

Índice

I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y/O INSTALACIÓN.....	2
I.1 CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO.....	2
I.2 BASES DE DISEÑO.	5
I.3 DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO.	13
I.3.1 Descripción del Proceso.....	13
I.3.1 Condiciones de operación.....	16
I.4 DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO.....	17
I.4.1 Localización del Proyecto.....	17
I.4.2 Descripción del entorno en un radio de 500 m.	17

Índice de Tablas

Tabla 1 Características de equipos principales.....	4
Tabla 2 Condiciones de operación.	16
Tabla 3 Principales zonas colindantes del proyecto	18

I. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y/O INSTALACIÓN.

I.1 CARACTERÍSTICAS DEL PROYECTO.

El presente corresponde a la instalación y operación de una Estación de Despacho de Gas Natural Licuado (GNL) a instalarse en el interior de los patios de maniobras de la empresa FERROMEX, en el municipio de Torreón, Coah., y su objetivo principal es el de suministrar de GNL a los sistemas de almacenamiento (TENDER) de las locomotoras.

El proyecto contará con la siguiente infraestructura:

Áreas:

- ✓ Recibo de producto por semirremolques.
- ✓ Almacenamiento de GNL.
- ✓ Carga de Tender de Ferrocarril (2 Tender a la vez).
- ✓ Suministro de Energía (Fuente de alimentación).
- ✓ Servicios Públicos Relevantes.
- ✓ Sistema contra incendio.
- ✓ Sistema de Gas y Fuego.

A continuación, se incluye un diagrama que ejemplifica el proceso que se realizará en el presente proyecto:

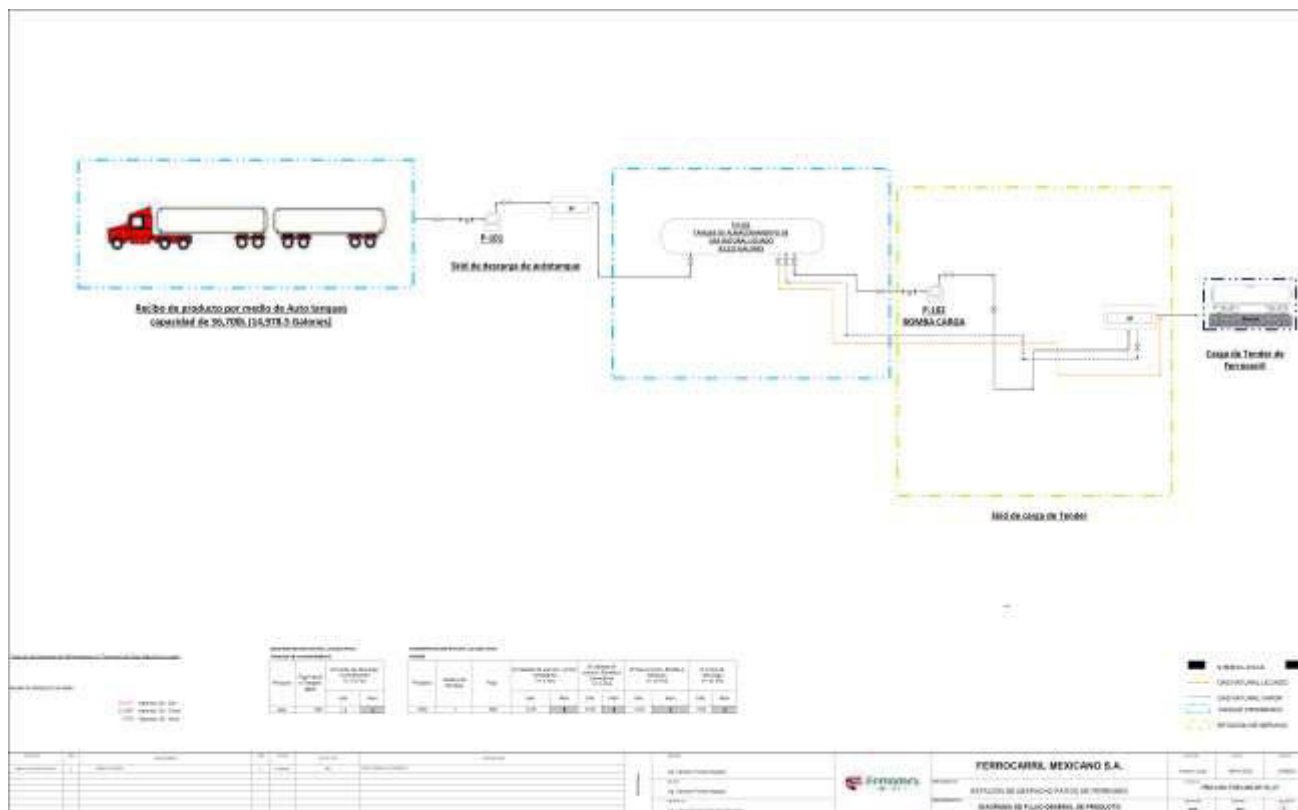


Figura I. 1 Diagrama simple del proceso de la Estación de Despacho.

Para esta estación de despacho de gas natural licuado, se cuenta con un terreno de superficie de proyecto de 3 261.94 m² en el interior de las instalaciones de la empresa FERROMEX. El arreglo de la estación se realizará de la siguiente manera:

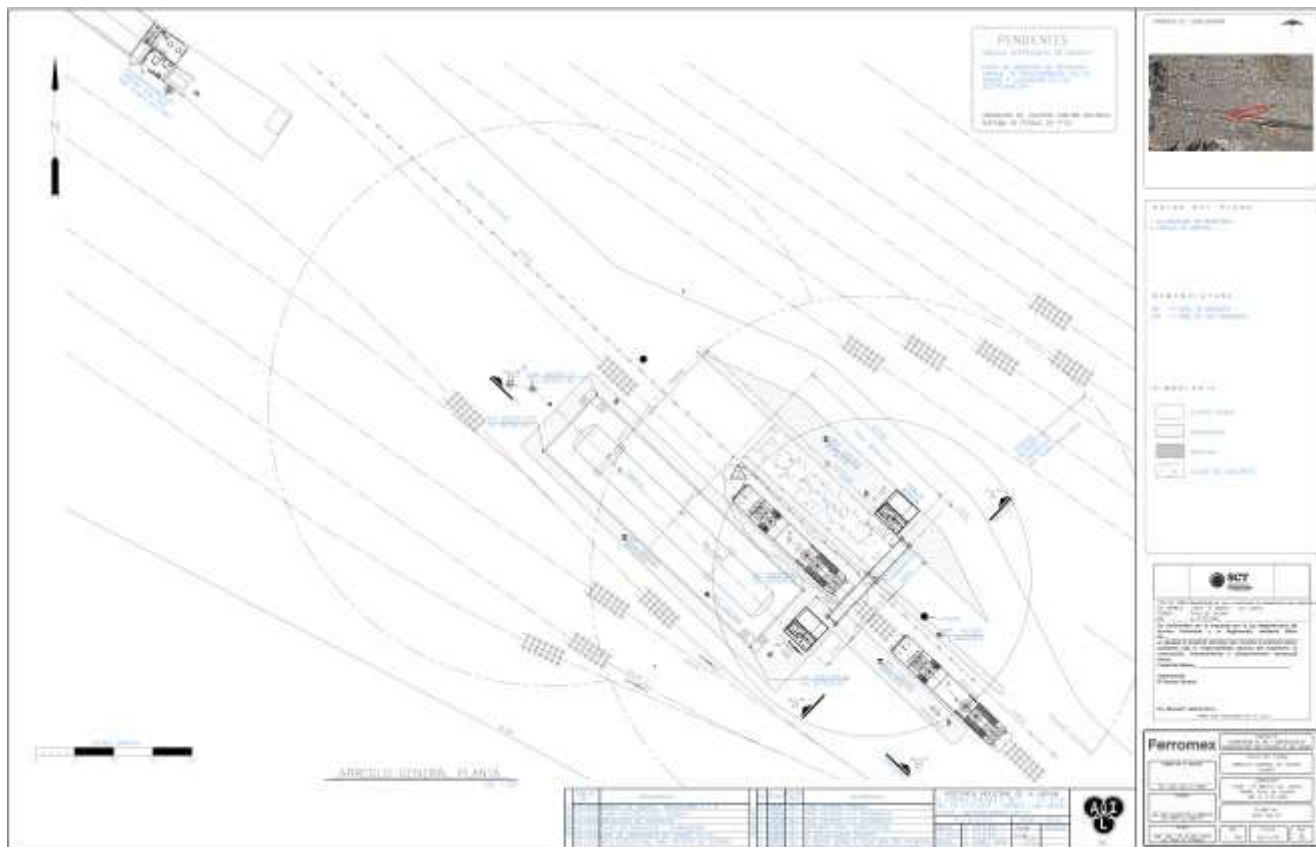


Figura I. 2 Arreglo general de la Estación de GNL.

La estación de Despacho GNL contará con los siguientes equipos principales:

Tabla 1 Características de equipos principales.

Descripción	TAG	Año de Fabricación	Capacidad		Presión			Temperatura	
			Diseño	Operación	Diseño	Operación	Descarga	Diseño	Operación
Bomba de Descarga de GNL	P-101	Nueva	352 GPM	300 GPM	7.2 bar	5 bar	4.5 bar	-196°C	-162°C
Tanque Horizontal	TH-101	Nuevo	--	83 223 galones	8.5 bar	6 bar	--	-196°C	-162°C
Bomba a carga de Tender	P-102	Nueva	100 GPM	50 GPM	7.2 bar	4.5 bar	4.5 bar	-135°C	-125°C

I.2 BASES DE DISEÑO.

Considerando que las instalaciones para el manejo de Gas Natural Licuado están regidas por normas, códigos y estándares; la fase de diseño contempla aspectos necesarios para dar seguridad física a la operación de la estación, la cual manejará gas natural en estado criogénico a baja presión, lo cual es más seguro que otro tipo de instalaciones, como el Gas Natural comprimido.

Aunado a lo anterior, la estación de Despacho estará diseñada y operada conforme a lo establecido en las DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para el Diseño, Construcción, Pre-arranque, Operación, Mantenimiento, Cierre, Desmantelamiento y Abandono de las Instalaciones de Licuefacción de Gas Natural, principal regulación aplicada en el diseño, instalación y operación de estaciones donde se maneja Gas Natural Licuado.

Además de lo indicado anteriormente, en el diseño de la construcción de la tubería, fueron considerados factores, tales como expansión y contracción térmica de la tubería, vibración, fatiga y condiciones de cargas especiales, sismos y efectos provocados por los cambios de estación, lluvias, inundaciones y deslaves, principalmente.

Así mismo, los materiales utilizados en este proyecto cumplen con las siguientes especificaciones:

- Tubería de transporte y la utilizada: **API 5L ó ASTM A53**,
- Válvulas de bloqueo y de operación: **API 6D** y partes 192 y 193 del **DOT 49**,
- Bridas y conexiones: **ASME B16.6 y B16.9**,

La tubería metálica deberá cumplir con los estándares **ASME-B 31.8 2007** y **DOT 49 CFR** en su parte 192.

Las instalaciones como bombas tanques y dispositivos de medición estarán debidamente resguardadas de agentes externos, mediante bardas perimetrales y/o cercas metálicas con acceso restringido, permitiendo la entrada sólo al personal de la empresa.

La lista de los códigos y normas que se enlistan a continuación son enunciativas y sólo como referencia, en cada uno se aplicó la última edición.

