3.2.2.2.

En el valle de Mexicali, se han realizado cambios de uso de suelo en este tipo de vegetación para la siembra de cultivos agrícolas de riego, avena para forraje y plantaciones de olivo (*Olea europaea*) o dáttil (*Phoenix dactylifera*) principalmente, así como actividades de extracción de arena de manera clandestina.

Interacción de riesgos en el área de la MLV-1003

En relación a las modelaciones y planos de radios de afectación realizados en el área de la MLV-1003, en un solo escenario (04 GECA N11 CA) se sobrepasa o salen del límite, que con base en la carta de Uso de Suelo y Vegetación Serie VI de INEGI (2017) y los trabajos de campo (Figura II.23 y Anexo V.2.2.9) es un área con vegetación de tipo **Matorral Desértico Micrófilo** y uso de suelo para la **Agricultura permanente de riego anual y permanente**.

⊕ Escenario 04 GECA N11 CA por fuga en arreglo de MLV-1003 del gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km por poro de 50.8 milímetros (2 in) de diámetro equivalente con liberación de gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva.

Diagrama: 07 GECA N11 CA (CHOF) Figura 5 (superior)

Diagrama: 08 GECA N11 CA (UVCE) Figura 5 (inferior)

La vegetación **Matorral Desértico Micrófilo** se caracteriza por ser una comunidad que se extiende a las zonas más secas de México, y en áreas en que la precipitación es inferior a 100 milímetros anuales, la vegetación llega a cubrir solo el 3% de la superficie, mientras que en sitios con climas menos desfavorables la cobertura puede alcanzar 20%; la altura varía de 0.5 a 1.5 metros. Las características de este tipo de vegetación se describen a mayor detalle en el capítulo II.3.2.2.1 y II.3.2.2.2.

Es común que estas áreas sean usadas para el pastoreo de ganado vacuno, así como cambios de uso de suelo para el cultivo agrícola y explotación de bancos de material. Las áreas aledañas a la MLV-1003 cuentan con uso de suelo para la **Agricultura permanente de riego anual y permanente**; en las que se cultivan granos básicos como maíz, trigo, sorgo, diferentes verduras, algodón, cebollín, cártamo, cebada, alfalfa, espárragos y otro como el dáttil.

Interacción de riesgo en la Estación El Carrizo

De acuerdo con las modelaciones y planos de radios de afectación, en un escenario (05 GECA N11 PC) se sobrepasa o rebasan los límites de la Estación El Carrizo, que en base a la carta de de Uso de Suelo y Vegetación Serie VI de INEGI (2017) y los trabajos de campo (Figura II.23 y Anexo V.2.2.9) es un territorio con vegetación de tipo **Chaparral y Pastizal Inducido**.

- ⊕ Escenario 05 GECA N11 PC por rotura total del gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km en el punto de interconexión con gasoducto Rosarito (Estación El Carrizo) liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva.

Diagrama: 09 GECA N11 PC (CHOF) Figura 6 (superior)

Diagrama: 10 GECA N11 PC (UVCE) Figura 6 (inferior)

El **Chaparral** se caracteriza por ser una asociación de arbustos o árboles esclerófilos de 1 a 4 metros de alto, generalmente resistentes a la época de secas y el fuego. Su presencia en varios casos se podría tratar de vegetación secundaria con incendios frecuentes. Por su parte el **Pastizal Inducido** es una comunidad dominada por gramíneas o graminoides aparece como consecuencia del desmonte de cualquier tipo de vegetación que puede establecerse en áreas agrícolas abandonadas o bien como producto de áreas que se incendian con frecuencia. Las características de este tipo de vegetación se describen a mayor detalle en el apartado II.3.2.2.1 y II.3.2.2.2.

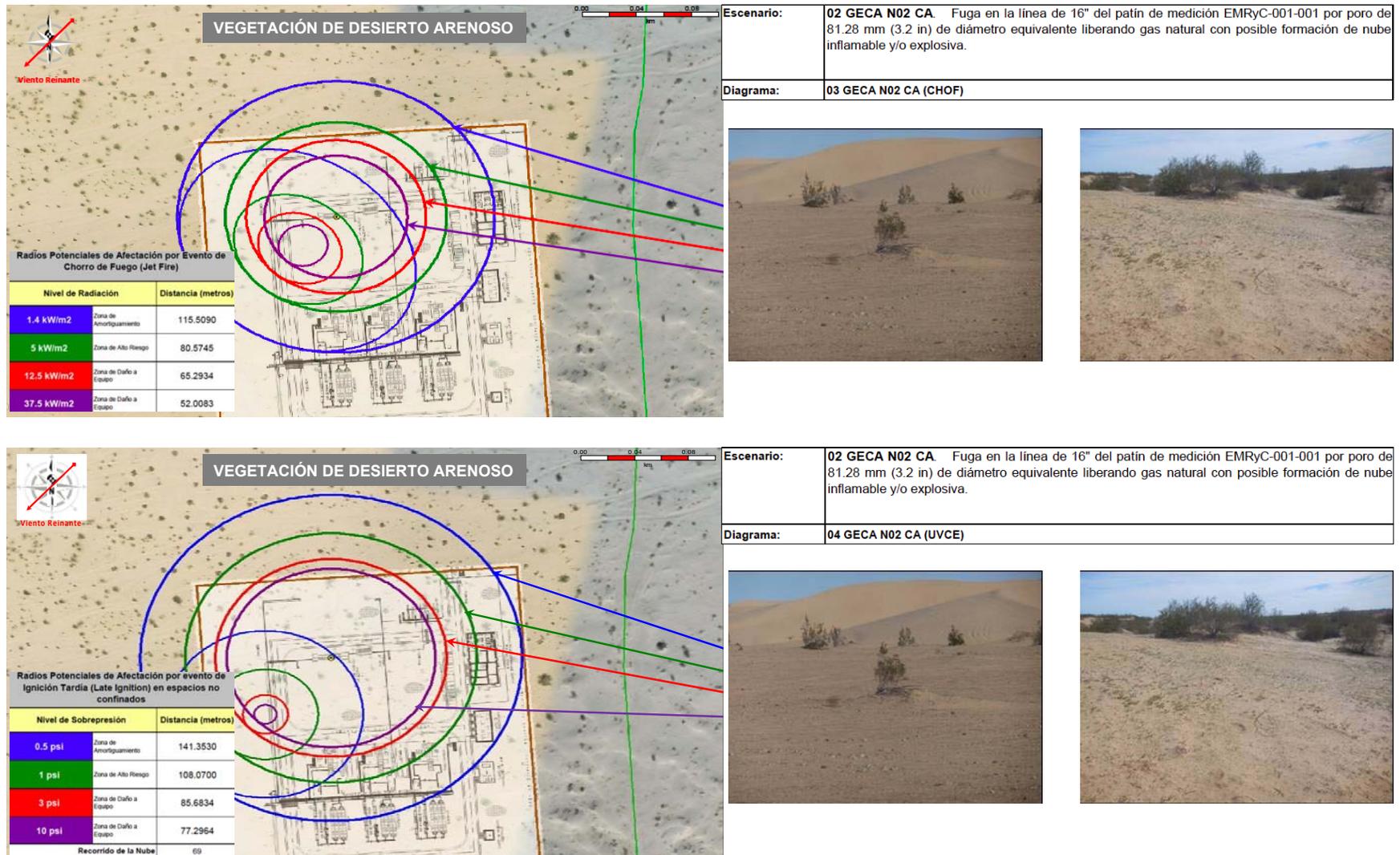
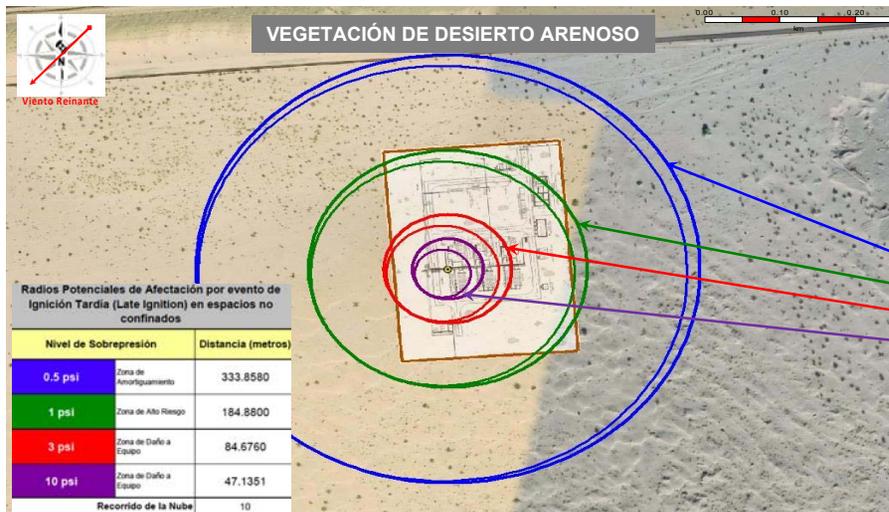


Figura II.3 Afectación a componentes ambientales en relación al patín de regulación y medición (escenario 02 GECA N02 CA) – Diagramas 03 GECA N02 (CHOF) y 04 GECA N02 CA (UVCE).
Fuente: Elaboración propia.



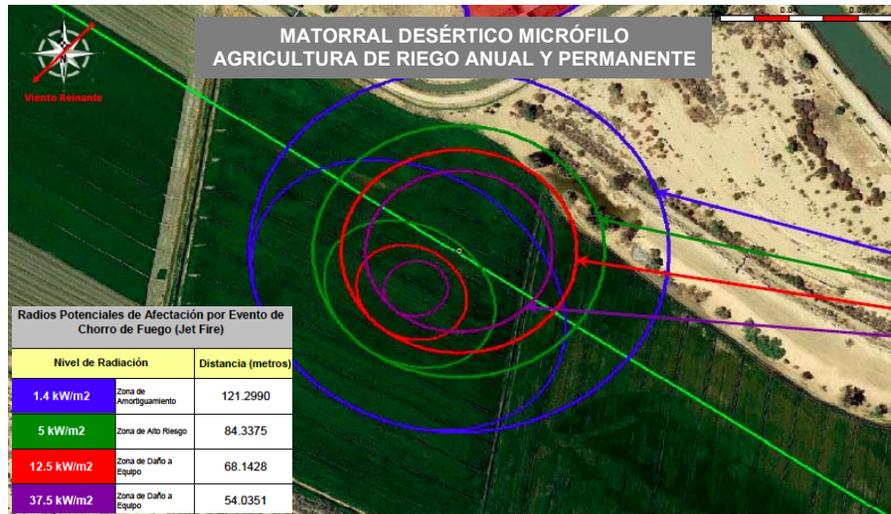
Escenario:	03 GECA N04 PC. Rotura total del cabezal general de descarga de 30" liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva.
Diagrama:	05 GECA N04 PC (CHOF)



Escenario:	03 GECA N04 PC. Rotura total del cabezal general de descarga de 30" liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva.
Diagrama:	06 GECA N04 PC (UVCE)

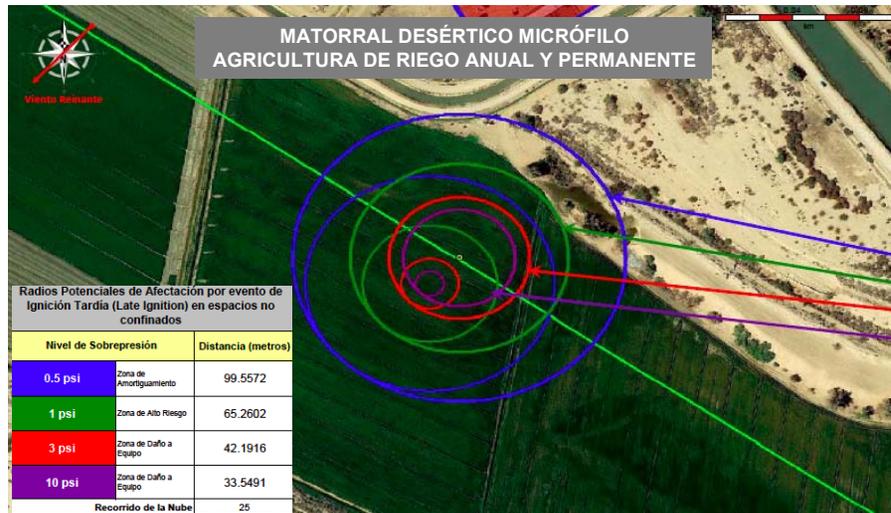


Figura II.4 Afectación a componentes ambientales en relación al cabezal general de descarga (escenario 03 GECA N04 PC) – Diagramas 05 GECA N04 (CHOF) y 06 GECA N04 PC (UVCE)
Fuente: Elaboración propia.



Escenario: 04 GECA N11 CA. Fuga en arreglo de MLV-1003 del gasoducto ECA de 30"ø x 198+773.00 km por poro de 50.8 mm (2 in) de diámetro equivalente con liberación de gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva.

Diagrama: 07 GECA N11 CA (CHOF)

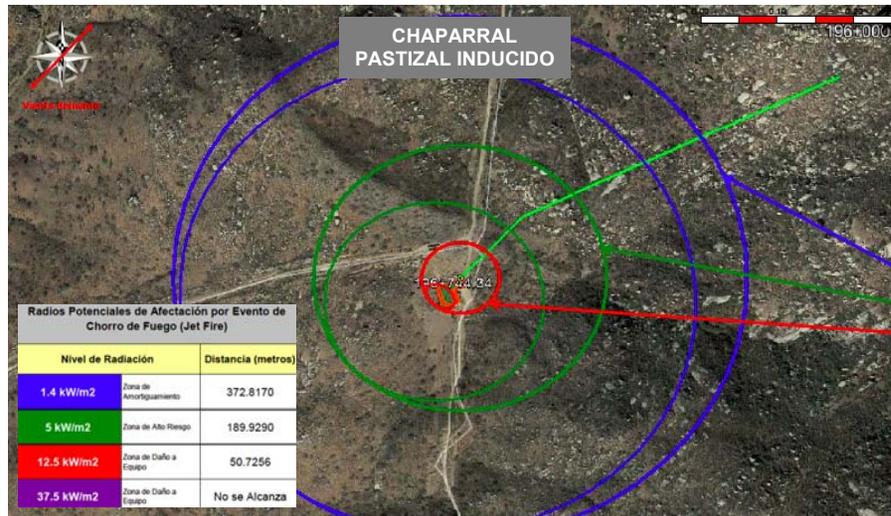


Escenario: 04 GECA N11 CA. Fuga en arreglo de MLV-1003 del gasoducto ECA de 30"ø x 198+773.00 km por poro de 50.8 mm (2 in) de diámetro equivalente con liberación de gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva.

Diagrama: 08 GECA N11 CA (UVCE)

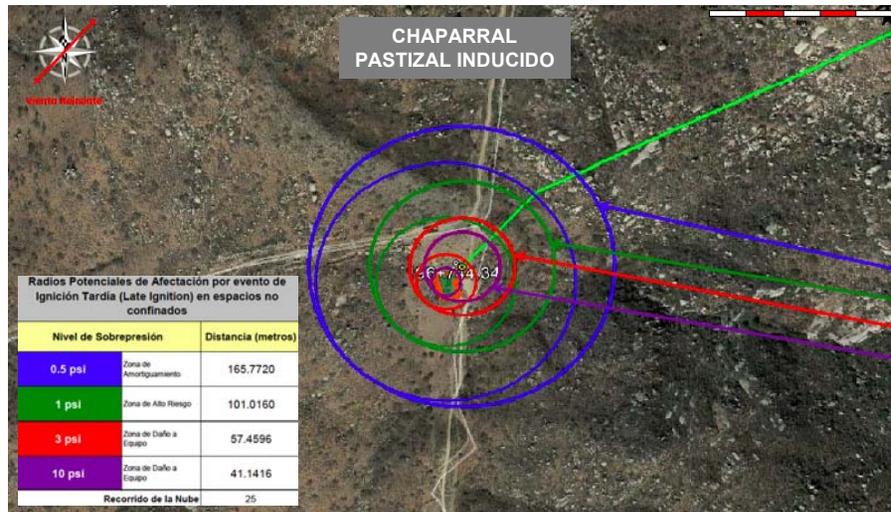


Figura II.5 Afectación a componentes ambientales en relación al Gasoducto ECA 30" ø x 198+773 km (escenario 04 GECA N11 CA) – Diagramas 07 GECA N11 CA (CHOF) y 08 GECA N11 CA (UVCE)
Fuente: Elaboración propia.



Escenario: 05 GECA N11 PC. Rotura total del gasoducto ECA de 30"ø x 198+773.00 km en el punto de interconexión con gasoducto Rosarito (Estación El Carrizo) liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva.

Diagrama: 09 GECA N11 PC (CHOF)



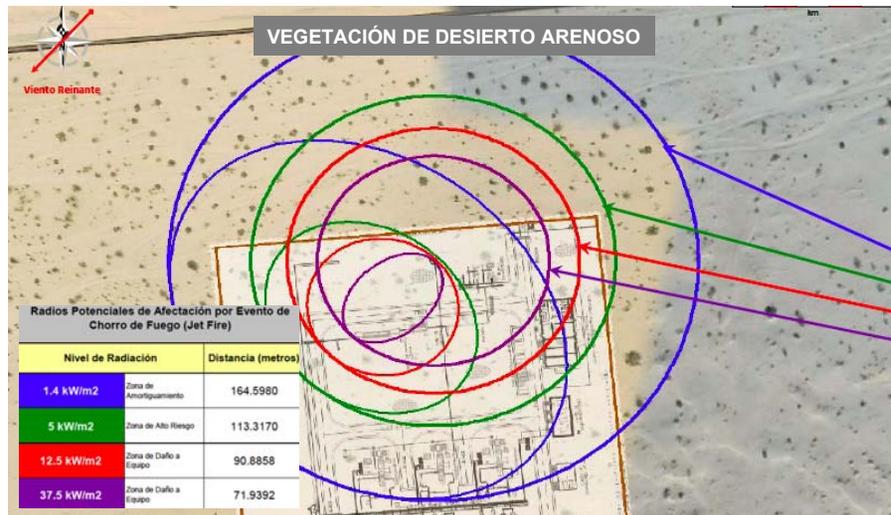
Escenario: 05 GECA N11 PC. Rotura total del gasoducto ECA de 30"ø x 198+773.00 km en el punto de interconexión con gasoducto Rosarito (Estación El Carrizo) liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva.

Diagrama: 10 GECA N11 PC (UVCE)

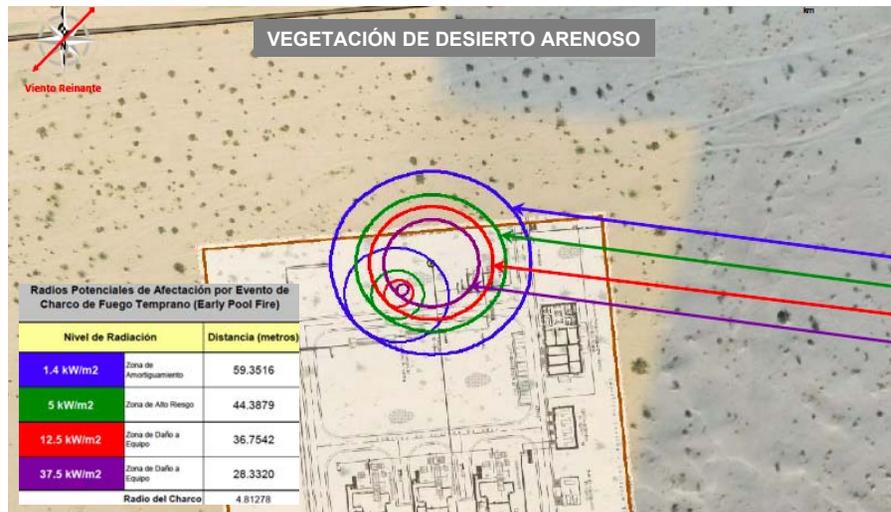


Figura II.6 Afectación a componentes ambientales en relación al Gasoducto ECA 30" ø x 198+773 km (escenario 05 GECA N11 PC) – Diagramas 09 GECA N11 PC (CHOF) y 10 GECA N11 PC (UVCE)

Fuente: Elaboración propia.



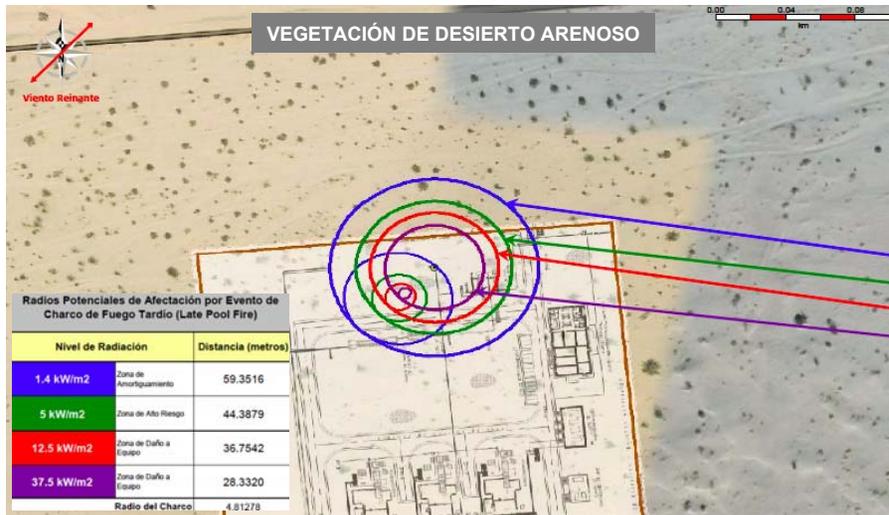
Escenario:	06 GECA N05 CA Fuga en la línea de 1.5" de descargar del tanque de condensados T-001-101 por poro de 38.1 mm (1.5 in) de diámetro equivalente liberando condensados con posible formación de vapores inflamables y/o explosivos.
Diagrama:	11 GECA N05 CA (CHOF)



Escenario:	06 GECA N05 CA Fuga en la línea de 1.5" de descargar del tanque de condensados T-001-101 por poro de 38.1 mm (1.5 in) de diámetro equivalente liberando condensados con posible formación de vapores inflamables y/o explosivos.
Diagrama:	12 GECA N05 CA (CHAF)



Figura II.7 Afectación a componentes ambientales en relación a la EC Las Dunas (escenario 06 GECA N05 CA) – Diagramas 11 GECA N05 CA (CHOF) y 12 GECA N05 CA (CHAF)
Fuente: Elaboración propia.



Escenario:	06 GECA N05 CA Fuga en la línea de 1.5" de descargar del tanque de condensados T-001-101 por poro de 38.1 mm (1.5 in) de diámetro equivalente liberando condensados con posible formación de vapores inflamables y/o explosivos.
Diagrama:	13 GECA N05 CA (CHAF)



Escenario:	06 GECA N05 CA Fuga en la línea de 1.5" de descargar del tanque de condensados T-001-101 por poro de 38.1 mm (1.5 in) de diámetro equivalente liberando condensados con posible formación de vapores inflamables y/o explosivos.
Diagrama:	14 GECA N05 CA (UVCE)



Figura II.8 Afecación a componentes ambientales en relación a la EC Las Dunas (escenario 06 GECA N05 CA) – Diagramas 13 GECA N05 CA (CHAF) y 14 GECA N05 CA (UVCE)
Fuente: Elaboración propia.

II.3 Efectos sobre el Sistema Ambiental Regional

II.3.1 Delimitación del Sistema Ambiental Regional

Para la determinación del Sistema Ambiental Regional, se consideraron los componentes del Proyecto y su extensión, así como su Área de Influencia; la delimitación se llevó a cabo mediante la identificación de las cuencas, subcuencas y microcuencas hidrográficas, así como Uso de Suelo y Vegetación (Serie VI INEGI, 2017). El área de estudio se ubica dentro del estado de [REDACTED], específicamente en [REDACTED]. A continuación, en la Figura II.9 se muestra la localización del Sistema Ambiental Regional, el Area de Influencia y sitio Proyecto (consultar el mapa cartográfico en el Anexo V.2.2.1).

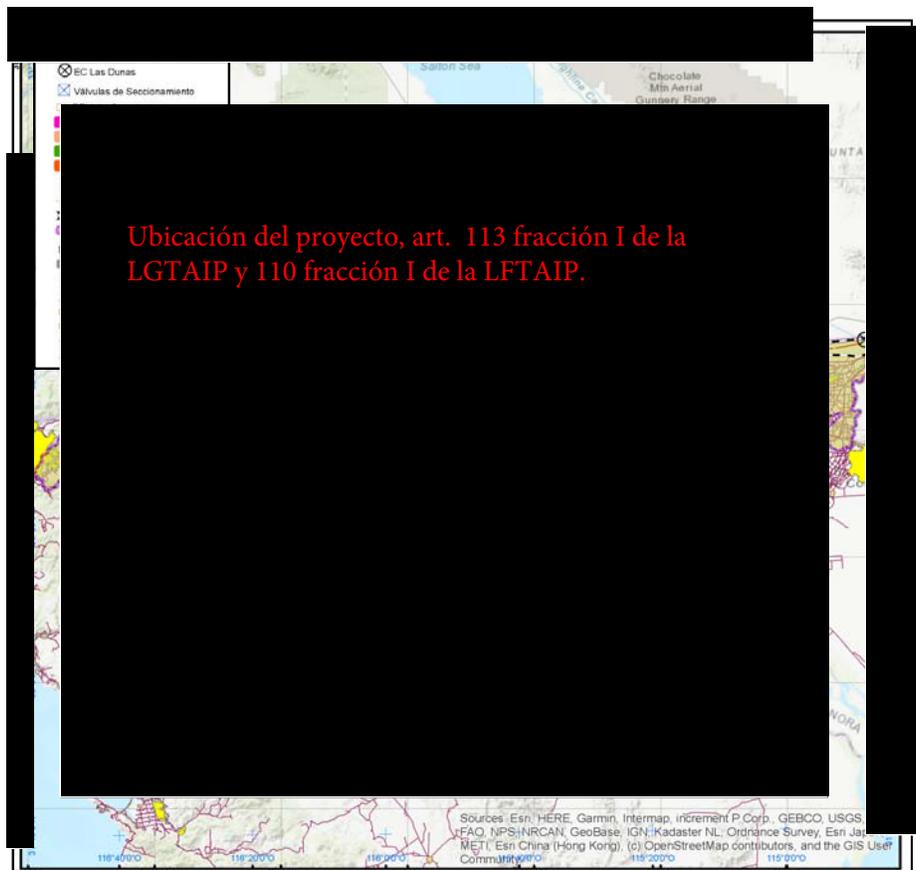


Figura II.9 Delimitación del Sistema Ambiental Regional

Fuente: Elaboración propia.

El Sistema Ambiental Regional en donde se pretende desarrollar el Proyecto ha sido históricamente modificado por la actividad humana en los usos de suelo y vegetación por el desarrollo de núcleos poblacionales, asentamientos humanos, una red de caminos primarios, secundarios y de terracería, infraestructura industrial, para los servicios y las actividades agropecuarias. Las superficies bajo evaluación se muestran en la Tabla II.16.

Tabla II.16 Superficies de estudio

Área	Superficie (ha)
Sitio de Proyecto	641.8482
Área de influencia del Proyecto	125,909.7133
Sistema Ambiental Regional	542,492.7941

Fuente: Elaboración propia.

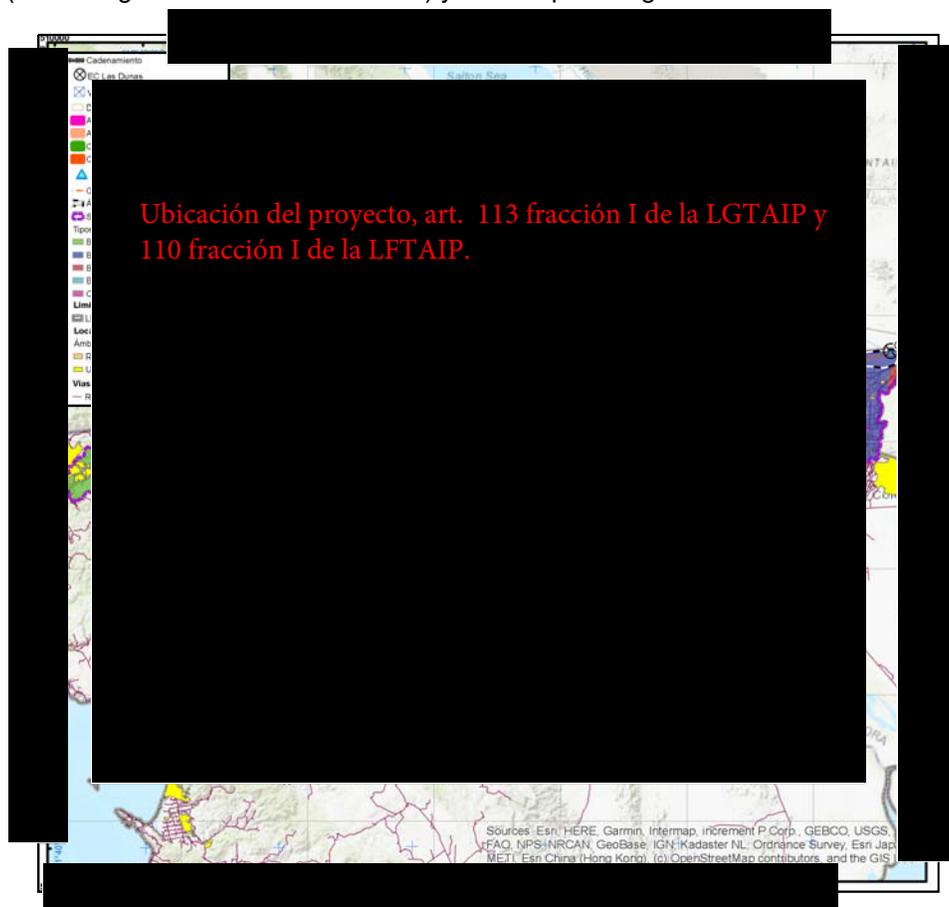
A continuación, se presentan las características principales del sistema abiótico y biótico que conforman el Sistema Ambiental Regional donde se desarrollará el Proyecto propuesto, además del complemento con el análisis del sistema socioeconómico que interactúa con el ecosistema.

II.3.2 Descripción general del Sistema Ambiental Regional

II.3.2.1 Sistema abiótico

II.3.2.1.1 Clima

Las variables climatológicas medidas por las estaciones climatológicas muestran la existencia de cinco tipos de climas (cuatro áridos y un templado; variaciones entre los grupos climáticos: Muy Árido (BW), Árido Templado (BS) y Templado (Cs). En específico, los tipos climáticos existentes en el área de estudio, según la clasificación de Köeppen, modificada por E. García, son los que se muestran en la Figura II.10 (ver cartografía en el Anexo V.2.2.2) y la descripción siguiente.



Fuente: Elaboración propia.

- ⊕ BSks: Árido-Templado. Con temperatura media anual entre 12 °C y 18 °C, temperatura del mes más frío entre -3 °C y 18 °C, temperatura del mes más caliente menor de 22 °C. Las lluvias se presentan en invierno en un porcentaje mayor al 36% del total anual;
- ⊕ BW(h')(x'): Muy Árido-Cálido. Temperatura media anual mayor de 22 °C, temperatura del mes más frío mayor de 18 °C. Lluvias repartidas todo el año y porcentaje de lluvia invernal mayor al 18% del total anual;

- ⊕ **BWh(x')**: **Muy Árido-Semicálido**. Temperatura media anual entre 18 °C y 22 °C, temperatura del mes más frío menor de 18 °C, temperatura del mes más caliente mayor de 22 °C. Lluvias repartidas todo el año y porcentaje de lluvia invernal mayor al 18% del total anual;
- ⊕ **BWks**: **Muy Árido-Templado**. Temperatura media anual entre 12 °C y 18 °C, temperatura del mes más frío entre -3 °C y 18 °C, temperatura del mes más caliente menor de 22 °C. Lluvias de invierno y porcentaje de lluvia invernal mayor al 36% del total anual, y
- ⊕ **Cs**: **Templado**. Lluvias en invierno y temperatura media anual entre 12 °C y 18 °C y temperatura del mes más frío entre -3 °C y 18 °C, temperatura del mes más caliente debajo de 22 °C. Porcentaje de lluvia invernal mayor al 36% del total anual.

Del análisis de la información sobre el tipo climático, la normal climatológica y el climograma en la envolvente climática del Sistema Ambiental Regional, se puede concluir lo siguiente:

- ⊕ La envolvente climática del área de estudio, es medida a través de 12 estaciones climatológicas que opera la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA). La normal climatológica y los climogramas medidos en dichas estaciones y todos sus componentes, indican que es una zona árida y templada que concuerda con los tipos climáticos ya indicados, y
- ⊕ Los registros de precipitación media anual indican un promedio de 226.29 milímetros y una temperatura media anual de 18.28 °C que determinan que el climograma en la región sea árido, templado.

Con relación a los vientos, existe una gran homogeneidad en el rango de velocidad del viento en la envolvente climática del área de estudio, que tiende a encontrarse en el rango de 2.9-3.9 m/s como valor de la moda y cuyo promedio es de 2.84 a 3.73 m/s. En la Figura II.11 se muestra la dirección predominante anual del viento en el área.

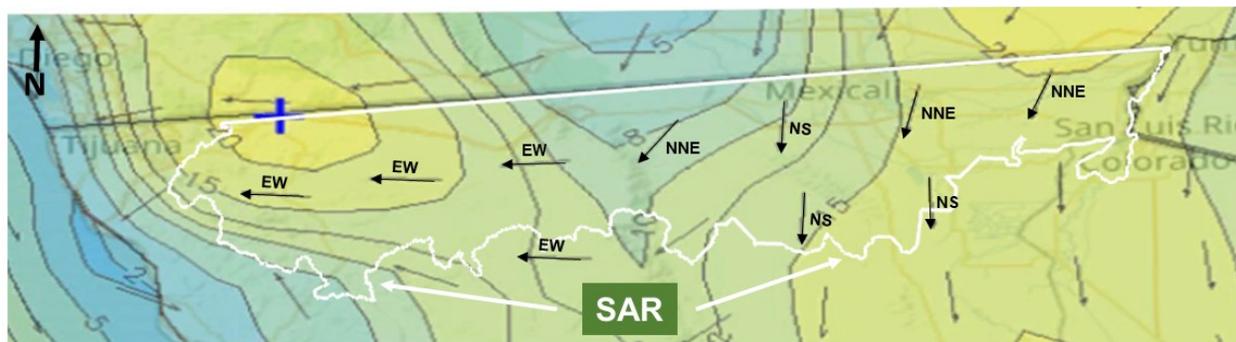


Figura II.11 Dirección del viento predominante anual
Fuente: Elaboración propia.

En la envolvente climática del Sistema Ambiental Regional, el Área de Influencia y el Proyecto, existen tres direcciones predominantes del viento: NNE, NS y EW, las cuales se mantienen durante todo el año. Por lo anterior, se puede concluir que el área de estudio es cruzada por áreas climáticas homogéneas que muestran correspondencia entre la temperatura media anual, precipitación media anual, dirección y velocidad del viento.

II.3.2.1.2 Geomorfología y geología

El área de estudio se encuentra ubicada en la Provincia Península de Baja California y forma parte de las subprovincias fisiográficas Sierra de Baja California, Desierto de Altar y Sierra de Baja California Norte (ver Figura II.12), y que tienen la particularidad de estar conformadas por la Cordillera Peninsular de un núcleo de granito masivo que aflora en el norte y queda sepultado hacia el sur, bajo materiales volcánicos y que determinan su diversidad litológica.

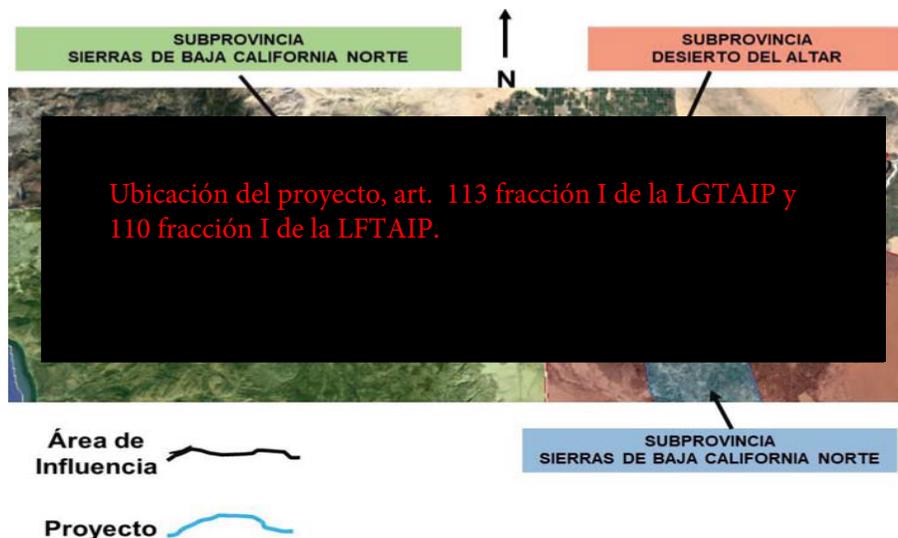


Figura II.12 Subprovincias fisiográficas del Sistema Ambiental Regional

Fuente: Elaboración propia.