AGA (American Gas Association)

- AGA Report No 3.1 - 2013 - Orifice metering of natural gas and other related hydrocarbon fluids part 1 general equations and uncertainty guidelines - third edition
- AGA Report No 3.2 – 2013 - Orifice metering of natural gas and other related hydrocarbon fluids part 2 Specification and Installation Requirements - Fourth Edition

ACI (American Concrete Institute)

- ACI 318 – 2014 Building Code Requirements for Structural Concrete
- ACI 351 3R-04 – 2011 Foundations for Dynamic Equipment

AISC (American Institute for Steel Construction)

- AISC Steel Construction Manual 14th Ed., third printing 2010

AISI (American Iron and Steel Institute)

- Specification for the Design of Cold Formed Steel Structural Members ANSI-S200-07 - 2013

ANSI/AWS (American National Standard Institute/American Welding Society)

- Structural Welding Code D1.1 1998

API (American Petroleum Institute)

- API MPMS 4.1- 2014 - Proving Systems Section 1 – Introduction
- API MPMS 4.5 – 2011 - Proving Systems Section 5 - Master-Meter Provers
- API MPMS 4.7 – 2009 - Proving Systems Section 7 - Field - Standard Test Measures
- API MPMS 4.8 – 2013 - Proving Systems Section 8 - Operation of Proving Systems
- API MPMS 5.1 – 2011 - General Considerations for Measurement by Meters
- API MPMS 6.1 – 2012 - Lease Automatic Custody Transfer (LACT) Systems
- API MPMS 6.6 – 2012 - Pipeline Metering Systems
- API SPEC 5L – 2012 - Specifications for Line Pipe
- API SPEC 6D – 2014 - Specification for Pipeline Valves (Gate, Plug, Ball, and Check Valves).
- API SPEC 6FA – 2011 - Specifications for Valve Fire Tests
- API MPMS 14.3 – 2013 - Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 14, Section 3, "Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids" (ANSI/API 2530) 3.
- API RP-50 – 2013 - Natural Gas Processing Plant Practices for Protection of the Environment.
- API RP-500 – 2012 - Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities
- API RP-520 – 2008 - Recommended Practice for the Sizing, Selection, and Installation of Pressure Relieving Devices in Refineries
- API RP-521 – 2014 - Guide for Pressure-relieving and Depressuring systems
- API RP11 PGT "Recommended Practice for Package Combustion Gas Turbines"
- API STD 526 – 2009 - Flanged Steel Safety-Relief Valves
- API STD 527 – 2014 - Commercial Seat Tightness of Safety Relief Valves with Metal-to-Metal Seats
- API RP 574 - 2009 - Inspection of Piping, Tubing, Valves, and Fittings
- 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.1164 – 2009 - Pipeline SCADA Security
- API STD. 607 – 2010 - Fire Test for Soft Seated Quarter-turn Valves.
- API STD. 598 – 2009 - Valve Inspection and Test
- API STD. 614 – 2008 - Lubrication, Shaft-Sealing & Control-Oil Systems for Special Purpose Applications
- API STD 616 – 2011 - Gas Turbines for Refinery Service

- API STD 617 – 2014 - Centrifugal Compressors for General Refinery Service
- API STD 620 – 2013 - Design, Construction of Large, Welded, Low-Pressure Storage Tanks
- API STD 661 – 2013 - Air-Cooled Heat Exchanger for Refinery Service
- API STD 1104 – 2013 - Welding of Pipelines and Related Facilities
- API STD.2000 – 2014 - Venting Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks
- API STD.2530 - 2009 - Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 14 - Natural Gas Fluids Measurement, Section 3, Orifice Metering Of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids

ASCE/SEI 7-05 American Society of Civil Engineer**ASME (American Society of Mechanical Engineers)**

- ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section I – Power Boilers - 2013
- ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII – Pressure Vessels - 2013
- ASME B1.20 – 2006 - Pipe Threads, General Purpose (Inch)
- ASME B16.5 – 2013 - Pipe Flanges and Flanged Fittings
- ASME B16.34 – 2013 - Valves Flanged, Threaded and Welding End
- ASME B16.36 – 2009 - Orifice Flanges
- ASME B16.9 – 2012 Factory-Made Wrought Butt-welding Fittings
- ASME B16.47 – 2011 Large Diameter Steel Flanges
- ASME B16.20 – 2012 Metallic Gaskets for Pipe Flanges: Ring-Joint, Spiral-Wound, and Jacketed
- ASME B31.1 – 2012 - Code for Pressure Piping, Power Piping
- ASME B31.3 – 2012 - Code for Pressure Piping, Chemical Plant and Petroleum Refinery Piping
- ASME/ANSI B31.8 - 2012 - Gas transmission and distribution systems

ASTM (American Society for Testing and Materials)

- ASTM E230 – 2012 - Standard Temperature EMF (Electromotive Force) Tables for Standardized Thermocouples
- ASTM A-36 - 2014
- ASTM A-992 - 2011

CFR (Code of Federal Regulations)

- 29 CFR 1910.94 Part 1910 OSHA (Occupational Safety and Health) – 2002
- 49 CFR Part 192 Transportation of Natural and other Gas by Pipeline - 2011

FCI (Fluid Controls Institute, Inc.)

- FCI 70-2 American National Standard for Control Valve Seat Leakage (formerly ANSI B16.104) - 2006
- FCI 84-1 - Metric Definition of the Valve Flow Coefficient C(v) - 2013

FM (Factory Mutual)

- IEC (International Electrotechnical Commission)
- IEC 61131-1 – 2003 - Programmable controllers part 1: general information.
- IEC 61131-2 -2007 - Programmable controller's part 2: equipment requirements and test.

- IEC 61131-3 – 2013 - Programmable controllers part 3: programming languages.
- IEC 61131-4 – 2004 - Programmable controllers part 4: user guidelines.
- IEC 801-1 – 1984 - General introduction
- IEC 801-2 – 1991 - Electrostatic discharge requirements.
- IEC 801-3 – 1984 - Radiated electromagnetic field requirements.
- IEC 801-4 – 1988 - Electrical fast transient/burst requirements.
- IEC-62040-1-1 - 2004 - Uninterruptible Power Systems. General and safety requirements for UPS used in operator access area.
- IEC 61508-1 – 2010 - Functional Safety of electrical/electronic/programmable electronic safety related systems Part 1: General requirements.
- IEC 61508-2 – 2010 - Functional Safety of electrical/electronic/programmable electronic safety related systems Part 2: Requirements for electrical/electronic/programmable electronic safety related systems.
- IEC 61508-3 – 2010 - Functional Safety of electrical/electronic/programmable electronic safety related systems Part 3: Software Requirements.
- IEC 61508-4 – 2010 - Functional Safety of electrical/electronic/programmable electronic safety related systems Part 4: Definitions and abbreviations
- IEC 61508-5 – 2010 - Functional Safety of electrical/electronic/programmable electronic safety related systems Part 5: Examples of methods for the determination of safety integrity levels.
- IEC 61508-6 – 2010 - Functional Safety of electrical/electronic/programmable electronic safety related systems Part 6: Guidelines on the application of parts 2 and 3.
- IEC 61508-7 – 2010 - Functional Safety of electrical/electronic/ programmable electronic safety related systems Part 7: Overview of techniques and measures.
- IEC 61511-1 – 2004 - Functional Safety – Safety instrumented systems for the process industry sector. Part 1 Framework, definitions, system, hardware and software requirements.
- IEC 61511-2 – 2004 - Functional Safety – Safety instrumented systems for the process industry sector. Part 2 Guidelines for the application of IEC-61511-1.
- IEC 61511-3 – 2004 - Functional Safety – Safety instrumented systems for the process industry sector. Part 3 Guidance for the determination of the required safety integrity levels.

IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers)

- IEEE 1379 – 2000 - Recommended Practice for Data Communications between Remote Terminal Units and Intelligent Electronic Devices in a Substation
- IEEE 37.1 – 2007 - Standard for SCADA and Automation Systems
- IEEE-80-2000 -Guide for Safety in AC Substation Grounding"
- IEEE 802.3 -2012 Series. Local Area Network Ethernet Standard, including the Gigabit Ethernet Standard

IESS (Intelsat Earth Station Standards)

- Antenna and RF Equipment, Characteristics 207 Standards A, B, F & H (2005) 208 Standards C, E & K (2006)
- Generic Earth Station Standards, Generic Earth Station Standards 601 Standard G (2005)

ISA (Instrument Society of America)

- ISA MC96.1 – 1982 - Temperature Measurement Thermocouples (ANSI MC96.1)
- ISA S5.1 – 2009 - Instrument Symbols and Identification
- ISA S5.2 – 1992 - Binary Logic Diagrams for Process Operations
- ISA S5.3 – 1983 - Graphic Symbols for Distributed Control/Shared Display Instrumentation, Logic and Computer Systems
- ISA S5.4 – 1991 - Instrument Loop Diagrams
- ISA RP12.1 – 2009 - Electrical Instruments in Hazardous Atmospheres
- ISA RP12.4 – 1994 - Instrument Purging for Reduction of Hazardous Area Classification
- ISA RP12.6 – 1995 - Installation of Intrinsically Safe Instrument Systems in Class I Hazardous Location.
- ISA RP12.12 – 1999 - Electrical Equipment for Use in Class I, Division 2, Hazardous (Classified) Locations
- ISA RP16.1, 2,3 – 1959 - Terminology, Dimensions, and Safety Practices for Indicating Variable Area Meters (Rotameters, Glass Tube, Metal Tube, Extension Type Glass Tube).
- ISA RP16.4 – 1960 - Nomenclature and Terminology for Extension Type Variable Area Meters (Rotameters)
- ISA RP16.5 – 1961 - Installation, Operation, Maintenance Instructions for Glass Tube Variable Area Meters (Rotameters).
- ISA S18.1 -2004 - Annunciator Sequences and Specifications
- ISA S20 – 1981 - Specification Forms for Process Measurement and Control Instruments, Primary Elements and Control Valves.
- ISA RP31.1 – 1977 - Specification, Installation, and Calibration of Turbine Flow meters.
- ISA RP42.1 – 1992 - Nomenclature for Instrument Tube Fittings
- ISA RP50.1 – 2002 - Compatibility of Analog Signals for Electronic Industrial Process Instruments
- ISA S51.1 - 1993 - Process Instrument Terminology 21.ISA RP60.3 Human Engineering for Control Centers
- ISA RP60.6 - 1984 - Nameplates, Labels and Tags for Control Centers
- ISA RP60.8 - 1978 - Electrical Guide for Control Centers
- ISA RP60.9 - 1981 - Piping Guide for Control Centers
- ISA RP71.01 - 1985 - Environmental Conditions for Process Measurement and Control Systems; Temperature and Humidity
- ISA RP71.04 - 1985 - Environmental Conditions for Process Measurement and Control Systems, Airborne Contaminants
- ISA RP74.01 - 1984 - Application and Installation of Continuous-Belt Weighbridge Scales.
- ISA S75.01 – 2002 - Flow Equations for Sizing Control Valves
- ISA S75.03 – 1992 - Face-to-Face Dimensions for Flanged Globe-Style Control Valve Bodies
- ISA S75.04 – 1995 - Face-to-Face Dimensions for Flangeless Control Valves
- ISA RP75.05 – 2005 - Control Valve Terminology
- ISA RP75.06 – 1981 - Control Valve Manifold Designs
- ISA S75.08 – 2007 - Installed Face-to-Face Dimensions for Flanged Clamp or Pinch Valves