El área de estudio se caracteriza por tener 26 unidades geológicas, 19 en el Área de Influencia y 10 en el sitio de Proyecto 10; lo que las hace muy diversas en cuanto a su origen. Las principales características de cada una de ellas se muestran a continuación.

- ⊕ **Grupo ígnea extrusiva.** Material formado por la cristalización del magma, cuyo enfriamiento se llevó a cabo de forma rápida sobre la superficie de la tierra, debido a ello los cristales consolidados son pequeños y por lo tanto su granulometría es fina, y están compuestas principalmente de feldespato alcalino y no contienen cuarzo;
- ⊕ **Ígnea extrusiva Andesita-Toba.** Clave empleada en geología para su identificación K(A-Ti) del Mesozoico. Las rocas volcánicas típicas son formadas por el rápido enfriamiento de la lava y de fragmentos piroclásticos. Este proceso ocurre cuando el magma es expulsado por los aparatos volcánicos; ya en la superficie y al contacto con la temperatura ambiental, se enfría rápidamente desarrollando pequeños cristales que forman rocas de grano fino (no apreciables a simple vista) y rocas piroclásticas. Los piroclásticos (del griego pyro, fuego, y klastos, quebrado), son producto de las erupciones volcánicas explosivas y contienen fragmentos de roca de diferentes orígenes, pueden ser de muchas formas y tamaños. La Andesita forma textura porfídica con fenocristales claros y rectangulares, contiene pequeñas cantidades de cuarzo y sílice y son ricos en hierro;
La presencia de Tobas indica su origen volcánico y suelen cubrir grandes extensiones de la superficie o bien varios metros o kilómetros de grosor;
- ⊕ **Ígnea extrusiva Andesita.** Clave empleada en geología para su identificación Ts(A) del Cenozoico, se compone principalmente de plagioclasa, hornblenda, biotita y augita. Frecuentemente muestra una textura porfídica con fenocristales de plagioclasa. La matriz es densa y microcristalina de color negro, gris, gris-verdoso, rojizo-café. Los fenocristales son idiomorfos hasta hipidiomorfos de tamaño hasta un centímetro;
- ⊕ **Ígnea extrusiva Basalto.** Clave empleada en geología para su identificación Ts(B) del Cenozoico, su textura micro-criptocristalina casi sin fenocristales. Plagioclasa, foides, augita, anfíbol, olivino, magnetita y apatita. Normalmente de color negro o negro-verdoso. Lo característico del basalto para diferenciarlo de una andesita (el cual ocupa el mismo campo 10): Presencia del mineral augita (un piroxeno), olivino y la ausencia de una textura porfídica. Pero la propiedad "oficial" que separa basalto de la andesita es el valor de anortita en la plagioclasa. Un basalto debe contener entre un valor An 50% - 90%. Lamentablemente es un poco difícil para estimar macroscópicamente este valor;
- ⊕ **Ígnea extrusiva Basalto-Brecha volcánica.** Clave empleada en geología para su identificación Q(B-Bvb) del Cenozoico; presenta las mismas características del grupo de las Ígneas extrusivas tipo

Basalto y se diferencia por el hecho de que la Brecha volcánica básica está conformada por depósitos endurecidos conformados por escorias en una matriz de lapilli y cenizas;

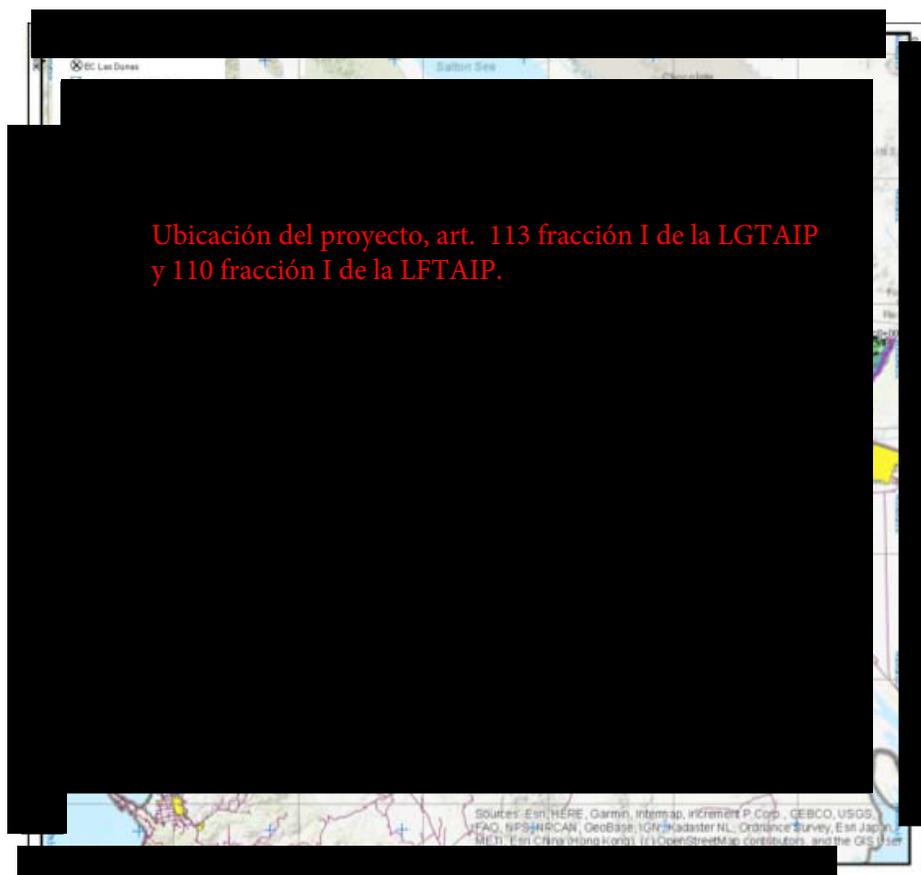
- ⊕ Ígnea extrusiva Toba ácida. Clave empleada en geología para su identificación Ts(Ta) del Cenozoico, presenta las características generales de las rocas Ígneas extrusivas y la característica de que la toba crea depósitos endurecidos de cenizas volcánicas que pueden encontrarse fragmentadas. El período geológico de formación no incide en la composición ni características geológicas;
- ⊕ Grupo ígnea intrusiva. El siguiente grupo tienen en común su formación durante el período Mesozoico y comparten las siguientes características del grupo de las rocas ígneas intrusivas: son rocas formadas en el interior de la corteza terrestre. Cuando un magma se enfría bajo la superficie lo hace más lentamente, permitiendo un mejor desarrollo de los cristales, que debido a eso alcanzan tamaños que pueden ser observados a simple vista, generalmente abarcan grandes extensiones de terreno y llegan a la superficie terrestre mediante procesos orogénicos (deformaciones tectónicas) o mediante procesos externos de erosión. Dentro de este tipo de rocas, algunos autores reconocen una clase intermedia, la hipoabisal, que incluye a las rocas que han cristalizado a una profundidad moderada y se presentan en forma de filones o diques, rellenando grietas; son mucho menos abundantes que las plutónicas y se encuentran casi siempre asociadas a ellas;
- ⊕ Ígnea intrusiva Tonalita. Clave empleada en geología para su identificación K(Tn) del Mesozoico, tiene un contenido del 63% de sílice (SiO₂) y del 20% al 60% de cuarzo. Presenta textura fanerítica de grano medio a grueso, además, se compone de cuarzo, biotita y plagioclasas, mientras que los feldespatos son componentes menores;
- ⊕ Ígnea intrusiva Granodiorita. Clave empleada en geología para su identificación K(Gd) del Mesozoico, tiene una predominancia en cuarzo y plagioclasa, pero con un cierto contenido en feldespato alcalino. Alrededor del 60% del volumen total de la granodiorita componen el cuarzo y los feldespatos y las plagioclasas ricas en sodio dominan en alrededor del 40%;
- ⊕ Ígnea intrusiva Granodiorita-Tonalita. Clave empleada en geología para su identificación K(Gd-Tn) del Mesozoico, es una unidad ígnea intermedia compuesta por granodiorita y tonalita en forma discordante ya que conforman cuerpos globosos subredondeados de grano medio con tonalidades de rosa a gris. Compuestos principalmente por cuarzo, plagioclasa y una variada proporción de feldespato potásico;
- ⊕ Ígnea intrusiva Granito. Clave empleada en geología para su identificación K(Gr) del Mesozoico, estas rocas presentan un color claro (gris claro, blanco, rosado claro, amarillo claro) y se caracterizan por tener un contenido de sílice mayor al 63%, y por que están conformados por cuarzo, feldespato potásico y plagioclasas sódicas;
- ⊕ Ígnea intrusiva Diorita. Clave empleada en geología para su identificación K(D) del Mesozoico, presentan un color medio entre claro y oscuro (gris claro a verdoso) y su contenido de sílice (SiO₂) está entre el 52% y el 63%, y están compuestas de anfíbol y plagioclasas que tienen contenido intermedio de calcio y sodio;
- ⊕ Ígnea intrusiva Gabro. Clave empleada en geología para su identificación T(Ga) del Cenozoico, material formado por la cristalización del magma, cuya cristalización tuvo lugar en una zona profunda de la corteza a las rocas con alto contenido de silicio (SiO₂), mayor al 63%, (ejemplos rolita y dacita). El gabro aporta las características esenciales de la plagioclasa cálcica (Anortita > 50), clinopiroxeno y/o ortopiroxeno, y óxidos de Fe (opacos);
- ⊕ Grupo metamórfico. El siguiente grupo tiene la característica de ser rocas resultantes de la transformación de otras rocas por procesos metamórficos que tienen lugar bajo la superficie de la tierra como el calor, presión y actividad de fluidos para cambiar su composición y/o textura mineral, con lo que se convierten en rocas nuevas. El tipo de roca resultante depende de la composición y textura originales de la roca matriz, de los agentes del metamorfismo, así como del tiempo que la roca original estuvo sometida a los efectos del proceso metamórfico. Los siguientes compuestos se consideran agentes del metamorfismo: gneis, esquisto, mármol, pizarra y complejo metamórfico;
- ⊕ Metamórfica Gneis. Clave empleada en geología para su identificación M(Gn) del Mesozoico. Se forma a altas temperaturas y presiones; es de grano grueso cuyo tamaño puede alcanzar varios milímetros. Típicamente los niveles o bandas de cuarzo y de feldespato están separados por niveles más micáceos o ferromagnesianos;

- ⊕ Metamórfica Esquisto. Clave empleada en geología para su identificación M(E) del Mesozoico. Se forma a temperaturas y presiones moderadas, es de grano medio y se caracteriza por la alineación paralela de cristales de tamaño medio, habitualmente, visibles a simple vista, que definen una foliación (schistosity); cuando la deformación es muy intensa, la foliación puede estar marcada en niveles o bandas formadas por minerales distintos a los filosilicatos, como es el caso de la hornblenda;
- ⊕ Metamórfica Mármol. Clave empleada en geología para su identificación P(M) del Paleozoico. Presentan minerales ricos en Ca (incluidos los silicatos de Ca-Mg) cuyos contenidos en Mg son relativamente más altos que en Fe. Los mármoles contienen abundantes carbonates (la calcita es habitual y la dolomita es más rara);
- ⊕ Metamórfica Pizarra. Clave empleada en geología para su identificación M(Pz) del Mesozoico. La pizarra se forma bajo poca presión y es de grano fino que se caracteriza por mostrar planos de fisibilidad que están bien desarrollados en toda la roca gracias a la orientación de cristales muy finos de filosilicatos. Los cristales individuales son demasiado pequeños para distinguirlos a simple vista y la roca tiene un aspecto mate en superficie fresca de corte;
- ⊕ Completo Metamórfico. Clave empleada en geología para su identificación P(C.Met) del Paleozoico. Conjunto heterogéneo de rocas metamórficas que pueden incluir una gran variedad de rocas desde esquistos pelíticos a semipelíticos, areniscas y metaareniscas, cuarcitas, esquistos máficos, rocas máficas, ultramáficas, anfíbolitas y pegmatitas, con un rango de metamorfismo que va desde facies de esquistos verdes hasta anfíbolita y cuyos protolitos corresponden a intrusivos graníticos-granodioríticos, andesitas, basaltos, areniscas y arcosas. Muchos de los gneises parecen presentar anatexis (migmatíticos) con efectos muy marcados de metamorfismo retrógrado;
El complejo metamórfico es sobreyacido discordantemente por una secuencia de rocas carbonatadas dolomitizadas denominadas Capas Gamuza, a las cuales se les ha asignado una edad Neoproterozoico. Estas rocas fueron afectadas por metamorfismo regional dinamo-térmico acompañado por deformación por cizalla e intenso plegamiento y deformaciones sobrepuestas; y afloran a manera de techos colgantes encima del batolito laramídico y plutones eocénicos;
- ⊕ Grupo de las sedimentarias. Se forman en la superficie terrestre o cerca de ella. Normalmente, la roca se fragmenta y se disuelve por acción de la meteorización y la erosión, las partículas se sedimentan y los minerales disueltos cristalizan a partir del agua y forman sedimentos. Los componentes de la roca fragmentada son transportados por el agua y el hielo y, enterrados a poca profundidad, se convierten en nuevas rocas. Las rocas sedimentarias se disponen en capas, las más recientes situadas sobre las más antiguas, lo que permite a los geólogos conocer la edad relativa de cada capa. A diferencia de las rocas metamórficas, las sedimentarias se forman cerca de la superficie terrestre, bajo presiones y temperaturas relativamente bajas;
- ⊕ Sedimentario conglomerado. Clave empleada en geología para su identificación Q(cg) del Cenozoico cuaternario, Ti(cg) del Cenozoico paleógeno y Tpl(cg) del Cenozoico terciario. Presentan las características del grupo de las Sedimentarias y difieren por la era geológica de su formación. El conglomerado consiste fundamentalmente en grava. La grava se acumula en los diversos ambientes y normalmente indica la existencia de pendientes acusadas o corrientes muy turbulentas. En un conglomerado, los granos gruesos quizá reflejan la acción de corrientes montañosas enérgicas o son consecuencia de una fuerte actividad de olas a lo largo de una costa en rápida erosión. Algunos depósitos glaciares y de avalanchas también contienen gran cantidad de grava;
- ⊕ Sedimentario conglomerado Arenisca. Clave empleada en geología para su identificación Tpl(ar) del Cenozoico terciario. Consistentes en granos de arena cementados por material arcilloso, calcáreo, por sílice y otros. Según el dominio del tamaño se clasifican en finas, de 0.1 a 0.25 mm; medianas, de 0.25 a 0.5; gruesas, de 0.5 a 2 mm;
Por su contenido de minerales (cuarzo), plagioclasas, feldespatos y fragmentos de roca, las areniscas se clasifican en: arcosas, ortocuarcitas y litoarenitas, son las más abundantes y de acuerdo al tipo de fragmento de roca se pueden clasificar como: arenitas volcánicas, filarenitas y sedanerita. La presencia de material muy fino (arcillas), en las areniscas la separa en dos tipos: grauvascas y wacas;
- ⊕ Sedimentario Lutita-Arenisca. Clave empleada en geología para su identificación Tpl(lu-ar) del Cenozoico terciario. Son lutitas arcillo-magosa-suaves y semiduras, en ocasiones bentoníticas. Pueden ser bastante calcáreas, pero son siempre menos duras que las margas. En algunas ocasiones

contienen yeso. Según la composición de los sedimentos que las rodean (por su litología y fauna) indican depósitos de aguas de profundas o moderadamente profundas;

- ⊕ Suelo aluvial. Clave empleada en geología para su identificación (Qal), son resultado del transporte de materia terrígeno sin consolidar, provenientes de las rocas preexistentes en las zonas altas. Estos depósitos recientes pueden cubrir grandes extensiones de planicies y terrenos con pendientes suaves donde se depositaron. Sedimentos formados por limos, arcillas y cuerpos lenticulares de arena y grava de origen fluvial que se interdigitan con suelos de origen lacustre y palustre, que se forman en planicies de inundación;
- ⊕ Suelo eólico. Clave empleada en geología para su identificación Q(eo), están fuertemente afectados por factores como los vientos, así como por las corrientes litorales. Están constituidos por cuarzo y fragmentos de roca, que presentan estratificación cruzada y han formado barjanes y dunas transversales a las líneas de costa y sobre el delta de ríos, y
- ⊕ Suelo lacustre. Clave empleada en geología para su identificación Q(la), conformado por materiales no consolidados, conformados tanto por sedimentos erosionados provenientes de las partes altas de la cuenca, como materiales volcánicos de caída, que se depositan bajo cuerpos de agua.

La distribución de cada una de las unidades geológicas en la zona de estudio se presenta en la Figura II.13 y la cartografía puede ser consultada en el Anexo V.2.2.3.

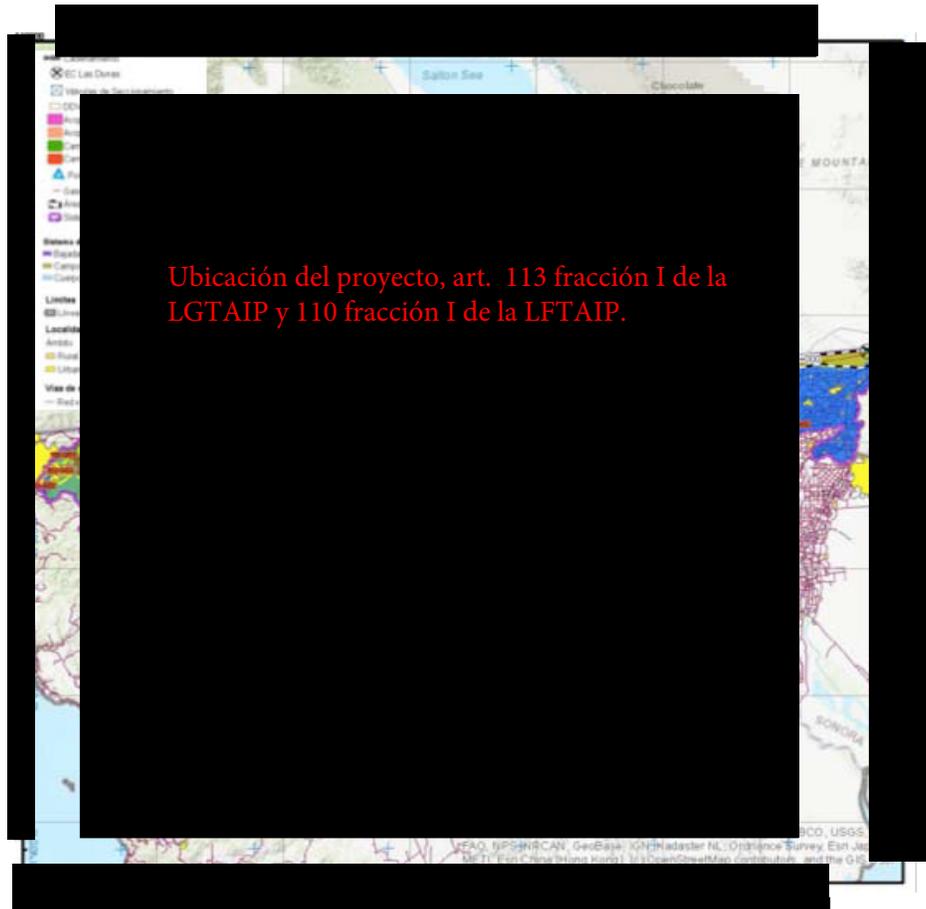


Fuente: Elaboración propia.

II.3.2.1.3 Topoformas

El Sistema Ambiental Regional se caracteriza por tener 19 topoformas, 14 en el Área de Influencia y 10 en el sitio de Proyecto; los sistemas de topoformas abarcan desde la Sierra Alta a la Llanura Aluvial y son el resultado de la historia tectónica y geomorfológica de la Península de Baja California. Los sistemas de

topoformas existentes en el área de estudio, se muestra en la Figura II.14 y la cartografía en el Anexo V.2.2.4.



Fuente: Elaboración propia.

En el área de estudio, existe una discontinuidad en el rango de pendiente que abarca desde los 0.0° hasta los 55.25° :

- ⊕ Las pendientes existentes en el área de estudio, disminuyen la probabilidad de ocurrencia de deslaves o derrumbes, y
- ⊕ La distribución de los rangos de las curvas de nivel abarca desde valores negativos (-73 msnm) hasta los 1,685 msnm y son acordes con el sistema de topoformas y la historia geomorfológica de la Península de Baja California.

II.3.2.1.4 Fallas y fracturas

Las fallas y fracturas son planos de ruptura dentro de una unidad litológica. A pesar de estar consideradas como inactivas, crean bloques independientes susceptibles a tener movimiento por cambios en su entorno, como pueden ser la sobreposición o extracción de materiales pétreos, asentamientos urbanos, construcción de vías de comunicación y/o infraestructura, entre otros. En caso de que se llegara a dar un movimiento o reactivación, es capaz de provocar daños severos dependiendo de su intensidad, dirección y de la superficie o infraestructura que afecte.

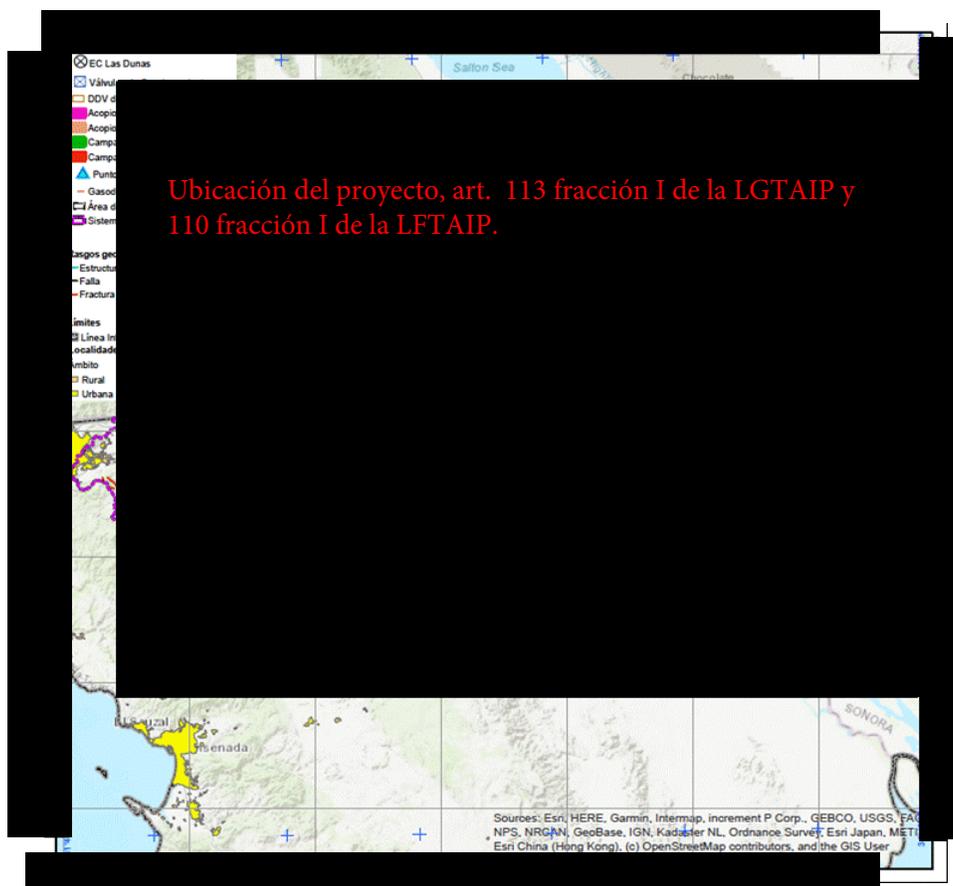
Las fallas son estructuras inestables que obedecen a procesos y escalas de tiempo geológico en millones de años, por lo que es imposible determinar una reactivación, pero una falla ya ha tenido desplazamiento entre sus bloques y es más susceptible a continuar con este movimiento. En cambio, una fractura se

entiende como la ruptura sobre una unidad litológica por influencia de esfuerzos estructurales, sin implicar un desplazamiento entre sus bloques.

En la región norte de Baja California existen varias fallas geológicas importantes a lo largo de las cuales se concentra una gran cantidad de actividad sísmica:

- ⊕ En la Región del Valle de Mexicali: Sistema de fallas Imperial - Cerro Prieto, Falla Cucapá y Falla Laguna Salada;
- ⊕ En las sierras Peninsulares de Baja California: Falla Sierra Juárez, Falla San Pedro Mártir, zona de fallas San Miguel-Vallecitos, falla Tres Hermanos y Falla Agua Blanca, y
- ⊕ Frente a las costas de Baja California (Océano Pacífico): Falla Coronado Banks, Falla San Diego y Falla San Clemente.

La estructura de la zona donde se ubica el Proyecto está caracterizada por numerosas fallas de gran ángulo, que cortan estratos en múltiples fallas de bloque, aunque se presentan algunas fallas menores, el principal sistema de fallas del área es esencialmente de tendencia Norte a Sur; estas fallas normales corren paralelas a la línea de costa y en algunos lugares coinciden con la costa; algunas fallas menores de Este a Oeste y de Suroeste a Noreste hacia el continente. Las fallas más importantes que afectan al valle de Mexicali y que forman parte del sistema de fallas de San Andrés son la Falla Imperial, la Falla Cerro Prieto, la Falla Cucapá y la Falla Michoacán. Ver Figura II.15 y cartografía en Anexo V.2.2.5.



Fuente: Elaboración propia.

Las fallas y fracturas geológicas son comunes en la Península de Baja California y se presentan en el área de estudio. Sin embargo, ninguno del resto de los componentes del Proyecto incide en fallas o fracturas.

II.3.2.1.5 Sismicidad

El Centro Nacional de Prevención de Desastres (CENAPRED), clasifica a la República Mexicana en cuatro regiones sísmicas –A, B, C y D– que indican el grado de riesgo que existe en caso de que ocurra un sismo. La zona A es considerada como de BAJA sismicidad, es decir, no se tienen registros históricos de sismos, no se han reportado sismos en los últimos 80 años y/o no se esperan aceleraciones del suelo mayores a un 10% de la aceleración de la gravedad a causa de temblores). Las zonas B y C se les conoce como zonas MODERADAS, en donde se registran sismos no tan frecuentemente o son zonas afectadas por altas aceleraciones pero que no sobrepasan el 70% de la aceleración del suelo. Por último, la zona D clasificada como SEVERA, son zonas en donde se han reportado grandes sismos históricos, la ocurrencia de sismos es muy frecuente y las aceleraciones del suelo pueden sobrepasar el 70% de la aceleración de la gravedad. Ver Figura II.16.

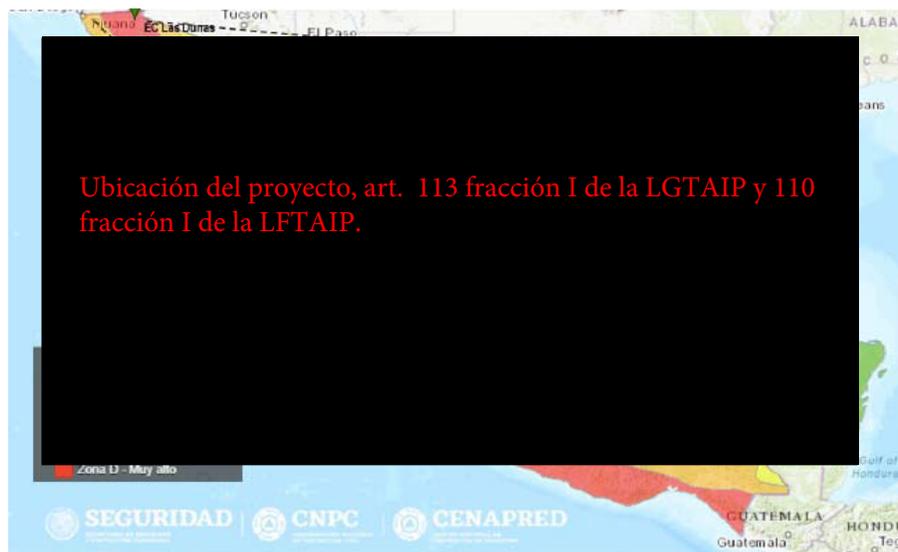


Figura II.16 Regionalización sísmica de México
Fuente: CENAPRED.

Por lo anterior, el municipio de Mexicali se sitúa en la zona sísmica D –SEVERA– y el municipio de Tecate en la zona C –MODERADA– (por lo cual se toma como referencia la zona de mayor grado de sismicidad). La alta actividad sísmica en Mexicali se debe principalmente a las fallas activas localizadas en la región, generadas por el desplazamiento de la placa tectónica del Pacífico con respecto a la de Norteamérica. En la Zona Sísmica de Mexicali (ZSM), localizada entre las dos principales fallas transformes Cerro Prieto e Imperial, se producen enjambres de sismos de baja intensidad, mientras que los sismos de gran intensidad (de magnitud $M \geq 6$), se producen a lo largo de las trazas de estas dos fallas. El municipio de Mexicali, desde el punto de vista sísmico, forma parte de una región mayormente microsísmica, aunque también se manifiestan secuencias de sismos precursoros, con un evento principal y réplicas o bien, en forma de enjambre.

De acuerdo con el catálogo de sismos del Servicio Sismológico Nacional (SSN), durante el periodo del 01 de enero de 1900 al 15 de abril de 2020, en el área de Proyecto se han registrado un total de 891 eventos, de los cuales: 809 (90.80%) han tenido una magnitud de entre 3.0 y 3.9 grados en la escala de Richter, 79 eventos (8.87%) en el rango de 4.0 a 4.9 grados; 5 eventos (0.56%) en el rango de 5.0 a 5.9 grados y finalmente un solo sismo (0.11%) con magnitud 7.2 grados en la escala de Richter.

Conforme a la escala de Richter, de los sismos registrados en el área de estudio, el 99.67% han sido de NO PERCEPTIBLE a PERCEPTIBLE y con DAÑOS MENORES y solo un evento ha sido catalogado como TERREMOTO MAYOR que causa GRAVES DAÑOS.

La ubicación de la estación de compresión Las Dunas y la ruta del gasoducto del kilómetro 0+000.00 al 170+000.00 se encuentran en la zona D –SEVERA– y del kilómetro 170+000.00 al 198+787.33 se ubica en la zona C –MODERADA–. Ver Figura II.17.

Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

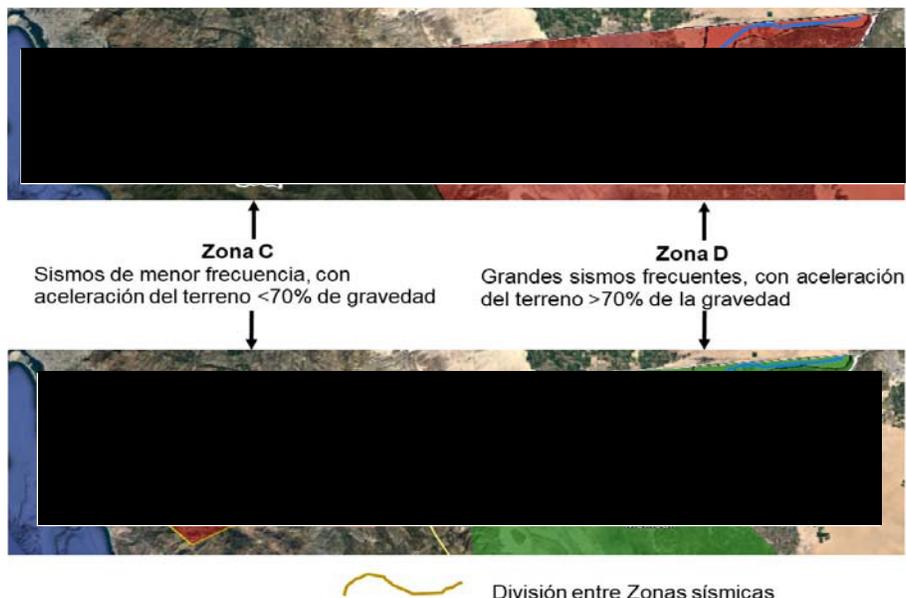


Figura II.17 Zonas sísmicas del Área de Influencia del Proyecto
Fuente: Elaboración propia.

II.3.2.1.6 Tipos de suelo

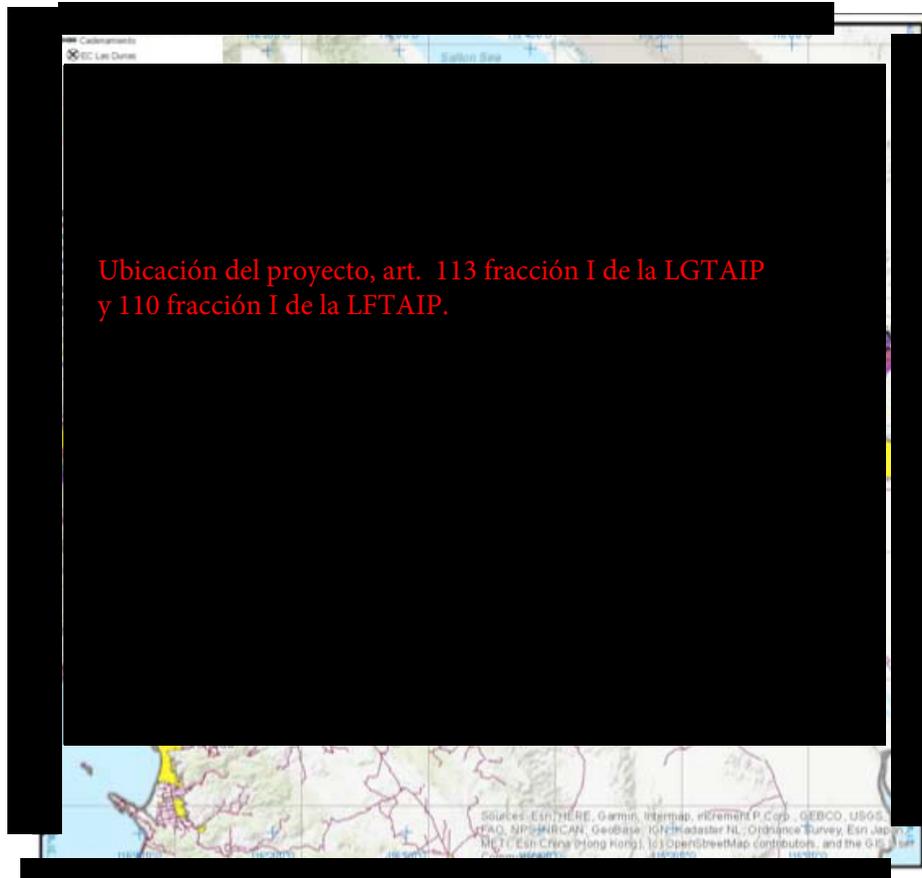
En el Sistema Ambiental Regional existen 10 tipos de suelo, ocho en el Área de Influencia y siete en el sitio de Proyecto, los cuales se han desarrollado en un clima árido con intensa intemperización y con una pobre cobertura vegetal, lo que ha originado la ausencia de un horizonte con materia orgánica a excepción del Vertisol que la acumula en los primeros 10 centímetros de la superficie.

Conforme a lo establecido por la FAO, a continuación, se presentan las principales características de las unidades de suelo del área de estudio. La distribución de cada uno de ellos en el área de estudio, se muestran en la Figura II.18, y la cartografía en el Anexo V.2.2.6.

Grupo Arenosol (clave FAO: AR). Son suelos con poca o ninguna diferenciación del perfil y presentan un volumen < 40% de fragmentos gruesos dentro de <100 centímetros de la superficie del suelo mineral. Se encuentran en climas áridos con temperaturas de extremadamente frío a extremadamente caliente. En zonas secas no presentan ningún desarrollo.

Este grupo consiste de suelos arenosos, desarrollados en arenas residuales, in situ, después de intemperizarse por el tiempo. Conformados por materiales de suelo o rocas, usualmente ricos en cuarzo y desarrollados en arenas recientemente depositadas como ocurre en los desiertos y en las playas. El perfil es de tipo AC, con un horizonte E ocasional. No existe un horizonte desarrollado con materia orgánica. Son suelos susceptibles a la erosión.

Arenosol árido (clave FAO: ARad). Presenta las características de un suelo yémico y son el denominado pavimento de desierto ya que en su capa superficial acumulan fragmentos de roca seguida de una capa de arena gruesa y otra de arena fina, se presenta en las áreas de desierto bajo intensa intemperización eólica y por fluctuaciones de temperaturas de extremas a bajas en un día. No contiene un horizonte con materia orgánica.



Fuente: Elaboración propia.

Arenosol sódico (clave FAO: ARso). Tiene una capa de ≥ 20 centímetros de espesor, que comienza a ≤ 100 centímetros de la superficie del suelo con un complejo de intercambio $\geq 15\%$ sodio más magnesio y $\geq 6\%$ sodio. No contiene un horizonte con materia orgánica.

Grupo Calcisol (clave FAO: CA). Son suelos con una acumulación de carbonatos secundarios y se encuentran muy extendidos en ambientes áridos y semiáridos, con frecuencia asociados con materiales parentales altamente calcáreos. Su origen es por acumulación eólica de material altamente meteorizado rico en bases. Tienen un horizonte superficial de color pardo claro; una sustancial acumulación de carbonatos secundarios que se produce dentro de los 100 centímetros de la superficie del suelo.

El perfil es de tipo ABC. El horizonte superficial es de color pálido y de tipo ócrico; el B es cámbico o árgico impregnado de carbonatos, e incluso vértico. En el horizonte C siempre hay una acumulación de carbonatos. No presentan materia orgánica. No son suelos susceptibles a la erosión.

Calcisol sálico (clave FAO: CLsz). Tiene un horizonte con predominio de sal que comienza a ≤ 100 centímetros de la superficie del suelo.

Grupo Cambisol (clave FAO: CM). Son suelos con formación al menos de un horizonte subsuperficial incipiente. La transformación del material parental (que es una gran diversidad de rocas) es evidente por la formación de estructura y coloración principalmente parduzca, el aumento de porcentaje de arcilla, y/o remoción de carbonatos como el cálcico.

Se caracterizan por la meteorización leve o moderada de material parental y por la ausencia de cantidades apreciables de iluviación de arcilla, materia orgánica o compuestos de aluminio y/o ferrosos.

Los Cambisol también abarcan suelos que no cumplen una o más características de diagnóstico debido a que se encuentran altamente meteorizados.

Son en su mayor parte suelos menores de 50 centímetros, cuentan con un horizonte A ócrico, en el cual el contenido de materia orgánica no ha sido suficiente para darle un color oscuro, de ahí que sigue siendo pardo claro, pardo amarillento o gris rosado. La presencia del horizonte B, en el cual, con respecto al material de origen, existe una mayor acumulación de materiales intemperizables, algunas acumulaciones muy leves de arcilla, fierro, magnesio, etc., y la formación de terrones. El contenido de materia orgánica es muy bajo o pobre. Son de moderada a alta susceptibilidad a la erosión.

Cambisol calcárico (clave FAO: CMca). Tiene material conformado por carbonatos de calcio en todo el espesor entre 20 y 100 centímetros de la superficie del suelo o entre 20 centímetros y hasta la roca continua, lo que genera un material duro o cementado.

Son suelos que exhiben un grado mínimo de desarrollo, apenas es apreciable una capa de acumulación de materiales finos (horizonte B incipiente).

Grupo Fluvisol (clave FAO: FL). Son suelos jóvenes que se originan por depósitos fluviales o marinos, por lo que se distribuyen en llanuras de ríos y abanicos fluviales, valles, depresiones lacustres y marismas, en todas las zonas climáticas; no presentan agua freática ni alto contenido de sales y es común que inunden periódicamente si existen precipitaciones pluviales atípicas.

En algunos casos puede presentar un horizonte superficial diferenciado y lo más frecuente es que no existan horizontes. En caso de existir un perfil es de tipo AC, con evidentes muestras de estratificación que dificultan la diferenciación de los horizontes, aunque es frecuente la presencia de un horizonte Ah muy conspicuo. Los rasgos redoximórficos son frecuentes, sobre todo en la parte baja del perfil. Existe materia orgánica que se encuentra difuminada entre las capas del material sedimentado que lo conforman. Son suelos susceptibles a la erosión.

Fluvisol arénico (clave FAO: FLar). Tiene una clase textural arenosa o areno francosa en una capa \geq 30 centímetros de espesor, dentro de \leq 100 centímetros de la superficie del suelo mineral, o en la mayor parte entre la superficie del suelo mineral y la roca continua existe material duro o una capa cementada o endurecida que comienza a $<$ 60 centímetros de la superficie del suelo mineral.

Fluvisol calcárico (clave FAO: FLca). Tiene material conformado por carbonatos de calcio en todo el espesor entre 20 y 100 centímetros de la superficie del suelo o entre 20 centímetros y hasta la roca continua, lo que genera un material duro o cementado.

Fluvisol esquelético (clave FAO: FLsk). Presenta \geq 40% en volumen de fragmentos gruesos promediados en una profundidad de 100 centímetros de la superficie del suelo o hasta la roca continua o material duro o una capa cementada o endurecida.

Fluvisol sódico (clave FAO: FLso). Tiene una capa \geq 20 centímetros de espesor, que comienza a \leq 100 centímetros de la superficie del suelo con un complejo de intercambio \geq 15% sodio más magnesio y \geq 6% sodio.

Grupo Leptosol (clave FAO: LP). Son suelos minerales de zonas con clima suficientemente templado para que la temperatura media anual supere los 0°C. Están limitados por una roca continua y dura en los primeros 25 centímetros o por un material con más del 40% de equivalente en carbonato cálcico, o contienen menos del 1% de tierra fina. Salvo en los suelos pedregosos, el horizonte A descansa sobre una roca continua y dura.

La única característica asociada al grupo es su falta de espesor, ella lleva consigo una escasa retención de agua y de nutrientes, acrecentada por la textura gruesa que es propia de estos suelos. De este modo, en un área con el mismo clima la zona cubierta por leptosol resultará más árida que el resto debido a la escasa eficacia de la lluvia sobre ellos.

Están limitados por una roca continua y dura en los primeros 25 centímetros, o por un material con más del 40 % de equivalente en carbonato cálcico, o contienen menos del 10 % de tierra fina hasta una profundidad mínima de 75 centímetros. En ocasiones puede existir un horizonte Yérmico en los climas áridos.

La única característica asociada al grupo es su falta de espesor, ella lleva consigo una escasa retención de agua y de nutrientes, acrecentada por la textura gruesa que es propia de estos suelos. No presentan materia orgánica a excepción del tipo húmico. Son suelos de mediana a baja susceptibles a la erosión.

Leptosol calcárico (clave FAO: LPca). Tiene material conformado por carbonatos de calcio en todo el espesor entre 20 y 100 centímetros de la superficie del suelo o entre 20 centímetros y hasta la roca continua, lo que genera un material duro o cementado.

Leptosol éutrico (clave FAO: LPeu). Presenta una saturación de bases intercambiables compuestas por calcio, magnesio, potasio y sodio.

Leptosol húmico (clave FAO: LPhu). Se caracteriza por tener una cantidad $\geq 1\%$ de carbono orgánico o materia orgánica en su fracción de tierra fina y hasta una profundidad de 50 centímetros de la superficie del suelo mineral.

Leptosol mólico (clave FAO: LPmo). Están relacionados al clima, diferenciándose del mismo por la naturaleza del material original, una roca básica. No presentan la estabilidad del anterior y si pueden considerarse suelos en fase de evolución e integrados a otros Grupos. El tipo mólico puede considerarse un intergrado hacia los Feozems en los climas templados; puede serlo hacia los Chernozem o Castañozem en los climas más contrastados donde es posible la formación de carbonatos secundarios o donde el material original los contiene en grado moderado.

Leptosol esquelético (clave FAO: LPsk). Presenta $\geq 40\%$ en volumen de fragmentos gruesos promediados en una profundidad de 100 centímetros de la superficie del suelo o hasta la roca continua o material duro o una capa cementada o endurecida.

Grupo Luvisol (clave FAO: LV). Muestran un mayor contenido de arcilla en el suelo subsuperficial que en la capa superior del suelo, como resultado de procesos edafogenéticos (especialmente migración de arcilla) que conduce a la formación de un horizonte árgico. Cuentan con arcillas de alta actividad en todo el espesor del horizonte árgico y una alta saturación de bases en una profundidad de 50-100 centímetros.

Llegan a presentar un alto contenido de materia orgánica y el pH ácido es debido al constante lavado y pérdida de las bases del suelo debido a que el exceso de agua fluye a través de ellos en forma de drenaje. Esta agua de drenaje arrastra minerales arcillosos y complejos organo-minerales que paulatinamente se van acumulando a cierta profundidad (Horizonte b). Suelos con alta susceptibilidad a la erosión.

Luvisol calcárico (clave FAO: LVca). Tiene material conformado por carbonatos de calcio en todo el espesor entre 20 y 100 centímetros de la superficie del suelo o entre 20 centímetros y hasta la roca continua, lo que genera un material duro o cementado.

Luvisol crómico (clave FAO: LVcr). Su principal característica es su color rojo que puede estar presente de 25 a 150 centímetros de profundidad.

Luvisol sódico (clave FAO: LVso). Tiene una capa ≥ 20 centímetros de espesor, que comienza a ≤ 100 centímetros de la superficie del suelo con un complejo de intercambio $\geq 15\%$ sodio más magnesio y $\geq 6\%$ sodio.

Grupo Phaeozem (clave FAO: PH), también denominados Feozems. Son un grupo muy variado que puede integrar suelos de praderas relativamente húmedos hasta regiones de bosque con clima

moderado. Tienen un horizonte superficial oscuro, rico en humus; se encuentran libres de carbonatos secundarios o los tienen sólo a mayores profundidades. Todos ellos tienen una alta saturación de bases en su primer metro superior.

Si se forman sobre materiales no consolidados de reacción alcalina, son suelos más o menos profundos, aunque en la mayoría se encuentra la fase lítica como limitante a menos de 100 centímetros de profundidad; en algunas áreas existe alto contenido de arcillas. En condiciones naturales, pueden ser susceptibles a la erosión según el relieve particular en que se presenten.

Phaeozem calcárico (clave FAO: PHca). Tiene material conformado por carbonatos de calcio en todo el espesor entre 20 y 100 centímetros de la superficie del suelo o entre 20 centímetros y hasta la roca continua, lo que genera un material duro o cementado. Se erosiona con mucha facilidad.

Phaeozem háplico (clave FAO: PHha). La principal característica de este tipo de suelo, es una capa superficial rica en materia orgánica y nutrientes en el horizonte A de 0-18 centímetros.

Phaeozem sódico (clave FAO: PHso). Tiene una capa ≥ 20 centímetros de espesor, que comienza a ≤ 100 centímetros de la superficie del suelo con un complejo de intercambio $\geq 15\%$ sodio más magnesio y $\geq 6\%$ sodio.

Grupo Regosol (clave FAO: RG). Son de origen residual y coluvio-aluvial a partir de material materno constituido por rocas ígneas ácidas y básicas. Tienen poco desarrollo y colores claros amarillentos, pardo amarillento y pardo rojizo, muy semejantes a la roca de la cual se formaron; su pH es ligeramente alcalino. Por lo general son poco profundos, con menos de 50 centímetros, pues presentan fase lítica; se parecen bastante a las rocas que los subyacen, cuando no son profundos. Se encuentran en playas o dunas, y en laderas de las sierras, muchas veces acompañados de litosoles y de afloramientos de rocas o tepetate.

Suelos profundos, bien drenados que se forman a partir de materiales no consolidados. Las características que los diferencian de otros suelos aún no se desarrollan y pueden convertirse, al paso del tiempo, en otros tipos de suelo.

El perfil es de tipo AC. No existe horizonte de diagnóstico alguno excepto un ócrico superficial. La evolución del perfil es mínima como consecuencia de su juventud, o de un lento proceso de formación por una prolongada sequedad.

Algunos regosoles muestran efervescencia de carácter fuerte a muy fuerte cuando se les agrega ácido clorhídrico diluido debido a la presencia de carbonatos dentro de los 50 centímetros superficiales del suelo (Regosol calcárico) y otros no presentan ninguna otra característica diagnóstica excepto que tienen un buen contenido de nutrientes minerales (Regosol éutrico). Se encuentran asociados con rendzinas, litosoles y, menos frecuente, con feozems y vertisoles.

Son muy pobres en materia orgánica, sus texturas van de arena a migajón arenoso y su capacidad de intercambio catiónico total (CICT) es baja o muy baja (de 3 a 12 meq/100 g). Son ligeramente ácidos. Son suelos susceptibles a la erosión.

Regosol árido (clave FAO: REad). Presenta las características de un suelo yérmico y son el denominado pavimento de desierto ya que en su capa superficial acumulan fragmentos de roca seguida de una capa de arena gruesa y otra de arena fina, se presenta en las áreas de desierto bajo intensa intemperización eólica y por fluctuaciones de temperaturas de extremas a bajas en un día.

Regosol calcárico (clave FAO: RGca). Tiene material conformado por carbonatos de calcio en todo el espesor entre 20 y 100 centímetros de la superficie del suelo o entre 20 centímetros y hasta la roca continua, lo que genera un material duro o cementado.

Regosol éútrico (clave FAO: RGeu). Presenta una saturación de bases intercambiables compuestas por calcio, magnesio, potasio y sodio.

Regosol esquelético (clave FAO: RGsk). Presenta $\geq 40\%$ en volumen de fragmentos gruesos promediados en una profundidad de 100 centímetros de la superficie del suelo o hasta la roca continua o material duro o una capa cementada o endurecida.

Regosol sódico (clave FAO: RGso). Tiene una capa ≥ 20 centímetros de espesor, que comienza a ≤ 100 centímetros de la superficie del suelo con un complejo de intercambio $\geq 15\%$ sodio más magnesio y $\geq 6\%$ sodio.

Regosol sálico (clave FAO: RGSz). Tiene un horizonte con predominio de sal que comienza a ≤ 100 centímetros de la superficie del suelo.

Grupo Solonchak (clave FAO: SC). Tienen una alta concentración de sales solubles en algún momento del año. Estos suelos se encuentran esencialmente en las zonas climáticas áridas, semiáridas y regiones costeras en todos los climas.

Son suelos jóvenes de origen litoral y aluvial, que han desarrollado un horizonte A ótrico, el cual sobreyace a un B cámbico. Por tener una fuerte acumulación de sales solubles, se inutiliza el recurso, proceso favorecido por un clima árido o semiárido.

El desarrollo de perfiles es desde débil a fuertemente meteorizados, muchos Solonchaks tienen un patrón de color gléyico a cierta profundidad. En áreas bajas con capa de agua somera, la acumulación de sales es mayor en la superficie del suelo (Solonchaks externos). La acumulación de materia orgánica es muy pobre o inexistente. Son de susceptibilidad baja a la erosión.

Solonchak sálico (clave FAO: SCsz). Tiene un horizonte con predominio de sal que comienza a ≤ 100 centímetros de la superficie del suelo.

Grupo Vertisol (clave FAO: V). Son suelos que se presentan en climas cálidos, en donde hay una marcada estación seca y de lluvia. Generalmente se originan de material volcánico rico en minerales de hierro y magnesio, que han dado lugar a arcillas que se expanden con la humedad y a suelos masivos de mal drenaje, de color negro hasta una profundidad de aproximadamente 1 m. Suelen presentar grietas más profundas que 50 centímetros, cuando están secos.

Se caracterizan por las grietas anchas y profundas que aparecen en ellos en la época de sequía. Son suelos arcillosos, de color café rojizos en la zona norte del país. Son pegajosos cuando están húmedos y muy duros cuando están secos. A veces llegan a ser salinos.

Son suelos cuyo contenido en arcilla es superior al 30%, se trata de arcillas hinchables, que sufren grandes cambios de volumen con las variaciones de humedad, lo que propicia que aparezcan en el suelo grietas verticales durante la estación seca, grietas que deben llegar hasta 50 centímetros de profundidad y tener al menos uno de espesor. Además, los vertisoles o bien presentan una estructura prismática muy fuerte, con las bases de los prismas inclinadas respecto de la horizontal, o bien recubrimientos de arcilla brillantes (slickensides), producidos por la fricción de los agregados.

Desarrollo del perfil: perfiles A (B) C. Expansión y encogimiento alterno de arcillas expandibles en las grietas profundas durante la temporada seca, formación de “slickensides” y elementos estructurales en forma de cuña en el subsuelo.

El horizonte A comprende ambos, la superficie estructurada (o corteza) y el horizonte estructurado subyacente que cambia sólo gradualmente con la profundidad. El suelo subsuperficial con una clara estructura vertical conforma la definición de un horizonte vértico, pero no está siempre claro donde termina el horizonte A y donde empieza el horizonte B. Características morfológicas importantes, tales como: el color del suelo, textura, composición de los elementos, etc. Existe dificultad para cualquier

movimiento de los componentes solubles o coloidales. En caso de existir materia orgánica, esta se encuentra en los primeros 10 centímetros. Son suelos susceptibles a la erosión.

Vertisol éutrico (clave FAO: VReu). Presenta una saturación de bases intercambiables compuestas por calcio, magnesio, potasio y sodio.

Vertisol mástico (clave FAO: VRmz). Masivo y de duro a muy duro en los primeros 20 centímetros.

Vertisol sódico (clave FAO: VRso). Tiene una capa de ≥ 20 centímetros de espesor, que comienza a ≤ 100 centímetros de la superficie del suelo con un complejo de intercambio $\geq 15\%$ sodio más magnesio y $\geq 6\%$ sodio.

Vertisol sálico (clave FAO: VRsz). Tiene un horizonte con predominio de sal que comienza a ≤ 100 centímetros de la superficie del suelo.

De la estimación del índice de erodabilidad del suelo, predomina el tipo de erosión eólica sobre la hídrica, debido al tipo climático árido con altas temperaturas y baja precipitación pluvial.

La clase de degradación por erosión hídrica en el Proyecto en sus condiciones actuales, es de tipo Ligera, con clasificación menor de 10 ton/ha/año, pues se obtuvo un resultado de 0.05 ton/ha/año. En el caso del Área de Influencia y Sistema Ambiental Regional también es de tipo Ligera con resultados de 1.45 ton/ha/año y 1.61 ton/ha/año respectivamente. La clase de degradación por erosión eólica en el Proyecto en sus condiciones actuales es Moderda, con clasificación mayor a 50 ton/ha/año, pue se obtuvo un resultado de 50.46 ton/ha/año. En el caso del Área de Influencia y Sistema Ambiental Regional es de tipo Ligera con resultados de 42.21 y 45.40 ton/ha/año respectivamente.

La aplicación de las medidas indica una disminución de la Erosión Potencial de 187.0790 ton/mes y la compensación se logra en 52 meses y se mejoran las condiciones actuales con la presencia del Proyecto y durante el resto de su tiempo de vida útil.

II.3.2.1.7 Hidrología superficial

El estado de Baja California es una de las entidades más áridas de México, pero se encuentra dividida en 7 Regiones Hidrológicas (RH), sin embargo, el Sistema Ambiental Regional, Área de Influencia y sitio de Proyecto se localizan dentro de tres de ellas: RH Río Colorado, RH Baja California Noreste y RH California Noroeste, tal y como se muestra en la Figura II.13 (izquierda). A nivel de las Cuencas Hidrológicas (CH) el Sistema Ambiental Regional, el Área de Influencia y el sitio de Proyecto, se ubican dentro de tres cuencas: CH 19 Bacanora-Mejorada, CH 11 Lago Salado-Arroyo del Diablo y CH 3 Arroyo Tijuana-Arroyo de Maneadero, que se muestran a continuación en la Figura II.19 (derecha).

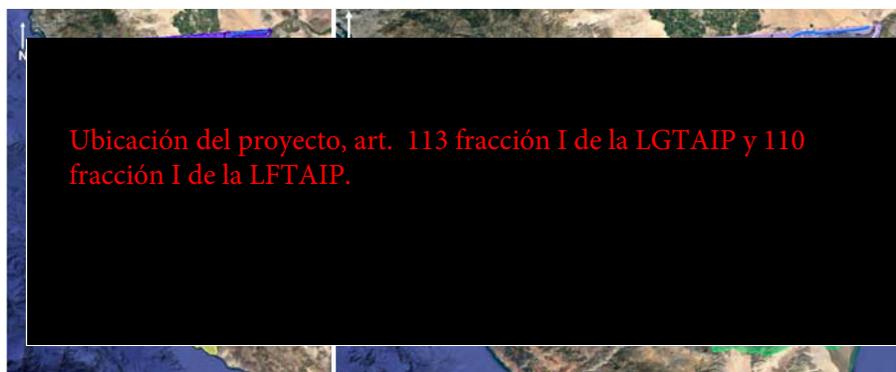


Figura II.19 Cuencas y subcuencas hidrológicas del Sistema Ambiental Regional
Fuente: Elaboración propia.

(clave 0210). La localización de cada uno de estos acuíferos se muestra en la Figura II.21 y la cartografía en en Anexo V.2.2.8.

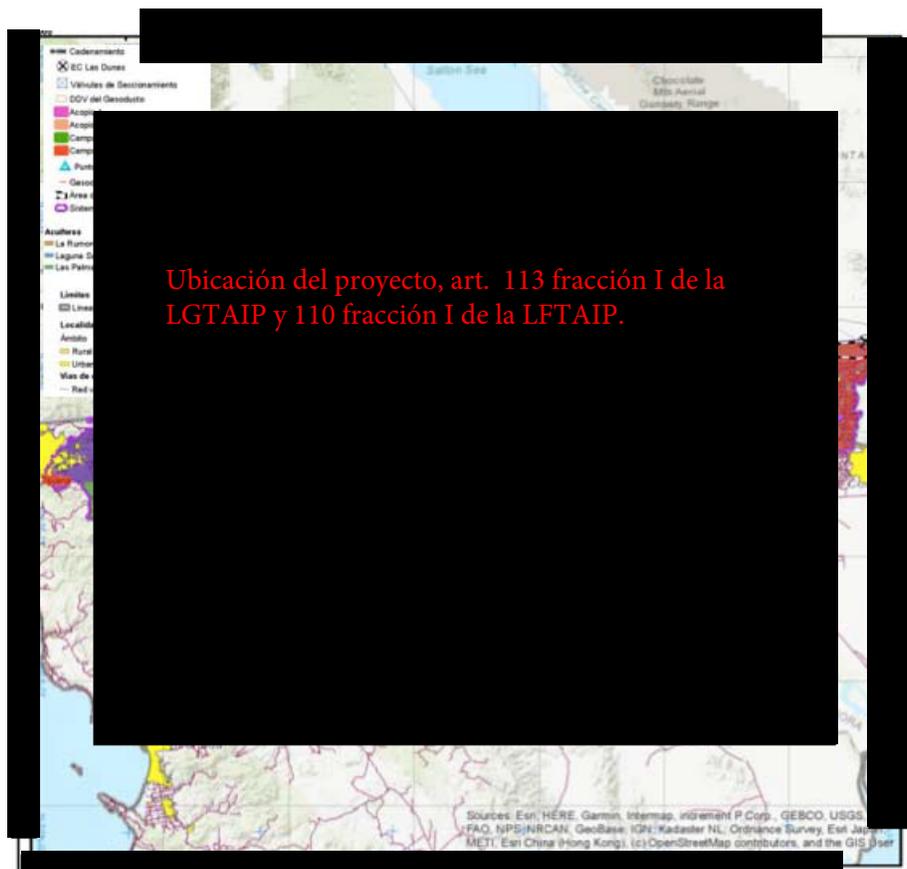


Figura II.21 Hidrología subterránea del Sistema Ambiental Regional
Fuente: Elaboración propia.

II.3.2.2 Sistema biótico

En términos fitogeográficos, el estado de Baja California es una región de alta riqueza biológica con elevado número de endemismos vegetales, restringidos a esta parte del territorio (Riemann y Ezcurra 2005, Peinado Lorca et al. 1994, Wiggins 1980). Estas especies presentan también una alta amenaza por la fragmentación y pérdida de su hábitat (Leyva 2009, Riemann y Ezcurra 2005), se señala entre sus principales amenazas los cambios de uso de suelo (Cayuela y Granzow 2012, Rosete Vergés et al. 2008), el crecimiento urbano y los desarrollos turísticos (Leyva 2009). En el año de 1991 Rzedowski reconocía que en la Península de Baja California existían 3,000 especies de plantas vasculares nativas incluidas en 892 géneros, mientras que en la región mediterránea se encontraban más de 1,300 especies vasculares nativas, de las cuales 902 no se presentan prácticamente en el resto de la península y 633 géneros, de los que unos 292 no se presentan en el resto de la península; es decir, en esta zona, cuya superficie representa tan solo el 17% del total peninsular, se encuentran casi la mitad de las especies (44%) y el 71% de los géneros” (Peinado et al. 1994) ; veáse Anexo V.2.2.10. Provincias bióticas.

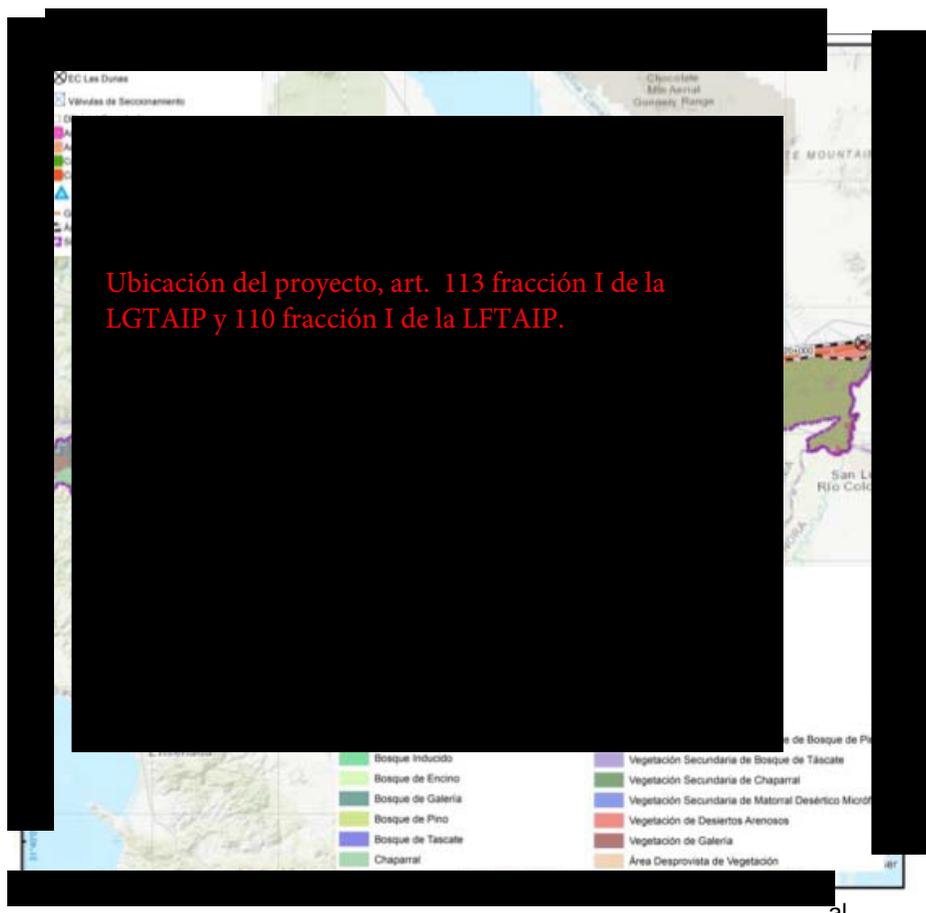
El Sistema Ambiental Regional se encuentra inmerso al norte del [REDACTED] [REDACTED]. Se ubica en las provincias florísticas: Provincia Costera del Noroeste, Baja California y California, tal como se observa en la Figura II.22 y en el Anexo V.2.2.11 para mayor apreciación.

Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

Pacífico. La vegetación consiste principalmente de chaparral perennifolio con *Adenostoma*, *Rhus*, *Ceanothus*, *Quercus* y otros arbustos, de matorral de *Artemisia* y de bosque de *Pinus* y *Quercus*. El clima es de tipo mediterráneo y varía de húmedo a semiseco y de frío a semicálido. La concentración de especies de distribución restringida es muy considerable y Howell (1957b) proporciona una lista de 65 géneros de fanerógamas endémicos a la entidad, entre los cuales pueden mencionarse: *Adenostoma*, *Calycadenia*, *Fremontodendron*, *Muilla*, *Orcuttia*, *Venegasia*. (Rzedowski 2006).

II.3.2.2.1 Uso de suelo y vegetación

De acuerdo con la cartografía de Usos de Suelo y Vegetación Serie VI INEGI, 2017, en el Sistema Ambiental Regional, los usos de suelo y vegetación dominantes y de mayor distribución son: Chaparral, Matorral Desértico Micrófilo Agricultura de Riego Anual y Semipermanente, Urbano Construido Áreas Sin Vegetación Aparente, Pastizal Inducido y Bosque de Pino. Ver Figura II.23 y Anexo V.2.2.9 para mayor apreciación.



Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con la cartografía de Usos de Suelo y Vegetación Serie VI INEGI, 2017, en el Sistema Ambiental Regional, existen 29 usos de suelo y vegetación; los dominantes y de mayor distribución son: Chaparral, Matorral Desértico Micrófilo Agricultura de Riego Anual y Semipermanente, Urbano Construido Áreas Sin Vegetación Aparente, Pastizal Inducido y Bosque de Pino. En el Área de Influencia son 22 y los de mayor representatividad son el Matorral Desértico Micrófilo, Chaparral y Agricultura de Riego Anual y Semipermanente, este último, evidencia la presión ejercida por la expansión de las zonas agrícolas en dicha superficie. Por último, en el Proyecto existen 13 tipos de usos de suelo y vegetación y la mayor representatividad son el Matorral Desértico Micrófilo, Agricultura de Riego Anual y Semipermanente, Pastizal Inducido, Vegetación de Desiertos Arenosos y Chaparral.

A continuación, se describen los Usos de Suelo y Vegetación que se distribuyen en el SAR, Área de Influencia y en el Proyecto de acuerdo con la Serie VI de INEGI, 2017. Cabe señalar que estos, se encuentran agrupados en diferentes tipos de ecosistemas vegetales, de acuerdo con el sistema de clasificación que ha desarrollado el INEGI para su utilización. Su agrupación se basa en afinidades ecológicas, florísticas y fisonómicas, considerando que estas se agrupan en primera instancia por cuestiones climáticas, aunque en ocasiones los aspectos geológicos y topográficos toman una especial relevancia.

Bosque de Encino. Comunidad vegetal que se desarrolla en muy diversas condiciones ecológicas desde el nivel del mar hasta los 3,000 m de altitud. Se encuentran principalmente en exposición norte y oeste. Este bosque se ha observado en diferentes clases de rocas ígneas, sedimentarias y metamórficas, en suelos profundos o someros como regosoles, leptosoles, cambisoles, andosoles, luvisoles, entre otros. El tamaño de los árboles varía de los 4 hasta los 30 m de altura y los hay desde bosques abiertos a muy densos. Estas comunidades están formadas por diferentes especies de encinos o robles del género *Quercus*. Este bosque se encuentra generalmente como una transición entre los bosques de coníferas y las selvas. Por lo común este tipo de comunidad se encuentra muy relacionado con los bosques de pino, formando una serie de mosaicos complejos. Las especies más comunes de estas comunidades son el encino laurelillo (*Quercus laurina*), el encino nopis (*Quercus magnoliifolia*), el encino blanco (*Quercus candicans*), el roble (*Quercus crassifolia*), el encino quebracho (*Quercus rugosa*), el encino tesmolillo (*Quercus crassipes*), el encino cucharo (*Quercus urbanii*), el charrasquillo (*Quercus microphylla*), el encino colorado (*Quercus castanea*), el encino prieto (*Quercus laeta*), el laurelillo (*Quercus mexicana*), así como las especies *Quercus glaucooides*, *Quercus scytophylla* y en zona tropicales *Quercus oleoides*. Son árboles perennifolios o caducifolios con un periodo de floración y fructificación variable, aunque generalmente la floración se da en la época seca del año, de diciembre a marzo, y los frutos maduran entre junio y agosto.

Bosque Cultivado. Es aquel que se establece mediante la plantación y manejo de diferentes especies arboladas con un fin productivo, sobre todo en aquellas áreas que presentan una perturbación debido a las actividades humanas. Estas poblaciones se clasifican como Bosques Cultivados y pueden considerarse también como bosques artificiales, ya que son consecuencia de una reforestación con árboles de distintos géneros, por lo general, especies exóticas. Según la adaptabilidad, estas son algunas de las especies que más se cultivan: pino (*Pinus spp.*), eucalipto (*Eucalyptus spp.*), cedro (*Cupressus spp.*), entre otros.

Bosque de Galería. Comunidad arbórea que forma franjas angostas de vegetación en los márgenes de los ríos o arroyos de gran parte del país, generalmente en sitios con climas templados a secos, por lo que los valores de altitud, temperatura y precipitación en dichos sitios son muy variables. Se desarrolla en zonas con condiciones favorables de humedad edáfica y sus especies pueden soportar inundaciones temporales e incluso invadir rápidamente áreas expuestas ribereñas. El estrato arbóreo dominante de estos bosques presenta alturas variables, desde los 4 hasta más de 30 metros, con especies perennifolias, subcaducifolias o hasta caducifolias. Son frecuentes los bosques de galería formados por sabino o ahuehuete (*Taxodium mucronatum*) en el norte del país, así como de otras especies como sauces (*Salix spp.*), fresnos (*Fraxinus spp.*), álamos (*Populus spp.*), sicómoro aliso o álamo (*Platanus spp.*) y *Astianthus viminalis*.

Matorral Desértico Micrófilo. La distribución de este matorral se extiende a las zonas más secas de México, y en áreas en que la precipitación es inferior a 100mm anuales, la vegetación llega a cubrir solo el 3% de la superficie, mientras que en sitios con climas menos desfavorables la cobertura puede alcanzar 20%; la altura varía de 0.5 a 1.5m. Larrea y Ambrosia constituyen del 90 a 100% de la vegetación en áreas de escaso relieve, pero a lo largo de las vías de drenaje o en lugares con declive pronunciado aparecen arbustos con especies de *Prosopis*, *Cercidium*, *Olneya*, *Condalia*, *Lycium*, *Opuntia*, *Fouquieria*, *Hymenoclea*, *Acacia*, *Chilopsis*, etcétera. En ningún sitio de su área de distribución parece llover menos de 150 mm en promedio anual y en algunas zonas más calurosas el límite superior de la precipitación se aproxima a los 500 mm. A menudo *Larrea* es la única dominante, otras veces, junto con *Flourensia*, forma 80 a 100% de la vegetación; los matorrales de *Flourensia* son menos frecuentes.

Bosque de Táscate. Comunidad vegetal conformado por árboles con hojas en forma de escama (escuamifolios) del género *Juniperus* conocido como táscate, enebro o cedro. Tienen una altura promedio de 8 a 15 metros, y están siempre en contacto con los bosques de encino, pino-encino, selva baja caducifolia y matorrales de zonas áridas. Las especies más comunes y de mayor distribución en estos bosques son *Juniperus flaccida*, *Juniperus deppeana*, *Juniperus monosperma* y algunas especies del género *Quercus* y *Pinus*. Los climas en que se desarrolla varían, desde el frío de las altas montañas hasta el templado subhúmedo y el semiseco de las zonas áridas. Se encuentra en altitudes entre los 1,000 y 2,600 msnm, con una temperatura media anual que va de los 12 a 22 °C y una precipitación que fluctúa de los 200 a los 1,200 mm. Se establecen en rocas ígneas de tobas y basaltos, sedimentarias como las calizas y lutitas y en menor proporción en metamórficas como los gneis y esquistos, entre otros, principalmente en leptosoles, regosoles luvisoles, vertisoles y en menor medida en chernozem, phaeozem, entre otros.

Bosque Inducido. Esta agrupación vegetal se conforma por especies arbóreas que son producto de actividades de reforestación o bien de introducción deliberada con fines de ornato, sin que tengan algún manejo relacionado con algún uso forestal comercial, como es el caso de los bosques creados en los estados de México, Michoacán y otros a partir de reforestación con eucalipto, casuarina, cedro o pirúl.

Matorral Desértico Rosetófilo. Vegetación dominada por especies con hojas en roseta, con o sin espinas, sin tallo aparente o bien desarrollado. Se le encuentra generalmente sobre suelos tipo xerosoles de laderas de cerros de origen sedimentario, en las partes altas de los abanicos aluviales o sobre conglomerados en casi todas las zonas áridas y semiáridas del centro, norte y noroeste del país. Aquí se desarrollan algunas de las especies de mayor importancia económica de esas regiones áridas como: lechuguilla (*Agave lechuguilla*), *Agave spp.*, guapilla (*Hechtia spp.*), sotol (*Dasyliirion spp.*), candelilla (*Euphorbia antisiphilitica*), guayule (*Parthenium argentatum*), palma samandoca (*Yucca carnerosana*), es notable la presencia de cactáceas acompañantes.