- ISA S75.12 – 1993 - Face-to-Face Dimensions for Socket Weld-End and Screwed-End Globe-Style Control Valves (ANSI classes 150, 300, 600, 900, 1500 and 2500)
- ISA S75.14 – 1993 - Face-to-Face Dimensions for Butt Weld-End Globe-Style Control Valves
- ISA S75.15 – 1994 - Face-to-Face Dimensions for Butt Weld-End Globe-Style Control Valves (ANSI classes 150, 300, 600, 900, 1500 and 2500)
- ISA S75.16 – 1994 - Face-to-Face Dimensions for Flanged Globe-Style Control Valve Bodies (ANSI classes 900, 1500 and 2500)
- ISA RP75.17 – 1989 - Control Valve Aerodynamic Noise Prediction
- ISA RP75.19 – 2007 - Hydrostatic Testing of Control Valves
- ISA RP75.21 – 1996 - Process Data Presentation for Control Valves
- ANSI/ISA-84.00.01-2004 Part 1 Functional Safety: Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector - Part 1: Framework, Definitions, System, Hardware and Software Requirements.
- ANSI/ISA-84.00.01-2004 Part 2 Functional Safety: Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector - Part 2: Guidelines for the Application of ANSI/ISA-84.00.01-2004 Part 1 (IEC 61511-1 Mod) – Informative
- ANSI/ISA-84.00.01-2004 Part 3 Functional Safety: Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector - Part 3: Guidance for the Determination of the Required Safety Integrity Levels – Informative
- ISA TR84.00.02 PART 1 – 2002 - Safety Instrumented Functions (SIF) - Safety Integrity Level (SIL) Evaluation Techniques Part 1: Introduction
- ISA TR84.00.02 PART 2 – 2002 - Safety Instrumented Functions (SIF) - Safety Integrity Level (SIL) Evaluation Techniques Part 2: Determining the SIL of a SIF via Simplified Equations
- ISA TR84.00.02 PART 3 – 2002 - Safety Instrumented Functions (SIF) - Safety Integrity Level (SIL) Evaluation Techniques Part 3: Determining the SIL of a SIF via Fault Tree Analysis
- ISA TR84.00.02 PART 4 – 2002 - Safety Instrumented Functions (SIF) - Safety Integrity Level (SIL) Evaluation Techniques Part 4: Determining the SIL of a SIF via Markov Analysis
- ISA TR84.00.02 PART 5 – 2002 - Safety Instrumented Functions (SIF) - Safety Integrity Level (SIL) Evaluation Techniques Part 5: Determining the PFD of SIS Logic Solvers via Markov Analysis
- ISA TR84.00.03 – 2002 - Guidance for Testing of Process Sector Safety Instrumented Functions (SIF) Implemented as or within Safety Instrumented Systems (SIS)
- ISA TR84.00.04 PART 1 – 2005 - Guidelines for the Implementation of ANSI/ISA-84.00.01-2004
- ISA TR84.00.04 PART 2 – 2005 - Example Implementation of ANSI/ISA-84.00.01-2004
- ISA TR84.00.07 – 2010 - Guidance on the Evaluation of Fire, Combustible Gas and Toxic Gas System Effectiveness

ITU (Unión Internacional de Telecomunicaciones)

- K.27 ITU-T – 1996. Recommendation. Bonding Configurations and Earthing Inside a Telecommunication Building
- P.530-7 ITU-R – 1997. Recommendation. Propagation data and prediction methods required for the design of terrestrial line-of-sight systems

NACE (National Association of Corrosion Engineers)

- NACE SP0169-2013 (formerly RP0169) Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems.

NESC (National Electrical Safety Code)

- ANSI/EIA/TIA-606 Administración de Infraestructura de Telecomunicaciones en edificios comerciales - 1993
- J-STD-607-A Estándar de requerimientos de tierra y conexión a tierra en edificios comerciales para Telecomunicaciones
- ISO/IEC 11801 Cableado genérico para áreas de clientes – 2002.
- ANSI/EIA/TIA-568C Estándar para Cableado de Telecomunicaciones en edificios comerciales - 2014.
- ANSI/EIA/TIA-569C Estándar para espacios y canalizaciones de cableado de Telecomunicaciones en edificios comerciales – 2012.

NFPA (National Fire Protection Association)

- NFPA 68 – 2013 - Standard on Explosion Protection by Deflagration Venting
- NFPA 69 – 2014 - Standard on Explosion Prevention Systems
- NFPA 72 – 2013 - National Fire Alarm and Signaling Code
- ANSI/NFPA 75 – 2013 - Standard for the Protection of Electronic Computer Data Processing Equipment
- NFPA 79 – 2011 - Electrical Standard for Industrial Machinery
- ANSI/NFPA 70 – 2014 - National Electric Code (NEC)
- NFPA 780 – 2014 Standard for the Installation of Lightning Protection Systems.
- NFPA 496 – 2013 - Purged Enclosures for Electrical Equipment

NMX (Normas Mexicanas)

- NMX-I-108-NYCE-2006 Telecomunicaciones – Cableado – cableado Estructurado – puesta A tierra en sistemas de Telecomunicaciones.
- NMX-I-248-NYCE- 2008 Cableado estructurado genérico - Cableado de telecomunicaciones para edificios comerciales - Especificaciones y métodos de prueba.
- NMX-I-279-NYCE-2009 Cableado – cableado Estructurado – Canalización y espacios Para cableados de Telecomunicaciones en Edificios comerciales.

NTS Normas Técnicas Complementarias del Distrito Federal Ed. 2004 (sismo, viento, construcción de cimentaciones, criterios y acciones, estructuras metálicas, concreto y mampostería), y Normas Técnicas Complementarias Diseño y Ejecución Instalaciones Hidráulicas.

SATMEX (Satélites Mexicanos)

- Estándares para la operación de servicios de comunicación vía satélite versión 1.0

TIA/EIA (Telecommunications Industry Association/ Electronic Industries Alliance)

- ANSI/TIA/EIA - 568-B - 2001. Commercial Building Telecommunications Cabling Standard
- ANSI/TIA/EIA – 607 – 1995. Commercial Building Grounding and Bonding Requirements for Telecommunications
- ANSI/TIA/EIA-222-G – 2006. Structural Standards for Steel Antenna Towers and Antenna Supporting Structures

UL (Underwriters Laboratories)**ISO International Building Code**

- ISO 3977-9 – 1999 Part 9 Gas Turbines – Procurement – Reliability, availability, maintainability and safety.

I.3 DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO.

I.3.1 Descripción del Proceso.

En la ESTACIÓN DE DESPACHO DE GNL FERROMEX TORREÓN se llevará a cabo el siguiente proceso:

Principalmente, el Gas Natural Licuado es un gas incoloro, inodoro y no tóxico que se produce cuando se refrigera el Gas Natural en el cual predomina el Metano (CH₄) a una temperatura aproximada de -162°C con lo que se consigue reducir su volumen 600 veces, esto permite almacenar y distribuir una cantidad importante de GNL.

El Gas Natural Licuado llega a la estación por medio de Auto tanques los cuales deberán contar con las siguientes especificaciones:

- Iso-contenedores para GNL
- Presión de operación: 7.58 Bar (110 PSI)
- Capacidad: 56 700 L
- Tasa de llenado: 90% / 83%
- Código de diseño: ISO 1496, IMDG, ADR, RID, TIR, ISO 1496-3, ASME VIII.1, CGA 341.

A.1 Skid de bombeo.

Posterior a la llegada del producto por medio de los contenedores mencionados se procede a bajar el producto de los auto tanques por medio de un Skid de bombeo el cual se conforma principalmente de manguera flexible o brazo de descarga con retorno de vapor hacia el autotanque, vaporizador, válvulas de cierre neumáticas, válvulas de bloqueo, controlador de puesta a tierra, válvulas de seguridad y todo lo necesario para llevar a cabo una operación segura al momento de realizar el trasvase.

Adicional el patín de descarga cuenta con sistema de control local, la unidad controladora por lotes y la estación de monitoreo con el correspondiente lector de tarjetas de circuito integrado (IC card reader).

El producto se envía hacia dos tanques de almacenamiento ubicados dentro de la estación de despacho esto con la finalidad de tener disponibilidad del producto y evitar estancamientos con los Autotanques y los camiones a recibir el producto.

El sistema de llenado de los tanques se integra por 1 bomba, la cual tiene una capacidad máxima de 352.23 GPM, la bomba montada en el Skid cuenta con variador de frecuencia y medidor de flujo másico. El tiempo de descarga aproximado de un auto-tanque es de 1 hora.

Posterior al medidor de flujo másico se cuenta con un by-pass de 3" para suministrar el producto del semitrailer directamente al Tender de ferrocarril.

A.2 Descripción del Almacenamiento.

El gas natural es almacenado como Gas Natural Licuado a una temperatura baja (-162°C) donde se reduce 600 veces el volumen del gas en estado gaseoso.

La estación de servicio de GNL cuenta con 1 tanque criogénico horizontal para el almacenamiento del producto, con capacidad nominal de 83 223 galones y su construcción es considerando y aplicando todos los criterios requeridos de las normas/estándares: API 620, código ASME secc. VII DIV. 1.

Este tanque está constituido por un contenedor primario de pared doble con aislamiento criogénico entre ambas paredes y un sistema de retención de derrames de GNL en caso de falla del contenedor primario.

La tubería de entrada y salida del tanque es de 3" y 10" de diámetro respectivamente, cabe mencionar que toda la tubería utilizada en el proceso debe ser criogénica para poder transportar el producto adecuadamente cumpliendo con los requerimientos de Presión y Temperatura, reduciendo la evaporización.

A.3 Alarmas y puntos de ajuste.

Todos los puntos de ajuste HH (alto alto) y LL (bajo bajo) deben ser codificados en el PLC (controlador lógico programable). No deben modificarse a través de la HMI. Las consignas H y L se pueden ajustar desde la HMI, pero los valores deben residir en el código del PLC. Los límites de los puntos de ajuste H y L deben fijarse a los valores actuales de HH y LL de tal manera que la pre-alarma no pueda ser mayor o estar fuera de los niveles de apagado.

Todos los puntos de ajuste del lazo de control de proceso deben ser ajustables desde la placa frontal de la HMI del bloque PID. El rango disponible para el punto de ajuste debe estar limitado por cualquier ajuste asociado de HH o LL relacionado con el parámetro medido. No se permitirá que ningún punto de referencia del bloque de control o punto de referencia de alarma HH/LL se ajuste fuera de cualquier diseño o presión de trabajo de operación máxima permitida (MAOP) de los sistemas asociados de la planta.

A.4 Pruebas a Tanques de Almacenamiento de GNL.

Se deben realizar pruebas de hermeticidad de conformidad con las Normas Aplicables a fin de comprobar que los contenedores no presentan fugas.

Todos los tanques y sistema de tubería asociado deben pasar por una prueba de hermeticidad antes de llenar el tanque con GNL.

Antes de que un tanque de GNL entre en servicio se debe purgar y enfriar.

A.5 Dispositivos de Relevo.

Todos los tanques deben estar equipados con dispositivos de relevo de presión y vacío de acuerdo a la Normatividad Aplicable.

Los dispositivos de relevo deben comunicarse directamente con la atmosfera.

Cada válvula de relevo de presión o de vacío de los tanques de GNL debe poder aislarse del tanque para mantenimiento de estas, por medio de una válvula manual de cierre de tipo paso completo.

A.6 Sistema de Suministro de Producto.

Posterior al almacenamiento del GNL se procede a suministrar el producto del tanque por medio de un Skid de bombeo el cual se conforma principalmente de manguera flexible o brazo de descarga con retorno de vapor hacia el tanque, vaporizador, válvulas de cierre neumáticas, válvulas de bloqueo,

controlador de puesta a tierra, válvulas de seguridad y todo lo necesario para llevar a cabo una operación segura al momento de realizar el trasvase. El sistema de suministro de producto se integra por una bomba con una capacidad máxima de 350 GPM.

Las bombas toman producto directamente del tanque de almacenamiento a través de un cabezal común y lo suministran por medio de brazos de carga hacia los Tender de ferrocarril.

La medición del producto se realizará por medio de básculas comparando el resultado con el dato del medidor de flujo másico al momento de cargar el Tender.

Especificaciones Técnicas del Tender.

Carro tanque criogénico sobre una plataforma de ferrocarril con sistema de regasificación integrado, con las siguientes especificaciones:

- Capacidad: 11 500 Galones como volumen máximo de llenado.
- Temperatura de operación: -260°F, metano a 0 PSIG de saturación
- Presión de operación normal: entre 20 y 140 PSIG, la presión máxima de operación es de 200 PSIG.
- Conexiones de llenado: 2, en ambos lados del tender con un diámetro de 3”.