Vegetación de Galería. Comunidades arbustivas, ocasionalmente con elementos subarbóreos, que se desarrollan en los márgenes de los ríos y arroyos, siempre bajo condiciones de humedad. En general se localizan en zonas de climas templados a secos, con amplios rangos en los valores de temperatura, humedad y altitud, sobre terrenos con humedad superficial o con manto freático somero en el lecho de ríos usualmente secos. En este tipo de vegetación predomina generalmente un solo estrato arbustivo, que fisonómicamente puede presentar el aspecto de matorral denso o espaciado, con altura entre 1 y 2 m y constituido por elementos usualmente perennifolios. Entre otros géneros que pueden integrar a la vegetación de galería se encuentran *Baccharis*, *Chilopsis*, *Senecio*, *Acacia*, *Mimosa* y *Salix*, y no es rara la presencia de mezquites (*Prosopis sp.*) en el noroeste y norte del país.

Bosque de Pino. Comunidades vegetales donde dominan especies de pino con alturas promedio de 15 a 30 m, su estrato inferior es relativamente pobre en arbustos, pero con abundantes herbáceas. Esta condición se relaciona con los frecuentes incendios y la tala inmoderada. Los árboles de pino poseen hojas perennifolias, con una época de floración y fructificación heterogénea, debido a las diferentes condiciones climáticas en las que se presenta. Las especies más comunes son pino chino (*Pinus leiophylla*), pino (*Pinus hartwegii*), ocote blanco (*Pinus montezumae*), pino lacio (*Pinus pseudostrobus*) pino escobetón (*Pinus devoniana*), pino chino (*Pinus teocote*), ocote trompillo (*Pinus oocarpa*), pino ayacahuite (*Pinus ayacahuite*), pino (*Pinus pringlei*), *Pinus durangensis*, *Pinus leiophylla* var. *chihuahuana*, *Pinus engelmannii*, *Pinus lawsonii*, *Pinus pseudostrobus* var. *Apulcensis*, que se localizan en las cadenas montañosas de todo el país. Los climas en donde se desarrollan son templado y semicálido subhúmedos con lluvias en verano, con una temperatura media anual que varía de 6 a 28 °C y una precipitación anual que oscila entre 350 a 1,200 mm. Se encuentra de los 150 y hasta los 4,200 msnm, en el límite altitudinal de la vegetación arbórea, en pendientes que van de 10 a 75%, en diferentes exposiciones, aunque prefieren las que están orientadas hacia el norte. Este bosque se establece sobre rocas ígneas, gneis y esquistos, y con menos frecuencia en lutitas, areniscas y calizas, en cambisoles, leptosoles, luvisoles, phaeozems, regosoles, umbrisoles, y otros tipos de suelo.

Chaparral. Es una asociación de arbustos o árboles esclerófilos de 1 a 4 m de alto, generalmente resistentes al fuego. Se encuentra en las llanuras, valles y lomeríos, entremezclados ocasionalmente con otros tipos de vegetación. Se desarrolla en climas semicálidos y semifríos con baja humedad, así como en los templados subhúmedos. Muy característico de la región norte de la Península de Baja California. La precipitación media anual varía entre 350 y 600 mm, más del 75% de la precipitación ocurre durante los meses de octubre a abril. El periodo de los seis meses secos (mayo a octubre) coincide con las altas temperaturas; las lluvias desaparecen entre abril y mayo, el chaparral empieza a secarse y en los meses de julio y agosto la comunidad es altamente susceptible al fuego. El chaparral está bien adaptado a la época seca y al fuego, después de las quemadas, muchas de las especies se regeneran rápidamente por la escarificación que sufren las semillas por el calentamiento durante el incendio. La especie más común de este Chaparral en Baja California es *Adenostoma fasciculatum*; otros componentes frecuentes son: *Arctostaphylos spp.*, *Ceanothus spp.*, *Quercus spp.*, *Eriogonum fasciculatum*, *Cercocarpus spp.*, *Mimulus spp.*, *Rhamnus spp.*, *Heteromeles arbutifolia* y *Hesperoyucca whipplei*. Si bien las extensiones más grandes de chaparral se encuentran en Baja California, en donde se desarrolla bajo un clima mediterráneo, existen algunas comunidades análogas que requieren mayor estudio en muchas sierras del país, bajo otros regímenes climáticos. Su presencia en otros estados de la república no es clara, en varios casos se podría tratar de vegetación secundaria con incendios frecuentes. Manejo relacionado con algún uso forestal comercial, como es el caso de los bosques creados en los estados de México, Michoacán y otros a partir de reforestación con eucalipto, casuarina, cedro o pirúl.

Vegetación de Desiertos Arenosos. Esta comunidad vegetal está constituida principalmente por arbustos perennes, cuyas raíces perforantes se anclan en la arena no consolidada y forman colonias por reproducción vegetativa. Se agrupan por “manchones” en desiertos sumamente áridos. Algunas de las especies que se pueden encontrar son: gobernadora o hediondilla (*Larrea tridentata*), mezquites (*Prosopis spp.*), *Yucca spp.*, saladillos (*Atriplex spp.*), chollas y nopales (*Opuntia spp.*), hitamo (*Ephedra trifurca*), hierba del burro (*Ambrosia dumosa*), etcétera. Estas especies proceden de las áreas circunvecinas, generalmente con matorral desértico micrófilo, mezquital u otros tipos de vegetación. Este tipo de vegetación cubre amplias regiones, principalmente en las zonas áridas de Coahuila, Chihuahua, Sonora y Baja California, como sucede en buena parte del noroeste del país.

Vegetación Halófila Xerófila. La constituyen comunidades vegetales herbáceas o arbustivas que se caracterizan por desarrollarse sobre suelos con alto contenido de sales en cualquier parte del país, es común en partes bajas de cuencas cerradas de las zonas áridas y semiáridas. Esta comunidad se caracteriza por especies de baja altura, por la dominancia de pastos rizomatosos y tallos rígidos, además de una escasa cobertura de especies arbustivas. Esta vegetación se desarrolla en zonas donde los factores climáticos y geológicos dieron origen a áreas salinas. Las especies más abundantes corresponden estrictamente a halófitas como chamizo (*Atriplex spp.*), romerito (*Suaeda spp.*), hierba reuma (*Frankenia spp.*) y lavanda (*Limonium spp.*). Otras especies capaces de soportar estas condiciones son verdolaga (*Sesuvium spp.*), zacate toboso (*Hilaria spp.*), zacate (*Eragrostis obtusiflora*), entre varias más. Son comunes las asociaciones de *Atriplex spp.*, *Suaeda spp.*, *Frankenia spp.*, entre otras. Este tipo de vegetación, característico de suelos con alto contenido de sales solubles, puede asumir formas diversas, florística, fisonómica y ecológicamente diferentes, pues pueden dominar en ellas formas herbáceas, arbustivas y aun arbóreas. Tal hecho se debe, al menos en parte, a que en los suelos salinos se presentan en condiciones climáticas variadas y, además, a que también las características edáficas varían tanto en lo que concierne a la cantidad y tipos de sales, como a la reacción pH, textura, permeabilidad, cantidad de agua disponible, etcétera. Los suelos con exceso de sales son comunes en las partes bajas de las cuencas endorreicas. Salvo muy raras excepciones, se trata de suelos profundos, de origen aluvial, que varían desde muy arcillosos, como es el caso de la mayor parte de los fondos de antiguos lagos. Con respecto a la composición florística de las comunidades halófilas, es interesante señalar que al mismo tiempo que incluyen géneros y especies de distribución muy vasta, algunos casi cosmopolitas, tampoco son raros en ellas los endemismos. Las familias mejor representadas son Gramineae y Chenopodiaceae, mereciendo mención especial las Frankeniaceae, cuyos miembros llegan a ser muy importantes en el noroeste de México. La suculencia es una característica frecuente en las halófitas de familias diferentes, así como la reproducción vegetativa y la alta presión osmótica.

Vegetación Secundaria. En las comunidades vegetales en forma natural existen elementos de disturbio que alteran o modifican la estructura o incluso cambian la composición florística de la comunidad, entre alguno de esos elementos podemos citar: Incendios, huracanes, erupciones, heladas, nevadas, sequías, inundaciones, deslaves, plagas, variaciones climáticas, etcétera. Así, las comunidades vegetales responden a estos elementos de disturbio o cambio modificando su estructura y composición florística de manera muy heterogénea de acuerdo también a la intensidad del elemento de disturbio, la duración del mismo y sobre todo a la ubicación geográfica del tipo de vegetación.

A lo largo de miles de años varias especies se han adaptado a cubrir, por decirlo de alguna manera, esas áreas afectadas en las cuales las condiciones ecológicas particulares de la comunidad vegetal se han alterado. En general cada comunidad vegetal tiene un grupo de especies que cubren el espacio alterado, son pocas las especies que tienen un amplio espectro de distribución y aparecen en cualquier área perturbada.

Estas especies forman fases sucesionales conocidas como “Vegetación Secundaria” que en forma natural y con el tiempo pueden favorecer la recuperación de la vegetación original.

A causa de la complejidad de definir los tipos de fases sucesionales, dada su heterogeneidad florística y ecológica y su difícil interpretación, aún en campo; se consideran con base en las formas de vida presentes y su altura tres fases:

- ⊕ Vegetación Secundaria herbácea;
- ⊕ Vegetación Secundaria arbustiva, y
- ⊕ Vegetación Secundaria arbórea.

Para tener una referencia de las fases y altura de la vegetación, en la serie VI de INEGI, se presenta también información intrínseca del desarrollo de la vegetación:

Altura: se refiere al tamaño que alcanza el estrato arbóreo y se clasifica de la siguiente manera:

- ⊕ Alto: mayor a 30 metros;
- ⊕ Mediano: entre 15 y 30 metros;
- ⊕ Bajo: 4 a 14.0 metros;
- ⊕ Arbustivo: menor a 4 metros, y
- ⊕ Herbáceo: menor a 2 metros.

Cobertura arbórea: es la cobertura que presenta el estrato arbóreo, se clasifica en:

- ⊕ Cerrada: Mayor a 40%;
- ⊕ Abierta: 10 a 40 %, y
- ⊕ Sin cobertura: menor a 10%.

Pastizal Natural. Comunidad dominada por especies de gramíneas y graminoides, en ocasiones acompañadas por estrato herbáceo y arbustos de diferentes familias, como son: compuestas, leguminosas, etcétera. El Pastizal Natural se desarrolla de preferencia en suelos medianamente profundos de mesetas, fondos de valles y laderas poco inclinadas, casi siempre de naturaleza ígnea, en altitudes entre 1,100 y 2,500 msnm, aunque en Sonora pueden descender hasta los 450 msnm. Los suelos propios de estos pastizales son en general neutros (pH 6 a 8), con textura que varía de migajón arcilloso a migajón arenoso y coloración rojiza a café, frecuentemente con un horizonte de concentración calimosa o ferruginosa más o menos continúa. Por lo común son suelos fértiles y medianamente ricos en materia orgánica, aunque se erosionan con facilidad cuando se encuentran en declive y carecen de suficiente protección por parte de la vegetación.

Los pastizales en cuestión son generalmente de altura media, de 20 a 70 centímetros, aunque a causa del intenso pastoreo se mantienen casi siempre más abajo. La coloración amarillenta pálida es característica durante la mayor parte del año y la comunidad sólo reverdece en la época más húmeda. La cobertura varía notoriamente de un lugar a otro y tiene que ver con la utilización del pastizal, pero rara vez supera el 80% y frecuentemente es menor de 50%. Su estructura es sencilla, pues además de un estrato rasante, formado principalmente por plantas rastreras, incluyendo a veces algas, hay un solo estrato herbáceo, en el cual suelen dominar ampliamente las gramíneas, aunque en la época favorable pueden aparecer numerosas especies de otras familias. Las plantas leñosas a menudo están completamente ausentes, cuando existen, solo juegan un papel secundario por el disturbio, y a veces forman uno a dos estratos. Las trepadoras son escasas y las epífitas de tipo xerófilo solo se presentan en ocasiones sobre las ramas de arbustos y árboles aislados. Son frecuentemente dominantes o codominantes en las asociaciones las especies del género *Bouteloua* y la más común de todas es *Bouteloua gracilis*, que prevalece en amplias extensiones del pastizal, sobre todo en sitios en que el sobrepastoreo no ha perturbado demasiado las condiciones originales y preferentemente en suelos algo profundos. En laderas pendientes, con suelo somero y pedregoso, a menudo son más abundantes *Bouteloua curtipendula* y *Bouteloua hirsuta*. Son menos frecuentes en general, *Bouteloua barbata* var. *Rothrockii*, *Bouteloua radicata*, *Bouteloua repens*, *Bouteloua eriopoda* y *Bouteloua chondrosioides*, pero en algunas zonas pueden también funcionar como dominantes o codominantes: *Bouteloua eriopoda* y *Bouteloua scorpioides*; aparentemente resultan favorecidas por un pastoreo intenso, desplazando en ciertas áreas a *Bouteloua gracilis*.

Pastizal Cultivado. Sistema en el cual se han introducido, intencionalmente en una región y para su establecimiento, pastos nativos de diferentes partes del mundo como: zacate pangola (*Digitaria decumbens*), zacate Buffel (*Pennisetum ciliaris*), zacate guinea o privilegio (*Panicum maximum*), zacate pará (*Panicum purpurascens*), entre otras muchas especies, bajo un programa de productividad y conservación se realizan algunas labores de cultivo y manejo, clasificados como Pastizales Cultivados. Estos pastizales son los que generalmente forman los llamados potreros en zonas tropicales, por lo general con buenos coeficientes de agostadero.

Pastizal Inducido. Esta comunidad dominada por gramíneas o gramínoideas aparece como consecuencia del desmonte de cualquier tipo de vegetación; también puede establecerse en áreas agrícolas abandonadas o bien como producto de áreas que se incendian con frecuencia. Los pastizales inducidos algunas veces corresponden a una fase de la sucesión normal de comunidades vegetales, cuyo clímax es por lo común un bosque o un matorral. A consecuencia del pastoreo intenso o de los fuegos periódicos, o bien de ambos factores juntos, se detiene a menudo el proceso de la sucesión y el pastizal inducido permanece como tal mientras perdura la actividad humana que lo mantiene. Otras veces el pastizal inducido no forma parte de ninguna serie normal de sucesión de comunidades, pero se establece y perdura por efecto de un intenso y prolongado disturbio, ejercido a través de tala, incendios, pastoreo y con ayuda de algún factor del medio natural, como, por ejemplo, la tendencia a producirse cambios en el suelo que favorecen el mantenimiento del pastizal. De esta manera se tiene la categoría de pastizales inducidos que prosperan una vez destruidos los bosques de pino y de encino, característicos de las zonas montañosas de México. En altitudes superiores a 2,800 msnm, las comunidades secundarias frecuentemente son similares a la pradera de alta montaña, formadas por gramíneas altas que crecen en extensos macollos. Los géneros *Festuca*, *Muhlenbergia*, *Stipa* y *Calamagrostis* son los más típicos de estos pastizales que, además de su interés ganadero, son aprovechados también a través de la extracción de la raíz de zacatón, materia prima para la elaboración de escobas que proporcionan las partes subterráneas de *Muhlenbergia macroura*. Por debajo de los 3,000 msnm, los pastizales inducidos derivados de los bosques de encino y pino, son mucho más variados y en general no presentan la fisonomía de macollos muy amplios. Muchas veces son análogos en su aspecto a los pastizales clímax de las regiones semiáridas, pudiendo variar de bajos a bastante altos, a menudo en función del clima. Entre los géneros a los que pertenecen las gramíneas dominantes pueden citarse: *Andropogon*, *Aristida*, *Bouteloua*, *Bromus*, *Deschampsia*, *Hilaria*, *Muhlenbergia*, *Stipa*, *Trachypogon* y *Trisetum*. Menos frecuentes o quizá menos fáciles de identificar son los pastizales originados a expensas de matorrales xerófilos y aún de otros pastizales. No es rara la presencia ocasional de diversas hierbas, arbustos y árboles.

Agroecosistemas. Dentro del SAR del Proyecto existen usos de suelo sin vocación forestal, como lo es la Agricultura de Riego Permanente, Agricultura de Temporal Anual y Permanente, Agricultura de Riego Anual, Agricultura de Riego Anual y Permanente, Agricultura de Temporal Anual y Agricultura de Riego Anual y Semipermanente.

Estos agrosistemas utilizan agua suplementaria para el desarrollo de los cultivos durante el ciclo agrícola, por lo que su definición se basa principalmente en la manera de cómo se realiza la aplicación del agua, por ejemplo la aspersión, goteo, o cualquier otra técnica, es el caso del agua rodada (distribución del agua a través de surcos o bien tubería a partir de un canal principal y que se distribuye directamente a la planta), por bombeo desde la fuente de suministro (ej. un pozo) o por gravedad cuando va directamente a un canal principal desde aguas arriba de una presa o un cuerpo de agua natural. La condición semipermanente es la duración del cultivo su ciclo vegetativo dura entre uno y diez años, como el caso de la papaya, la piña y la caña de azúcar.

La agricultura puede ser de tres tipos de acuerdo con el suministro de agua a los cultivos. Son de tipo temporal cuando el agua necesaria para su desarrollo vegetativo es suministrada por la lluvia. De riego cuando el suministro de agua utilizada para su desarrollo es obtenido por fuentes externas, por ejemplo, un pozo, una presa, etcétera y, de humedad cuando se aprovecha la humedad del suelo, independientemente del ciclo de las lluvias y que aún en época seca conservan la humedad, por ejemplo, zonas inundables, como pueden ser los lechos de los embalses cuando dejan de tener agua. Las chinampas es un caso de este tipo. Las áreas de agricultura también se agrupan por el tiempo de ocupación de los cultivos en el terreno, pudiendo ser de tipo permanente o nómada. De igual manera por la duración de los cultivos se pueden clasificar en anuales, semipermanentes y permanentes.

La agricultura de temporal, se clasifica como tal al tipo de agricultura de todos aquellos terrenos donde el ciclo vegetativo de los cultivos depende del agua de lluvia, por lo que su éxito está en función de la cantidad de precipitación y de la capacidad del suelo para retener el agua, su clasificación es independiente del tiempo que dura el cultivo en el suelo, puede llegar a más de diez años, en el caso de los frutales, o bien por periodos dentro de un año como los cultivos de verano. Incluye los que reciben agua invernal como el garbanzo. Estas zonas, para ser clasificadas como de temporal deberán permanecer sembradas al menos un 80% del ciclo agrícola. Pueden ser áreas de monocultivo o de policultivo y pueden combinarse con pastizales o bien estar mezcladas con zonas de riego, lo que conforma un mosaico complejo, difícil de separar, pero que generalmente presenta dominancia de los cultivos cuyo crecimiento depende del agua de lluvia. En casos muy particulares, como es el cultivo del café, cacao y vainilla, que se desarrollan a la sombra de árboles naturales y/o cultivados, su delimitación cartográfica es muy difícil por medio de sensores remotos de baja resolución por lo que su caracterización se realiza con el apoyo de la observación de campo. También es común encontrar zonas abandonadas con los cultivos mencionados y en donde las especies naturales han restablecido su sucesión natural al desaparecer la influencia del hombre; en estas condiciones las áreas se clasifican como vegetación natural de acuerdo con su fase sucesional o como vegetación primaria si predominan componentes arbóreos originales. Un ejemplo lo tenemos en condiciones de Selva Alta, Mediana Perennifolia y Subperennifolia o en Bosques Mesófilos de Montaña.

Áreas Desprovistas de Vegetación. Superficie donde la vegetación natural o inducida ha sido eliminada por diferentes actividades humanas.

Sin Vegetación Aparente. Considera las áreas en donde no es visible o detectable alguna comunidad vegetal. Se incluyen los eriales, depósitos litorales, bancos de ríos y aquellas áreas donde algún factor ecológico no permite o limita el desarrollo de la cubierta vegetal como falta de suelo, elevado nivel de salinidad o sodicidad y climas extremos (muy fríos o muy áridos).

Urbano Construido. Conglomerado demográfico, considerando dentro del mismo los elementos naturales y las obras materiales que lo integran.

Agua. Extensión con cubierta de agua.

En términos generales, como se mencionó en el apartado II.2.1., las posibles afectaciones a flora y fauna estarían representadas en los siguientes escenarios, con base en las cartas de uso de suelo y vegetación:

- ⊕ Tres escenarios (02 GECA N02 CA, 03 GECA N04 PC y 06 GECA N05) sobrepasan o rebasan los límites de la EC Las Dunas, la cual de acuerdo con las cartas de uso de suelo y vegetación (Figura II.23 y Anexo V.2.2.9) corresponde a vegetación de tipo desierto arenoso.
- ⊕ El escenario (04 GECA N11 CA) sobrepasa o sale del límite del área de la MLV-1003, que con base a la carta de uso de suelo y vegetación (Figura II.23 y Anexo V.2.2.9) es un área con vegetación de tipo matorral desértico micrófilo y uso de suelo para la agricultura permanente de riego anual y permanente.
- ⊕ El escenario (05 GECA N11 PC) sobrepasa o rebasa los límites de la Estación El Carrizo, que en base a la carta de uso de suelo y vegetación (Figura II.23 y Anexo V.2.2.9) es un territorio con vegetación de tipo chaparral y uso de suelo de pastizal inducido.

A continuación, en los apartados II.3.2.2.2 y III.3.2.2.3, se realiza un breve resumen de las especies detectadas en los muestreos de campo realizados para el presente Proyecto.

II.3.2.2.2 Flora

En el Sistema Ambiental Regional y a nivel bibliográfico existe de manera potencial 503 especies de flora, pertenecientes a 92 familias y 295 géneros, de las cuales 17 especies se encuentran listadas en la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010 y su Anexo normativo III; 19 de ellas se encuentran listadas en la CITES y 94 especies que están en la Lista Roja.

Se llevaron a cabo trabajos de campo para el muestreo de la flora y por tipo de vegetación para los sitios de muestreo; también se realizaron sitios de verificación para la observación de la cobertura vegetal en aquellas áreas en donde no se pudo acceder. Derivado de los trabajos de campo se pudo ratificar o rectificar los 29 usos de suelo y vegetación realmente existentes en el Sistema Ambiental Regional, los 27 en el Área de Influencia y los 12 en el sitio de Proyecto.

El Proyecto de ubica, conforme a los trabajos de campo, en cuatro usos de suelo (Agricultura de Riego y Temporal, Área Desprovista de Vegetación, Bosque Cultivado y Sin Vegetación Aparente) y ocho tipos de vegetación (Bosque de Encino, Bosque de Pino-Encino, Chaparral, Matorral Desértico Micrófilo, Pastizal inducido, Pastizal Natural, Vegetación de Desiertos Arenosos y Bosque de Galería). De ellos, siete corresponden a vegetación forestal (Bosque de Encino, Bosque de Pino-Encino, Chaparral, Matorral Desértico Micrófilo, Pastizal Natural, Vegetación de Desiertos Arenosos y Bosque de Galería) y uno corresponde a vegetación no forestal (Pastizal Inducido).

En el Sistema Ambiental Regional, se registraron en campo 75 especies (9 árboles, 27 arbustos, 35 hierbas y 4 cactáceas), que se distribuyen en 33 familias. En el Área de Influencia 65 especies (8 árboles, 23 arbustos, 29 hierbas y 5 cactáceas), que se distribuyen en 29 familias y en el sitio de Proyecto, se registraron 63 especies (7 árboles, 25 arbustos, 27 hierbas y 4 cactáceas), que se distribuyen en 29 familias.

Las especies bajo estatus de protección conforme a la NOM-059-SEMARNAT-2010 y su Anexo Normativo III se muestran a continuación en la Tabla II.17.

Tabla II.17 Listado de especies de flora listadas en la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010

Sistema Ambiental Regional				
#	Nombre científico	Nombre común	Categoría de riesgo	Tipo de vegetación
1	<i>Juniperus californica</i>	Enebro de BC	Pr	Bosque de Pino-Encino y Chaparral

Sistema Ambiental Regional				
#	Nombre científico	Nombre común	Categoría de riesgo	Tipo de vegetación
2	<i>Pinus jeffreyi</i>	Pino amarillo	Pr	Bosque de Pino-Encino
3	<i>Pinus monophylla</i>	Piñón	Pr	Bosque de Pino-Encino y Chaparral
4	<i>Pinus quadrifolia</i>	Piñón de California	Pr	Bosque de Pino-Encino y Chaparral
Área de influencia				
#	Nombre científico	Nombre común	Categoría de riesgo	Tipo de vegetación
1	<i>Ferocactus cylindraceus</i>	Biznaga barril de BC	Pr	Matorral Desértico Micrófilo
2	<i>Juniperus californica</i>	Enebro de BC	Pr	Bosque de Pino-Encino y Chaparral
3	<i>Olneya tesota</i>	Palo fierro	Pr	Matorral Desértico Micrófilo
4	<i>Pinus monophylla</i>	Piñón	Pr	Bosque de Pino-Encino y Chaparral
5	<i>Pinus quadrifolia</i>	Piñón de California	Pr	Bosque de Pino-Encino y Chaparral
Área de Proyecto				
#	Nombre científico	Nombre común	Categoría de riesgo	Tipo de vegetación
1	<i>Juniperus californica</i>	Enebro de BC	Pr	Bosque de Pino-Encino y Chaparral
2	<i>Olneya tesota</i>	Palo fierro	Pr	Matorral Desértico Micrófilo
3	<i>Pinus monophylla</i>	Piñón	Pr	Bosque de Pino-Encino y Chaparral
4	<i>Pinus quadrifolia</i>	Piñón de California	Pr	Bosque de Pino-Encino y Chaparral

Fuente: Anexo Normativo III de la NOM-059-SEMARNAT-2010.

En el Sistema Ambiental Regional y sitio de Proyecto se registraron en total cuatro especies en cada una y en el Área de Influencia 5 especies. La especie *Olneya tesota* (Palo fierro) se registró en el sitio de Proyecto y Área de Influencia, no así en el Sistema Ambiental Regional. La especie *Pinus jeffreyi* (Pino amarillo), se registró solo en el Sistema Ambiental Regional. Asimismo, de todas las especies listadas en la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010, solo la especie *Juniperus californica* (Enebro de Baja California) está clasificada como Endémica.

De las 75 especies registradas en el Sistema Ambiental Regional, 19 se encuentran en la Lista Roja de la UICN, de las cuales 11 se encuentran en la categoría de preocupación menor (LC), una especie en la categoría En Peligro (EN) y una en la categoría de Vulnerable (VU).

De las 65 especies registradas en el Área de Influencia, 17 se encuentran en lista roja de la UICN, de las cuales 16 se encuentran en la categoría de preocupación menor (LC) y una especie en la categoría Casi amenazada (NT).

- ⊕ De las 63 especies registradas en el Proyecto, 18 se encuentran en la lista roja de la UICN, de las cuales 15 se encuentran en la categoría de preocupación menor (LC) una especie en la categoría En Peligro (EN), otra especie en la categoría de Casi amenazada (NT) y también una sola especie en la categoría de Vulnerable (VU).

De las 93 especies registradas en los trabajos de campo, cuatro de ellas se encuentran listadas en la CITES. La especie *Ferocactus cylindraceus* (Biznaga Barril de Baja California), se registró solo en el Área de Influencia y las tres restantes: *Cylindropuntia californica* (Choya de Baja California), *Echinocereus engelmannii* (Alicoche fresa) y *Opuntia phaeacantha* (Nopal) se registraron tanto en el Sistema Ambiental Regional, Área de Influencia y en el sitio de Proyecto.

II.3.2.2.3 Fauna

El Sistema Ambiental Regional, el Área de Influencia y el sitio de Proyecto se ubican en las provincias bióticas: California, Sonorense y Baja California, que por su desarrollo geomorfológica presenta un completo sistema de topoformas que ha propiciado la variedad de especies faunísticas que la habitan.

Del listado potencial de especies (388), 13 son anfibios, 55 son reptiles, 253 son aves y 67 son mamíferos.

De las especies potenciales, 56 se encuentran bajo alguna categoría de riesgo de acuerdo con la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010, seis en Peligro de Extinción (P), 23 Amenazadas (A) y 27 bajo Protección Especial. Nueve especies son consideradas Endémicas al país y 16 especies de aves son consideradas Semiendémicas (SE); especies cuya población completa se distribuye únicamente en México durante cierta época del año.

34 especies están listadas en alguno de los apéndices de la Convención Internacional de Tráfico de Especies Silvestres (CITES). Además, 15 especies se encuentran en alguna categoría de riesgo de acuerdo con la Lista Roja de la UICN: una en la categoría de En Peligro Crítico (CR), dos en la de En Peligro (EN), dos en la de Vulnerable (VU) y nueve en la de Casi Amenazada (NT), mientras que 363 se encuentran con preocupación menor (LC). Además, siete especies son consideradas exóticas o introducidas (Exo).

En términos generales y por los muestreos en campo, se registró un total de 146 especies de fauna, distribuidas de la siguiente manera: una especie de anfibio, 15 especies de reptiles, 107 especies de aves y 23 especies de mamíferos.

Los anfibios estuvieron representados por una familia y por una especie, mientras que los reptiles por 15 especies. Estas especies pertenecen a 10 géneros y 4 familias. La familia Phrynosomatidae fue la mejor representada con 10 especies, seguida por la familia Viperidae con tres especies. Todos los registros fueron observación directa (OD), además, tres especies también fueron registradas por medio de entrevistas informales realizadas a personas que habitan en la zona (Ent.). Las 16 especies fueron registradas en el Sistema Ambiental Regional, 11 en el Área de Influencia y 11 en el sitio del Proyecto.

El grupo de las aves estuvo representado por 107 especies, ubicadas en 91 géneros y 44 familias. La familia mejor representada fue Passerellidae con 14 especies, seguida por las familias Anatidae, Ardeidae, Accipitridae, Tyrannidae, Troglodytidae e Icteridae con cinco especies cada una. De las 107 especies de aves registradas, 69 especies son residentes (R), 35 son migratorias de invierno (MI), una es migratoria de verano (MV) y dos son transitorias (T). Cinco especies son exóticas o introducidas (Exo). Todos los registros fueron observación directa (OD), a excepción de *Oreortyx pictus* que fue registrada en cámaras-trampa (CT); asimismo, tres especies observadas de manera directa también fueron registradas en cámaras-trampa (CT). En el Sistema Ambiental Regional fueron registradas 107 especies de aves, en el Área de Influencia 77 y 45 en el sitio del Proyecto.

Los mamíferos estuvieron representados por 23 especies pertenecientes a 19 géneros y 11 familias. La familia Cricetidae fue la mejor representada con cinco especies, seguida por la familia Sciuridae con cuatro especies. Los mamíferos fueron registrados por observación directa (OD), cámara-trampa (CT), captura (CAP), rastros (RAS) y/o entrevista (Ent). 23 especies fueron registradas en el Sistema Ambiental Regional, 21 en el Área de Influencia y 17 en el Proyecto.

Las especies de fauna con estatus de protección en la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010 son las que se muestran a continuación en la Tabla II.18.

Tabla II.18 Listado de especies de fauna listadas en la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010

Nombre científico	Nombre común	NOM-059-SEMARNAT-2010	Sitio de registro		
			Sistema Ambiental Regional	Área de influencia	Proyecto
<i>Callisaurus draconoides</i>	Cachora arenera	A	X	X	
<i>Petrosaurus mearnsi</i>	Lagartija de bandas de las rocas	Pr	X	X	X
<i>Uma notata</i>	Lagartija arenera del Colorado	P	X	X	X
<i>Urosaurus nigricaudus</i>	Cachora de árbol cola negra	A	X	X	X
<i>Uta stansburiana</i>	Lagartija de mancha lateral norteña	A	X	X	X
<i>Crotalus cerastes</i>	Cascabel cornuda del noroeste	Pr	X		
<i>Crotalus oreganus helleri</i>	Cascabel peninsular occidental	Pr	X		
<i>Accipiter cooperii</i>	Gavilán de Cooper	Pr	X		
<i>Buteo lineatus</i>	Aguililla pecho rojo	Pr	X		
<i>Buteo regalis</i>	Aguililla real	Pr	X	X	X
<i>Athene cunicularia hypugaea</i>	Tecolote llanero	Pr	X	X	X
<i>Falco mexicanus</i>	Halcón mexicano	A	X		
<i>Ovis canadensis</i>	Borrego cimarrón	Pr	X		

Fuente: Anexo Normativo III de la NOM-059-SEMARNAT-2010.

Las especies con estatus de protección en CITES (Apéndice II) son: *Buteo lineatus* (Aguililla pecho rojo), *Buteo jamaicensis* (Aguililla cola roja), *Buteo regalis* (Aguililla real), *Tyto alba* (Lechuza de campanario), *Bubo virginianus* (Búho cornudo), *Athene cunicularia hypugaea* (Tecolote llanero), *Falco sparverius* (Cernícalo americano), *Falco mexicanus* (Halcón mexicano I), *Ovis canadensis* (Borrego cimarrón), *Lynx Rufus* (Lince) y *Puma concolor* (Puma).

Dos especies de las registradas en campo se encuentran en alguna categoría de riesgo de la Lista Roja de la UICN, la Lagartija arenera del Colorado (*Uma notata*) en la categoría de casi amenazada (NT) y la Chara piñonera (*Gymnorhinus cyanocephalus*) en la categoría de vulnerable (VU); dos especies no se encuentran en la lista y el resto de las especies se encuentran en la categoría de preocupación menor (LC).

II.3.3 Conclusión

Una vez hecho el análisis de los componentes del Sistema Ambiental Regional es importante mencionar que las interacciones de riesgo sobre estos, que en primera instancia pudieran verse afectados de los escenarios presentados en el apartado II.1. y II.2 del presente estudio, y con poca probabilidad de ocurrencia de un evento de riesgo; implica la presencia de una onda de sobrepresión y de radiación térmica que afectaría el componente de agua y suelo, que se encuentre dentro de la superficie de los radios de afectación de la zona de alto riesgo, y que son, los siguientes:

- ⊕ Escenario 03-GECA-N04-PC de la fuga simulada en el cabezal general de descarga por una onda de sobrepresión, en la zona de alto riesgo presenta afectación al Canal All American (USA) con una distancia al punto de fuga de 556 metros (norte);
- ⊕ Escenario 04 GECA N11 CA, en el punto del Gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km, presenta afectación por sobrepresión en la zona de alto riesgo al Canal de agua Uno, con una distancia al punto de fuga de 75 metros (norte), y

- ⊕ Escenario 05 GECA N11 CA, en el punto del Gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km, presenta afectación por sobrepresión y radiación térmica en la zona de alto riesgo a un camino de terracería municipal.

Las interacciones de riesgos con poca probabilidad de ocurrencia de un evento de riesgo por la presencia de una onda de sobrepresión y de radiación térmica que afectaría al componente de flora y fauna, que se encuentra dentro de la superficie de los radios de afectación, son los siguientes:

- ⊕ Escenario 02 GECA N02 CA por fuga en la línea de 16" del patín de medición EMRyC-001-001 por poro de 81.28 milímetros (3.2 in) de diámetro equivalente liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva; en área con vegetación nativa de tipo desierto arenoso, que de acuerdo a los trabajos de campo NO hay presencia de especies de flora con estatus de protección;
- ⊕ Escenario 03 GECA N04 PC por rotura total del cabezal general de descarga de 30" liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva. Ver Figura II.6; en área con vegetación nativa de tipo desierto arenoso, que con base a los trabajos de campo NO hay presencia de especies de flora con estatus de protección especial;
- ⊕ Escenario 06 GECA N05 CA por fuga en la línea de 1.5" de descargar del tanque de condensados T-001-101 por poro de 38.1 milímetros (1.5 in) de diámetro equivalente liberando condensados con posible formación de vapores inflamables y/o explosivos; en área con vegetación nativa de tipo desierto arenoso sin la presencia de especies de flora con estatus de protección especial;
- ⊕ Escenario 04 GECA N11 CA por fuga en arreglo de MLV-1003 del gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km por poro de 50.8 milímetros (2 in) de diámetro equivalente con liberación de gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva; en área de vegetación nativa de tipo matorral desértico micrófilo, pero actualmente con uso de suelo para agricultura de riego anual y permanente, y
- ⊕ Escenario 05 GECA N11 PC por rotura total del gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km en el punto de interconexión con gasoducto Rosarito (Estación El Carrizo) liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva; en área de vegetación nativa de tipo Chaparral, que con base a reportes de campo, es posible la presencia de *Juniperus californica* –Enebro de BC–, *Pinus monophylla* –Piñón– y *Pinus quadrifolia* –Piñón de California– con estatus protección especial (NO reportadas para para el punto de interconexión). Además, encontrarse áreas con uso de suelo de pastizal inducido.

Por otra parte, no hay afectación en otras áreas de interés ambiental (veáse Anexo V.2.2.12), así como en ninguno de los escenarios modelados, se presenta afectación a centros de población cercanos al sitio donde pasa el Proyecto, (veáse Anexo V.2.2.13).

Por lo anterior, y con la finalidad de minimizar los riesgos e impactos por el Proyecto; GAP implementará sistemas, procesos, equipos, técnicas y procedimientos que se requieran con el fin de manejar el gas natural utilizando los más altos estándares nacionales e internacionales, lo que implica implementar rigurosas medidas de calidad, operación, mantenimiento, seguridad, control, atención de emergencias; además de, programas de mantenimiento, operación, inspección, seguridad, higiene, atención a emergencias, simulacros y capacitación. Asegurando que las instalaciones operen eficientemente y se minimice el impacto al ambiente; de igual forma, se mantendrá el riesgo de afectaciones al ambiente en un estado controlado y se minimizarán los posibles efectos debido a eventos no deseados.