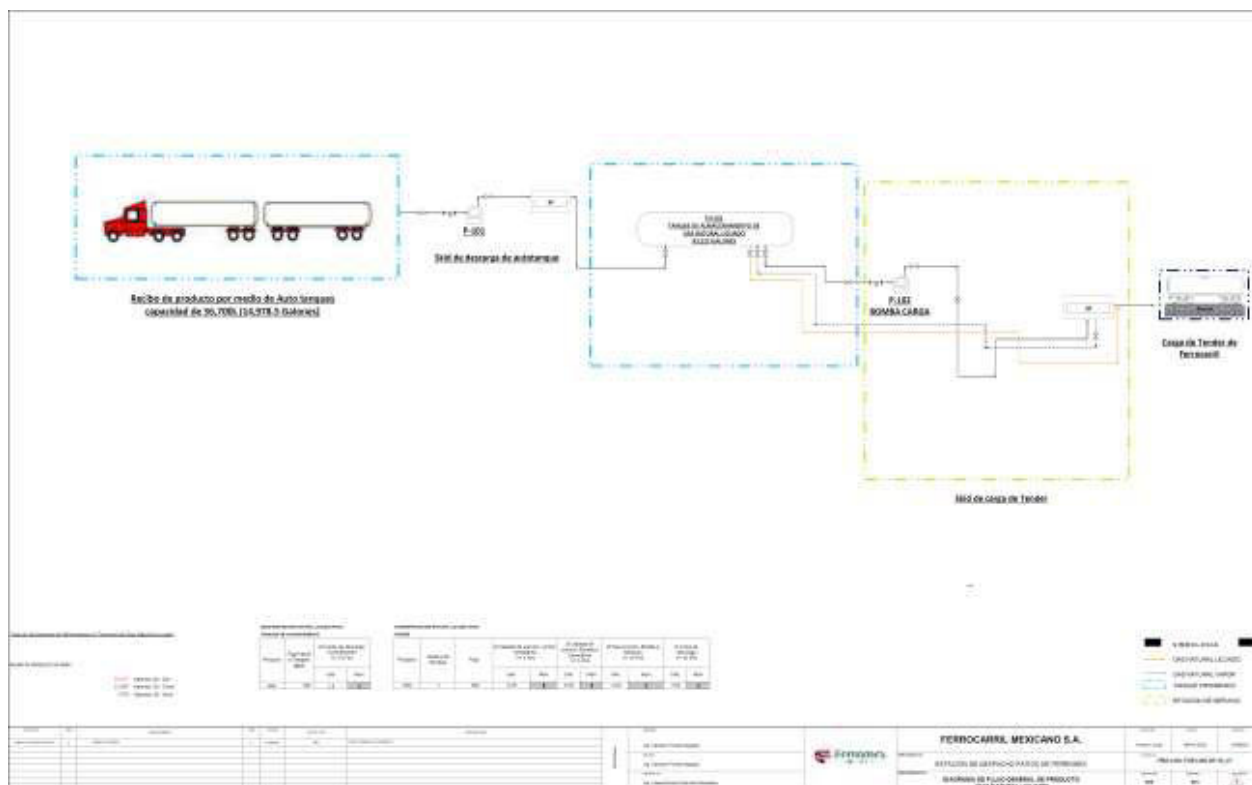


Figura 1 Diagrama de Flujo de la estación de GNL.

I.3.1 Condiciones de operación.

A continuación, se indican las condiciones de operación de los elementos principales de la estación de GNL:

Tabla 2 Condiciones de operación.

Etapa	Capacidad		Presión			Temperatura	
	Diseño	Operación	Diseño	Operación	Descarga	Diseño	Operación
Descarga de GNL	352 GPM	300 GPM	7.2 bar	5 bar	4.5 bar	-196°C	-162°C
Almacenamiento	--	83 223 galones	8.5 bar	6 bar	--	-196°C	-162°C
Carga de GNL	100 GPM	50 GPM	7.2 bar	4.5 bar	4.5 bar	-135°C	-125°C

I.4 DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO.

I.4.1 Localización del Proyecto.

El predio donde se pretende instalar la estación de GNL, se localiza en los patios de maniobras de la empresa FERROMEX en el municipio de Torreón, Coah., específicamente al sur de la cabecera municipal en la Av. 4ª y Calle 18, Col. Braulio Fernández Aguirre, C.P. 27380, Torreón, Coah. **(Ver Figura II.1).**

Las coordenadas de localización de la estación son: 25° 30' 50.20" Latitud Norte y 103° 25' 45.90" Longitud Oeste.



Figura I. 3 Localización del Proyecto.

I.4.2 Descripción del entorno en un radio de 500 m.

En la siguiente tabla se especifica la existencia de zonas vulnerables cercanas al proyecto dentro de un radio de 500 m con estricto apego a lo establecido en la Manifestación de Impacto Ambiental que acompaña al presente estudio:

Tabla 3 Principales zonas colindantes del proyecto

Nombre de la Instalación	Zonas interés	Distancia respecto a la Instalación (m)	Descripción
Estación de GNL	Infraestructura	Contigua a los alrededores	Patios de maniobras de FERROMEX
	Zona habitacional	100 m al Sur	Colonia Braulio Fernández Aguirre.
	Zona habitacional	120 m al Norte	Colonia Narcizo Mendoza.
	Vialidad	440 m al Oeste	Blvd. Prolongación Cuauhtémoc, principal vía de acceso a las instalaciones del proyecto.

La descripción de los componentes ambientales como Climas, Suelos, Geología, Fisiografía, Hidrología y Usos de Suelo, se incluyen en el Capítulo IV de la Manifestación de Impacto Ambiental que acompaña al presente Análisis de Riesgos para el Sector Hidrocarburos (ARSH).

Índice

II. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS, EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RIESGOS.	2
II.1 ANTECEDENTES DE ACCIDENTES E INCIDENTES.	2
II.2 ANÁLISIS PRELIMINAR DE RIESGOS (APR)	4
II.2.1 Análisis HAZID.	5
II.3 ANÁLISIS CUALITATIVO DE RIESGO.	11
II.3.1 Metodologías de identificación y jerarquización.	12
II.3.2 Análisis HAZOP.	14
II.3.3 Jerarquización de Riesgos.	23
II.3.4 Escenarios de Riesgo identificados.	24

Índice de Tablas

Tabla 1 Antecedentes de accidentes en plantas de Gas Natural Licuado.	2
Tabla 2 Consecuencias (en forma descriptiva).	7
Tabla 3 Frecuencia de ocurrencia de los eventos.	8
Tabla 4 Matriz de riesgos.	8
Tabla 5 Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTIs) utilizados.	14
Tabla 6 Nodos analizados en el HAZOP.	16
Tabla 7 Consecuencias (en forma descriptiva).	16
Tabla 8 Frecuencia de ocurrencia de los eventos.	17
Tabla 9 Matriz de riesgos.	18
Tabla 10 Matriz de Riesgo del HAZOP.	19
Tabla 11 Descripción de fallas de mayor riesgo del HAZOP.	23
Tabla 12 Escenarios de Riesgo identificados.	24

II. IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS, EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RIESGOS.

II.1 ANTECEDENTES DE ACCIDENTES E INCIDENTES.

En este apartado se presentan accidentes e incidentes que pueden ocurrir durante la etapa de Operación y Mantenimiento de instalaciones de proceso similares, así mismo se describe brevemente el evento, las causas, sustancias involucradas, nivel de afectación y en su caso acciones realizadas para su atención.

Tabla 1 Antecedentes de accidentes en plantas de Gas Natural Licuado.

Fecha	Lugar	Caso
1994	Cleaveland Ohio U.S.A.	Falla en un tanque de acero con contenido de níquel menor a 3.5 %. El gas natural líquido se derramó matando 128 personas y 225 resultaron dañadas. Las dos nubes formadas dieron como resultado un gran incendio sin explosión equivalente a 1 tonelada de TNT, resultando posteriormente un fuego de larga duración.
1972	Montreal Canadá	Debido a un retroceso de GN desde el compresor hacia la línea de nitrógeno, cuyas válvulas no habían sido cerradas después de efectuarse el proceso de deshielo. El GN entró al cuarto de control del compresor a través de la línea de nitrógeno, Como estaba permitido fumar en ese lugar. Ocurrió una explosión al encender un cigarro uno de los operadores. Este accidente no involucro GNL.
1977	Algeria	Un operador falleció al ser congelado por un chorro de GNL que escapó de una ruptura del cuerpo de una válvula de uno de los tanques de GNL. A pesar de la fuga no hubo incendio ni explosión. La válvula se rompió por ser de aluminio fundido en lugar de ser de acero inoxidable.
1978	Das Island, Emiratos Árabes	Al romperse una tubería de salida del GNL del tanque de GNL, se produjo un derrame que se evaporó sin causar ni incendio ni explosión. La fuga se controló cerrando la válvula anterior al punto de ruptura.
1983	Bontang Indonesia	Debido a la ruptura de una de las columnas de licuefacción causada por haber dejado instalado una brida ciega en la line de desfogue, genero una sobrepresión que resulto en la ruptura de una línea. Los pedazos de la ruptura mataron tres trabajadores. El incendio pudo apagarse en treinta minutos. Este accidente ocurrió durante una operación de purga.
1985	Pinson Alabama U.S.A.	Seis empleados resultaron dañados al producirse un incendio en un cuarto de control debido a la entrada de GN que escapó de una placa de aluminio que se fracturó en un recipiente conectado a una de las cajas frías de la que recibía el gas.
1988	Everett Mass. U.S.A.	Ocurrió un derrame de GNL durante una transferencia de uno de los tanques de almacenamiento producido por un “martillo de agua inducido por condensación”. El derrame fue contenido y debido a la calma atmosférica el gas no pasó a las instalaciones vecinas. No se reportaron daños.

Fecha	Lugar	Caso
1992	Baltimore Maryland U.S.A.	La falla de una válvula de desfogue produjo una fuga de gas durante diez horas vaciándose en el contenedor de uno de los tanques y produciendo una presión en el tanque con la consecuente fractura del mismo. No hubo pérdidas humanas.
1993	Bontag Indonesia	Una fuga de gas natural líquido se derramó en la tubería de drenaje de la planta, lo que produjo que el gas se expandiera violentamente rompiendo el drenaje. No hubo ignición de vapores ni daños humanos.
2003	Bintulu Malasia	Una fuga de GN sucedió en un equipo auxiliar de la planta de licuefacción sin producir daño alguno al sistema criogénico.
2004	Sikda Algeria	Una fuga dentro del sistema refrigerante de hidrocarburo que se introdujo al sistema de la caldera produciendo un incendio que tardó ocho horas en ser apagado. Hubo grandes daños a la planta, 27 muertos y más de 72 personas dañadas. No hubo daño a los tanques de almacenamiento ni a los vecinos.
2009	Tangguh Indonesia	Ocurrió una fuga de GNL al fracturarse la tapa de acero al carbono de uno de los tanques de almacenamiento.
2011	Róterdam Holanda	Se produjo una emisión de GNL durante una operación de mantenimiento que, debido a la humedad presente condensó de una manera visible. No hubo daños a personas ni a las instalaciones vecinas.

II.2 ANÁLISIS PRELIMINAR DE RIESGOS (APR).

El Análisis Preliminar de Riesgos (APR) es el precursor de otros métodos de análisis más complejos y es utilizado únicamente en la fase de desarrollo de las instalaciones y para casos en los que no existen experiencias anteriores, sea del tipo de implantación.

El APR selecciona los productos peligrosos y los equipos principales de la planta.

El APR se puede considerar como una revisión de los puntos en los que pueda ser liberada energía de una forma incontrolada.

Fundamentalmente, consiste en formular una lista de estos puntos con los peligros ligados a:

- ✓ Materias primas, productos intermedios o finales y su reactividad. Equipos de planta.
- ✓ Límites entre componentes de los sistemas.
- ✓ Entorno de los procesos.
- ✓ Operaciones (pruebas, mantenimiento, puesta en marcha, paradas, etc.).
- ✓ Instalaciones.
- ✓ Equipos de seguridad.

Los resultados de este análisis incluyen recomendaciones para reducir o eliminar estos peligros. Estos resultados son siempre cualitativos, sin ningún tipo de priorización.

Sí bien todos los accidentes que ocurren en la industria son dados por diferentes factores y a nivel global son distintos por la forma en que se producen y las sustancias químicas que intervienen en ellos, todos comparten una característica común: son acontecimientos no controlados, constituidos en su inicio por las propiedades físicas y químicas del material y como causas iniciadoras, una serie de combinaciones de factores que conllevan a eventos no deseados (fugas, derrames, incendio y explosión, principalmente), ocasionando lesiones o muertes, daños de diversas magnitudes en la infraestructura de las instalaciones y al medio ambiente.