CAPÍTULO III

SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVA 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 Sistemas de seguridad	III-3
III.1.2. Sistemas de control	III-11
III.1.3 Medidas preventivas	III-16

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla III.1 Recomendaciones técnicas-operativas	III-1
Tabla III.2 Tipo de detección y tecnología por área o equipo	III-6
Tabla III.3 Formas geométricas para señales de seguridad y su significado	III-9
Tabla III. 4 Dimensiones mínimas de las bandas de identificación en relación al diámetro de la tubería..	III-10
Tabla III.5 Colores de Seguridad, su significado e indicaciones y precisiones.....	III-10
Tabla III.6 Selección de colores de contraste	III-11
Tabla III.7 Programa general de mantenimiento	III-17
Tabla III.8 Descripción de los posibles receptores de riesgos y sus sistemas de seguridad y medidas preventivas	III-22

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura III.1 Organización de la URE.....	III-20
--	--------

III. SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL

III.1 Recomendaciones técnico-operativas

De acuerdo a la percepción y experiencia del Grupo Multidisciplinario de Análisis de Riesgo (GMAR) que participó en la identificación de peligros, existen ciertas acciones o medidas que deben ser tomadas en cuenta; las cuales tienen la intención de prevenir respuestas erróneas por confusiones en la ejecución de los procedimientos operacionales, dichas medidas están enfocadas hacia la protección de todos los receptores de riesgo (personal, medio ambiente, población, bienes, entre otras). Por lo cual el GMAR durante el desarrollo del análisis de los escenarios generó las recomendaciones que considera necesarias para prevenir, reducir o mitigar las consecuencias de cada desviación probable en el Proyecto.

Las recomendaciones técnico-operativas emitidas en las diferentes metodologías de identificación de peligros para las áreas que componen el presente Proyecto se muestran a continuación en la Tabla III.1.

Tabla III.1 Recomendaciones técnicas-operativas

N°	Código	Descripción	Identificación del nodo	Elemento del SASISOPA	Escenario de Riesgo		Responsable	MR
					N°	Descripción		
R1	GECA-ARSH-001-2020	Elaborar procedimientos de operación, en el cual se estipulen las actividades y responsabilidades entre el personal del sistema de transporte y el proveedor	Nodo 01	Programa de Implementación	01.1.1.2 HazOp	Problemas operativos aguas arriba de la estación (Proveedor)	Por definir por GAP	8
R2	GECA-ARSH-002-2020	Implementar programa de capacitación continua del personal operativo, el cual deberá considerar las capacidades técnicas, aptitudes y certificaciones	Nodo 01	Programa de Implementación	01.1.1.2 HazOp	Problemas operativos aguas arriba de la estación (Proveedor)	Por definir por GAP	8
R3	GECA-ARSH-003-2020	Elaborar para la estación un programa de mantenimiento predictivo y/o preventivo a equipos, válvulas e instrumentos de acuerdo con el manual del fabricante	Nodo 01	Programa de Implementación	01.1.2.2 HazOp	Saturación del medio filtrante debido a alto contenido de líquidos/sólidos en la corriente de gas	Por definir por GAP	12
R4	GECA-ARSH-004-2020	Analizar los rangos de nivel para las alarmas por alto y muy alto nivel para dar tiempo a la respuesta del operador, y determinar si los lazos de control de nivel en filtros están correctos y en su caso cambiar de filtro	Nodo 01	Programa de Implementación	01.7.1.1 HazOp	Fallo del lazo de control de nivel alineada (LV-01101/01102/01103/01104) en posición cerrada	Por definir por GAP	12
R5	GECA-ARSH-005-2020	Definir en la matriz Causa - Efecto del SPE, el efecto ante la señal por alto, muy alto, bajo y muy bajo nivel de los transmisores de nivel de filtros (LZIT-01001/01002/01003/01004)	Nodo 01	Programa de Implementación	01.7.1.1 HazOp	Fallo del lazo de control de nivel alineada (LV-01101/01102/01103/01104) en posición cerrada	Por definir por GAP	12
R6	GECA-ARSH-006-2020	Analizar la factibilidad de colocar etiquetas de prevención o flejes en válvulas manuales de diámetros menores	Nodo 01	Programa de Implementación	01.7.2.1 HazOp	Cierre inadvertido de válvulas manual de 2" Ø de LV alineada por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia)	Por definir por GAP	16
R7	GECA-ARSH-007-2020	Determinar el tiempo de operación de filtros en base a la saturación del medio filtrante y enviarlo a procedimiento operativo y de mantenimiento	Nodo 01	Programa de Implementación	01.8.2.1 HazOp	Apertura inadvertida de válvula manual de 2" Ø de bypass de LV alineada por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia)	Por definir por GAP	16
R8	GECA-ARSH-008-2020	En la etapa de arranque verificar y candadear de acuerdo a la filosofía de operación y control las válvulas manuales de diámetros mayores	Nodo 02	Programa de Implementación	02.1.1.2 HazOp	Cierre inadvertido de válvula manual de 16" Ø de alimentación a patín de medición (HV-01008 A/B/C) por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia)	Por definir por GAP	16
R9	GECA-ARSH-009-2020	Configurar la válvula XV-01001 del bypass de la estación de compresión con un permiso de apertura únicamente cuando las	Nodo 02	Programa de Implementación	02.2.2.1 HazOp	Apertura inadvertida de válvula XV-01001 por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia)	Por definir por GAP	18

N°	Código	Descripción	Identificación del nodo	Elemento del SASISOPA	Escenario de Riesgo		Responsable	MR
					N°	Descripción		
		válvulas de descarga de los compresores se encuentren cerradas				confianza, stress, falta de experiencia)		
R10	GECA-ARSH-010-2020	Asegurarse que la lógica de apertura o cierre de las válvulas del hot bypass (SDV) se encuentren relacionadas con la lógica de las válvulas SDV 01121/01123/01125 de succión de las unidades de compresión	Nodo 03	Programa de Implementación	03.1.1.2 HazOp	Apertura espuria (sin demanda) de la válvula del hot bypass (SDV-01127/01128/01129)	Por definir por GAP	12
R11	GECA-ARSH-011-2020	Asegurarse que la lógica de apertura o cierre de las válvulas del Sistema Antisurge (ASV) se encuentren relacionadas con la lógica de las válvulas SDV 01121/01123/01125 de succión de las unidades de compresión de acuerdo a las recomendaciones del fabricante para evitar el daño a los turbocompresores	Nodo 03	Programa de Implementación	03.1.3.2 HazOp	Apertura espuria (sin demanda) de la válvula del antisurge (ASV-01127/01128/01129)	Por definir por GAP	12
R12	GECA-ARSH-012-2020	Analizar la factibilidad de cambiar los TAG's de los instrumentos de las unidades modulares de compresión para evitar la duplicidad	Nodo 03	Programa de Implementación	03.2.2.1 HazOp	Saturación del medio filtrante debido a alto contenido de líquidos/sólidos en la corriente de gas	Por definir por GAP	8
R13	GECA-ARSH-013-2020	Configurar alarmas por muy alta temperatura al TIT-01532 asociado al SCD, el cual está ubicado en la línea de salida de la estación	Nodo 04	Programa de Implementación	04.5.1.1 HazOp	Fallo de los enfriadores de gas	Por definir por GAP	10
R14	GECA-ARSH-014-2020	Eliminar las señales de los transmisores indicadores de flujo existentes (FZIT-01001/01002) del sistema de paro por emergencia	Nodo 05	Programa de Implementación	05.1.1.2 HazOp	Apertura inadvertida de válvulas manuales de 2" Ø del bypass del control de nivel de filtros FS-001-001 A/B por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia)	Por definir por GAP	20
R15	GECA-ARSH-015-2020	Configurar alarmas por alto y muy alto flujo en los transmisores de flujo existentes (FZIT-01001/01002) al sistema de control distribuido (SCD) para alertar al operador y tomar acciones adecuadas	Nodo 05	Programa de Implementación	05.1.1.2 HazOp	Apertura inadvertida de válvulas manuales de 2" Ø del bypass del control de nivel de filtros FS-001-001 A/B por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia)	Por definir por GAP	20
R16	GECA-ARSH-016-2020	Definir los límites de ajuste por muy baja temperatura en el suministro de gas combustible a turbinas para paro de la estación de compresión	Nodo 06	Programa de Implementación	06.4.1.1 HazOp	Condiciones climatológicas anormales	Por definir por GAP	8
R17	GECA-ARSH-017-2020	Verificar con el proveedor las salvaguardas de las unidades de compresión por fallo del sistema de sellos	Nodo 07	Programa de Implementación	07.1.1.2 HazOp	Problemas operativos aguas arriba	Por definir por GAP	14
R18	GECA-ARSH-018-2020	Instalar transmisor indicador de presión en la línea de salida del sistema de gas de sello y configurarlo con alarmas por alta y por baja presión hacia el sistema de control distribuido (SCD)	Nodo 07	Programa de Implementación	07.1.1.2 HazOp	Problemas operativos aguas arriba	Por definir por GAP	14
R19	GECA-ARSH-019-2020	Revisión de alarmas del PZIT-01015 por alta y muy alta presión aguas abajo del segundo tren de regulación del paquete de acondicionamiento de gas combustible PA-001-654 de los motogeneradores, de acuerdo a las condiciones de operación del equipo que se suministre durante la ingeniería de detalle, para garantizar la protección de los motogeneradores sin que estos se dañen mecánicamente y así garantizar el suministro de energía eléctrica	Nodo 08	Programa de Implementación	08.1.1.1 HazOp	Problemas operativos aguas arriba	Por definir por GAP	14
R20	GECA-ARSH-020-2020	Instalar un permisivo de confirmación de cierre de válvulas	Nodo 01	Programa de Implementación	01.1.4.2 HazOp	Cierre inadvertido de válvulas XV alineadas (XV-01010 A/B/C) por error operativo (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia)	Por definir por GAP	16

N°	Código	Descripción	Identificación del nodo	Elemento del SASISOPA	Escenario de Riesgo		Responsable	MR
					N°	Descripción		
R21	GECA-ARSH-021-2020	Elaborar para las válvulas de seguridad un programa de mantenimiento preventivo de acuerdo con las políticas internas de la estación o cuando sean demandadas las válvulas. El programa debe incluir la elaboración de una bitácora que incluya al menos los incisos del punto H.2.2 de la Norma Oficial Mexicana NOM-093-SCFI-1994	Nodo 06	Programa de Implementación	06.2.4.1 HazOp	Válvulas de relevo de presión (PSV-01651/01653/01652/01654/01655) calzadas y/o abiertas posterior a la demanda	Por definir por GAP	16
R22	GECA-ARSH-022-2020	Capacitación del personal de control	Nodo 11	Programa de Implementación	11.1.1.1 ¿Qué pasa si...?	Error humano en la fabricación y durante el transporte (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia)	Por definir por GAP	16
R23	GECA-ARSH-023-2020	Mantener solo al personal necesario dentro del cuarto de control	Nodo 11	Programa de Implementación	11.1.1.1 ¿Qué pasa si...?	Error humano en la fabricación y durante el transporte (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia)	Por definir por GAP	16
R24	GECA-ARSH-024-2020	Configurar comandos de confirmación de cierre de válvulas MLV	Nodo 11	Programa de Implementación	11.1.1.1 ¿Qué pasa si...?	Error humano en la fabricación y durante el transporte (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia)	Por definir por GAP	16
R25	GECA-ARSH-025-2020	Contemplar en las bases de diseño de tuberías la elaboración de un análisis de flexibilidad considerando los parámetros de sismo de la zona y los resultados del estudio de mecánica de suelos	Nodo 11	Programa de Implementación	11.5.1.1 ¿Qué pasa si...?	Fenómenos naturales	Por definir por GAP	18
R26	GECA-ARSH-026-2020	Contemplar en las bases de diseño con estudios hidrológicos con periodos mínimos de 50 años de retorno	Nodo 11	Programa de Implementación	11.4.1.1 ¿Qué pasa si...?	Fenómenos naturales	Por definir por GAP	12
R27	GECA-ARSH-027-2020	Contemplar que las practicas operativas incluyan la supervisión y monitoreo continuo, así como, la concientización de las poblaciones aledañas al gasoducto para aplicación de las medidas correctivas para evitar fugas	Nodo 11	Programa de Implementación	11.6.1.1 ¿Qué pasa si...?	Descontentos de las comunidades cercanas	Por definir por GAP	12
R28	GECA-ARSH-028-2020	Realizar posterior a la prueba hidrostática el secado de la tubería y la corrida del diablo de limpieza.	Nodo 11	Programa de Implementación	11.8.2.1 ¿Qué pasa si...?	Descontentos de las comunidades cercanas	Por definir por GAP	22
R29	GECA-ARSH-029-2020	Emitir un procedimiento específico para las actividades de apertura de tapas de trampas de diablos	Nodo 12	Programa de Implementación	12.1.1.1 ¿Qué pasa si...?	Deterioro de los internos de las válvulas	Por definir por GAP	18
R30	GECA-ARSH-030-2020	Crear un procedimiento para la inspección mecánica del ducto al llegar al patio de tuberías	Nodo 11	Programa de Implementación	11.1.1.1 LOPA	Error humano en la fabricación y durante el transporte (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia)	Por definir por GAP	16
R31	GECA-ARSH-031-2020	Realizar inspecciones/auditorías durante las actividades de tendido de la tubería	Nodo 11	Programa de Implementación	11.5.1.1 y 37.6.1.1 LOPA	Error humano (Excesos de confianza, stress, falta de experiencia)	Por definir por GAP	15

MR: Magnitud de riesgos.

* La estructura del código de las recomendaciones es: (Clave del Centro de Trabajo)-(Clave del Tipo de Estudio)-(Número de la recomendación)-(Año del Estudio).

Fuente: Elaboración propia.

III.1.1 Sistemas de seguridad

III.1.1.1 Sistema de protección contra incendios

Extintores

Los sistemas de seguridad tendrán como propósito principal minimizar o reducir los efectos y/o daños al personal y a las instalaciones, que pueden presentarse durante un evento relacionado con los procesos propios de la operación de la instalación. La EC Las Dunas contará con equipo portátil contra incendio, por lo que habrá los siguientes dispositivos:

- ⊕ Extintores a base de dióxido de carbono (CO₂) Tipo B y C, y
- ⊕ Extintores a base de Polvo Químico Seco (PQS) a base de fosfato monoamónico - Tipo A, B y C.

Los extintores portátiles están planeados como una primera línea de defensa contra incendios de proporciones iniciales. El equipo portátil de extinción cumplirá con todos los requerimientos establecidos en la Norma Oficial Mexicana NOM-002-STPS-2010¹ y en el código NFPA-10².

El agente de extinción se considerará de acuerdo al tipo de fuego y su 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, y
- ⊕ Clase C. Son incendios en sitios que involucran equipos eléctricos energizados.

Los extintores se distribuirán alrededor de la instalación montados en carretilla de 56.7 kilogramos (125 libras) de PQS, para áreas comunes se emplearán extintores portátiles de PQS de 9 kilogramos (20 lb), mientras que para las áreas donde el riesgo de incendio sea del tipo eléctrico los extintores portátiles serán de CO₂ de 9 kilogramos (20 libras). Los extintores se seleccionarán dependiendo del tipo de área a proteger y deberán ser aprobados por UL y FM u otra entidad similar.

El sistema de espuma contra incendio será responsable de liberar el compuesto de espuma y mezclarlo con agua para su inyección a la parte superior de las válvulas de paro por emergencia (ESDV) y proteger de los efectos del fuego. De esta manera las ESDV podrán ejecutar su función de paro por emergencia y llevar a la instalación a condición segura.

El tipo de extintor (agente de extinción) se ubicará de acuerdo a la clasificación de fuego determinada en el lugar de la instalación, así como en el recorrido de las salidas de emergencia. Los extintores deberán colocarse 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 metros) desde cualquier lugar ocupado en el centro de trabajo para fuego tipo B. Para fuego tipo A y C 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 deberá exceder de 75.46 pies (23 metros).

En el Anexo V.2.6.3.4 y Anexo V.2.6.3.5 se pueden consultar los planos de localización de extintores en área de edificios y área de proceso respectivamente.

III.1.1.2 Sistema de Fuego y Gas (SFyG)

El SFyG tendrá como función principal detectar oportunamente un conato de incendio o fuga de gas para alertar al personal de manera que se realicen las acciones necesarias para protección de las personas y se minimicen los daños materiales y pérdidas económicas.

La selección del tipo de tecnología de detección debe basarse 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;

¹ NOM-002-STPS-2010. Condiciones de seguridad-Prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo. Publicación DOF: 09-12-2010.

² NFPA 10: Standard for Portable Fire Extinguishers.

- ⊕ 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 a la instalación;
- ⊕ 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, y
- ⊕ Cualquier guía y regulación aplicada en el centro de trabajo

El SFyG estará diseñado para proteger las instalaciones exteriores de proceso de las instalaciones, que se integrará mediante un PLC ubicado en el cuarto de control. A través de su lógica el PLC realizará las acciones oportunas de forma segura y confiable para la activación de las alarmas audibles y alarmas visibles por señal de los detectores de fuego y/o gas combustibles previniendo al personal de las situaciones detectadas de peligro.

En el área de proceso se incluirá en el diseño la protección por medio de un SFyG de las siguientes áreas y/o equipos de la instalación:

- ⊕ Área de filtración y medición;
- ⊕ Controlador del SFyG;
- ⊕ Estación para configuración portátil;
- ⊕ Detectores de mezclas explosivas (tipo puntual tecnología infrarroja);
- ⊕ Detectores de flama (tecnología UV/IR);
- ⊕ Estaciones manuales de alarma;
- ⊕ Alarmas visibles (semáforos);
- ⊕ Alarmas audibles;
- ⊕ Fuente de poder ininterrumpible;
- ⊕ Generadores de tonos.

Para la cantidad y localización de las alarmas audibles se considera una intensidad de tono 15dBA sobre el nivel medio de ruido de la instalación y considerar la reducción debido a la distancia de acuerdo a lo indicado en el punto A.18.4.4 de la NFPA 72³.

En el Anexo V.2.6.3.1 se puede consultar el plano de arquitectónico del Sistema de Fuego y Gas y Supresión.

³ NFPA 72: National Fire Alarm Code.

III.1.1.3 Sistema de Detección de Humo y Supresión

El sistema de detección de humo y supresión estará integrado por un tablero de control para la protección de los edificios administrativos, de control y eléctricos. El sistema será conectado al SFyG de la instalación a través de protocolo Modbus TCP a fin de supervisar el estado y las condiciones del sistema de protección de los edificios. Los equipos del sistema de detección, así como los accesorios y materiales a utilizar estarán listados por UL y/o aprobados por FM para servicio contra incendio.

Los sistemas de detección, alarma cumplirán con los requisitos especificados en la NFPA 72.

El Sistema de Detección de Humo y Supresión consistirá básicamente por los siguientes elementos y dispositivos:

- ⊕ Tablero de control;
- ⊕ Detectores de humo y térmicos;
- ⊕ Detector de hidrógeno;
- ⊕ Dispositivos de notificación (alarmas audibles y visibles);
- ⊕ Estaciones manuales de alarma, y
- ⊕ Generador de tonos.

El tablero de control del Sistema de Detección de Humo y Supresión enviará una señal a través de módulos direccionales al panel de control de HVAC para el paro de equipo de aire acondicionado y cierre de compuertas, en caso de presentarse una alarma por fuego (ver Tabla III.2).

Tabla III.2 Tipo de detección y tecnología por área o equipo

Área o equipo	Tipo de detección	Tecnología
Caseta de acceso	Humo	Fotoeléctrico
Modulos operativos	Humo	Fotoeléctrico
Oficinas	Humo	Fotoeléctrico
Sala de juntas	Humo	Fotoeléctrico
Cuarto de gabinetes	Humo	Fotoeléctrico
Servidores	Humo	Fotoeléctrico
Taller	Humo	Fotoeléctrico
Almacén	Humo	Fotoeléctrico
Bodega	Humo	Fotoeléctrico
Cuarto de baterías	Humo	Fotoeléctrico
Control eléctrico y área UPS	Detector de hidrógeno y humo	Catalítico y fotoeléctrico

Fuente: Bases de diseño de seguridad.

III.1.1.4 Sistema de supresión de fuego a base de agente limpio

El cuarto de gabinetes, sala de control SCADA, cuarto de servidores SCADA y TELECOM deberán contar con un sistema de supresión de fuego a base de agente limpio heptafluoropropano en cumplimiento con la NFPA 2001⁴.

Los sistemas de supresión de fuego a base de heptafluoropropano serán por inundación total, con una concentración de diseño del 7%, tal que se alcance dicha concentración de diseño en un tiempo máximo

⁴ NFPA 2001, Standard on Clean Agent Fire Extinguishing Systems

de 10 segundos. Después que la concentración de diseño haya sido alcanzada, está deberá mantenerse por un periodo de tiempo no menor a 10 minutos.

Los sistemas de supresión, incluyendo el agente extinguidor, contarán con certificados de cumplimiento, emitidos por UL y/o FM. Los sistemas de supresión cubrirán los riesgos de incendio, tanto en área plena de los respectivos cuartos, como en el piso falso y falso plafón en caso de existir. Los sistemas de supresión de fuego tipo paquete a base de agente limpio serán activados por un sistema de detección de humo (fotoeléctrico) de zona cruzada, es decir, activación de un detector y la confirmación de un segundo.

Los sistemas estarán constituidos principalmente por los elementos siguientes:

- ⊕ Boquillas de descarga del agente limpio;
- ⊕ Red de tubería y accesorios;
- ⊕ Detectores de humo;
- ⊕ Alarmas audibles y visibles;
- ⊕ Estaciones manuales de alarma;
- ⊕ Cilindros;
- ⊕ Válvulas check a la descarga del cilindro, y
- ⊕ Botón de aborto

Los sistemas de supresión, una vez activados enviarán una señal a través de módulos direccionales, desde tablero de control del sistema de detección de humo y supresión al panel de control de HVAC para el paro de equipo de aire acondicionado y cierre de compuertas.

Se instalará equipo de respiración autónoma en los cuartos, con descarga del agente limpio. Este equipo cumplirá con las disposiciones de la Norma Oficial Mexicana NOM-116-STPS-2009⁵.

El tablero de control del sistema de detección de humo y supresión deberá contar con puerto de comunicación MODBUS RS-485 para comunicación con el PLC del SFG.

III.1.1.5 Sistema de supresión a base de CO₂

Los cuartos eléctricos LER deberán contar con un sistema de supresión de fuego a base de CO₂ en cumplimiento con la NFPA 12⁶, a confirmarse en la ingeniería de detalle. Debera ser un sistema de inundación total, el cual deberá consistir de un suministro fijo de CO₂ permanentemente conectado a un sistema de tubería, con boquillas fijas para descargar el CO₂ en los espacios a proteger y debe ser de operación automática.

El agente supresor debe activarse de la siguiente manera:

- ⊕ Automática: Por acción confirmada de los detectores de humo, y
- ⊕ Manual: Por acción de las estaciones manuales de descarga del agente.

Adicional a la cantidad de CO₂ determinada, se deberá proporcionar una reserva del 100%, conectada permanentemente. Las memorias de cálculo deberán ser elaboradas con un software reconocido.

Los sistemas de supresión, incluyendo el agente extinguidor, contará con certificados de cumplimiento, emitidos por UL y/o FM.

⁵ NOM-116-STPS-2009. Seguridad-Equipo de protección personal-Respiradores purificadores de aire de presión negativa contra partículas nocivas-Especificaciones y métodos de prueba. Publicación DOF: 22-12-2009.

⁶ Standard on Carbon Dioxide Extinguishing Systems.

Los sistemas de supresión cubrirán los riesgos de incendio, tanto en área plena de los respectivos cuartos, como en el piso falso y falso plafón en caso de existir.

Los sistemas estarán constituidos principalmente por los elementos siguientes:

- ⊕ Boquillas de descarga del agente limpio;
- ⊕ Red de tubería y accesorios;
- ⊕ Detectores de humo;
- ⊕ Alarmas audibles y visibles, y
- ⊕ Cilindros.

Los sistemas de supresión, una vez activados enviarán una señal a través de módulos direccionales, desde el tablero de control del sistema de detección de humo y supresión al panel de control de HVAC para el paro de equipo de aire acondicionado y cierre de compuertas.

Se instalará equipo de respiración autónoma, en los cuartos con descarga del CO₂. Este equipo cumplirá con las disposiciones de la Norma Oficial Mexicana NOM-116-STPS-2009.

El tablero de control del sistema de detección de humo y supresión de cada uno de los cuartos eléctricos LER deberá contar con puerto de comunicación MODBUS RS-485 para comunicación con el PLC del SFG.

III.1.1.6 Rutas de evacuación y salidas de escape

La distribución de las rutas de evacuación y salidas de escape deben de cumplir con lo establecido en el capítulo 7 y 40 de la NFPA 101⁷, el capítulo 19 de la NFPA 5000⁸, lo estipulado en la Norma Oficial Mexicana NOM-002-STPS-2010 y en la Norma Oficial Mexicana NOM-003-SEGOB-2011⁹. Para el diseño de las salidas de escape y rutas de evacuación se deben de considerar los criterios siguientes:

- ⊕ Todos los edificios de la instalación deberán estar provistos de suficientes salidas, escaleras y vías de evacuación para asegurar un escape inmediato del personal. Las salidas deberán de estar libres y sin obstáculos desde todas las partes de cada edificio, estructura, sección o zona en todo momento;
- ⊕ Todos los edificios deberán de proveer un mínimo de dos salidas separadas y alejadas; sin embargo, éstas deberán de complementarse con las salidas de evacuación exteriores adicionales, teniendo en cuenta que cualquier compartimento o zona al interior del edificio no deberá de tener una distancia de recorrido de escape superior o igual a 60 metros de la salida o escalera más cercano;
- ⊕ Las aberturas de los medios de egreso no deben ser menores a 810 milímetros en el ancho libre, a menos de que exista alguna de las condiciones citadas en el punto 7.2.1.2.4 de la NFPA 101;
- ⊕ Cuando se requiera más de una salida en un edificio o parte del mismo, se deberá contemplar que cada una de ellas se sitúe y se construya apropiadamente para reducir al mínimo la posibilidad de que más de una de ellas se pueda bloquear por cualquier incendio u otra situación de emergencia. Las puertas de evacuación fuera del edificio siempre se deberán abrir hacia la dirección de escape;
- ⊕ Dentro de los edificios, la puerta de evacuación deberá ser abierta en dirección de la evacuación para aquellas habitaciones que no contienen más de 60 personas y donde la capacidad de evacuación promedio de cada puerta de las habitaciones no es más de 30 personas. La puerta de salida de emergencia deberá contar con barra de pánico, y
- ⊕ Las rutas de evacuación que conduzcan a la salida más cercana deberán de estar claramente marcadas, por lo que la dirección de escape desde cualquier punto debe de ser fácilmente visible. No

⁷ NFPA 101: Life Safety Code.

⁸ NFPA 5000: Building Construction and Safety Code.

⁹ NOM-003-SEGOB-2011. Señales y avisos para protección civil.- Colores, formas y símbolos a utilizar. Publicación DOF: 23-12-2011.

habrá ningún pasillo sin salida de más de 10 metros. Todas las escaleras de salida deberán ser de tipo no deslizante.

Para las salidas de escape en las zonas exteriores se deberá cumplir con lo establecido en el capítulo 42 de la NFPA 101.

En el Anexo V.2.6.3.2 y Anexo V.2.6.3.3 pueden consultarse las rutas de evacuación y señalización del área de proceso y edificios respectivamente.

III.1.1.7 Letreros de señalización

Los letreros de seguridad indicarán los tipos de riesgos, la prohibición de acciones que representen peligro, la obligatoriedad del uso de los equipos de protección, la localización de dispositivos de los sistemas de supresión y sistema de detección y alarma.

Todos los letreros de seguridad se ubicarán en sitios que estén bien iluminados de día y de noche, que sean fácilmente visibles y que alerten y comuniquen al personal sobre los riesgos y peligros presentes en el sitio y el tipo de protección requerida.

Las características de los letreros cumplirán con lo establecido en la Norma Oficial Mexicana NOM-003-SEGOB-2011 y la Norma Oficial Mexicana NOM-026-STPS-2008¹⁰.

Los letreros de señalización a instalar cumplirán con los siguientes criterios y propósitos:

- ⊕ Captar la atención del personal usuario y externos;
- ⊕ Conducir a una sola interpretación;
- ⊕ Ser claras para facilitar su comprensión;
- ⊕ Informar claramente sobre la acción específica a seguir;
- ⊕ Representar acciones y situaciones que puedan ser reconocidas fácilmente;
- ⊕ Representar exclusivamente un mensaje directo en cada una, y
- ⊕ Estar libres de todo tipo de propaganda, logotipo o mensajes ajenos al contenido de imagen establecido en esta especificación.

a) Características generales.

La forma geométrica de los letreros y su uso, se especifican en la Tabla III.3.

Tabla III.3 Formas geométricas para señales de seguridad y su significado

Significado	Forma geométrica	Descripción de forma geométrica	Utilización
Prohibición		Círculo con banda circular y banda diametral oblicua a 45° con la horizontal, dispuesta de la parte superior izquierda a la inferior derecha	Prohibición de una acción susceptible de provocar un riesgo
Obligación		Círculo	Descripción de una acción obligatoria
Precaución		Triángulo equilátero. La base será paralela a la horizontal	Advierte de un peligro
Información		Cuadrado o rectángulo. La base medirá entre una a una y media veces la altura y será paralela a la horizontal	Proporciona información para casos de emergencia

¹⁰ NOM-026-STPS-2008. Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías. Publicación DOF: 25-11-2008.

Significado	Forma geométrica	Descripción de forma geométrica	Utilización
			
Contraincendio		Rectángulo. La base medirá entre una a una y media veces la altura y será paralela a la horizontal	Proporciona información de equipo contra incendio

Fuente: Tomado de la Norma Oficial Mexicana NOM-026-STPS-2008.

b) Dimensiones de letreros y señalizaciones.

Las dimensiones de letreros y señalamientos estarán de acuerdo con lo indicado en la Tabla III.4.

Tabla III. 4 Dimensiones mínimas de las bandas de identificación en relación al diámetro de la tubería

Diámetro exterior de tubo o cubrimiento (mm)	Ancho de la banda de identificación
Hasta 38	100
De 38 a 51	200
De 51 a 150	300
De 151 a 250	600
Más de 250	800

Fuente: Tomado de la Norma Oficial Mexicana NOM-026-STPS-2008.

c) Tipos y colores de letreros y señalamientos.

Los colores que se utilizarán en la elaboración de los letreros de seguridad, se clasifican en colores de seguridad y colores contrastantes (ver Tabla III.5).

Tabla III.5 Colores de Seguridad, su significado e indicaciones y precisiones

Color de seguridad	Significado	Indicaciones y precisiones
ROJO	Paro	Alto y dispositivos de desconexión para emergencias
	Prohibición	Señalamientos para prohibir acciones específicas
	Material, equipo y sistemas para combate de incendios	Identificación y localización
AMARILLO	Advertencia de peligro	Atención, precaución, verificación. Identificación de fluidos peligrosos
	Delimitación de áreas	Limites de áreas restringidas o de usos específicos
	Advertencia de peligro por radiaciones ionizantes	Señalamiento para indicar la presencia de material radiactivo
VERDE	Condiciones seguras	Identificación de tuberías que conducen fluidos de bajo riesgo. Señalamientos para indicar salidas de emergencia, rutas de evacuación, zonas de seguridad y primeros auxilios, lugares de reunión, regaderas de emergencia, lavaojos, entre otros
AZUL	Obligación	Señalamientos para realizar acciones específicas

Fuente: Tomado de la Norma Oficial Mexicana NOM-026-STPS-2008.

d) Colores contrastantes.

Se usará como colores contrastantes de seguridad: el negro, el blanco y el magenta. Cuando se utilice un color contrastante para mejorar la percepción de los colores de seguridad, la selección del primero será de acuerdo a lo establecido en la Tabla III.6. El color de seguridad cubrirá al menos 50 % del área total de la señal, excepto para las señales de prohibición, como se indica en el apartado 7.2 de la Norma Oficial Mexicana NOM-026-STPS-2008.

Tabla III.6 Selección de colores de contraste

Color de seguridad	Color de contraste
Rojo	Blanco
Amarillo	Negro
Amarillo	Magenta
Verde	Blanco
Azul	Blanco

NOTA. El magenta será el color contrastante del amarillo de seguridad, únicamente en el caso de la señal utilizada para indicar la presencia de radiaciones ionizantes, según lo establecido en el apéndice E de la Norma Oficial Mexicana NOM-026-STPS-2008.

Fuente: Tomado de la Norma Oficial Mexicana NOM-026-STPS-2008.

En el Anexo V.2.6.3.2 y Anexo V.2.6.3.3 pueden consultarse las rutas de evacuación y señalización del área de proceso y edificios respectivamente.

III.1.2. Sistemas de control

Además de los sistemas de seguridad y para llevar a cabo el buen funcionamiento de la Estación de Compresión Las Dunas (EC Las Dunas) bajo condiciones normales de operación y control, y salvaguardar la integridad del personal operativo de la instalación; se contará con los siguientes sistemas de control:

a) Sistema de Control Distribuido (SCD)

La EC Las Dunas contará con un SCD que será localizado en el Cuarto de Control de Proceso (CCP). Su funcionamiento estará basado en una arquitectura de controlador maestro para enlazar las variables de operación, supervisión y control de los sistemas de proceso y servicios auxiliares.

El SCD tendrá la capacidad de recibir y configurar las señales de los instrumentos inteligentes de manera confiable, y poder monitorear el estado de la instrumentación en campo, la configuración de parámetros y estrategias de control.

El monitoreo y control de las variables de proceso será en tiempo real y el SCD tendrá la facultad de manejar datos históricos para efectos de análisis y reportes. Así mismo, el SCD contará con redundancia en redes de comunicación para la integración al sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA-*Supervisory Control And Data Acquisition*, por sus siglas en inglés) a fin de monitorear las variables operativas desde este sistema.

b) Sistema de Paro por Emergencia (SPE)

La EC Las Dunas contará con un SPE localizado en el Cuarto de Control Principal (CCP). El SPE contará con una interfaz de comunicación “Ethernet” con el SCD para monitorear el estado de las variables de proceso.

La función principal del SPE será el de monitorear las variables relacionadas con las funciones de seguridad y en caso de presentarse alguna condición no segura, activar los elementos finales de control para mantener el área de compresión segura y salvaguardar la integridad del personal operativo y de las instalaciones y estará en comunicación con el SCD, diseñado de acuerdo con la arquitectura del SPE.

El SPE de la instalación contará con los siguientes niveles de paro:

- ⊕ **Nivel 1 (con venteo):** Paro de turbocompresores, se activa el aislamiento de la EC Las Dunas mediante el cierre de las Válvulas de Cierre de Emergencia (ESDV) y abriendo las Válvulas de Venteo Controlado (BDV), y

- ⊕ **Nivel 2 (sin venteo):** Paro de turbocompresores, se activa el aislamiento de la EC Las Dunas mediante el cierre de las Válvulas de Cierre de Emergencia (ESDV).

El gabinete de control del SPE deberá enviar señales con cableado físico al Panel de Control de Turbocompresores (TCP), cerrando las Válvulas de Bloqueo de Emergencia (SDV) de succión y descarga durante un paro de emergencia y abriendo las Válvulas de Venteo (BVD) automáticas para desfogue de la instalación, dependiendo del nivel de paro.

El SPE deberá ser capaz de, al menos, llevar a cabo las siguientes acciones básicas las cuales dependerán de la combinación de las siguientes causas:

- ⊕ La activación de las estaciones manuales del SPE y/o fuego y gas en el cuarto de control;
- ⊕ La activación de la estación manual en salidas de emergencia y puertas de acceso;
- ⊕ La activación de la estación manual del área del turbocompresor del SPE y/o fuego y gas;
- ⊕ Detección de fuego o gas dentro de la cabina para cada unidad de turbocompresor con sistema de supresión de fuego por medio del tablero de control del sistema de supresión (TCSS);
- ⊕ Pérdida de estado “abierto” de las válvulas ESDV de corte de paro por emergencia;
- ⊕ Perdida de estado “cerrado” de las válvulas de venteo BDV;
- ⊕ Alta-alta presión a la salida de la estación;
- ⊕ Baja presión a la entrada de la estación;
- ⊕ Activación de un botón de emergencia asociado al SPE;
- ⊕ Por alta temperatura en la descarga del Turbocompresor;
- ⊕ Baja presión en el sistema de aire de instrumentos, y
- ⊕ Después de la confirmación de al menos dos detectores de fuego.

c) Sistema de de Fuego y Gas (SFyG)

La instalación contará con un SFyG que será localizado en el CCP. Dicho sistema contará con una interfaz de comunicación con el SCD para monitorear el estado y las condiciones del fuego y gas. El SFyG estará conformado por detectores de gas combustible, detectores de flama, alarmas audibles y visibles en exteriores e interiores, estaciones manuales y de abandono. Todos los detectores serán cableados físicamente al fuego y gas ubicado en el cuarto de control y en campo.