En cualquier circunstancia, decir que en una instalación determinada puede ocurrir una explosión, o un escape tóxico no es suficiente, sino que se requiere un estudio que indique cuales son los mecanismos o secuencias de acontecimientos por los que el accidente puede tener lugar. El primer suceso de la cadena se conoce como suceso iniciador. Por lo general entre el suceso iniciador y el accidente se encuentra una secuencia de hechos que incluyen las respuestas del sistema y de los operadores, así como otros sucesos concurrentes. Todos estos factores se conocen como elementos del accidente.

II.2.1 Análisis HAZID.

Los estudios HAZID son una herramienta para identificar riesgos y peligros, que se aplica al inicio de los proyectos en cuanto están listos los diagramas del flujo de procesos, los borradores de los balances de masa y temperatura y los gráficos de disposición óptima de componentes. También es necesario conocer las infraestructuras existentes, el clima y datos geotécnicos, puesto que pueden ser el origen de peligros externos.

El método es una herramienta que facilita el diseño, que ayuda a organizar los entregables sobre Seguridad, Higiene y Medio Ambiente de un determinado proyecto. En la técnica de brainstorming normalmente participa personal del diseñador y del cliente de los ámbitos de ingeniería, gestión de proyectos, operaciones y mantenimiento.

Los hallazgos más destacables y los peligros que se hayan identificado permitirán poder cumplir con los requisitos en materia de Seguridad e Higiene y Medio Ambiente, formando parte del Registro de Riesgos del proyecto que exigen las leyes de numerosos países.

Al realizar un estudio HAZID, el estado de desarrollo del proyecto es esencial, debido a que se deberá alcanzar un equilibrio para determinar si es apropiado llevar a cabo un estudio suficientemente temprano para afectar las decisiones que serán tomadas o si es preferible esperar a un estudio posterior, cuando haya más información disponible. Es por esto que hay dos tipos de HAZID:

- **Conceptual:** Aplica a proyectos en etapa de definición, y analiza conceptos tales como características físicas, socio-económicas, accesibilidad, etc. de la localización donde se llevará a cabo el proyecto, como así también una descripción general de las tareas involucradas. Es, por lo tanto, una descripción global del alcance del trabajo y su realización es en las etapas iniciales del proyecto. Este estudio es diseñado para aplicarse en las primeras etapas de un proyecto para identificar todos los riesgos sistemáticos asociados a las instalaciones o la actividad.
- **Detallado:** Un HAZID detallado se realiza cuando el proyecto se encuentra en las etapas en las que el diagrama de proceso se ha desarrollado, como así también un inventario de los riesgos y parámetros que describen las actividades consideradas y los métodos con los cuales se llevarán a cabo. Este enfoque puede adoptarse para analizar Riesgos en plantas existentes. Los estudios HAZID son particularmente útiles cuando los equipos, procesos o planta han variado de su diseño original.

Este tipo de estudio es particularmente útil cuando se consideran aspectos fuera del proceso en sí mismo, tanto de seguridad como ambientales, con respecto a operaciones y procesos a llevar a cabo en la instalación.

A diferencia del HAZID conceptual, en este caso hay información lo suficientemente significativa, cuyos documentos más relevantes son los siguientes:

- Diagrama de flujo / Diagramas P&I,
- Balances de masa,
- Planos de la planta,
- Descripción de los procesos incluyendo todas las operaciones proyectadas,

- Descripción del proyecto, incluyendo todas las opciones, problemas de ciclo de vida y flexibilidad planificada de la planta,
- Política de seguridad,
- Política operativa.

El método de estudio es una combinación de la identificación y análisis de los riesgos contemplados en una Lista de Verificación y las conclusiones llegan luego de un torbellino de ideas (brainstorming). Lo realiza un equipo multidisciplinario de personas competentes en las operaciones involucradas y sobre todo conocedoras de los aspectos específicos de las operaciones de cada planta en particular.

El equipo es coordinado por un Ingeniero hábil en manejo de grupos y en los aspectos de la técnica HAZID.

Los principales peligros para evaluar en el presente APR son los siguientes:

1. Corrosión externa. Debe incluir la originada por influencia microbiológica (MIC), en caso de existir evidencia de la presencia de este fenómeno de corrosión.
2. Corrosión interna. Debe incluir la originada por influencia microbiológica interna (MIC), en caso de existir evidencia de la presencia de este fenómeno de corrosión.
3. Defectos de fabricación. Se deben considerar los defectos en la costura y en el metal base.
4. Construcción. Incluir los defectos en la soldadura circunferencial, alineamiento y doblez por flexión o pandeo, daños en el recubrimiento, conexiones, dobleces, abolladuras, rasgaduras, o la combinación de éstos.
5. Equipo. Se refiere a dispositivos diferentes a la tubería y a sus componentes. Debe incluir actuadores, válvulas de seccionamiento y aislamiento, principalmente.
6. Daños por terceros. Se deben incluir aquellos daños que provocan una falla.
7. Operaciones incorrectas. Se deben considerar las operaciones incorrectas como resultado de procedimientos de operación incorrectos, seguir procedimientos equivocadamente o no aplicar los procedimientos establecidos o la inexistencia de procedimientos para actividades críticas o peligrosas. También se consideran operaciones incorrectas aquellas operaciones no deseadas o no ordenadas en actuadores u otros componentes automáticos o controlados a distancia.
8. Clima y fuerzas externas. Se deben incluir tormentas eléctricas, lluvia o inundaciones, huracanes, sismos, erosión y deslaves o movimiento del lecho marino.

Para establecer los niveles de riesgo con la cual se calificaron y jerarquizaron los peligros identificados, asignando niveles de CONSECUENCIAS de acuerdo a lo que indica la **Tabla 2**, así como la FRECUENCIA de falla de acuerdo a lo que establece la **Tabla 3**, con lo cual, mediante lo establecido en la **Tabla 4**, se determina el Nivel de Riesgo del peligro identificado.

Tabla 2 Consecuencias (en forma descriptiva).

Gravedad	Salud y seguridad	Medio ambiente	Economía	Reputación
1	- Primeros auxilios - Efectos menores en la salud - No requiere evacuación	- Impactos insignificantes al ambiente - Emisión pequeña pero notificable. - Queja <\$20 000	- Daños al equipo o costos de producción menores a \$20 000	- Impacto insignificante: preocupaciones individuales.
2	- Ayuda médica o trabajo limitado - Efectos medios en la salud - Requiere unidad de evacuación	- Emisiones en el sitio con la remediación inmediata disponibles - Derrame mayor a 1m³ - Menor esfuerzo de mitigación requerida por revocación total. - Notificable \$20 000 a \$200 000	- Daños al equipo o costos de producción entre \$20 000 y \$ 200 000	- Cobertura periodística local; quejas informales múltiples de la comunidad; Preocupaciones del propietario
3	- Tiempo perdido por lesiones. - Efectos significantes a la salud. - Evacuación requerida de Área	- Emisiones en el sitio con contaminación prolongada. - Gran derrame contenido en el sitio. - Emisión fuera de sitio con remediación inmediata disponible. - Incumplimiento \$200 000 a \$2M	- Daños al equipo o costos de producción entre \$200 000 y \$2M	- Cobertura periodística provisional; gran preocupación de la comunidad; quejas formales y/o repetidas.
4	- Lesiones permanentes o discapacidades. - Efectos a la salud mayores. - Requiere evacuación de instalaciones.	- Emisión fuera del sitio con contaminación prolongada. - Gran derrame fuera del sitio (licencia temporalmente cancelada) - Incumplimiento resultante en la ejecución - \$2 000 000 a \$20 000 000	- Daños al equipo o costos de producción entre \$2 000 000 a \$20 000 000	- Cobertura periodística Nacional; gran indignación de la comunidad; Litigación
5	- Muerte - Efectos graves a la salud. - Requiere evacuación de la comunidad e instalaciones.	- Pérdida irrevocable, sin mitigación posible. - Licencia cancelada - Pérdida permanente de uso del área. - >\$20 000 000	- Daños al equipo o costos de producción mayores a \$20 000 000	- Cobertura periodística Nacional e Internacional

Tabla 3 Frecuencia de ocurrencia de los eventos.

Frecuencia		Criterios de Ocurrencia		
Categoría	Tipo	Cuantitativo		Cualitativo
Muy Alta	F5	1	0 a 1 año	El evento puede presentarse en el próximo año.
Alta	F4	0.1	>1 a 10 años	El evento se ha presentado o puede presentarse en los próximos 10 años.
Media	F3	0.01	>10 a 100 años	Puede ocurrir al menos una vez en la vida de las instalaciones.
Baja	F2	0.001	>100 a 1 000 años	Concebible; nunca ha sucedido en el centro de trabajo, pero probablemente ha ocurrido en alguna instalación similar.
Remota	F1	0.0001	>1 000 a 10 000 años	Esencialmente imposible. No es realista que ocurra.

Tabla 4 Matriz de riesgos.

SEVERIDAD DE CONSECUENCIAS	5	B	B	A	A	A
	4	C	B	B	A	A
	3	C	C	B	B	A
	2	C	C	C	B	B
	1	C	C	C	C	B
		1	2	3	4	5
		FRECUENCIA				

❖ Hoja de Trabajo HAZID.

Rev1 Análisis HAZID Instalación 1: Estación de Despacho de GNL.			Etapa: Proyecto aún no en operación. <u>Análisis realizado para la etapa de operación con la ingeniería básica extendida</u>				Torreón, Coah. Febrero 2021
ID	Peligro Potencial	Descripción del Peligro	Consecuencias del Peligro	F	C	NR	Recomendaciones y/o Comentarios
1	Corrosión externa	Presencia de corrosión atmosférica en Equipos principales (Dispensarios y Tanque de almacenamiento)	Presencia de fugas de gas natural licuado por daños al material	2	3	C	Implementar protección mecánica en los equipos principales susceptibles de afectación por corrosión.
2		Presencia de corrosión atmosférica tuberías y accesorios	Presencia de fugas de gas natural licuado por daños al material	2	3	C	Implementar protección mecánica en tuberías de entrada y salida al tanque de almacenamiento.
3	Corrosión interna	Corrosión interna de tuberías y equipos	Ninguna	1	1	C	El Gas Natural a manejar cumplirá con las especificaciones de la NOM-001-SECRE-2010 con la finalidad de no causar afectaciones internas a la tubería y equipos.
4	Defectos de fabricación	Defectos en los equipos paquete	Fugas de Gas Natural. Potencial formación de fuego/Explosión. Pérdidas económicas. Daños a la comunidad.	3	3	B	Recomendación: Implementar sistemas para detección de mezclas explosivas, conos para determinar la dirección del viento y sistemas de neblinas para la dispersión de mezclas explosivas en el recinto de compresores.
5		Tuberías y accesorios fuera de especificación	Fugas de Gas Natural. Potencial formación de fuego/Explosión. Pérdidas económicas. Daños a la comunidad.	3	3	B	Recomendación: Implementar sistemas para detección de mezclas explosivas, conos para determinar la dirección del viento y sistemas de neblinas para la dispersión de mezclas explosivas distribuidos de manera estratégica en la estación.
6	Construcción	Defectos en conexiones rápidas y tuberías de entrada y salida a los equipos principales	Fugas de Gas Natural. Potencial formación de fuego/Explosión. Pérdidas económicas. Daños a la comunidad. Criogenización de los equipos.	3	3	B	Recomendación: Implementar sistemas para detección de mezclas explosivas, conos para determinar la dirección del viento y sistemas de neblinas para la dispersión de mezclas explosivas distribuidos de manera estratégica en la estación.

Rev1 Análisis HAZID Instalación 1: Estación de Despacho de GNL.			Etapa: Proyecto aún no en operación. <i>Análisis realizado para la etapa de operación con la ingeniería básica extendida</i>				Torreón, Coah. Febrero 2021
ID	Peligro Potencial	Descripción del Peligro	Consecuencias del Peligro	F	C	NR	Recomendaciones y/o Comentarios
7	Equipo	Falla de accesorios (válvulas manuales, actuadores y/o filtros)	Desabasto de gas natural	3	2	C	Incluir en el programa anual de mantenimiento la inspección periódica de accesorios.
8	Daños por terceros	Vandalismo	Robo de partes de la estación. Pérdidas económicas.	3	3	B	Instalación supervisada las 24 horas mediante Circuito Cerrado de Televisión (CCTV).
9		Terrorismo	Fugas de Gas Natural. Potencial formación de fuego/Explosión. Pérdidas económicas. Daños a la comunidad.	3	3	B	La instalación estará protegida por personal y custodiada las 24 horas, además, en caso de presentarse un acto terrorista se activarán los planes de atención a emergencias en donde principalmente se suspenderá el suministro de gas natural.
10	Operaciones incorrectas	Falta de mantenimiento	Posibles fallas en tuberías y equipos.	3	2	C	La supervisión y operación de la estación de despacho será mediante personal capacitado.
11		Falta de procedimientos de operación.	Posibles fallas en tuberías y equipos.	3	2	C	La supervisión y operación de la estación de despacho será mediante personal que estará siendo capacitado periódicamente con estricto apego a los procedimientos de operación de los equipos paquete proporcionados por el fabricante y con apego a los procedimientos establecidos por FERROMEX.
12	Clima y fuerzas externas	Presencia de Tormentas Eléctricas	Posible caída de rayo con afectación a infraestructura	2	2	C	Instalar aparta rayos en puntos estratégicos de la estación de despacho.
13		Presencia de lluvias torrenciales o inundaciones	Inundación interna de la instalación. Presencia de deslaves.	2	2	C	La instalación contará con sistema de drenaje fluvial e industrial, para el desagüe del interior.
14		Presencia de Huracanes	Inundación interna de la instalación. Presencia de deslaves.	2	2	C	La instalación contará con sistema de drenaje fluvial e industrial, para el desagüe del interior.
15		Presencia de sismos	Daños a infraestructura de la instalación.	2	2	C	La estación de despacho se ubicará en una zona donde la presencia de sismos es nula.

CONCLUSIÓN:

De acuerdo al análisis preliminar HAZID, los principales peligros a presentarse en las instalaciones del proyecto son por Defectos de Fabricación, Defectos en la Construcción de las instalaciones y por Daños por Terceras partes durante la operación de las instalaciones.

II.3 ANÁLISIS CUALITATIVO DE RIESGO.

Los estudios de riesgo involucran principalmente tres grandes temas; la identificación de los riesgos, la probabilidad de ocurrencia de accidentes o eventos y el análisis de consecuencias.

La identificación de los riesgos permite determinar las localizaciones, rutas, características y cantidad de materiales de fuentes potenciales de accidentes por explosión, incendio, fuga o derrame de una sustancia peligrosa. Esto lleva a la formulación de escenarios fundamentales de accidentes, que requieren una mayor consideración y análisis.

El análisis probabilístico permite identificar la verosimilitud de ocurrencia del accidente para examinar y priorizar los escenarios de accidentes potenciales en términos de su probabilidad de ocurrencia.

La evaluación de las consecuencias e impactos asociados con la ocurrencia de los escenarios identificados de accidentes es el proceso denominado análisis de consecuencias. Este paso permite una comprensión de la naturaleza y gravedad de un accidente y permite un análisis y priorización de los escenarios en términos del impacto potencial del daño en la gente y las instalaciones.

La combinación de resultados de la probabilidad del accidente y del análisis de consecuencias da una medida del riesgo con la actividad específica y este proceso es lo que constituye el análisis de riesgos, que permite, priorizar y examinar los escenarios potenciales de accidentes en términos de un riesgo total, que a la vez logre el desarrollo y preparación de un plan de emergencias.

Para la identificación de los riesgos involucrados con el manejo de gas natural en las instalaciones de la estación de GNL, se identificaron los puntos críticos de riesgo de los equipos y sistemas que estarán en operación, para lo cual, se cuenta con los Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTIs), arreglos mecánicos, eléctricos y civiles de las instalaciones, así como las memorias técnico-descriptivas de los equipos y sistemas indicados.

En base al análisis de falla, se identifican aquellos puntos vulnerables donde exista mayor probabilidad de riesgo de que ocurra un evento no deseado, los cuales estarán dados principalmente por tuberías de conducción, filtros, válvulas, medidores de flujo, uniones e interconexiones, los cuales son equipos e instrumentos expuestos a fallas por rotura, por desgaste o por simple defecto de fabricación, además de que el riesgo aumenta si éstos no son conservados debidamente por la efectiva aplicación de un programa de mantenimiento y la supervisión constante de los mismos, sin descartar fallas por el factor humano, vandalismo o actividades antropogénicas.

Aunado a lo anterior, se analizan las situaciones donde la presencia de algún evento externo no deseado, como una explosión o un incendio que se puedan generar, mismas que afecten directa o indirectamente a las instalaciones internas y externas del mismo, y por ende se desencadene un evento mayor, con mayores repercusiones a la infraestructura de la zona y daños al medio ambiente (efecto dominó).

Una vez identificados los riesgos presentes en la operación de los circuitos que manejan sustancias peligrosas, se evalúa la probabilidad de ocurrencia de accidentes o eventos relacionados con dichos riesgos, en base a datos históricos ocurridos en condiciones semejantes de operación, así como en base a las recomendaciones de falla del fabricante de los instrumentos de medición, control y regulación, para así determinar cuantitativamente la probabilidad de que ocurran accidentes en los componentes de la

estación, mismos que puedan afectar a la población circundante y a instalaciones industriales aledañas, principalmente.

Al definir la probabilidad de ocurrencia de accidentes de una forma analítica y objetiva, aplicando métodos cualitativa y cuantitativamente, se determina el análisis de las consecuencias y los resultados que se pueden obtener en caso de ocurrir un evento catastrófico en el almacenamiento de combustible, lo cual se realiza, empleando las metodologías específicas para obtener las consecuencias de los eventos lo más objetivo posible, tal es el caso del Análisis HAZOP, LOPA y Árbol de Fallas, mismos que se describen más adelante.

Cabe mencionar, que todas las técnicas de evaluación de riesgos comparten la meta de identificar peligros en el proceso de manera sistemática y proporcionar un análisis preliminar, dando la primera fase del estudio. Las técnicas comúnmente usadas para esta evaluación deben cumplir los requerimientos de análisis de riesgo contemplados en la OSHA (Occupational Safety and Health Administration), EPA (Environmental Protection Agency) y la CMA (Chemical Manufacturers Association), así como en Literatura especializada como Loss Prevention in the Process Industries. Frank P. Less, second edition.

II.3.1 Metodologías de identificación y jerarquización.

Con el objetivo de evaluar el riesgo de presentarse incidentes en la operación de la estación de GNL, se seleccionó la metodología HAZOP y así emitir recomendaciones tendientes a controlar y prevenir incidentes, mitigar las consecuencias para evitar pérdidas humanas, daños a la salud, a las instalaciones y medio ambiente.

El HAZOP fue seleccionado porque es un método completo y por lo regular se utiliza en sistemas de proceso del sector hidrocarburos para evaluar el riesgo considerando factores como: tipo de proceso y las condiciones de operación.

Los aspectos complementarios en la identificación de peligros y evaluación de riesgos, utilizados en el presente análisis de riesgos, se indican a continuación:

1. HAZOP. Metodología de análisis de riesgos que analiza las variables operacionales de sistemas de tuberías y equipos de proceso, para determinar las posibles fallas en la operación de estos, mediante la designación de Nodos y la aplicación de palabras guía. Este método da como resultado la matriz de riesgos.

Es importante resaltar que con este método se analizan las desviaciones propias que pueden presentarse con la operación de los sistemas de manejo de combustibles, y deriva en recomendaciones que son complementarias para aumentar la seguridad en la operación de esta.

2. En la elaboración del HAZOP se asignan ponderaciones a los parámetros de Probabilidad y Severidad, de acuerdo a lo establecido en la literatura especializada, con lo que, en base a lo establecido en la matriz de riesgos, se determina el Nivel de riesgo de cada desviación analizada. Con lo anterior, una vez realizado el HAZOP se realiza la Matriz de Riesgo de acuerdo a los resultados de este.

3. Una vez identificadas las desviaciones (fallas) que resultaron de mayor riesgo en el HAZOP, se identificaron y describieron las fallas de mayor riesgo con repercusiones al ambiente (liberación de producto con riesgo de incendio y explosión).
4. Para el conjunto de fallas identificado, se determinó la probabilidad de ocurrencia con la metodología árbol de fallas.
5. De acuerdo a lo anterior, se propusieron los escenarios de riesgo para simulación.

A manera de abstract, en el presente Análisis de Riesgo se emplearon las siguientes metodologías:

- a) HAZOP, para determinar las desviaciones (fallas) de mayor riesgo en las instalaciones de manejo de combustibles, mismas que pueden repercutir en eventos de riesgo con potencial daño a la infraestructura y medio ambiente.
- b) Análisis de Frecuencias, para determinar la probabilidad de ocurrencia de desviaciones de mayor riesgo ambiental identificadas en el HAZOP y proponer escenarios de simulación.
- c) Software SCRI (Versión 2.1), para realizar el análisis de consecuencias acorde a los resultados de simulación.

II.3.2 Análisis HAZOP.

El método HAZOP (**HAZ**ard and **OP**erability “Riesgo y Operabilidad”) o análisis de Riesgo y de Operabilidad se concentra en una metodología mediante un enfoque sistemático para identificar tanto riesgos como problemas de operabilidad. Aunque la identificación de riesgos es el tema principal, los problemas de operabilidad se examinan, ya que tienen el potencial de producir riesgos en los procesos, que resulten en violaciones ambientales y/o laborales o tener un impacto negativo en la productividad.

El análisis de operación y riesgo HAZOP, es el método más amplio y reconocido para realizar un análisis de riesgo en procesos industriales. Es un estudio que identifica cada desviación posible de un diseño, de una operación o de una afectación cualquiera, además de todas las posibles causas y consecuencias que pueden ocurrir en las condiciones más adversas para el proceso, siendo así, éste sirve para identificar problemas de seguridad y mejorar la operabilidad de una instalación industrial.

Para la realización del análisis HAZOP se emplearon los siguientes Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTIs):

Tabla 5 Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTIs) utilizados.

ID del Plano	Título (DTI)
FMX-COA-TOR-LNG-ABD-DTI-20_01 R.2	Área de Bombas de Descarga de Autotanques
FMX-COA-TOR-LNG-ADT-DTI-20_02 R.2	Área de Tanque de Transferencia
FMX-COA-TOR-LNG-ALL-DTI-20_03 R.2	Área de Dispensarios para carga de Tenders

Para mayor detalle, **Ver Anexo 5.** Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTIs).

El HAZOP fue realizado bajo el siguiente procedimiento:

1. Selección de nodos.

El proceso se analiza seccionándolo en partes discretas o nodos. Un nodo es generalmente una línea o un recipiente o un procedimiento. Los nodos deben ser bastante pequeños para ser manejables, y a la vez lo bastante grandes para reducir la duplicación y hacer buen uso del tiempo.

2. Registre la intención, los parámetros de diseño y las condiciones de proceso. Es decir, parámetros de diseño del equipo, condiciones de operación normales y máximas. Esto incluye típicamente la temperatura, la presión, la composición, el nivel, el flujo, etc.

3. Repase con el equipo la matriz de desviación preparada previamente para este nodo y agregue otras desviaciones si es necesario.

4. Identificar las causas o las razones por las que las desviaciones pueden ocurrir. Las causas deben ser locales en el origen, es decir, originan en el nodo bajo evaluación. Con el nodo de la alimentación o de la fuente, considere causas en aguas arriba. Donde no haya causas identificadas escribir "ninguna causa".

El estudio del HAZOP sólo considera eventos causales únicos (errores o fallas). Escenarios que requieran de analizar dos fallas separadas, dos errores de operador o una falla más un error son considerados “doble falla” y no son considerados normalmente durante un estudio de HAZOP.

Los drenes y válvulas que están normalmente cerradas, y con tapones o bridas ciegas, no son considerados fuentes de fugas. Similarmente, medidores reemplazables localizados en las tuberías con válvulas de raíz no son consideradas fuentes de fuga, si el procedimiento estándar requiere verificar que la válvula esté cerrada y el sistema al cual está conectado ya sea que este despresurizado o bien que no surja ningún riesgo debido a una fuga, o la apertura de dos válvulas en serie simultáneamente no es considerada una causa creíble para la fuga o mezcla de fluidos, etc.

La Causa deberá estar en el Nodo en cuestión.