El equipo y la operación del SFyG deberán ser totalmente independientes en hardware y software del SCD y del SPE. El SFyG deberá enviar señales cableadas físicamente al SPE cuando se detecte cualquier confirmación de fuego (al menos 2) dentro de la zona de proceso de acuerdo con la matriz de causa y efecto para llevar a la estación a una condición segura.

d) Sistema de Circuito Cerrado de Televisión (CCTV)

La instalación contará con un sistema de CCTV, integrado con cámaras de CCTV, para visualizar la totalidad de la instalación y las áreas de proceso, reduciendo al mínimo los puntos ciegos dentro y fuera de la EC Las Dunas. El equipo estará localizado en el cuarto de telecomunicaciones, una estación de trabajo de CCTV será localizada en la consola del operador dentro del Cuarto de Control de Proceso (CCP) y la otra en Centro de Control Alterno (CCA).

El sistema de CCTV generará reportes, mandando mensajes de alerta de las estaciones de trabajo. El CCTV enviará correos y mensajes telefónicos en caso de alguna detección de intrusos.

e) Sistema de Detección de Intrusos

Se proveerá un Sistema de Detección de Intrusos a base de fibra óptica, sensores de movimiento e interacción con el SFyG y CCTV para protección del perímetro de la instalación.

f) Sistema de Voz y Datos

Se proveerá un Sistema de Voz y Datos en la instalación, una red de cableado estructurado, la cual tendrá como finalidad proporcionar los servicios integrales de voz y datos que cubrirá con todas las necesidades de comunicación requeridas actualmente y futuras.

Se diseñará un sistema de voz y datos mediante la filosofía de una red de cableado estructurado con topología en árbol, la cual se localizará en el área de comunicaciones ubicado en el interior del CCP, a partir del cual se distribuirá el cableado a los diferentes nodos o salidas de comunicaciones, conforme a los servicios requeridos en los siguientes sistemas:

- ⊕ Sistema de Control Distribuido (SCD);
- ⊕ Sistema de Paro por Emergencia (SPE);
- ⊕ Sistema de Fuego y Gas (SFyG);
- ⊕ Sistema control de turbinas;
- ⊕ Servidor de correos;
- ⊕ Servidor de VoIP;
- ⊕ Internet;
- ⊕ Circuito Cerrado de Televisión (CCTV);
- ⊕ Control de acceso y seguridad perimetral;
- ⊕ Servicio de aplicaciones corporativas de GAP, y
- ⊕ Telefonía.

Se considerará el sobredimensionamiento de 30% del número de salidas de comunicaciones, por lo que se dejarán puertos de voz y datos, que en el futuro se pudieran requerir e integrarse a la red de cableado estructurado.

Todos los edificios dispondrán de un cableado estructurado basado en dos redes de cableado paralelas y complementarias: la red de datos y la red de telefonía. En cada edificio se contará con un gabinete de comunicaciones el cual se comunicará por medio de fibra óptica al CCP.

La red de datos estará formada por cableado horizontal de cables de cobre UTP.

III.1.2.1 Sistema de filtración

A la entrada del sistema de filtración se encontrará la ESDV-08001 comandada por el SPE, que a su vez aguas arriba contará con el PI-01001 perteneciente al SPE con alarma por muy baja presión a condición que lleve al cierre (dentro de los 10 segundos iniciada la acción de cierre) de la ESDV-01001 y ESDV-01002 (en el área de cabezales de descarga a la salida de la EC Las Dunas), dicha condición de baja presión a la entrada de la EC Las Dunas implica que los sistemas de compresión no puedan operar, por lo que al encapsular el proceso por el cierre de las ESDV-01001 y ESDV-01002 por baja presión según lo indicado por el PI-01001. Cuando se de esta condición el SPE enviará una señal al PLC de las turbinas para activar el procedimiento de paro seguro de la turbina y la apertura de las BDV-01041 y BDV-01042 (dentro de 10 segundos después de la acción de apertura) enviando el gas entrampado desde los filtros FS-007-001A/B hasta el cabezal de succión de baja presión;

- ⊕ El filtro FS-001-001A contará con indicadores de nivel LI-01001 y LI-01002 con alarmas por alto y muy alto nivel de condensados, tanto en el lado sucio como el limpio del filtro; enviando las señales al SPE para mandar a cierre las ESDV-01001 y ESDV-01002 evitando el paso de condensados hacia las

turbinas de gas. A la salida de los condensados del filtro encontraremos el FI-01001 gobernado por el SPE para alarmar sobre el flujo o no flujo de condensados, la importancia de esta señal estará ligada a la relación que tendrá con los indicadores de nivel del filtro, la respuesta del SPE será llevar a cierre las ESDV-01001 y ESDV-01002. En ambos casos el SPE enviara una señal al PLC de las turbinas para activar el procedimiento de paro seguro de la turbina y la apertura de las BDV-01041 y BDV-01042, y

- ⊕ El filtro FS-001-001B contará con indicadores de nivel LI-01003 y LI-01004 con alarmas por alto y muy alto nivel de condensados, tanto en el lado sucio como el limpio del filtro; enviando las señales al SPE para mandar a cierre las ESDV-01001 y ESDV-01002 evitando el paso de condensados hacia las turbinas de gas. A la salida de los condensados del filtro encontraremos el FI-01002 gobernado por el SPE para alarmar sobre el flujo o no flujo de condensados, la importancia de esta señal estará ligada a la relación que tendrá con los indicadores de nivel del filtro, la respuesta del SPE será llevar a cierre las ESDV-01001 y ESDV-01002. En ambos casos el SPE enviara una señal al PLC de las turbinas para activar el procedimiento de paro seguro de la turbina y la apertura de las BDV-01041 y BDV-01042.

III.1.2.2 Sistema de compresión y enfriamiento

El SPE interactuará con el SCD y los PLC de cada turbina, de forma supervisoria el SPE coordinará las acciones a seguir según lo demande o lo considere el PLC de los turbocompresores (en cuanto a operación se refiere); por otras causas como fuego o por activación de uno de los botones locales se podrá activar el SPE y actuar de forma completamente independiente.

- ⊕ El turbocompresor TC-001-101 contará con la SDV-01121 sobre la línea de succión, de acuerdo con el proceso esta válvula permanecerá en posición cerrada cuando no se encuentre operando, sin embargo, en caso de que la turbina inicie el procedimiento de paro seguro esta válvula cambiará a posición de cerrada; el SPE interactuará por medio de esta válvula para iniciar la apertura de la BVD-01041 enviando el gas entrampado a la columna de venteo por el cabezal de alta presión. Por otro lado, a la descarga de la turbina encontraremos en primera instancia el E-001-101 seguida de la SDV-01122 la cual cerrará, paso seguido la BDV-01141 abrirá enviando el gas entrampado a la columna de venteo por el cabezal de alta presión.

En el caso de contar con un evento de sobrepresión la TC-001-101 contará en la salida del E-001-101 con el PZIT-01005 el cual enviará el valor de la presión del gas al PI-01005 el cual formara parte del SPE y transmitirá la información al PLC de la turbina para realizar las acciones de control de presión, en caso de lo lograr ese acometido se tendrá que mandar a paro la turbina cerrando las SDV-01121 y SDV-01122 al mismo tiempo que el SPE abre la BDV-01141.

- ⊕ El turbocompresor TC-001-102 contará con la SDV-01123 sobre la línea de succión, de acuerdo con el proceso esta válvula permanecerá en posición cerrada cuando no se encuentre operando, sin embargo, en caso de que la turbina inicie el procedimiento de paro seguro esta válvula cambiara a posición de cerrada; el SPE interactuará por medio de esta válvula para iniciar la apertura de la BVD-01041 enviando el gas entrampado a la columna de venteo por el cabezal de baja presión. Por otro lado, a la descarga de la turbina encontraremos en primera instancia el E-001-102 seguida de la SDV-01124 la cual cerrará, paso seguido la BDV-01142 y abrirá enviando el gas entrampado a la columna de venteo por el cabezal de alta presión.

En el caso de contar con un evento de sobrepresión la TC-001-102 contará en la salida del E-001-102 con el PZIT-01006, quien enviará el valor de la presión del gas al PI-01006, el cual formará parte del SPE, mismo que transmitirá la información al PLC de la turbina para realizar las acciones de control de presión, en caso de lo lograr ese cometido se tendrá que mandar a paro la turbina cerrando las SDV-01123 y SDV-01124 al mismo tiempo que el SPE abre la BDV-01142.

- ⊕ El turbocompresor TC-001-103 contará con la SDV-01125 sobre la línea de succión, de acuerdo con el proceso esta válvula permanecerá en posición cerrada cuando no se encuentre operando, sin

embargo, en caso de que la turbina inicie el procedimiento de paro seguro esta válvula cambiará a posición de cerrada; el SPE interactuará por medio de esta válvula para iniciar la apertura de la BVD-01041 enviando el gas entrampado a la columna de venteo por el cabezal de baja presión. Por otro lado, a la descarga de la turbina encontraremos en primera instancia el E-001-103 seguida de la SDV-01126 la cual cerrará, paso seguido la BDV-01143 abrirá enviando el gas entrampado a la columna de venteo por el cabezal de alta presión.

En el caso de contar con un evento de sobrepresión el TC-001-103 cuenta en la salida del E-001-103 con el PZIT-01007 el cual envía el valor de la presión del gas al PI-01007 el cual forma parte del SPE el cual transmitirá la información al PLC de la turbina para realizar las acciones de control de presión, en caso de no lograr ese acometido se tendrá que mandar a paro la turbina cerrando las SDV-01125 y SDV-01126 al mismo tiempo que el SPE abre la BDV-01143.

III.1.2.3 Cabezal de descarga de alta presión

Como ya fue descrito anteriormente, cada una de las turbinas tendrá un transmisor indicador de presión (PIT) a la descarga de su enfriador, sin embargo, si la presión no logra disiparse en el periodo de tiempo programado sobre la línea de salida de la EC Las Dunas, El PZIT-01003 y PZIT-01004 enviarán una señal a PI-01003 y PI-01004 pertenecientes al SPE, los cuales mandarán la orden de abrir la BDV-01042 y apoyar en la despresurización en el cabezal de alta presión.

III.1.2.4 Sistema de acondicionamiento de gas combustible a turbinas

El paquete de acondicionamiento de gas combustible PA-001-651/53 para las turbinas TG-001-101/103, contará a la entrada con la ESDV-01003/07/09 y a la salida con la ESDV-01004/01 para aislar el paquete; a la entrada el PZIT-01001/012 enviará la señal al PI-01008 perteneciente al SPE y a la salida el PZIT-01009 enviará señal al PI-01009 que forma parte del SPE; cuando la turbina TG-001-101/103 inicie el procedimiento de paro, el PLC de la turbina coordinará las acciones inmediatas a seguir, es condición que cuando la BDV-01041 se encuentre en posición abierta y la TG-001-101/103 no requieren gas combustible las ESDV-01003/07 y ESDV-01004/08 iniciarán su proceso de cierre (dentro de los 10 segundos después de haber iniciado la orden); inmediatamente después del cierre de ambas válvulas se iniciará la apertura de la BDV-01144/46 enviando el gas entrampado a la columna de venteo a través del cabezal de baja presión.

III.1.2.5 Sistema de acondicionamiento de gas combustible a motogeneradores

El paquete de acondicionamiento de gas combustible PA-001-654 para los motogeneradores GE-001-600/601/602, contarán a la entrada con la ESDV-01009 y a la salida la ESDV-01010 para aislar el paquete; a la entrada el PZIT-01014 enviará la señal al PI-01014 perteneciente al SPE y a la salida el PZIT-01015 enviará señal al PI-01015 que formará parte del SPE; cuando se inicie el procesos de paro por alguna emergencia, quedando la EC Las Dunas aislada, los motogeneradores deberán iniciar su procedimiento de paro, debido a que el gas entrampado en el cabezal de succión en baja presión será enviado a la columna de venteo, por lo tanto la BDV-01041 se pondrá en posición abierta y las ESDV-01009 y ESDV-01010 iniciarán su proceso de cierre (dentro de los 10 segundos después de haber iniciado la orden); inmediatamente después del cierre de ambas válvulas se iniciará la apertura de la BDV-01147 enviando el gas entrampado a la columna de venteo a través del cabezal de baja presión.

Toda esta información podrá ser constatada en el documento de arquitectura y especificaciones de seguridad contempladas en el Proyecto de Ingeniería Básica Extendida de las instalaciones que conforman la instalación, y que se muestran en el Anexo V.2.6.1. Bases de diseño.

Los planos con indicaciones de localización de los equipos, dispositivos, y sistemas de seguridad pueden consultarse en los planos N° GN0119-FP-008-ARQ-001_E, GN0119-FP-008-PL-001_D, GN0119-FP-008-PL-002_D, GN0119-FP-008-PL-003_D y GN0119-FP-008-PL-004_D del Anexo V.2.6.3. Sistemas de seguridad.

III.1.3 Medidas preventivas

En el presente apartado se presenta una descripción de las medidas preventivas que serán consideradas durante la operación del Proyecto, las cuales se describen a continuación.

III.1.3.1 Manuales de operación y mantenimiento

Los manuales de operación y mantenimiento se prepararán de acuerdo con las normas y los códigos aplicables tales como las normas vigentes aplicables de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y toda su reglamentación, las normas del Instituto Americano del Petróleo (*API-American Petroleum Institute*, por sus siglas en inglés) y códigos de la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (*ASME-American Society of Mechanical Engineers*, por sus siglas en inglés), con referencia al CFR 49, Part. 192-2002¹¹, y con base en la amplia experiencia derivada de las actividades de la etapa de Operación y Mantenimiento de GAP.

Estos manuales se revisarán y actualizarán periódicamente durante la etapa de operación y mantenimiento, con el fin de que siempre reflejen todos los principios de ingeniería aplicables, la experiencia que va adquiriéndose, el conocimiento que se obtiene en su operación diaria, las consideraciones aplicables en materia de flujo de gas natural y las condiciones operativas del sistema.

En estos manuales se incluirán todos los planes de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, y los procedimientos de operación del Proyecto. Cada componente se manejará individualmente, incluyendo la siguiente información para cada caso: antecedentes, requisitos reglamentarios y de las normas técnicas, aspectos ambientales, instrucciones y procedimientos técnicos detallados, programas de control y aseguramiento de la calidad, auditorios, aspectos administrativos, entre otros.

Los manuales de operación y mantenimiento del Proyecto incluirán instrucciones y procedimientos detallados con el fin de garantizar que opere en forma segura y eficiente, y también con el fin de suministrar instrucciones claras para el mantenimiento preventivo y las reparaciones que requieran tanto el gasoducto como las instalaciones conexas, tales como válvulas y estaciones. Los siguientes aspectos serán considerados en estos manuales:

- ⊕ Presiones de operación. Se suministrará una lista exacta de las Presiones Máximas de Operación Permitidas (MPOP) para las diferentes secciones del gasoducto;
- ⊕ Ubicación y demarcación del Proyecto. Se desarrollarán procedimientos para identificar tubería enterrada u otras instalaciones, con el fin de facilitar las actividades de mantenimiento, o para poder atender oportunamente solicitudes presentadas por terceros para obtener autorización para trabajar cerca del gasoducto o interconectarse al mismo. También se suministrarán instrucciones técnicas sobre cómo operar aparatos sofisticados para la localización de instalaciones bajo tierra;
- ⊕ Programa de concientización pública. Se establecerán programas y procedimientos para mantener a los propietarios de los predios, a las comunidades vecinas y a las autoridades, informados sobre la existencia del gasoducto en la zona y los procedimientos que deben seguir cuando contemplen la posibilidad de atravesar o trabajar cerca del trayecto del gasoducto, con el fin de garantizar su propia seguridad y la de los demás;
- ⊕ Excavaciones cercanas al Proyecto. Las actividades de excavación con equipo mecánico en áreas cercanas al trayecto de un gasoducto empacado requieren precauciones extremas. Se establecerán procedimientos e instrucciones detalladas para orientar al personal encargado de dichas excavaciones bajo diferentes condiciones. Se contemplarán excavaciones en diferentes tipos de suelos y en roca, en humedales o cerca de cruces con otras líneas de servicios públicos;
- ⊕ Reparación de la tubería. En la tubería a veces aparecen defectos tales como corrosión, abolladuras, grietas, entre otros defectos que además pueden presentar diferentes niveles de gravedad. Las técnicas de reparación varían según el caso y dependen del tipo, magnitud del defecto, así como del entorno en el cual se presenten. GAP utilizará procedimientos detallados que incluyen técnicas

¹¹ CFR 49, Part. 192-2002. Transportation Of Natural And Other Gas By Pipeline: Minimum Federal Safety Standards.

comprobadas y tecnologías modernas, y tiene ya preparadas instrucciones que describen paso a paso cómo proceder en caso de:

- ⊕ Reparación de quemaduras de los arcos;
- ⊕ Reparación de abolladuras;
- ⊕ Reparación de fugas;
- ⊕ Reparación de desperfectos en los recubrimientos externos;
- ⊕ Reparación de la corrosión;
- ⊕ Reparaciones con esmeril, y
- ⊕ Aplicación de mangas con soldadura o tornillo.

Se elaborarán instrucciones estrictas en el sentido de mantener el sitio de trabajo libre de gas natural y en condiciones seguras:

- ⊕ Operación y Mantenimiento de las válvulas. Se elaborarán instrucciones donde se describan los procedimientos y la frecuencia con que se le debe hacer mantenimiento a los diferentes tipos de válvulas que utiliza el gasoducto, y
- ⊕ Procedimientos de soldadura. Los procedimientos para realizar actividades de soldadura estarán incluidos en los manuales y contendrán la siguiente información:
 - ⊕ Material de la tubería a ser soldada;
 - ⊕ Material de aporte a seleccionar;
 - ⊕ Condiciones de flujo del gas;
 - ⊕ Temperatura;
 - ⊕ Estado ideal de los operarios a cargo de la soldadura, y
 - ⊕ Inspección y pruebas.
- ⊕ Tubería de respaldo y almacenamiento correspondiente. Se mantendrá un inventario, para uso en caso de emergencia, de tubería inspeccionada, codos que resulten críticos para la tubería y otros componentes tales como válvulas y conexiones de diferentes tamaños. Los procedimientos especificarán los tamaños y las cantidades que deben mantenerse en inventario y los pasos a seguir para su reposición. También se elaborarán instrucciones para el almacenamiento de tubería ya inspeccionada, con el fin de evitar que sufra daños;
- ⊕ Requisitos para la corrida de diablos de limpieza. El sistema incluye trampas de envío y recepción de diablos de limpieza. Se iniciará con un barrido con diablos para establecer las condiciones de la tubería, y de ahí en adelante se correrán periódicamente para detectar signos de corrosión tanto interna como externa. En los procedimientos estarán las instrucciones sobre la frecuencia y la metodología que deben observarse para la utilización de diablos de limpieza, y
- ⊕ Mantenimiento del sistema SCADA y de telecomunicaciones. Los manuales de operación y mantenimiento incluirán instrucciones y procedimientos claros donde se expliquen las funciones de cada sistema y donde se oriente a los operarios y a los técnicos a la hora de efectuar reparaciones o de resolver problemas que surjan en la operación diaria.

III.1.3.2 Programas de mantenimiento

Como se ha venido mencionando en capítulos anteriores, para cada una de las etapas del Proyecto se tiene contemplado cumplir con lo establecido en la Norma Oficial Mexicana NOM-007-ASEA-2017¹²; por lo que se instaurará un Programa de Mantenimiento Anual, tal y como se describe en la Tabla III.7.

Tabla III.7 Programa general de mantenimiento

Actividad	Periodicidad*
Operación y supervisión de condiciones operativas del sistema	Permanente

¹² NOM-007-ASEA-2016. Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos. Publicación DOF: 21/09/2016.

Actividad	Periodicidad*
Obtención de información de medición y control de calidad de equipos	Permanente
Gasoducto	
Corrida de diablo instrumentado	10 años**
Monitoreo y detección de emisiones fugitivas	Trimestral
Aislamientos eléctricos	Bimestral
Inspección ultrasónica de espesores	Anual
Inspección del recubrimiento dieléctrico	Semestral
Válvulas de seccionamiento de línea principal	
Válvula de seccionamiento y actuador	Semestral
Válvulas de derivación	Semestral
EC Las Dunas	
Válvulas esfera y actuador	Semestral
Válvula esfera (bloqueo trampa de diablos)	Semestral
Válvula esfera (pateo)	Semestral
Válvula esfera (válvulas de venteo, purga)	Semestral
Cubeta de recibo/envío de diablos	Semestral
Calibración medidores ultrasónicos	Triannual
Reguladores de presión y flujo	Anual
Válvulas de esfera (patines)	Semestral
Calibración y ajuste de transmisor temperatura	Semestral
Calibración y ajuste de transmisor de presión	Mensual
Cromatógrafo	Mensual
Computador de flujo	Mensual

* La periodicidad establecida podría sufrir modificaciones derivadas de las condiciones de operación y eventos fortuitos que llegaran a presentarse.

**La primera inspección se realizará en el año 7 después de la fecha de Inicio de operaciones, posteriormente se realizará cada 10 años.

Fuente: Filosofía de operación.

III.1.3.3 Inspección y mantenimiento del derecho de vía (DDV)

III.1.3.3.1 Patrullaje del gasoducto

El Proyecto se patrullará periódicamente con el fin de observar las condiciones de la superficie sobre el DDV y en las zonas adyacentes, para detectar indicios de fugas, condiciones inseguras del gasoducto, sustracción de dispositivos de protección catódica, tomas clandestinas de producto, perforaciones en el gasoducto y cualquier otro factor que pueda afectar la seguridad y operación.

Las formas de patrullajes podrán ser de la siguiente manera:

- ⊕ Terrestre. En vehículo o a pie;
- ⊕ Aérea. El método aéreo se considera como una alternativa opcional, que se evaluará de acuerdo con las necesidades específicas del caso, y
- ⊕ Cualquier otro medio apropiado para realizar el patrullaje.

La frecuencia de los patrullajes se determinará en función de la longitud, topografía, acceso y problemáticas particulares de cada línea involucrada, presiones de operación, clase de localización, tipo

de terreno, clima y otros factores relevantes. Los intervalos entre patrullajes no serán mayores a una vez al mes, independientemente de la clase de localización de que se trate.

Se pondrá particular atención a las áreas pobladas y/o de atención prioritaria, carreteras, cruces de ríos y de ferrocarril y áreas públicas de recreo como parques y campos de juego. El personal de vigilancia estará alerta a cualquier cambio de coloración en el suelo, en la detección de vegetación muerta y/o el crecimiento de vegetación de diferente especie que pudiera indicar posibles fugas.

III.1.3.3.2 Control de vegetación

Se controlará la vegetación a lo largo del DDV alrededor de las instalaciones construidas en la superficie, para asegurarse se pueda distinguir claramente desde el aire y mantenerlas libres de obstáculos para permitir el acceso fácil de las cuadrillas de mantenimiento.

En términos generales, se permitirá que vuelva a crecer vegetación a lo largo del DDV, salvo indicación contraria del propietario del terreno.

III.1.3.3.3 Mantenimiento de cruces

Se prestará especial atención a la inspección y al mantenimiento de los cruces del Proyecto.

III.1.3.3.4 Señalamientos

Se utilizarán los señalamientos conforme a la Norma Oficial Mexicana NOM-026-STPS-2008 y los requeridos en la Norma Oficial Mexicana NOM-086-SCT2-2015¹³, en los sitios donde apliquen.

III.1.3.4 Plan de Respuesta a Emergencias (PRE) y organización para la atención de emergencias mayores.

El PRE considerará todos los procedimientos establecidos para la atención de emergencias al interior y al exterior del Proyecto, determinados en el Estudio de Riesgo como eventos probables de ocurrencia. Con base a ello, se contará con los procedimientos de emergencia al menos para los siguientes escenarios:

- a) Pérdidas de contención en el ducto;
- b) Fuga de producto por ducto;
- c) Detección de altos niveles de explosividad;
- d) Incendio en diferentes áreas de la instalación del ducto, y
- e) Personal lesionado, en diferentes áreas del ducto.

El PRE se realizará con base en el Artículo 8 de las “*Disposiciones Administrativas de Carácter General que Establecen los Lineamientos para la Elaboración de Protocolos de Respuesta a Emergencias en las Actividades del Sector Hidrocarburos*”¹⁴, el cual establece que el PRE deberá contener como mínimo las siguientes secciones:

- a) Información general;
- b) Plan de Atención de Emergencias Interno (PAEI);
- c) Plan de Atención de Emergencias Externo (PAEE);
- d) Programas de capacitación, entrenamiento, simulacros y mantenimiento de equipos de Emergencia;
- e) Plan de acción de atención a recomendaciones derivadas del ARSH;

¹³ NOM-086-SCT2-2015, Señalamiento y dispositivos para protección en zonas de obras viales. Publicación DOF: 24/06/2016.

¹⁴ Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos para la elaboración de protocolos de respuesta a emergencias en las actividades del sector hidrocarburos. Publicación DOF: 22/03/2019.

- f) Listas de verificación de acciones para la atención de la emergencia; y
- g) Simulacros.

La información estará actualizada y firmada por los Regulados o su representante legal, en el cual se indicará:

- a) Nombre de quien elaboró;
- b) Nombre de quien revisó;
- c) Nombre de quien aprobó;
- d) Número de la versión del documento actualizado; y
- e) La fecha de la última actualización del PRE.

Además, aquella documentación que sea susceptible de modificación constante será firmada por los responsables directos de su aplicación, con su correspondiente versión y/o actualización.

⊕ Organización.

El Proyecto contará con una Unidad de Respuesta de Emergencias (URE), constituida, capacitada, con funciones y responsabilidades bien definidas e integrada por personal de mayor presencia de mando y con mayor experiencia en emergencias. Ver Figura III.1.

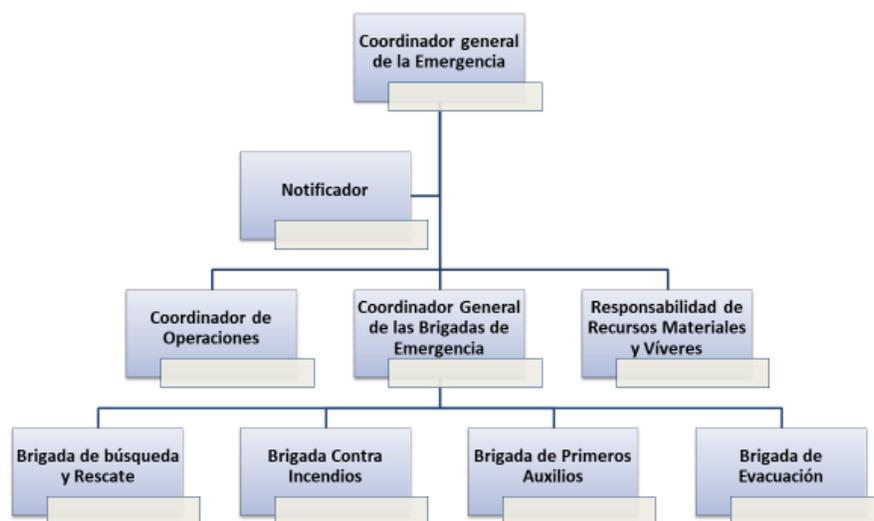


Figura III.1 Organización de la URE

Fuente: Elaboración propia

⊕ Funciones

Se contará con un reglamento de operación de la URE, el cual incluirá las funciones y responsabilidades de cada uno de sus integrantes y un PRE. El documento del PRE, se elaborará con base en los lineamientos del sistema de seguridad, salud y protección ambiental. La importancia de incorporar la línea de acción de los "Planes de Respuesta a Emergencias", radica en la necesidad de contar con un proceso que permita anticipar y prevenir, con fundamentos técnicos, el tipo y escenarios de eventos que pueden presentarse en las Instalaciones.

El PRE tendrá como finalidad lograr el control seguro y eficiente de una situación de "Emergencia" en el menor tiempo posible, a fin de minimizar las pérdidas personales, económicas y ambientales, mediante la implementación de acciones analizadas y planeadas que deberá ejecutar el personal especializado; el

cual, contribuirá con su conocimiento y experiencia, asimismo brindará apoyo en la elaboración de Procedimientos de atención a emergencias que serán incorporados al Plan de Emergencias Internas.

III.1.3.5 Programa de capacitación

El Proyecto contará con un programa de capacitación anual donde se incluirán los siguientes aspectos de seguridad, riesgo y medio ambiente:

- ⊕ Hojas de datos de seguridad de sustancias peligrosas;
- ⊕ Brigadas contra incendio/HAZMAT (práctica);
- ⊕ Plan de Respuesta a Emergencias;
- ⊕ Procedimiento para ingreso a espacios confinados (Norma Oficial Mexicana NOM-033-STPS-2015);
- ⊕ Uso de equipo de protección personal;
- ⊕ Uso y manejo de extintores;
- ⊕ Primeros auxilios;
- ⊕ Pláticas de seguridad;
- ⊕ Evaluación de riesgos (HazOp, What if, Check list FMEA);
- ⊕ Brigadistas industriales;
- ⊕ Rescate de alturas/espacios confinados;
- ⊕ Monitoreo de atmósfera;
- ⊕ Manejo de residuos industriales, segregación de residuos;
- ⊕ Trabajos en alturas/inspección de armado de andamios;
- ⊕ Recorridos de seguridad;
- ⊕ Comunicación de riesgos;
- ⊕ Mantenimiento (calificación de soldadura, instalaciones eléctricas en áreas clasificadas);
- ⊕ SASISOPA;
- ⊕ Manejo adecuado de residuos;
- ⊕ Protección de rescate de flora y fauna;
- ⊕ Entre otros.

III.1.3.6 Procedimiento de trabajos peligrosos

El Proyecto contará con un procedimiento para permisos de seguridad, el cual establecerá los lineamientos y prácticas mínimas de seguridad e higiene en las actividades que involucren trabajos en alturas, excavaciones y espacios confinados, así como, cualquier otra actividad con un cierto grado de riesgo a fin de prevenir daños al personal, a las instalaciones y el medio ambiente. Este procedimiento asegurará que los trabajos en áreas de riesgo se realicen siguiendo los lineamientos de seguridad por los empleados y contratistas.

III.1.3.7 Sistema de tierras físicas

En los distintos equipos ubicados en las áreas del Proyecto, se realizará la medición anual de continuidad de su sistema de tierras de manera periódica, conforme a la Norma Oficial Mexicana NOM-022-STPS-2015¹⁵; las evaluaciones tendrán que cumplir con los valores establecidos en dicha Norma de referencia.

¹⁵ NOM-022-STPS-2015. Electricidad estática en los centros de trabajo – Condiciones de seguridad. Publicación DOF: 01/04/2016.

III.1.3.8 Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (SASISOPA)

Previo a la entrada en operación del Proyecto, se elaborará y someterá para su registro el SASISOPA ante la ASEA; en cumplimiento con las *Disposiciones Administrativas de Carácter General que Establecen los Lineamientos para la Conformación, Implementación y Autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, aplicables a las Actividades del Sector Hidrocarburos*¹⁶.

La elaboración del SASISOPA, se realizará con base al Anexo I de los Lineamientos para la Conformación, Implementación y Autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente Aplicables a las Actividades del Sector Hidrocarburos.

III.1.3.9 Sistemas de seguridad y medidas preventivas aplicables a los escenarios de riesgo

En la Tabla III.8, se presentan los sistemas de seguridad y medidas preventivas para cada uno de los escenarios determinados de forma cualitativa del Proyecto, sobre los efectos de los equipos que conforman; así como de instalaciones aledañas y de los componentes ambientales (agua, suelo, flora, fauna, entre otros), zonas habitacionales, escuelas, comunidades o asentamientos humanos que se encuentren inmersos en las zonas de alto riesgo y amortiguamiento, los cuales se describen a continuación.

Tabla III.8 Descripción de los posibles receptores de riesgos y sus sistemas de seguridad y medidas preventivas

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
01 GECA N01 CA	<p>Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² la probabilidad de fatalidad es del 50%, debido a quemaduras de 3^{er} grado con daño profundo en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares). Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Vestimenta de trabajo resistente al fuego; • Equipos de Protección Personal (EPP); • Alarmas audibles y visibles por fuego y mezclas explosivas; • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE); • Equipos contra incendio portátiles en las áreas de proceso, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	<p>Población: Sin afectaciones al receptor población.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE).
	<p>Medio ambiente: Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición, por la generación de gases y humos de la combustión. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	<p>Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m², los equipos no sufren daños. Por la exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² habría daños severos a equipos de instrumentación, el acero delgado parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica; las pérdidas y daños serían entre los [REDACTED] y [REDACTED].</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Alarmas críticas del DCS; • Sistema de detección de fuego y mezclas explosivas, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).

Información patrimonial de la persona moral, art. 116 cuarto párrafo de la LGTAIP y 113 fracción III de la LFTAIP.

¹⁶ Disposiciones Administrativas de Carácter General que Establecen los Lineamientos para la Conformación, Implementación y Autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, aplicables a las Actividades del Sector Hidrocarburos. Publicación DOF: 13/05/2016.

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
	consecuencias, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados serían menores a los \$ [REDACTED] por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas menores a los \$ [REDACTED].	
02 GECA N02 CA	<p>Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² a 37.5 kW/m² la probabilidad de fatalidad es del 50% al 99% respectivamente, debido a quemaduras de 3^{er} y 4^{to} grado con daño profundo y más allá en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares, músculos y huesos). Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Vestimenta de trabajo resistente al fuego; • Equipos de Protección Personal (EPP); • Alarmas audibles y visibles por fuego y mezclas explosivas; • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE); • Equipos contra incendio portátiles en las áreas de proceso, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	<p>Población: Sin afectaciones al receptor población.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE).
	<p>Medio ambiente: Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición, por la generación de gases y humos de la combustión.</p> <p>La afectación a flora (Vegetación de tipo Desierto Arenoso) y su fauna son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos en caso de radiación térmica y sobrepresión.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	<p>Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m², los equipos no sufren daños. Por la exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² habría daños severos a equipos de instrumentación, el acero delgado parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica; las pérdidas y daños serían menores a los \$ [REDACTED]. Por la exposición a radiaciones térmicas equivalentes de 37.5 kW/m² las pérdidas económicas ascenderían a valores entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED] por el daño a los equipos del área de bombas.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias hacia los equipos de proceso, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados serían menores a los \$ [REDACTED] por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas no mayores a los \$ [REDACTED].</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Alarmas críticas del DCS; • Sistema de detección de fuego y mezclas explosivas, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
03 GECA N04 PC	<p>Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² la probabilidad de fatalidad es del 50%, debido a quemaduras de 3^{er} grado con daño profundo en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares). Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Vestimenta de trabajo resistente al fuego; • Equipos de Protección Personal (EPP); • Alarmas audibles y visibles por fuego y mezclas explosivas; • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE); • Equipos contra incendio portátiles en las áreas de proceso; • Sistema de Paro de Emergencia (SPE), y

Información patrimonial de la persona moral, art. 116 cuarto párrafo de la LGTAIP y 113 fracción III de la LFTAIP.

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
	Población: Sin afectaciones al receptor población.	<ul style="list-style-type: none"> Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE).
	<p>Medio ambiente: Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición, por la generación de gases y humos de la combustión.</p> <p>La afectación a flora (Vegetación de tipo Desierto Arenoso) y su fauna son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos en caso de radiación térmica y sobrepresión.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	<p>Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m², los equipos no sufren daños. Por la exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² habría daños severos a equipos de instrumentación, el acero delgado parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica; las pérdidas y daños serían entre los \$ [REDACTED] y el \$ [REDACTED]. Por la exposición a radiaciones térmicas equivalentes de 37.5 kW/m² las pérdidas económicas ascenderían a valores entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED] por el daño a todos los equipos de proceso y edificios de la estación.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados serían menores a los \$ [REDACTED] por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED].</p>	<ul style="list-style-type: none"> Alarmas críticas del DCS. Sistema de agua/espuma contra incendio; Sistema de detección de fuego y mezclas explosivas, y Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
04 GECA N11 CA	<p>Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Vestimenta de trabajo resistente al fuego; Equipos de Protección Personal (EPP); Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE), y Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	<p>Población: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², las personas pueden sufrir lesiones desde quemaduras de 1^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE).
	<p>Medio ambiente: Afectación a flora (vegetación de tipo Matorral Desértico Micrófilo y uso de suelo para Agricultura de riego anual y permanente) y su fauna son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos en caso de radiación térmica y sobrepresión.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Sistema de line break, y Sistema de detección de fugas.
	<p>Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m², los equipos no sufren daños.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados serían menores a los \$ [REDACTED] por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED].</p>	<ul style="list-style-type: none"> Alarmas críticas del DCS; Sistema de detección de fugas; Sistema de line break, y Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
05 GECA N11	Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m ² , el personal	<ul style="list-style-type: none"> Vestimenta de trabajo

Información patrimonial de la persona moral, art. 116 cuarto párrafo de la LGTAIP y 113 fracción III de la LFTAIP.