5. Identifique las consecuencias o los resultados de las desviaciones asumiendo que los controles básicos de proceso fallan y las salvaguardas no existen. Considere las consecuencias fuera del nodo así como en el interior. Si no hay consecuencias de que preocuparse, escribir "ninguna consecuencia de preocupación".
6. Identifique la severidad de las consecuencias identificadas asumiendo que los sistemas básicos de control y los sistemas de protección fallan.
7. Identifique las capas adicionales de protección requeridas para reducir el riesgo a un nivel aceptable. Si el riesgo del peligro no se ha reducido a un nivel aceptable, la eficacia de las capas propuestas debe ser mejorada o capas adicionales deben ser agregadas según sea necesario.
8. Asigne una categoría a la consecuencia identificada.
9. Asigne una categoría a la probabilidad de ocurrencia de la consecuencia analizada, considerando esta vez los sistemas de control y/o capas de protección válidas, así como cualquier otro modificador de frecuencia que aplique.
10. Identifique las recomendaciones y asigne las responsabilidades. Donde esté clara una solución específica, deberá ser registrada como tal. Los equipos a menudo se detienen a intentar conseguir una recomendación. Es absolutamente apropiado que la recomendación sea investigar las medidas de protección apropiadas. Es también bueno redactar las recomendaciones que permitan una cierta flexibilidad, por ejemplo, diciendo: considerar tales y tal opción. La recomendación se debe escribir con bastante detalle para poder entender el intento sin el resto de la hoja de trabajo delante del lector.

A.1 Nodos Seleccionados para el Desarrollo del Análisis de Riesgo de Operabilidad “HAZOP”.

Para facilitar el análisis de riesgos y la aplicación de la técnica HAZOP, se analizaron 3 nodos mismos que se describen a continuación:

Tabla 6 Nodos analizados en el HAZOP.

Description	Intention	Design Conditions	Operating Conditions	Drawing
1 Descarga de Autotanques	Recepción de GNL para envío a Tanque de Transferencia	Flujo de 352 GPM Temperatura de -196°C Presión de Diseño 7.2 Bar	Flujo de 300 GPM Temperatura de -162°C Presión de Diseño 4.3 Bar Presión de Descarga 4.5 Bar Presión Diferencial 5 Bar	FMX-COA-TOR-LNG-ABD-DTI-20_01 R.2
2 Área de Tanque de Transferencia	Almacenamiento temporal de GNL	Capacidad del tanque: 83 223 Galones Temperatura -196°C Presión: 8.5 Bar	Capacidad operativa: 74 900 Galones Temperatura -162°C Presión: 6 Bar	FMX-COA-TOR-LNG-ADT-DTI-20_02 R.2
3 Área de Dispensarios para carga de Tenders	Suministro de GNL a los TENDERS de las locomotoras	Flujo 100 GPM Temperatura -135°C Presión 7.2 Bar	Flujo 50 GPM Temperatura -125°C Presión 4.3 Bar Presión descarga bomba 4.5 Bar	FMX-COA-TOR-LNG-ALL-DTI-20_03 R.2

Ver en el **Anexo 6**, el desarrollo de cada uno de los HAZOP realizados.

Para establecer la Matriz de Rango de Riesgo (Risk Ranking) con la cual se calificaron y jerarquizaron los riesgos identificados, asignando niveles de CONSECUENCIAS de acuerdo a lo que indica la **Tabla 7**, así como la FRECUENCIA de falla de acuerdo a lo que establece la **Tabla 8**, con lo cual, mediante lo establecido en la **Tabla 9**, se determina el Nivel de Riesgo del nodo analizado.

Tabla 7 Consecuencias (en forma descriptiva).

Categoría de consecuencia (Impacto)	Daños al personal	Efecto en la población	Impacto ambiental	Perdida o Diferimiento de Producción (USD) ⁽¹⁾	Daños ala Instalación (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 1 semana.	>500'000,000	<500'000,000
5 (Mayor)	Lesiones o daños físicos que puedan generar 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 1 día a 1 semana.	>50'000,000 a 500'000,000	>50'000,000 a 500'000,000
4 (Grave)	Lesiones o daños físicos con atención medica que	Lesiones o daños físicos mayores que generan de una a 5 fatalidades.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control	>5'000,000 a 50'000,000	>5'000,000 a 50'000,000

Categoría de consecuencia (Impacto)	Daños al personal	Efecto en la población	Impacto ambiental	Perdida o Diferimiento de Producción (USD) ⁽¹⁾	Daños ala Instalación (USD)
	puedan generar incapacidad permanente o una fatalidad.	Evento que requiere de hospitalización.	implica acciones en hasta 24 horas.		
3 (Moderado)	Lesiones o daños físicos que requieren atención medica que pueda generar una incapacidad.	Ruidos, olores e impacto visual que se detectan fuera de los límites de la instalación y/o derecho de vía se requieren acciones de evacuación y existe la posibilidad de lesiones o daños físicos.	Se presentan fugas y/o derrames evidentes al interior de las instalaciones. El control implica acciones que lleven hasta 1 hora.	>500,000 a 5'000,000	>500,000 a 5'000,000
2 (Menor)	Lesiones o daños físicos que requieren primeros auxilios y/o atención médica.	Ruidos, olores e impacto visual que se detectan fuera de los límites de la instalación y/o derecho de vía con posibilidades de evacuación.	Fugas y/o derrames solamente perceptibles al interior de la instalación. El control es inmediato.	>50,000 a 500,000	>50,000 a 500,000
1 (Despreciable)	No se esperan lesiones o daños físicos.	No se esperan impactos, lesiones o daños físicos.	No se esperan fugas, derrames y/o emisiones por arriba de los límites establecidos.	<50,000	<50,000

Tabla 8 Frecuencia de ocurrencia de los eventos.

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

Tabla 9 Matriz de riesgos.

Consecuencias	VH	3	3	4	4	5
	H	2	3	3	4	4
	M	2	2	3	3	4
	L	1	2	2	3	3
	VL	1	1	2	2	3
		VL	L	M	H	VH
		Frecuencias				

A continuación, se describe el significado de cada nivel de Riesgo:

- **Muy Alto. Riesgo intolerable.** El riesgo requiere acción inmediata; el costo no debe ser una limitación y el no hacer nada no es una opción aceptable. Un riesgo Muy Alto representa una situación de emergencia y deben establecerse controles temporales inmediatos. La mitigación debe hacerse por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos hasta reducirlo a Medio o de preferencia a Bajo, en un lapso de tiempo menor a 90 días.
- **Alto. Riesgo indeseable.** El riesgo debe ser reducido y hay margen para investigar y analizar a más detalle. No obstante, la acción correctiva debe darse en los próximos 90 días. Si la solución se demora más tiempo, deben establecerse controles temporales inmediatos en sitio, para reducir el riesgo.
- **Medio, Bajo. Riesgo aceptable con controles.** El riesgo es significativo, pero se pueden compensar con las acciones correctivas en el paro de instalaciones programado, para no presionar programas de trabajo y costos. Las medidas de solución para atender los hallazgos deben darse en los próximos 18 meses. La mitigación debe enfocarse en la disciplina operativa y en la confiabilidad de los sistemas de protección.
- **Muy Bajo. Riesgo razonablemente aceptable.** El riesgo requiere control, pero es de bajo impacto y puede programarse su atención conjuntamente con otras mejoras operativas.

Los riesgos no tolerables se deberán considerar para establecer los objetivos de seguridad y salud ocupacional y los requisitos de las instalaciones, maquinaria, necesidades de capacitación y los controles operacionales para el control de riesgos, así como considerar las acciones requeridas de supervisión para asegurar la efectividad y oportunidad.

Los equipos de trabajo se conformaron por especialistas de las áreas de proceso, mantenimiento, y seguridad y protección ambiental de las empresas FERROMEX y GM Laguna Ambiental e Industrial.

A continuación, se incluye la matriz de riesgos con los resultados de cada uno de los nodos evaluados en el HAZOP:

Tabla 10 Matriz de Riesgo del HAZOP.

Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	CA T	S Before Safegua rds	L Before Safeguar ds	RR Before Safegua rds	S	L	RR
1	1.1 No/Menos Flujo	1.1.1 Falla de la manguera de descarga de GNL por movimiento indebido del autotanque.	1.1.1.1 Derrame de GNL con evaporación del mismo y potencial formación de incendio.	E	H	H	4	H	L	3
		1.1.2 Paro no programado de la bomba P-101	1.1.2.1 Posible golpe de ariete en la descarga de la bomba por retorno de GNL desde el tanque	A	M	M	3	M	L	2
	1.2 Más Flujo	1.2.1 No se identificaron causas	1.2.1.1							
	1.3 Flujo en Reversa/Mal dirigido	1.3.1 Flujo de retorno hacia autotanque desde bomba	1.3.1.1 Problemas operativos, sin consecuencias de riesgo							
	1.4 Más/Alta Temperatura	1.4.1 Deficiencias en el recubrimiento criogénico de las tuberías de conducción	1.4.1.1 Problemas operativos, sin consecuencias de riesgo							
	1.5 Menos/Baja Temperatura	1.5.1 Licuefacción del Gas Natural	1.5.1.1 Operación deseable							
	1.6 Más/Alta Presión	1.6.1 Cierre en falso de la válvula de bola en la tubería de descarga de la bomba	1.6.1.1 Sobrepresión de la tubería de descarga con potencial fractura de la misma con potencial derrame de GNL	E	H	M	3	H	L	3

Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	CA T	S Before Safegua rds	L Before Safeguar ds	RR Before Safegua rds	S	L	RR
			1.6.1.2 Golpe de ariete en la salida de la bomba	A	M	M	3	M	L	2
		1.6.2 Cierre en falso de la Válvula Automática aguas abajo del medidor de flujo	1.6.2.1 Sobrepresión de la tubería de descarga con potencial fractura de la misma con potencial derrame de GNL	A	H	H	4	H	L	3
	1.7 Menos/Baja Presión	1.7.1 Ver No/Menos Flujo	1.7.1.1							
	1.8 Más o menos composición	1.8.1 No se identificaron causas	1.8.1.1							
	1.9 Alto nivel	1.9.1 No se identificaron causas	1.9.1.1							
	1.10 Bajo nivel	1.10.1 Vaciado del autotanke	1.10.1.1 Daños materiales en la bomba por pérdidas en la succión							
2	2.1 No/Menos Flujo	2.1.1 No se identificaron causas	2.1.1.1							
	2.2 Más Flujo	2.2.1 No se identificaron causas	2.2.1.1							
	2.3 Flujo en Reversa/Mal dirigido	2.3.1 No se identificaron causas	2.3.1.1							
	2.4 Más/Alta Temperatura	2.4.1 No se identificaron causas	2.4.1.1							
	2.5 Menos/Baja Temperatura	2.5.1 Condición deseable	2.5.1.1							
	2.6 Más/Alta Presión	2.6.1 Falla del vacío en el tanque de transferencia	2.6.1.1 Aumento de fuga de calor del tanque resultante en eventual venteo de mayor producto a la atmósfera; aspectos operativos, sin consecuencias peligrosas							

Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	CA T	S Before Safegua rds	L Before Safeguar ds	RR Before Safegua rds	S	L	RR
	2.7 Menos/Baja Presión/Vacío	2.7.1 Sin causas creíbles en el tanque interior debido a la presión de vapor de GNL	2.7.1.1							
	2.8 Más o menos composición	2.8.1 Sin causas creíbles	2.8.1.1							
	2.9 Alto nivel	2.9.1 Error del operador/información: volumen insuficiente para contener el líquido de entrada	2.9.1.1 Sin consecuencias de riesgo							
	2.10 Bajo nivel	2.10.1 Error del operador/información: drenado todo el recorrido	2.10.1.1 Fallas operativas, sin consecuencias de riesgo							
	2.11 Mantenimiento	2.11.1 Sin aspectos adicionales identificados	2.11.1.1							
3	3.1 No/Menos Flujo	3.1.1 Paro no programado de la bomba P-102	3.1.1.1 Fallas operativas, sin consecuencias de riesgo							
	3.2 Más Flujo	3.2.1 No se identificaron causas	3.2.1.1							
	3.3 Flujo en Reversa/Mal dirigido	3.3.1 Apertura en falso del By-Pass del tanque de transferencia	3.3.1.1 Fallas operativas, sin consecuencias de riesgo							
		3.3.2 Falla de la manguera de carga de GNL	3.3.2.1 Potencial de liberación de GNL al nivel del suelo, con potencial de incendio y lesiones personales.	E	H	H	4	H	L	3
	3.4 Más/Alta Temperatura	3.4.1 No se identificaron causas	3.4.1.1							
	3.5 Menos/Baja Temperatura	3.5.1 Condición deseable	3.5.1.1							
	3.6 Más/Alta Presión	3.6.1 Falla en falso de la válvula automática en la salida de la tubería de conducción	3.6.1.1 Sobrepresión de la tubería de descarga con potencial fractura de la misma con	E	H	M	3	M	L	2

Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	CA T	S Before Safegua rds	L Before Safeguar ds	RR Before Safegua rds	S	L	RR
			potencial derrame de GNL							
	3.7 Menos/Baja Presión	3.7.1 Ver No/Menos Flujo	3.7.1.1							
	3.8 Más o menos composición	3.8.1 No se identificaron causas	3.8.1.1							
	3.9 Alto nivel	3.9.1 No se identificaron causas	3.9.1.1							
	3.10 Bajo nivel	3.10.1 No se identificaron causas	3.10.1.1							
	3.11 Mantenimiento	3.11.1 No se identificaron causas	3.11.1.1							

Cabe mencionar, que de acuerdo a la ponderación y clasificaciones de Frecuencia y Consecuencias específicas para el presente proyecto, se identificaron 4 desviaciones (fallas) que recaen en la zona ALARP (*As Low As Reasonably Practicable*, por sus siglas en inglés), tan bajo como sea razonablemente factible, lo cual es el resultado del análisis considerando la falla de las salvaguardas existentes.