Información patrimonial de la persona moral, art. 116 cuarto párrafo de la LGTAIP y 113 fracción III de la LFTAIP.

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
PC	operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1 ^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2 ^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m ² la probabilidad de fatalidad es del 50%, debido a quemaduras de 3 ^{er} grado con daño profundo en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares). Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m ² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día. Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.	resistente al fuego; <ul style="list-style-type: none"> Equipos de Protección Personal (EPP); Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE), y Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	Población: Sin afectaciones al receptor población.	<ul style="list-style-type: none"> Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE).
	Medio ambiente: Sin afectaciones a los receptores ambientales (aire, flora, fauna, entre otros).	<ul style="list-style-type: none"> Sistema de line break, y Sistema de detección de fugas.
	Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m ² , los equipos no sufren daños. Por la exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m ² habría daños severos a equipos de instrumentación, el acero delgado parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica; las pérdidas y daños serían mayores a los \$ [REDACTED]. Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados serían menores a los \$ [REDACTED] por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED].	<ul style="list-style-type: none"> Alarmas críticas del DCS; Sistema de detección de fugas; Sistema de line break, y Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
06 GECA N05 CA	Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m ² , el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1 ^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2 ^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m ² a 37.5 kW/m ² la probabilidad de fatalidad es del 50% al 99% respectivamente, debido a quemaduras de 3 ^{er} y 4 ^{to} grado con daño profundo y más allá en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares, músculos y huesos). Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m ² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día. Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.	<ul style="list-style-type: none"> Vestimenta de trabajo resistente al fuego; Equipos de Protección Personal (EPP); Alarmas audibles y visibles por fuego y mezclas explosivas; Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE); Equipos contra incendio portátiles en las áreas de proceso, y Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	Población: Sin afectaciones al receptor población.	<ul style="list-style-type: none"> Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE).
	Medio ambiente: Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición, por la generación de gases y humos de la combustión. La afectación a flora (vegetación de tipo Chaparral y Pastizal Inducido) y su fauna son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos en caso de radiación térmica y sobrepresión.	<ul style="list-style-type: none"> Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m ² , los equipos no sufren daños. Por la exposición a radiaciones	<ul style="list-style-type: none"> Alarmas críticas del DCS; Sistema de agua/espuma

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
	<p>térmicas de 12.5 kW/m² habría daños severos a equipos de instrumentación, el acero delgado parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica; las pérdidas y daños serían entres los \$ [REDACTED] y el \$ [REDACTED]. Por la exposición a radiaciones térmicas equivalentes de 37.5 kW/m² las pérdidas económicas ascenderían a valores entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED] USD.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados serían menores a los \$ [REDACTED] por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED].</p>	<p>contra incendio;</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sistema de detección de fuego y mezclas explosivas, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
07 GECA N06 CA	<p>Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² a 37.5 kW/m² la probabilidad de fatalidad es del 50% al 99% respectivamente, debido a quemaduras de 3^{er} y 4^{to} grado con daño profundo y más allá en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares, músculos y huesos). Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.</p> <p>Población: Sin afectaciones al receptor población.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Vestimenta de trabajo resistente al fuego; • Equipos de Protección Personal (EPP); • Alarmas audibles y visibles por fuego y mezclas explosivas; • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE); • Equipos contra incendio portátiles en las áreas de proceso, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	<p>Medio ambiente: Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición, por la generación de gases y humos de la combustión. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna.</p> <p>Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m², los equipos no sufren daños. Por la exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² habría daños severos a equipos de instrumentación, el acero delgado parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica; las pérdidas y daños serían entres los \$ [REDACTED] y el \$ [REDACTED]. Por la exposición a radiaciones térmicas equivalentes de 37.5 kW/m² las pérdidas económicas ascenderían a valores entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED] por el daño a los equipos de proceso de la estación.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados serían menores a los \$ [REDACTED] por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED].</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE). • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
08 GECA N07 CA	<p>Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² a 37.5 kW/m² la probabilidad de fatalidad es del 50% al 99% respectivamente, debido a quemaduras de 3^{er} y 4^{to} grado con daño profundo y más allá en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares, músculos y huesos). Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Alarmas críticas del DCS; • Sistema de agua/espuma contra incendio; • Sistema de detección de fuego y mezclas explosivas, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).

Información patrimonial de la persona moral, art. 116 cuarto párrafo de la LGTAIP y 113 fracción III de la LFTAIP.

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
	Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.	proceso, y <ul style="list-style-type: none"> • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	Población: Sin afectaciones al receptor población.	<ul style="list-style-type: none"> • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE).
	Medio ambiente: Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición, por la generación de gases y humos de la combustión. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna.	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m ² , los equipos no sufren daños. Por la exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m ² habría daños severos a equipos de instrumentación, el acero delgado parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica; las pérdidas y daños serían menores a \$ [REDACTED] Por la exposición a radiaciones térmicas equivalentes de 37.5 kW/m ² las pérdidas económicas ascenderían a valores entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED] por el daño a los equipos de proceso cercanos. Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados serían menores a los \$ [REDACTED] por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED]	<ul style="list-style-type: none"> • Alarmas críticas del DCS; • Sistema de agua/espuma contra incendio; • Sistema de detección de fuego y mezclas explosivas, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
09 GECA N08 CA	Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m ² , el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1 ^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2 ^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m ² la probabilidad de fatalidad es del 50%, debido a quemaduras de 3 ^{er} grado con daño profundo en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares). Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m ² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.	<ul style="list-style-type: none"> • Vestimenta de trabajo resistente al fuego; • Equipos de Protección Personal (EPP); • Alarmas audibles y visibles por fuego y mezclas explosivas; • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE); • Equipos contra incendio portátiles en las áreas de proceso, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	Población: Sin afectaciones al receptor población.	<ul style="list-style-type: none"> • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE).
	Medio ambiente: Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición, por la generación de gases y humos de la combustión. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna.	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m ² , los equipos no sufren daños. Por la exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m ² habría daños severos a equipos de instrumentación, el acero delgado parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica; las pérdidas y daños serían entres los \$ [REDACTED] y el \$ [REDACTED]	<ul style="list-style-type: none"> • Alarmas críticas del DCS; • Sistema de agua/espuma contra incendio; • Sistema de detección de fuego y mezclas explosivas, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
10 GECA N10 CA	Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m ² , el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1 ^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2 ^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m ² a 37.5 kW/m ² la probabilidad de fatalidad es del 50% al 99% respectivamente, debido a	<ul style="list-style-type: none"> • Vestimenta de trabajo resistente al fuego; • Equipos de Protección Personal (EPP); • Alarmas audibles y visibles por fuego y mezclas explosivas;

Información patrimonial de la persona moral, art. 116 cuarto párrafo de la LGTAIP y 113 fracción III de la LFTAIP.

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
	<p>quemaduras de 3^{er} y 4^{to} grado con daño profundo y más allá en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares, músculos y huesos). Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE); • Equipos contra incendio portátiles en las áreas de proceso, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	<p>Población: Sin afectaciones al receptor población.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE).
	<p>Medio ambiente: Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición, por la generación de gases y humos de la combustión. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	<p>Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m², los equipos no sufren daños. Por la exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² habría daños severos a equipos de instrumentación, el acero delgado parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica; las pérdidas y daños serían menores a los \$ [REDACTED] USD. Por la exposición a radiaciones térmicas equivalentes de 37.5 kW/m² las pérdidas económicas ascenderían a valores entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED] por el daño a los equipos de proceso.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados serían menores a los \$ [REDACTED] por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED]</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Alarmas críticas del DCS; • Sistema de agua/espuma contra incendio; • Sistema de detección de fuego y mezclas explosivas, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).

Información patrimonial de la persona moral, art. 116 cuarto párrafo de la LGTAIP y 113 fracción III de la LFTAIP.

Fuente: Elaboración propia.



CAPÍTULO IV

RESUMEN

ÍNDICE

IV. RESUMEN	IV-1
IV.1 Señalar las conclusiones del Estudio de Riesgo Ambiental.....	IV-1
IV.2 Hacer un resumen de la situación general que presenta el proyecto en materia de riesgo ambiental.....	IV-4
IV.3 Presentar el informe técnico debidamente llenado	IV-16

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla IV.1. Catálogo de escenarios	IV-6
Tabla IV.2. Parámetros a utilizar para la determinación de las Zonas de Alto Riesgo y Zona de Amortiguamiento.	IV-8
Tabla IV.3. Resultados de eventos por radiación térmica y ondas de sobrepresión.....	IV-8
Tabla IV.4 Frecuencia de eventos finales	IV-8
Tabla IV.5. Descripción de los posibles receptores de riesgo	IV-9

IV. RESUMEN

IV.1 Señalar las conclusiones del Estudio de Riesgo Ambiental

La empresa Gasoducto de Aguaprieta, S. de R.L. de C.V. (GAP), ha elaborado el Estudio de Riesgo Ambiental Modalidad Ductos Terrestres para el proyecto “Gasoducto ECA” –en adelante el Proyecto– con los lineamientos federales vigentes en materia de actividades consideradas como altamente riesgosas y de acuerdo con los Planes de Desarrollo y Ordenamiento Ecológico aplicables a la región de estudio.

Con bases en el Artículo 2 - Fracción III de la Ley de Hidrocarburos¹, compete a la Federación la regulación de las actividades de “Procesamiento, compresión, licuefacción, descompresión y regasificación, así como el transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio al público de gas natural”.

El Artículo 7 de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos² (ASEA), menciona que le corresponden a la Agencia los actos administrativos en materia de “Autorizaciones en materia de impacto y riesgo ambiental del Sector Hidrocarburos”; por lo que se somete a esta Agencia el presente Estudio de Riesgo para su evaluación.

El Proyecto consiste en diseñar, construir, probar, operar y mantener un gasoducto de 30” de diámetro por parte de GAP, de un Sistema de Transporte de Gas Natural (STGN) que proporcione un medio seguro, confiable, eficiente y económico para transportar gas natural en el estado de Baja California, apegándose al cumplimiento de la legislación vigente. Su objetivo principal es el transporte y entrega del gas natural requerido para la operación del “Proyecto de Licuefacción de Gas Natural en Energía Costa Azul” a desarrollarse en Energía Costa Azul (Centro Energético La Jovita), en el estado de Baja California. **Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.**

El Proyecto se ubica en [REDACTED] en el estado de [REDACTED]. A partir de la localidad de Los [REDACTED], iniciará el STGN en la Estación de Compresión Las Dunas (EC Las Dunas) en el cadenamiento 0+000 hasta el Punto de Interconexión con el ducto en operación Gasoducto Rosarito en la Estación existente PLS El Carrizo ubicada al [REDACTED] en el cadenamiento 198+787.33, por lo que la longitud del gasoducto será de 198.79 km.

Como se mencionó, en el cadenamiento 0+000 se encontrará la EC Las Dunas, la cual contará con la disponibilidad de los sistemas de filtración, regulación y medición de flujo, análisis de gas, regulación, compresión, enfriamiento y Trampa de Envío de Diablos (L-001-001), con la finalidad de una correcta operación en el gasoducto y para el cumplimiento con las normas nacionales e internacionales. La EC Las Dunas contará con la capacidad para manejar un flujo total de 189.36 m³/s (equivalente a 577.72 millones de pies cúbicos diarios –MMPCD–), considerando que el flujo normal de operación será de 168.11 m³/s (equivalente 513 MMPCD) a condiciones estándar, es decir, a una presión absoluta de 101.35 kPa (14.7 libras por pulgada cuadrada real –psia–) y temperatura de 15 °C.

La evaluación de las actividades consideradas como riesgosas se realizó con base en el Título IV del Artículo 147 la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente³ (LGEEPA); así como en el Primer y Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas, en dónde se clasifican y determinan a las empresas que realizan actividades altamente riesgosas (con base a las cantidades de reporte).

¹ Ley de Hidrocarburos. Publicación DOF: 11/08/2014 – Última Reforma DOF: 15/11/2016.

² Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos. Publicación DOF: 11/08/2014.

³ Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente. Publicación DOF: 28/01/1998 – Última Reforma DOF: 05/06/2018.

El Proyecto está considerado como una instalación de alto riesgo debido a que el gas natural (metano) a manejar en la instalación, está incluido dentro del “Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas⁴” (Artículo 4, Fracción I, Inciso a)), –con una cantidad de reporte de 500 kilogramos–; considerando que el Proyecto tendrá la capacidad para manejar un flujo total de 189.36 m³/s (equivalente a 577.72 MMPCD).

Con base en la información de la tecnología del proceso y las sesiones de trabajo con el Grupo Multidisciplinario de Análisis de Riesgo –GMAR– (conformado para el análisis de riesgos) se identificaron y evaluaron cada uno de los posibles riesgos del Proyecto. Derivado de ello, a continuación, se dictan una serie de conclusiones y recomendaciones:

1. En la evaluación preliminar de peligros mediante lista de verificación basada en la Norma Oficial Mexicana NOM-007-ASEA-2016⁵ para el sistema compuesto por el gasoducto y la EC Las Dunas (en etapa de diseño); NO se detectaron incumplimientos con el punto 7 en relación con esta Norma (76% de cumplimientos), las observaciones se refieren a actividades pendientes que se encuentran en elaboración y que serán desarrolladas en etapas posteriores, como lo es el Proyecto de Ingeniería de Detalle.

Con respecto a la distribución de equipos y sistemas de seguridad, el Proyecto de bases de diseño (ingeniería básica extendida) CUMPLE con todos los puntos marcados en la Norma; por lo que, no son requeridas acciones adicionales.

2. El análisis histórico de incidentes y/o accidentes recogido sobre accidentes en instalaciones que transportan y procesan gas natural entre los años 1980 al 2002 dio como resultado que los accidentes han disminuido con el pasar de los años, principalmente por la consciencia de los desarrolladores de ingeniería para este tipo de instalaciones industriales, así como por las lecciones aprendidas de accidentes pasados. Sin embargo, el análisis nos hace ver que las fugas de gas natural son muy peligrosas al perderse la contención, derivando principalmente en radiaciones térmicas que han causado lesiones permanentes e incluso la muerte de personas.

En México se tiene registro de seis accidentes con tuberías de transporte y estaciones de medición relacionados por tomas clandestinas. Los activos propiedad de IEnova para el transporte de gas natural por medio de ducto; así como las estaciones de compresión, estaciones de medición y regulación que se encuentran en operación van desde los tres hasta los 12 años. En todos estos años no se han registrado accidentes y/o incidentes con liberación de hidrocarburo y daños a receptores de riesgo

3. El riesgo inherente del gasoducto y la EC Las Dunas hacia los receptores de riesgo es ALTO, esto por tratarse de actividades a alta presión y altos flujos. Con la aplicación de las técnicas cualitativas de HazOp y ¿Qué pasa si...? se identificaron y evaluaron 429 escenarios potenciales de riesgo que, con diferente grado de importancia, pueden causar daños a las personas, medio ambiente y la instalación. Entre las causas más probables detectadas en este Estudio de Riesgos (que puede derivar en la liberación accidental) tenemos como la principal el incremento de presión, seguido por actividades administrativas relacionadas al mantenimiento de los activos y a la desatención de los procedimientos operativos.

⁴ Acuerdo por el que las Secretarías de Gobernación y Desarrollo Urbano y Ecología, con fundamento en lo dispuesto por los artículos 5o.- fracción X y 146 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente; 27 fracción XXXII y 37 fracciones XVI y XVII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, expiden el segundo listado de actividades altamente riesgosas. Publicación DOF: 04/05/1992.

⁵ NOM-007-ASEA-2016. Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos. Publicación DOF: 05/03/2018.

4. La evaluación cualitativa mediante matrices de riesgos tomó en cuenta los escenarios reportados en el análisis histórico de incidentes y accidentes; así como las medidas, equipos, dispositivos y sistemas de seguridad, para la prevención, control y atención de posibles eventos extraordinarios como protecciones. Lo que quiere decir, una estimación conservadora (resultados a favor de la seguridad).

El sistema de transporte NO presenta **Riesgos No Tolerables (A)** y tampoco **Riesgos Indeseables (B)**, el 28% se encuentra en la región de **Riesgo Aceptable Con Controles (C)** y el 51% en la región de **Riesgos Tolerable (D)**, lo que indica que el sistema presenta un buen nivel de seguridad en su diseño.

5. Del análisis detallado de frecuencias se confirma que las capas de protección existentes son las requeridas para prevenir eventos no deseados; con probabilidades de ocurrencia menores a las consideradas en la calificación cualitativa por el GMAR, reubicándolos de la región de **Riesgo Aceptable Con Controles (C)** hasta la región **Riesgo Tolerable (D)**.
6. El Estudio de Capas de Protección (LOPA-*Layer Of Protection Analysis*, por sus siglas en inglés) arrojó que NO son requeridas la implementación de barreras independientes de protección referidas a funciones instrumentadas de seguridad con Nivel Integral de Seguridad (SIL-*Safety Integrity Level*, por sus siglas en inglés) adicionales para los escenarios de riesgo identificados. Las barreras independientes de protección consideradas como los controles de ingeniería o administrativos indicados en planos de ingeniería analizados, así como en las protecciones plasmadas en recomendaciones del presente estudio, GARANTIZAN que la administración de los riesgos podrá mantener al proceso en la zona de **Riesgo Tolerable (D)**.

Los lazos de seguridad concebidos dentro del Sistema de Paro de Emergencia (SPE) fueron asignados dentro del Estudio LOPA, con el valor mínimo de probabilidad de fallo en demanda de 0.1 correspondiente con SIL 1. Para estos lazos de seguridad se deberá dar cumplimiento con lo marcado en la IEC 61511⁶ vigente o similar sobre la periodicidad de las pruebas funcionales (totales o parciales), arquitectura, hardware, entre otras que garanticen que los lazos cumplirán con SIL 1.

7. Las simulaciones de consecuencias se basaron en el empleo de criterios normativos como los de ASEA en lo referente a zonas de afectación por eventos de radiación térmica y ondas de sobrepresión; así como de criterios para las consideraciones de tiempos de fuga y tamaños de orificio de escape o liberación de gas natural.

El escenario más catastrófico para la EC Las Dunas, es la hipotética rotura total del cabezal de descarga a presión de 9,494.41 kPa y flujo de 168.11 m³/s (03 GECA N04 PC); a las condiciones operativas dadas, el chorro de fuego –jet fire– da un tiempo de 120 segundos (dos minutos) de ocurrencia del evento hasta que el material se haya agotado a causa del funcionamiento de los sistemas de seguridad contemplados por el Proyecto en las bases de diseño (ingeniería básica extendida). Las afectaciones tanto de radiación térmica como de ondas de sobrepresión SOBREPASAN los límites de la EC Las Dunas. El escenario hipotético tiene una frecuencia de ocurrencia para un chorro de fuego controlado de 1.34E-05 por año y de 6.60E-07 por año sin control, en tanto que el evento de explosión tardía tiene un valor de frecuencia de ocurrencia de 1.08E-05 controlado y de 1.27E-06 sin control.

Se observa que los escenarios hipotéticos de liberación accidental de sustancias peligrosas al ambiente son ACEPTABLES conforme a las operaciones que se tengan que realizar en el transporte y acondicionamiento del gas natural, pero se deberá dar cumplimiento a los programas de mantenimiento correctivo, preventivo de instrumentos, válvulas y demás accesorios de tubería. Asimismo, se deberá contar con programas adecuados de inspección e integridad mecánica para los equipos que conforman el sistema y los cuales han sido ya identificados o mencionados en esta etapa de diseño; ya que, de lo contrario los escenarios hipotéticos de liberación accidental pueden generar

⁶ IEC 61511: Functional Safety - Safety Instrumented Systems For The Process Industry Sector.

situaciones de riesgo acumulativo (efecto dominó) y verse incrementadas las afectaciones para los receptores de riesgo.

Basados en los comentarios anteriores, podemos señalar que la situación general que presenta las bases de diseño (ingeniería básica extendida) del Proyecto en materia de seguridad CUMPLE y reúne los requerimientos normativos de diseño y de seguridad para su operación; por lo que su ejecución se considera técnicamente CORRECTA.

IV.2 Hacer un resumen de la situación general que presenta el proyecto en materia de riesgo ambiental

Ubicación del proyecto, art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

A partir de la Localidad de [REDACTED] y hasta la Localidad [REDACTED] (en la interconexión con el sistema existente denominado Gasoducto Rosarito), se pretende la construcción del STGN de 198.79 kilómetros, que constará de un ducto de 30 pulgadas de diámetro nominal. Para el correcto funcionamiento del gasoducto, este Proyecto considera el diseño de la EC Las Dunas para satisfacer la demanda de flujo bajo las condiciones presión y temperatura requeridas en el gas natural a lo largo del STGN.

La EC Las Dunas, que se localizará entre el kilómetro 0+000 y 2+500, tiene como finalidad acondicionar la demanda de flujo de gas natural a las condiciones de presión y temperatura que permita cumplir con los requerimientos a lo largo del Proyecto. La EC Las Dunas contará con la capacidad para manejar un flujo total de 189,36 m³/s (577.72 MMPCD) a condiciones estándar (es decir, a una presión absoluta de 14.7 psia y 15 °C de temperatura), considerando en el sistema de compresión una presión mínima de succión de 3,268.115 kPa man (474 psig) y una presión máxima de descarga de 8,963.5 kPa man (1,300 psig).

Como se ha mencionado anteriormente, el Proyecto es considerado de ALTO RIESGO debido a que se manejará una cantidad de gas natural (metano) mayor a la cantidad de reporte de 500 kilogramos; y tendrá como consecuencia probables eventos de incendio y explosión. Por ello, a continuación, se realiza un resumen del análisis para la identificación de los riesgos, así como los posibles eventos que se pudieran presentar:

- ⊕ Para la identificación y jerarquización de riesgos, en primera instancia se realizó una evaluación preliminar de peligros mediante lista de verificación basada en la Norma Oficial Mexicana NOM-007-ASEA-2016 para el Proyecto compuesto por el STGN (gasoducto de 30 pulgadas de diámetro) y la EC Las Dunas; derivado del análisis NO se detectaron incumplimientos con esta Norma, las observaciones se refieren a actividades pendientes que se encuentran en elaboración y que serán desarrolladas en etapas posteriores (Proyecto de Ingeniería de Detalle). Con respecto a la distribución de equipos y sistemas de seguridad el Proyecto de Ingeniería Básica Extendida CUMPLE con todos los puntos marcados; por lo que, no son requeridas acciones adicionales.
- ⊕ Se emplearon las técnicas conocidas como HazOp y ¿Qué pasa si...?, estas son metodologías cualitativas para la identificación de riesgos concebida en la industria química y que han sido utilizadas debido a la simplicidad, fácil aplicación y grandes aportaciones en los resultados. En la aplicación de estas metodologías se establecieron 12 nodos; y se identificaron y evaluaron 401 escenarios potenciales de riesgo que, con diferente grado de importancia, pueden causar daños a las personas, medio ambiente y la instalación. Entre las causas más probables detectadas en este análisis de riesgos que puede derivar en la liberación accidental tenemos como principal causa el incremento de presión, seguido por las actividades administrativas relacionadas al mantenimiento de los activos y la desatención de los procedimientos operativos.
- ⊕ Se aplicó la metodología de frecuencias a través del Análisis de Árbol de Fallos(as) (FTA-*Fault Tree Analysis*, por sus siglas en inglés) para analizar la seguridad de sistemas complejos durante sus etapas de diseño, construcción y operación. El fundamento del FTA es representar fallos en sistemas mediante diagramas lógicos o Árboles de Fallos(as). Del análisis detallado de frecuencias se confirma que las capas de protección existentes son las requeridas para prevenir eventos no deseados. Con

probabilidades de ocurrencia menores a las consideradas en la calificación cualitativa por el GMAR, reubicándolos de la región de **Riesgo Aceptable con Controles (C)** y hasta la región de **Riesgo Tolerable (D)**.

- ⊕ La evaluación cualitativa mediante matrices de riesgos se realizó tomando en cuenta los escenarios reportados en el análisis histórico de incidentes y accidentes; así como las medidas, equipos, dispositivos y sistemas de seguridad, para la prevención, control y atención de posibles eventos extraordinarios como protecciones. Lo que quiere decir, una estimación conservadora (resultados a favor de la seguridad).
- ⊕ Se aplicó la metodología de Estudio de Capas de Protección (LOPA-*Layer Of Protection Analysis*, por sus siglas en inglés) en aquellos escenarios definidos durante la etapa de identificación de peligros que presentaron un nivel de riesgo significativo. El Estudio LOPA arrojó que NO son requeridas la implementación de barreras independientes de protección referidas a funciones instrumentadas de seguridad con Nivel Integral de Seguridad (SIL-*Safety Integrity Level*, por sus siglas en inglés) adicionales para los escenarios de riesgo identificados. Las barreras independientes de protección consideradas como los controles de ingeniería o administrativos indicados en planos de ingeniería analizados, así como en las protecciones plasmadas en recomendaciones del presente estudio, garantizan que la administración de los riesgos podrá mantener al proceso en la zona de **Riesgo Tolerable (D)**.

Los lazos de seguridad concebidos dentro del Sistema de Paro de Emergencia (SPE) fueron asignados dentro del Estudio LOPA con el valor mínimo de probabilidad de fallo en demanda de 0.1 correspondiente con SIL 1. Para estos lazos de seguridad se deberá dar cumplimiento con lo marcado en la IEC 61511 vigente o similar sobre la periodicidad de las pruebas funcionales (totales o parciales), arquitectura, hardware, entre otros que garanticen que los lazos cumplirán con SIL 1.

- ⊕ Para la etapa de análisis detallado de consecuencias se consideraron los escenarios que de la identificación de peligros se encontraron, en las regiones de **Riesgo No Tolerable (A)**, **Riesgo indeseable (B)** y/o **Riesgo Aceptable con Controles (C)** por su magnitud de riesgo.

Para los escenarios que se encontraron en la región de **Riesgo No Tolerable (A)** e **Riesgo Indeseable (B)** se realizó el caso más probable, para los escenarios en la región de **Riesgo Aceptable con Controles (C)** o **Riesgo Tolerable (D)** se realizó el caso alternativo y se realizaron escenarios de peor caso para aquellos que el GMAR designó.

Derivado del análisis cualitativo, el sistema de transporte NO presenta **Riesgos No Tolerables (A)** ni **Riesgo Indeseables (B)**, el 27% se encuentra en la región de **Riesgo Aceptable con Controles (C)** y el 51% en la región de **Riesgo Tolerable (D)**, lo que indica que el sistema presenta un buen nivel de seguridad en su diseño.

De acuerdo con el análisis cualitativo realizado para el Proyecto, en la Tabla IV.1., se muestran los escenarios (casos más probables, peores casos y casos alternos) que involucran la pérdida de contención de sustancias peligrosas.

Tabla IV.1. Catálogo de escenarios

Escenario	Tag Escenario	Descripción	Flujo (m ³ /s)	Presión (kPa)	Temperatura (°C)	Duración de fuga(s)	Inventario (kg)	Tasa de descarga (kg/s)	Escenario
01.9.2.1 - 01.9.2.3 - 01.9.4.1 - 01.9.4.3 - 01.9.2.2 - 01.9.2.4 - 01.9.4.2 - 01.9.4.4	01 GECA N01 CA	Fuga en instrumentos de los equipos del sistema de filtración por poro de 12.7 mm (0.5 in) de diámetro equivalente con liberación de gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	168.11	3,316.49	34	120	82.05	0.6838	Caso Alterno
02.7.2.1 - 02.7.2.3 - 02.7.4.1 - 02.7.4.3 - 02.7.2.2 - 02.7.2.4 - 02.7.4.2 - 02.7.4.4	02 GECA N02 CA	Fuga en la línea de 16" del patín de medición EMRYC-001-001 por poro de 81.28 mm (3.2 in) de diámetro equivalente liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	84.05	3,282.02	34	120	3,230.94	26.9245	Caso Alterno
03.13.2.1 - 03.13.2.3 - 03.13.4.1 - 03.13.4.3 - 04.7.2.1 - 04.7.2.3 - 04.7.4.1 - 04.7.4.3 - 03.13.2.2 - 03.13.2.4, 03.13.4.2 - 03.13.4.4 - 04.7.2.2 - 04.7.2.4 - 04.7.4.2 - 04.7.4.4	03 GECA N04 PC	Rotura total del cabezal general de descarga de 30" liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	168.11	9,494.41	49	120	643,563.60	5,363.03	Peor Caso
11.10.1.2 - 11.13.1.2 - 11.13.2.2 - 11.13.3.2 - 11.13.4.2 - 11.13.1.1 - 11.13.2.1 - 11.13.3.1 - 11.13.4.1 - 11.10.1.1	04 GECA N11 CA	Fuga en arreglo de MLV-1003 del gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km por poro de 50.8 mm (2 in) de diámetro equivalente con liberación de gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	168.11	8,866.65	39	1,800	52,454.34	29.1413	Caso Alterno
11.10.1.2 - 11.13.1.2 - 11.13.2.2 - 11.13.3.2 - 11.13.4.2 - 11.13.1.1 - 11.13.2.1 - 11.13.3.1 - 11.13.4.1 - 11.10.1.1	05 GECA N11 PC	Rotura total del gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km en el punto de interconexión con el Gasoducto Rosarito (Estación El Carrizo) liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	168.11	7,342.91	25	1,800	815,742	453.19	Peor Caso
05.9.2.1 - 05.9.2.3 - 05.9.4.1 - 05.9.4.3 - 05.9.2.2 - 05.9.2.4 - 05.9.4.2 - 05.9.4.4	06 GECA N05 CA	Fuga en la línea de 1.5" de descarga del tanque de condensados T-001-101 por poro de 38.1 mm (1.5 in) de diámetro equivalente liberando condensados con posible formación de vapores inflamables y/o explosivos	N.D.	689.48	30	600	246.67	20.8827	Caso Alterno
06.9.2.1, 06.9.2.3, 06.9.4.1, 06.9.4.3, 06.9.2.2, 06.9.2.4, 06.9.4.2, 06.9.4.4	07 GECA N06 CA	Fuga en la línea de 3" de alimentación a turbinas de gas de los equipos de compresión por poro de 22.86 mm (0.9 in) de diámetro equivalente liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	N.D.	2,757.90	49	120	209.016	1.7418	Caso Alterno

Escenario	Tag Escenario	Descripción	Flujo (m ³ /s)	Presión (kPa)	Temperatura (°C)	Duración de fuga(s)	Inventario (kg)	Tasa de descarga (kg/s)	Escenario
07.9.2.1, 07.9.2.3, 07.9.4.1, 07.9.4.3, 07.9.2.2, 07.9.2.4, 07.9.4.2, 07.9.4.4.	08 GECA N07 CA	Fuga en la línea de 1" de alimentación al paquete de gas de sello por poro de 25.4 mm (1 in) de diámetro equivalente liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	N.D.	10,204.24	49	600	4,940.58	8.2343	Caso Alterno
08.9.2.1, 08.9.2.3, 08.9.4.1, 08.9.4.3, 08.9.2.2, 08.9.2.4, 08.9.4.2, 08.9.4.4	09 GECA N08 CA	Fuga en la línea de 4" de alimentación a motogeneradores por poro de 30.48 mm (1.2 in) de diámetro equivalente liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	N.D.	344.74	30	120	56.86	0.4739	Caso Alterno
10.9.2.1, 10.9.2.3, 10.9.4.1, 10.9.4.3, 10.9.2.2, 10.9.2.4, 10.9.4.2, 10.9.4.4	10 GECA N10 CA	Fuga en la línea de 2" de descarga a auto-tanque por poro de 15.24 mm (0.6 in) de diámetro equivalente liberando aceite residual con posible formación de vapores inflamables	N.D.	206.84	30	600	1,196.70	1.9945	Caso Alterno

ND. No Disponible.

Fuente: Hoja de trabajo GMAR.

Los parámetros de radiación térmica y de sobrepresión que definen las zonas de alto riesgo y de amortiguamiento a monitorear fueron consideradas de la Guía para la presentación del Estudio de Riesgo modalidad Ductos Terrestres de la SEMARNAT y para las zonas de alto riesgo por daño a equipos fue retomada de la Guía para Elaboración de Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos de la ASEA, como se indican en la Tabla IV.2

Tabla IV.2. Parámetros a utilizar para la determinación de las Zonas de Alto Riesgo y Zona de Amortiguamiento.

Parámetro	Zona de Alto Riesgo por daño a equipos	Zona de Alto Riesgo	Zona de Amortiguamiento
Inflamabilidad (Radiación térmica)	12.5 kW/m ² y 37.5 kW/m ²	5.0 kW/m ²	1.4 kW/m ²
Explosividad (Sobrepresión)	3 lb/in ² (0.2110 kg/cm ²) y 10 lb/in ² (0.7030 kg/cm ²)	1.0 lb/in ² (0.070 kg/cm ²)	0.5 lb/in ² (0.035 kg/cm ²)

Fuente: Tomado de SEMARNAT: Guía para la presentación del Estudio de Riesgo modalidad Ductos Terrestres y ASEA: Guía para Elaboración de Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos.

Para el análisis de consecuencias se utilizó el programa de simulación *PHAST profesional versión 8.22*. Los resultados obtenidos de los escenarios de riesgo seleccionados por el GMAR a diferentes niveles con radiación térmica y sobrepresión con estabilidad meteorológica de 1.5 F y para la estabilidad 1.5 A-B se muestran en el Anexo V.2.5 (V.2.5.1, V.2.5.2, V.2.5.3 y V.2.5.4). Memoria técnica de la(s) modelaciones y los resultados obtenidos en la Tabla IV.3.

Tabla IV.3. Resultados de eventos por radiación térmica y ondas de sobrepresión.

Escenario	Zona de Amortiguamiento*		Zona de Alto Riesgo*		Zona de daño a equipos*			
	Radiación térmica (1.4 kW/m ²)	Sobrepresión (0.5 lb/in ²)	Radiación térmica (5.0 kW/m ²)	Sobrepresión (1.0 lb/in ²)	Radiación térmica		Sobrepresión	
					(12.5 kW/m ²)	(37.5 kW/m ²)	(3 lb/in ²)	(10 lb/in ²)
01 GECA N01 CA	CHOF: 14.8274	EXP: 19.4684	CHOF: 11.2382	EXP: 15.1128	CHOF: 8.7006	CHOF: NA	EXP: 12.1832	EXP: 11.0857
02 GECA N02 CA	CHOF: 115.509	EXP: 141.3530	CHOF: 80.5745	EXP: 108.0700	CHOF: 65.2934	CHOF: 52.0083	EXP: 85.6834	EXP: 77.2964
03 GECA N04 PC	CHOF: 1,129.77	EXP: 333.8580	CHOF: 599.564	EXP: 184.8800	CHOF: 236.647	CHOF: NA	EXP: 84.6760	EXP: 47.1351
04 GECA N11 CA	CHOF: 121.2990	EXP: 99.5572	CHOF: 84.3375	EXP: 65.2602	CHOF: 68.1428	CHOF: 54.0351	EXP: 42.1916	EXP: 33.5491
05 GECA N11 PC	CHOF: 372.8170	EXP: 165.7720	CHOF: 189.929	EXP: 101.0160	CHOF: 50.7256	CHOF: NA	EXP: 57.4596	EXP: 41.1416
06 GECA N05 CA	CHOF: 164.598 CHAF: 59.3516 CHAT: 59.3516	EXP: 109.4980	CHOF: 113.317 CHAF: 44.3879 CHAT: 44.3879	EXP: 75.2283	CHOF: 90.8858 CHAF: 36.7542 CHAT: 36.7542	CHOF: 71.9392 CHAF: 28.3320 CHAT: 28.3320	EXP: 52.1780	EXP: 43.5423
07 GECA N06 CA	CHOF: 25.1837	EXP: 24.7113	CHOF: 19.1478	EXP: 17.9440	CHOF: 16.4344	CHOF: 13.5728	EXP: 13.3922	EXP: 11.6869
08 GECA N07 CA	CHOF: 62.3251	EXP: 85.8290	CHOF: 44.4615	EXP: 69.3474	CHOF: 36.9018	CHOF: 30.0480	EXP: 58.2616	EXP: 54.1083
09 GECA N08 CA	CHOF: 12.5480	EXP: NA	CHOF: 9.8812	EXP: NA	CHOF: 8.0897	CHOF: NA	EXP: NA	EXP: NA
10 GECA N10 CA	CHOF: 29.8585 CHAF: 42.4367 CHAT: 70.2929	EXP: 17.5815	CHOF: 20.8716 CHAF: 27.6541 CHAT: 41.8016	EXP: 11.3339	CHOF: 16.7188 CHAF: 20.3815 CHAT: 23.8327	CHOF: 13.2429 CHAF: 12.0373 CHAT: NA	EXP: 7.13165	EXP: 5.5573

* Los valores para los radios de posible afectación son en metros.

CHOF: Chorro de fuego. **CHAF:** Charco de fuego temprano. **CHAT:** Charco de fuego tardío. **EXP:** Ignición tardía (UVCE). **NA:** No Aplica.

Fuente: Modelación PHAST.

Para cada uno de los escenarios contemplados en el análisis de consecuencias, se realizó un árbol de eventos para conocer la frecuencia de ocurrencia de los eventos de radiación térmica y/o ondas de sobrepresión (ver Tabla IV.4).

Tabla IV.4 Frecuencia de eventos finales

Tag escenario	Descripción del escenario	Frecuencia (controlado)	Frecuencia (sin control)
01 GECA N01 CA	Fuga en instrumentos de los equipos del sistema de filtración por poro de 12.7 mm (0.5 in) de diámetro equivalente con liberación de gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	CHOF: 1.34E-05 EXP: 1.08E-05	CHOF: 6.60E-07 EXP: 1.27E-06
02 GECA N02 CA	Fuga en la línea de 16" del patín de medición EMRYC-001-001 por poro de 81.28 mm (3.2 in) de diámetro equivalente liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	CHOF: 1.34E-05 EXP: 1.08E-05	CHOF: 6.60E-07 EXP: 1.27E-06

Tag escenario	Descripción del escenario	Frecuencia (controlado)	Frecuencia (sin control)
03 GECA N04 PC	Rotura total del cabezal general de descarga de 30" liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	CHOF: 1.34E-05 EXP: 1.08E-05	CHOF: 6.60E-07 EXP: 1.27E-06
04 GECA N11 CA	Fuga en arreglo de MLV-1003 del gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km por poro de 50.8 mm (2 in) de diámetro equivalente con liberación de gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	CHOF: 1.34E-05 EXP: 1.08E-05	CHOF: 6.60E-07 EXP: 1.27E-06
05 GECA N11 PC	Rotura total del gasoducto ECA de 30" Ø x 198+787.33 km en el punto de interconexión con el Gasoducto Rosarito (Estación El Carrizo) liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	CHOF: 1.34E-05 EXP: 1.08E-05	CHOF: 6.60E-07 EXP: 1.27E-06
06 GECA N05 CA	Fuga en la línea de 1.5" de descargar del tanque de condensados T-001-101 por poro de 38.1 mm (1.5 in) de diámetro equivalente liberando condensados con posible formación de vapores inflamables y/o explosivos	CHOF: 7.43E-06 EXP: 1.13E-05 CHAF: 1.69E-05 CHAT: 1.69E-05	CHOF: 8.25E-07 EXP: 1.25E-06 CHAF: 1.88E-06 CHAT: 1.88E-06
07 GECA N06 CA	Fuga en la línea de 3" de alimentación a turbinas de gas de los equipos de compresión por poro de 22.86 mm (0.9 in) de diámetro equivalente liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	CHOF: 1.34E-05 EXP: 1.08E-05	CHOF: 6.60E-07 EXP: 1.27E-06
08 GECA N07 CA	Fuga en la línea de 1" de alimentación al paquete de gas de sello por poro de 25.4 mm (1 in) de diámetro equivalente liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	CHOF: 1.34E-05 EXP: 1.08E-05	CHOF: 6.60E-07 EXP: 1.27E-06
09 GECA N08 CA	Fuga en la línea de 4" de alimentación a motogeneradores por poro de 30.48 mm (1.2 in) de diámetro equivalente liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva	CHOF: 1.34E-05 EXP: 1.08E-05	CHOF: 6.60E-07 EXP: 1.27E-06
10 GECA N10 CA	Fuga en la línea de 2" de descarga a auto-tanque por poro de 15.24 mm (0.6 in) de diámetro equivalente liberando aceite residual con posible formación de vapores inflamables	CHOF: 7.43E-06 EXP: 1.13E-05 CHAF: 1.69E-05 CHAT: 1.69E-05	CHOF: 8.25E-07 EXP: 1.25E-06 CHAF: 1.88E-06 CHAT: 1.88E-06

* Los valores para los radios de posible afectación son en metros.

CHOF: Chorro de fuego. CHAF: Charco de fuego temprano. CHAT: Charco de fuego tardío. EXP: Ignición tardía (UVCE).
NA: No Aplica.

Fuente: Análisis de frecuencia.

Los efectos sobre los equipos que conforman el Proyecto, así como de instalaciones aledañas y de los componentes ambientales (agua, suelo, flora, fauna, entre otros), zonas habitacionales, escuelas, comunidades o asentamientos humanos que se encuentren inmersos en las zonas de alto riesgo y amortiguamiento, se describen en la Tabla IV.5.

Tabla IV.5. Descripción de los posibles receptores de riesgo

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
01 GECA N01 CA	<p>Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² la probabilidad de fatalidad es del 50%, debido a quemaduras de 3^{er} grado con daño profundo en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares). Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Vestimenta de trabajo resistente al fuego; • Equipos de Protección Personal (EPP); • Alarmas audibles y visibles por fuego y mezclas explosivas; • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE); • Equipos contra incendio portátiles en las áreas de proceso, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	<p>Población: Sin afectaciones al receptor población.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE).
	<p>Medio ambiente: Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición, por la generación de gases y humos de la combustión. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).

Información patrimonial de la persona moral, art. 116 cuarto párrafo de la LGTAIP y 113 fracción III de la LFTAIP

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
	<p>Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m², los equipos no sufren daños. Por la exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² habría daños severos a equipos de instrumentación, el acero delgado parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica; las pérdidas y daños serían entre los [REDACTED] y \$ [REDACTED].</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados serían menores a los \$ [REDACTED] USD por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas menores a los \$ [REDACTED].</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Alarmas críticas del DCS; • Sistema de detección de fuego y mezclas explosivas, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
02 GECA N02 CA	<p>Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² a 37.5 kW/m² la probabilidad de fatalidad es del 50% al 99% respectivamente, debido a quemaduras de 3^{er} y 4^{to} grado con daño profundo y más allá en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares, músculos y huesos). Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.</p> <p>Población: Sin afectaciones al receptor población.</p> <p>Medio ambiente: Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición, por la generación de gases y humos de la combustión.</p> <p>La afectación a flora (vegetación de tipo Desierto Arenoso) y su fauna son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos en caso de radiación térmica y sobrepresión.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Vestimenta de trabajo resistente al fuego; • Equipos de Protección Personal (EPP); • Alarmas audibles y visibles por fuego y mezclas explosivas; • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE); • Equipos contra incendio portátiles en las áreas de proceso, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE). <ul style="list-style-type: none"> • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE). <ul style="list-style-type: none"> • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
03 GECA N04 PC	<p>Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m², los equipos no sufren daños. Por la exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² habría daños severos a equipos de instrumentación, el acero delgado parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica; las pérdidas y daños serían menores a los \$ [REDACTED]. Por la exposición a radiaciones térmicas equivalentes de 37.5 kW/m² las pérdidas económicas ascenderían a valores entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED] por el daño a los equipos del área de bombas.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias hacia los equipos de proceso, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados serían menores a los \$ [REDACTED] por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas no mayores a los \$ [REDACTED].</p> <p>Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² la probabilidad de fatalidad es del 50%, debido a quemaduras de 3^{er} grado con daño profundo en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares). Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Alarmas críticas del DCS; • Sistema de detección de fuego y mezclas explosivas, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE). <ul style="list-style-type: none"> • Vestimenta de trabajo resistente al fuego; • Equipos de Protección Personal (EPP); • Alarmas audibles y visibles por fuego y mezclas explosivas; • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE); • Equipos contra incendio portátiles en las áreas de proceso, y • Sistema de Paro de

Información patrimonial de la persona moral, art. 116 cuarto párrafo de la LGTAIP y 113 fracción III de la LFTAIP.

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
	<p>proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.</p> <p>Población: Sin afectaciones al receptor población.</p> <p>Medio ambiente: Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición, por la generación de gases y humos de la combustión.</p> <p>La afectación a flora (vegetación de tipo Desierto Arenoso) y su fauna son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos en caso de radiación térmica y sobrepresión.</p> <p>Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m², los equipos no sufren daños. Por la exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² habría daños severos a equipos de instrumentación, el acero delgado parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica; las pérdidas y daños serían entre los \$ [REDACTED] y el \$ [REDACTED]. Por la exposición a radiaciones térmicas equivalentes de 37.5 kW/m² las pérdidas económicas ascenderían a valores entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED] USD por el daño a todos los equipos de proceso y edificios de la estación.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados serían menores a los \$ [REDACTED] por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED].</p>	<p>Emergencia (SPE).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE). • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
04 GECA N11 CA	<p>Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Vestimenta de trabajo resistente al fuego; • Equipos de Protección Personal (EPP); • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE), y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	<p>Población: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², las personas pueden sufrir lesiones desde quemaduras de 1^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE).
	<p>Medio ambiente: Afectación a flora (vegetación de tipo Matorral Desértico Micrófilo y uso de suelo para Agricultura de riego anual y permanente) y su fauna son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos en caso de radiación térmica y sobrepresión.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de line break, y • Sistema de detección de fugas.
	<p>Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m², los equipos no sufren daños.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados serían menores a los \$ [REDACTED] por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED].</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Alarmas críticas del DCS; • Sistema de detección de fugas; • Sistema de line break, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
05 GECA N11 PC	<p>Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² la probabilidad de fatalidad es del 50%, debido a quemaduras de 3^{er} grado con daño profundo en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares). Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Vestimenta de trabajo resistente al fuego; • Equipos de Protección Personal (EPP); • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE), y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	<p>Población: Sin afectaciones al receptor población.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE).
	<p>Medio ambiente: Sin afectaciones a los receptores ambientales (aire, flora, fauna, entre otros).</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de line break, y • Sistema de detección de fugas.
	<p>Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m², los equipos no sufren daños. Por la exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² habría daños severos a equipos de instrumentación, el acero delgado parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica; las pérdidas y daños serían mayores a los \$ [REDACTED].</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados serían menores a los \$ [REDACTED] por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED].</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Alarmas críticas del DCS; • Sistema de detección de fugas; • Sistema de line break, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
06 GECA N05 CA	<p>Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² a 37.5 kW/m² la probabilidad de fatalidad es del 50% al 99% respectivamente, debido a quemaduras de 3^{er} y 4^{to} grado con daño profundo y más allá en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares, músculos y huesos). Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Vestimenta de trabajo resistente al fuego; • Equipos de Protección Personal (EPP); • Alarmas audibles y visibles por fuego y mezclas explosivas; • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE); • Equipos contra incendio portátiles en las áreas de proceso, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	<p>Población: Sin afectaciones al receptor población.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE).
	<p>Medio ambiente: Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición, por la generación de gases y humos de la combustión.</p> <p>La afectación a flora (vegetación de tipo Chaparral y Pastizal Inducido) y su fauna son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos en caso de radiación térmica y sobrepresión.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	<p>Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m², los equipos no sufren daños. Por la exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² habría daños severos a equipos de instrumentación, el acero delgado parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica; las pérdidas y daños serían entres los \$ [REDACTED] y el \$ [REDACTED]. Por la</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Alarmas críticas del DCS; • Sistema de agua/espuma contra incendio; • Sistema de detección de fuego y mezclas

Información patrimonial de la persona moral, art. 116 cuarto párrafo de la LGTAIP y 113 fracción III de la LFTAIP.

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
07 GECA N06 CA	<p>exposición a radiaciones térmicas equivalentes de 37.5 kW/m² las pérdidas económicas ascenderían a valores entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED].</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados serían menores a los \$ [REDACTED] por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED].</p>	<p>explosivas, y</p> <ul style="list-style-type: none"> • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	<p>Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² a 37.5 kW/m² la probabilidad de fatalidad es del 50% al 99% respectivamente, debido a quemaduras de 3^{er} y 4^{to} grado con daño profundo y más allá en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares, músculos y huesos). Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Vestimenta de trabajo resistente al fuego; • Equipos de Protección Personal (EPP); • Alarmas audibles y visibles por fuego y mezclas explosivas; • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE); • Equipos contra incendio portátiles en las áreas de proceso, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	<p>Población: Sin afectaciones al receptor población.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE).
	<p>Medio ambiente: Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición, por la generación de gases y humos de la combustión. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna.</p> <p>Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m², los equipos no sufren daños. Por la exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² habría daños severos a equipos de instrumentación, el acero delgado parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica; las pérdidas y daños serían entre los \$ [REDACTED] y el \$ [REDACTED]. Por la exposición a radiaciones térmicas equivalentes de 37.5 kW/m² las pérdidas económicas ascenderían a valores entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED] 0 USD por el daño a los equipos de proceso de la estación.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados serían menores a los \$ [REDACTED] por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED].</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de Paro de Emergencia (SPE). • Alarmas críticas del DCS; • Sistema de agua/espuma contra incendio; • Sistema de detección de fuego y mezclas explosivas, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
08 GECA N07 CA	<p>Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² a 37.5 kW/m² la probabilidad de fatalidad es del 50% al 99% respectivamente, debido a quemaduras de 3^{er} y 4^{to} grado con daño profundo y más allá en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares, músculos y huesos). Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Vestimenta de trabajo resistente al fuego; • Equipos de Protección Personal (EPP); • Alarmas audibles y visibles por fuego y mezclas explosivas; • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE); • Equipos contra incendio portátiles en las áreas de proceso, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).

Información patrimonial de la persona moral, art. 116 cuarto párrafo de la LGTAIP y 113 fracción III de la LFTAIP.

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
	Población: Sin afectaciones al receptor población.	<ul style="list-style-type: none"> Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE).
	Medio ambiente: Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición, por la generación de gases y humos de la combustión. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna.	<ul style="list-style-type: none"> Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	<p>Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m², los equipos no sufren daños. Por la exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² habría daños severos a equipos de instrumentación, el acero delgado parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica; las pérdidas y daños serían menores a \$ [REDACTED]. Por la exposición a radiaciones térmicas equivalentes de 37.5 kW/m² las pérdidas económicas ascenderían a valores entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED] por el daño a los equipos de proceso cercanos.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados serían menores a los \$ [REDACTED] por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED].</p>	<ul style="list-style-type: none"> Alarmas críticas del DCS; Sistema de agua/espuma contra incendio; Sistema de detección de fuego y mezclas explosivas, y Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
09 GECA N08 CA	Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m ² , el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1 ^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2 ^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m ² la probabilidad de fatalidad es del 50%, debido a quemaduras de 3 ^{er} grado con daño profundo en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares). Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m ² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.	<ul style="list-style-type: none"> Vestimenta de trabajo resistente al fuego; Equipos de Protección Personal (EPP); Alarmas audibles y visibles por fuego y mezclas explosivas; Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE); Equipos contra incendio portátiles en las áreas de proceso, y Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	Población: Sin afectaciones al receptor población.	<ul style="list-style-type: none"> Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE).
	Medio ambiente: Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición, por la generación de gases y humos de la combustión. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna.	<ul style="list-style-type: none"> Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m ² , los equipos no sufren daños. Por la exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m ² habría daños severos a equipos de instrumentación, el acero delgado parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica; las pérdidas y daños serían entre los \$ [REDACTED] el \$ [REDACTED].	<ul style="list-style-type: none"> Alarmas críticas del DCS; Sistema de agua/espuma contra incendio; Sistema de detección de fuego y mezclas explosivas, y Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
10 GECA N10 CA	<p>Personal: Por exposición a radiaciones térmicas de 5.0 kW/m², el personal operativo puede sufrir lesiones desde quemaduras de 1^{er} grado (afectación leve a epidermis, con enrojecimiento y dolor leve) con tiempo de recuperación de 2 a 3 días, por quemaduras de 2^{do} grado (daño a dermis y epidermis, se producen ampollas) con un tiempo de recuperación de 2 semanas para superficiales y de 1 a 3 meses para profundas. Por exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m² a 37.5 kW/m² la probabilidad de fatalidad es del 50% al 99% respectivamente, debido a quemaduras de 3^{er} y 4^{to} grado con daño profundo y más allá en dermis (terminales nerviosas, vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares, músculos y huesos). Por último, por la exposición a radiaciones térmicas de 1.4 kW/m² no se presentarían molestias, es considerado el flujo térmico del sol en verano y al medio día.</p> <p>Por exposición a ondas de sobrepresión de 1 psi, el personal operativo tiene una probabilidad de 1% de sufrir lesiones a tímpanos y golpes serios con</p>	<ul style="list-style-type: none"> Vestimenta de trabajo resistente al fuego; Equipos de Protección Personal (EPP); Alarmas audibles y visibles por fuego y mezclas explosivas; Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE), y Equipos contra incendio portátiles en las áreas de proceso, y Sistema de Paro de Emergencia (SPE).

Información patrimonial de la persona moral, art. 116 cuarto párrafo de la LGTAIP y 113 fracción III de la LFTAIP.

Información patrimonial de la persona moral, art. 116 cuarto párrafo de la LGTAIP y 113 fracción III de la LFTAIP.

Clave del escenario	Receptores de riesgo	Sistemas de seguridad y medidas preventivas
	proyectiles, para ondas de sobrepresión de 3 hasta 10 psi, puede provocar desde la rotura de los tímpanos hasta la fatalidad por lesiones de pulmón. Por exposiciones a ondas de sobrepresión de 0.5 psi no habría lesiones.	
	Población: Sin afectaciones al receptor población.	<ul style="list-style-type: none"> • Actuación del Plan de Respuesta a Emergencias (PRE).
	Medio ambiente: Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas natural fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición, por la generación de gases y humos de la combustión. No se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, flora y fauna.	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).
	Producción/Instalación: Por exposición a radiaciones térmicas de 1.4 a 5.0 kW/m ² , los equipos no sufren daños. Por la exposición a radiaciones térmicas de 12.5 kW/m ² habría daños severos a equipos de instrumentación, el acero delgado parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica; las pérdidas y daños serían menores a los \$ [REDACTED]. Por la exposición a radiaciones térmicas equivalentes de 37.5 kW/m ² las pérdidas económicas ascenderían a valores entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED] por el daño a los equipos de proceso. Por exposición a ondas de sobrepresión de 0.5 a 1 psi no habría consecuencias, para ondas de sobrepresión de 3 psi los daños esperados serían menores a los \$ [REDACTED] por la probable distorsión de las estructuras de acero y daño severo a paneles de instrumentos. Las ondas de sobrepresión de 10 psi, puede provocar pérdidas entre \$ [REDACTED] hasta los \$ [REDACTED].	<ul style="list-style-type: none"> • Alarmas críticas del DCS; • Sistema de agua/espuma contra incendio; • Sistema de detección de fuego y mezclas explosivas, y • Sistema de Paro de Emergencia (SPE).

Fuente: Elaboración propia.

Las afectaciones calculadas como de alto riesgo por eventos de radiación térmica y ondas de sobrepresión con base en los parámetros de referencia establecidos por la ASEA y de acuerdo a la ubicación de los escenarios hipotéticos de liberación accidental, pueden generar un alto riesgo al personal operativo y a los equipos de la Estación, así como generar situaciones de riesgo acumulativo (efecto dominó).

El escenario más catastrófico para la EC Las Dunas, es la hipotética rotura total del cabezal de descarga a presión de 9,494.41 kPa y flujo de 168.11 m³/s (03 GECA N04 PC); a las condiciones operativas dadas, el chorro de fuego –jet fire– da un tiempo de 120 segundos (dos minutos) de ocurrencia del evento hasta que el material se haya agotado a causa del funcionamiento de los sistemas de seguridad contemplados por las bases de diseño (ingeniería básica extendida). Las afectaciones tanto de radiación térmica como de ondas de sobrepresión salen de los límites de la EC Las Dunas. El escenario hipotético tiene una frecuencia de ocurrencia para un chorro de fuego (jet fire) controlado de 1.34E-05 por año y de 6.60E-07 por año sin control, el evento de explosión tardía tiene un valor de frecuencia de ocurrencia de 1.08E-05 controlado y de 1.27E-06 sin control.

Las interacciones de riesgos con poca probabilidad de ocurrencia de un evento de riesgo por la presencia de una onda de sobrepresión y de radiación térmica que afectaría al componente de flora y fauna, que se encuentra dentro de la superficie de los radios de afectación, son los siguientes:

- ⊕ Escenario 02 GECA N02 CA por fuga en la línea de 16" del patín de medición EMRyC-001-001 por poro de 81.28 milímetros (3.2 in) de diámetro equivalente liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva; en área con vegetación nativa de tipo desierto arenos, que de acuerdo a los trabajos de campo NO hay presencia de especies de flora con estatus de protección;
- ⊕ Escenario 03 GECA N04 PC por rotura total del cabezal general de descarga de 30" liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva; en área con vegetación nativa de tipo desierto arenoso, que con base a los trabajos de campo NO hay presencia de especies de flora con estatus de protección especial;

- ⊕ Escenario 06 GECA N05 CA por fuga en la línea de 1.5" de descargar del tanque de condensados T-001-101 por poro de 38.1 milímetros (1.5 in) de diámetro equivalente liberando condensados con posible formación de vapores inflamables y/o explosivos; en área con vegetación nativa de tipo desierto arenoso sin la presencia de especies de flora con estatus de protección especial;
- ⊕ Escenario 04 GECA N11 CA por fuga en arreglo de MLV-1003 del gasoducto de 30" Ø x 198+787.33 km por poro de 50.8 milímetros (2 in) de diámetro equivalente con liberación de gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva; en área de vegetación nativa de tipo matorral desértico micrófilo, pero actualmente con uso de suelo para agricultura de riego anual y permanente, y
- ⊕ Escenario 05 GECA N11 PC por rotura total del gasoducto de 30" Ø x 198+787.33 km en el punto de interconexión con el Gasoducto Rosarito (Estación El Carrizo) liberando gas natural con posible formación de nube inflamable y/o explosiva; en área de vegetación nativa de tipo Chaparral, que con base a reportes de campo, es posible la presencia de *Juniperus californica* –Enebro de BC–, *Pinus monophylla* –Piñón– y *Pinus quadrifolia* –Piñón de California– con estatus protección especial (NO reportadas para para el punto de interconexión). Además, se identificaron áreas con uso de suelo de pastizal inducido.

Con la finalidad de prevenir un evento de chorro de fuego (radiación térmica), se tiene considerado instaurar medidas preventivas que consideran: la constante inspección mecánica para conocer los espesores y la capacitación del personal de las brigadas de emergencia para una pronta respuesta. De igual forma, para la reducción de la probabilidad de ocurrencia de este tipo de eventos; se aplicarán programas de mantenimiento, calibración, medición de espesores, para que evitar una posible liberación.

En general, GAP implementará en el Proyecto los sistemas, procesos, equipos, técnicas y procedimientos que se requieran con el fin de manejar el gas natural utilizando los más altos estándares nacionales e internacionales, lo que implica implementar rigurosas medidas de calidad, operación, mantenimiento, seguridad, control, atención de emergencias; además de, programas de mantenimiento, operación, inspección, seguridad, higiene, atención a emergencias, simulacros y capacitación. Con todo lo anterior, se asegurará que las instalaciones operen eficientemente y se minimice el impacto al ambiente; de igual forma, se mantendrá el riesgo de afectaciones al ambiente en un estado controlado y se minimizarán los posibles efectos debido a eventos no deseados.

IV.3 Presentar el informe técnico debidamente llenado

En el Anexo V.2.5.4 se puede consultar las tablas del informe técnico del Estudio de Riesgo Ambiental.



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 Formato de Presentación	V-1
V.1.1 Planos de localización	V-1
V.2 Otros Anexos	V-1
V.2.1 Documentos legales	V-1
V.2.2 Cartografía consultada	V-1
V.2.3 Autorizaciones y permisos	V-1
V.2.4 Memoria descriptiva de las metodologías utilizadas	V-1
V.2.5 Memoria técnica de las modelaciones	V-3
V.2.6 Memoria técnico descriptiva y justificativa del proyecto civil, mecánico, eléctrico, y sistema contra incendio	V-5
V.2.7 Análisis de posibles riesgos de contaminación hacia el suelo y los recursos hídricos y subterráneos	V-5

V. IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL

V.1 Formato de Presentación

V.1.1 Planos de localización

- V.1.1.1 Plano de localización de la EC Las Dunas
- V.1.1.2 Plano de localización del Gasoducto

V.2 Otros Anexos

V.2.1 Documentos legales

La documentación legal se presenta en el *Capítulo VIII.1. Documentos legales* de la Manifestación de Impacto Ambiental modalidad Regional del presente Proyecto.

V.2.2 Cartografía consultada

- V.2.2.1 Localización
- V.2.2.2 Climas
- V.2.2.3 Geología
- V.2.2.4 Topoformas
- V.2.2.5 Fallas y fracturas
- V.2.2.6 Tipos de suelo
- V.2.2.7 Hidrología superficial
- V.2.2.8 Hidrología subterránea
- V.2.2.9 Usos de Suelo y Vegetación Serie VI INEGI
- V.2.2.10 Provincias bióticas
- V.2.2.11 Provincias florísticas
- V.2.2.12 Otras Áreas de Interés Ambiental
- V.2.2.13 Núcleos de población

V.2.3 Autorizaciones y permisos

En esta etapa del Proyecto, no se cuenta con alguna autorización o permiso de carácter municipal, estatal o federal.

V.2.4 Memoria descriptiva de las metodologías utilizadas

- V.2.4.1 Acta Constitutiva de Grupo Multidisciplinario de Análisis de Riesgos (GMAR)
- V.2.4.2 Actas y listas de asistencia de las reuniones multidisciplinaria del GMAR
 - V.2.4.2.1 Acta de reunión multidisciplinaria 1 y lista de asistencia (21.05.2020)
 - V.2.4.2.2 Acta de reunión multidisciplinaria 2 y lista de asistencia del (22.05.2020)

- V.2.4.2.3 Acta de reunión multidisciplinaria 3 y lista de asistencia del (23.05.2020)
- V.2.4.2.4 Acta de reunión multidisciplinaria 4 y lista de asistencia del (26.05.2020)
- V.2.4.2.5 Acta de reunión multidisciplinaria 5 y lista de asistencia del (27.05.2020)
- V.2.4.2.6 Acta de reunión multidisciplinaria 6 y lista de asistencia del (28.05.2020)
- V.2.4.2.7 Acta de reunión multidisciplinaria 7 y lista de asistencia del (29.05.2020)

- V.2.4.3 Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI)
 - V.2.4.3.1 GN0119-PR-001-PL-001_D - Simbología, nomenclatura y notas generales
 - V.2.4.3.2 GN0119-PR-001-PL-002_D - Simbología, nomenclatura y notas generales
 - V.2.4.3.3 GN0119-PR-001-PL-003_D - Simbología, nomenclatura y notas generales
 - V.2.4.3.4 GN0119-PR-001-PL-004_E - Sistema de filtración
 - V.2.4.3.5 GN0119-PR-001-PL-005_E - EMRYC-001-001
 - V.2.4.3.6 GN0119-PR-001-PL-006_E - Turbocompresores TC-001-101/102
 - V.2.4.3.7 GN0119-PR-001-PL-007_E - Turbocompresores TC-001-103
 - V.2.4.3.8 GN0119-PR-001-PL-008_E - Sistema de enfriamiento E-001-101/102
 - V.2.4.3.9 GN0119-PR-001-PL-009_E - Sistema de enfriamiento E-001-103
 - V.2.4.3.10 GN0119-PR-001-PL-010_E - Sistema de condensados
 - V.2.4.3.11 GN0119-PR-001-PL-011_E - Sistema de drenaje aceitoso
 - V.2.4.3.12 GN0119-PR-001-PL-012_E - Sistema de aire de planta e instrumentos
 - V.2.4.3.13 GN0119-PR-001-PL-013_E - Sistema de agua de servicio
 - V.2.4.3.14 GN0119-PR-001-PL-014_E - Sistema de turbina TG-001-101
 - V.2.4.3.15 GN0119-PR-001-PL-015_E - Sistema de turbina TG-001-102
 - V.2.4.3.16 GN0119-PR-001-PL-016_E - Sistema de turbina TG-001-103
 - V.2.4.3.17 GN0119-PR-001-PL-017_E - Sistema de acondicionamiento de gas combustible a turbina TG-001-101
 - V.2.4.3.18 GN0119-PR-001-PL-018_E - Sistema de acondicionamiento de gas combustible a turbina TG-001-101
 - V.2.4.3.19 GN0119-PR-001-PL-019_E - Sistema de acondicionamiento de gas combustible a turbina TG-001-103
 - V.2.4.3.20 GN0119-PR-001-PL-020_E - Sistema de acondicionamiento de gas combustible a motogeneradores GE-001-600/601/602
 - V.2.4.3.21 GN0119-PR-001-PL-021_E - Sistema de gas de sello a turbina TG-001-101
 - V.2.4.3.22 GN0119-PR-001-PL-022_E - Sistema de gas de sello a turbina TG-001-102
 - V.2.4.3.23 GN0119-PR-001-PL-023_E - Sistema de gas de sello a turbina TG-001-102
 - V.2.4.3.24 GN0119-PR-001-PL-024_E - Sistema de generación a gas
 - V.2.4.3.25 GN0119-PR-001-PL-025_E - Sistema de venteo general
 - V.2.4.3.26 GN0119-PR-001-PL-026_E - Trampa de diablos L-001-101
 - V.2.4.3.27 GN0119-PR-002-PL-001_E - Válvulas de seccionamiento N° 1001 A 1003
 - V.2.4.3.28 GN0119-PR-002-PL-002_E - válvulas de seccionamiento N° 1004 A 1006

- V.2.4.3.29 GN0119-PR-003-PL-001_E - Interconexión gasoducto ECA/Ducto existente
- V.2.4.4 Nodos de estudio
- V.2.4.5 Hoja de Datos de Seguridad (HDS) del gas natural
- V.2.4.6 Hojas de trabajo
 - V.2.4.6.1 Hojas de trabajo de lista de verificación conforme la Norma Oficial Mexicana NOM-007-ASEA-2016
 - V.2.4.6.2 Hojas de trabajo de la metodología HazOp
 - V.2.4.6.3 Hojas de trabajo de la metodología ¿Qué pasa sí...?
 - V.2.4.6.4 Hojas de trabajo de análisis de frecuencias (Árbol de Fallos(as) *FTA*)
 - V.2.4.6.5 Hojas de trabajo de Capas de Protección (LOPA)
 - V.2.4.6.6 Matriz de jerarquización de riesgos; Receptor personal, población, impacto ambiental y producción/instalación
 - V.2.4.6.7 Listado de escenarios por su magnitud de riesgos

V.2.5 Memoria técnica de las modelaciones

- V.2.5.1 Hojas de caracterización para simulaciones
 - V.2.5.1.1 Escenario 01 GECA N01 CA
 - V.2.5.1.2 Escenario 02 GECA N02 CA
 - V.2.5.1.3 Escenario 03 GECA N04 PC
 - V.2.5.1.4 Escenario 04 GECA N11 CA
 - V.2.5.1.5 Escenario 05 GECA N11 PC
 - V.2.5.1.6 Escenario 06 GECA N05 CA
 - V.2.5.1.7 Escenario 07 GECA N06 CA
 - V.2.5.1.8 Escenario 08 GECA N07 CA
 - V.2.5.1.9 Escenario 09 GECA N08 CA
 - V.2.5.1.10 Escenario 10 GECA N10 CA
- V.2.5.2 Hojas de resultados de simulaciones
 - V.2.5.2.1 Escenario 01 GECA N01 CA
 - V.2.5.2.2 Escenario 02 GECA N02 CA
 - V.2.5.2.3 Escenario 03 GECA N04 PC
 - V.2.5.2.4 Escenario 04 GECA N11 CA
 - V.2.5.2.5 Escenario 05 GECA N11 PC
 - V.2.5.2.6 Escenario 06 GECA N05 CA
 - V.2.5.2.7 Escenario 07 GECA N06 CA
 - V.2.5.2.8 Escenario 08 GECA N07 CA
 - V.2.5.2.9 Escenario 09 GECA N08 CA

V.2.5.2.10 Escenario 10 GECA N10 CA

V.2.5.3 Planos de radios de afectación

V.2.5.3.1 Escenario 01 GECA N01 CA (CHOF)

V.2.5.3.2 Escenario 02 GECA N01 CA (UVCE)

V.2.5.3.3 Escenario 03 GECA N02 CA (CHOF)

V.2.5.3.4 Escenario 04 GECA N02 CA (UVCE)

V.2.5.3.5 Escenario 05 GECA N04 PC (CHOF)

V.2.5.3.6 Escenario 06 GECA N04 PC (UVCE)

V.2.5.3.7 Escenario 07 GECA N11 CA (CHOF)

V.2.5.3.8 Escenario 08 GECA N11 CA (UVCE)

V.2.5.3.9 Escenario 09 GECA N11 PC (CHOF)

V.2.5.3.10 Escenario 10 GECA N11 PC (UVCE)

V.2.5.3.11 Escenario 11 GECA N05 CA (CHOF)

V.2.5.3.12 Escenario 12 GECA N05 CA (CHAF)

V.2.5.3.13 Escenario 13 GECA N05 CA (CHAF)

V.2.5.3.14 Escenario 14 GECA N05 CA (UVCE)

V.2.5.3.15 Escenario 15 GECA N06 CA (CHOF)

V.2.5.3.16 Escenario 16 GECA N06 CA (UVCE)

V.2.5.3.17 Escenario 17 GECA N07 CA (CHOF)

V.2.5.3.18 Escenario 18 GECA N07 CA (UVCE)

V.2.5.3.19 Escenario 19 GECA N08 CA (CHOF)

V.2.5.3.20 Escenario 20 GECA N10 CA (CHOF)

V.2.5.3.21 Escenario 21 GECA N10 CA (CHAF)

V.2.5.3.22 Escenario 22 GECA N10 CA (CHAF)

V.2.5.3.23 Escenario 23 GECA N10 CA (UVCE)

V.2.5.4 Informe técnico del Estudio de Riesgo Ambiental

V.2.5.5 Memoria numérica

V.2.5.5.1 Escenario 01 GECA N01 CA (input)

V.2.5.5.2 Escenario 01 GECA N01 CA (summary)

V.2.5.5.3 Escenario 02 GECA N02 CA (input)

V.2.5.5.4 Escenario 02 GECA N02 CA (summary)

V.2.5.5.5 Escenario 03 GECA N04 PC (input)

V.2.5.5.6 Escenario 03 GECA N04 PC (summary)

V.2.5.5.7 Escenario 04 GECA N11 CA (input)

V.2.5.5.8 Escenario 04 GECA N11 CA (summary)

V.2.5.5.9 Escenario 05 GECA N11 PC (input)

- V.2.5.5.10 Escenario 05 GECA N11 PC (summary)
- V.2.5.5.11 Escenario 06 GECA N05 CA (input)
- V.2.5.5.12 Escenario 06 GECA N05 CA (summary)
- V.2.5.5.13 Escenario 07 GECA N06 CA (input)
- V.2.5.5.14 Escenario 07 GECA N06 CA (summary)
- V.2.5.5.15 Escenario 08 GECA N07 CA (input)
- V.2.5.5.16 Escenario 08 GECA N07 CA (summary)
- V.2.5.5.17 Escenario 09 GECA N08 CA (input)
- V.2.5.5.18 Escenario 09 GECA N08 CA (summary)
- V.2.5.5.19 Escenario 10 GECA N10 CA (input)
- V.2.5.5.20 Escenario 10 GECA N10 CA (summary)

V.2.6 Memoria técnico descriptiva y justificativa del proyecto civil, mecánico, eléctrico, y sistema contra incendio

V.2.6.1 Bases de diseño

- V.2.6.1.1 Bases de diseño
- V.2.6.1.2 Bases de diseño de arquitectura
- V.2.6.1.3 Bases de diseño de obra civil – estructuras
- V.2.6.1.4 Bases de diseño de instrumentación
- V.2.6.1.5 Bases de diseño de tuberías
- V.2.6.1.6 Bases de diseño eléctrico
- V.2.6.1.7 Bases de diseño de seguridad

V.2.6.2 Filosofía de operación

- V.2.6.2.1 Filosofía de operación general
- V.2.6.2.2 Filosofía de operación EC Las Dunas

V.2.6.3 Sistemas de seguridad

- V.2.6.3.1 GN0119-FP-008-ARQ-001_E - Arquitectura del Sistema de Fuego y Gas y Supresión
- V.2.6.3.2 GN0119-FP-008-PL-001_D - Ruta de evacuación y señalización del área de proceso
- V.2.6.3.3 GN0119-FP-008-PL-002_D - Ruta de evacuación y señalización del área de edificios
- V.2.6.3.4 GN0119-FP-008-PL-003_D - Localización de extintores en área de edificios
- V.2.6.3.5 GN0119-FP-008-PL-004_D – Localización de extintores en área de proceso

V.2.7 Análisis de posibles riesgos de contaminación hacia el suelo y los recursos hídricos y subterráneos.