II.3.3 Jerarquización de Riesgos.

De los resultados de las hojas de trabajo del HAZOP, como primer criterio de jerarquización de riesgos y conforme a los resultados indicados en la Matriz de Riesgos (**Tabla 10**), se identificaron todas las fallas con Nivel de riesgo 3, mismas que se agruparon conforme a lo establecido en la siguiente tabla:

Tabla 11 Descripción de fallas de mayor riesgo del HAZOP.

Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	CA T	S Before Safegua rds	L Before Safeguar ds	RR Before Safegua rds	S	L	RR
1	1.1 No/Menos Flujo	1.1.1 Falla de la manguera de descarga de GNL por movimiento indebido del autotanque.	1.1.1.1 Derrame de GNL con evaporación del mismo y potencial formación de incendio.	E	H	H	4	H	L	3
	1.6 Más/Alta Presión	1.6.1 Cierre en falso de la válvula de bola en la tubería de descarga de la bomba	1.6.1.1 Sobrepresión de la tubería de descarga con potencial fractura de la misma con potencial derrame de GNL	E	H	M	3	H	L	3
		1.6.2 Cierre en falso de la Válvula Automática aguas abajo del medidor de flujo	1.6.2.1 Sobrepresión de la tubería de descarga con potencial fractura de la misma con potencial derrame de GNL	A	H	H	4	H	L	3
3	3.3 Flujo en Reversa/Mal dirigido	3.3.2 Falla de la manguera de carga de GNL	3.3.2.1 Potencial de liberación de GNL al nivel del suelo, con potencial de incendio y lesiones personales.	E	H	H	4	H	L	3

La tabla anterior establece las fallas de mayor riesgo con repercusiones en el ambiente que fueron determinadas con el HAZOP; por lo que, a través del juicio de expertos del equipo evaluador, se definieron los escenarios de riesgo en base a las fallas de mayor frecuencia.

II.3.4 Escenarios de Riesgo identificados.

A continuación, se indica el listado de los escenarios identificados en las metodologías de evaluación de riesgos, que corresponden a las desviaciones identificadas dentro de las zonas de ALARP.

Tabla 12 Escenarios de Riesgo identificados.

Clave	Descripción	Nivel de Riesgo	Nodo	Instalación	Sustancia
Esc1	Fuga de gas natural licuado por falla en la conexión de la manguera flexible en el área de descarga de Autotanques, lo que provoca la desconexión total de la manguera y el derrame de GNL.	3	1	Área de Descarga de GNL	Gas Natural Licuado
Esc2	Fuga de gas natural licuado por la rotura diametral al 20% de la tubería de 2" AC a la salida de la Bomba de descarga de GNL, producto de la sobrepresión generada debido al cierre en falso de la válvula manual instalada en la tubería de descarga.	3	1	Área de Descarga de GNL	Gas Natural Licuado
Esc3	Fuga de gas natural licuado por falla en la conexión de la manguera flexible en el área de carga a Tenders, lo que provoca la desconexión total de la manguera y el derrame de GNL.	3	3	Área de suministro de GNL a TENDERS	Gas Natural Licuado

Índice

III. ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIESGOS.	2
III.1 ANÁLISIS DETALLADO DE FRECUENCIAS.	2
II.1.1 Árbol de Fallas.	2
III.2 ANÁLISIS DETALLADO DE CONSECUENCIAS.	4
III.2.1 Descripción de Escenarios.	9
III.2.2 Representación en planos de los resultados de la simulación de consecuencia (radios potenciales de afectación).	13
III.3 ANÁLISIS DE RIESGO.	16
III.3.1 Reposicionamiento de Escenarios de Riesgo.	16
III.3.2 Análisis de Vulnerabilidad.	17
III.4 MEDIDAS DE REDUCCIÓN DE RIESGO ADICIONALES PARA ESCENARIOS DE RIESGO NO TOLERABLES.	23
III.4.1 Análisis de Capas de Protección (LOPA).	23

Índice de Tablas

Tabla 1 Valor de probabilidad de ocurrencia de fallas.	3
Tabla 2 Probabilidades de falla para las zonas de ALARP del HAZOP.	3
Tabla 3 Efectos generados por radiación térmica.	6
Tabla 4 Efectos generados por ondas de sobrepresión.	7
Tabla 5 Parámetros a utilizar para la determinación de las ZAR y Amortiguamiento.	8
Tabla 6 Reposicionamiento de Escenarios.	16
Tabla 7 Interacciones de Riesgo Esc1.	18
Tabla 8 Interacciones de Riesgo Esc2.	20
Tabla 9 Interacciones de Riesgo Esc3.	22

III. ANÁLISIS CUANTITATIVO DE RIESGOS.

III.1 ANÁLISIS DETALLADO DE FRECUENCIAS.

II.1.1 Árbol de Fallas.

El árbol de fallas es una herramienta empleada para el análisis de cómo pueden llegar a ocurrir y de las posibles interrelaciones entre los eventos. Se trata de un proceso deductivo que permite determinar cómo puede tener lugar un suceso en particular apoyando en la cuantificación de los riesgos involucrados.

El árbol de fallas descompone un accidente en sus elementos contribuyentes, ya sean éstos, fallas humanas o de equipos del proceso y sucesos externos, principalmente. El resultado es una representación lógica en la que aparecen cadenas de sucesos capaces de generar un suceso culminante que ocupa la cúspide del árbol.

De manera sistemática y lógica se representan las combinaciones de las situaciones que pueden dar lugar a la producción del "evento a evitar", conformando niveles sucesivos de tal manera que cada suceso esté generado a partir de sucesos del nivel inferior, siendo el nexo de unión entre niveles la existencia de "operadores o puertas lógicas (OR y AND)".

El árbol se desarrolla en sus distintas ramas hasta alcanzar una serie de "sucesos básicos", denominados así porque no precisan de otros anteriores a ellos para ser explicados. También alguna rama puede terminar por alcanzar un "suceso no desarrollado" en otros, sea por falta de información o por la poca utilidad de analizar las causas que lo producen.

La metodología empleada consiste en representar cada interrelación con un símbolo del álgebra de Boole.

Si para la ocurrencia de un evento se requiere que dos o más condiciones se cumplan simultáneamente, utilizamos el símbolo "AND" y si para la ocurrencia sólo se requiere que una de dos o más condiciones se cumpla, usamos la compuerta "OR". Multiplicando y/o sumando todas las probabilidades de los eventos contribuyentes unidos mediante una misma compuerta "AND" o "OR", se obtiene la probabilidad del evento del siguiente nivel jerárquico.

En este caso de analizar los modos y efectos de fallas del gasoducto, se utilizan modelos de fallas de componentes y se analizan sus efectos potenciales a partir de parámetros disponibles en información bibliográfica especializada, para cada tipo de fallas.

El árbol de fallas es un diagrama lógico que muestra las interrelaciones entre el evento no deseado en un sistema (efecto) y las razones para el evento (causas). Las razones pueden ser condiciones ambientales o eventos normales que se espera que ocurran en la vida del sistema y fallas de componentes específicos. Así, un árbol de fallas construido coherentemente muestra las diferentes combinaciones de fallas y otros eventos los cuales pueden guiar a un evento no deseado.

Probabilidad de ocurrencia.

Para la determinación del valor de probabilidad en componentes de la estación de servicio se recurrió a un árbol de fallas, que contenga los elementos de mayor ponderación al riesgo, determinados en el análisis HAZOP.

Mediante la asignación de probabilidades de cada evento que pueda tener participación en el riesgo, la probabilidad de su ocurrencia puede ser calculada. Una vez procesados los datos se obtiene la probabilidad de ocurrencia de un evento final. Las probabilidades pueden ser clasificadas de varias formas, como se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 1 Valor de probabilidad de ocurrencia de fallas.

Frecuencia	Descripción	Valor
10^{-1}	Frecuentemente ocurre	0.1
10^{-2}	Comúnmente ocurre	0.01
10^{-3}	Ocasionalmente ocurre	0.001
10^{-4}	Raramente ocurre	0.0001
10^{-5}	Remotamente ocurre	0.00001

FUENTE: Health and Safety Briefing No 26a Sept.2004.
The Institution of Electrical Engineers

Para la determinación de frecuencias en las desviaciones del HAZOP, se empleó la metodología árbol de fallas, por lo que a continuación se indican las probabilidades identificadas:

Tabla 2 Probabilidades de falla para las zonas de ALARP del HAZOP.

Nodo	Causa	Probabilidad de falla
1	▪ 1.1.1 Falla de la manguera de descarga de GNL por movimiento indebido del autotanque.	$1 \times 10^{-3}^1$
	▪ 1.6.1 Cierre en falso de la válvula de bola en la tubería de descarga de la bomba	2.4×10^{-6}
	▪ 1.6.2 Cierre en falso de la Válvula Automática aguas abajo del medidor de flujo	2.4×10^{-6}
2	▪ 3.3.2 Falla de la manguera de carga de GNL	$1 \times 10^{-3}^1$

Ver en el **Anexo 7**, el árbol de fallas del Nodo 1.

¹ Tomado directamente de referencia bibliográfica: J. M. Storch de Gracia. T. García Martín. *Seguridad Industrial en Plantas Químicas y Energéticas: Fundamentos, Evaluación de Riesgos y Diseño*. Editorial: Díaz de Santos, 2008

III.2 ANÁLISIS DETALLADO DE CONSECUENCIAS.

Por la naturaleza de las actividades que realiza la empresa, se tienen riesgos potenciales en todas las secciones y componentes que constituyen el proyecto. En todo el sistema existen una serie de uniones, accesorios y equipos que pueden llegar a fallar bajo determinadas circunstancias y dado que están sometidas a presión interna positiva, en caso de fallas la emisión del gas natural a la atmósfera es inmediata.

Una fuga procedente de las tuberías, equipos y accesorios, deriva en el traslado de una masa de gas a través de la atmósfera en forma de una nube limitada geométricamente o de una pluma gaseosa, con un punto de escape y una masa extendida en la dirección del viento y con la distribución de distintas concentraciones en su interior.

Ambas formas de emisión, están sometidas a un grado creciente de dilución en el aire que hace que las concentraciones en la nube o en la pluma vayan disminuyendo conforme transcurre el tiempo y se alejan del punto de emisión. El grado de dilución depende de varios factores siendo los más relevantes la cantidad de material emitida, la densidad de la nube de gas, la estabilidad de la atmósfera y la altura del punto de emisión.

La evaluación de los riesgos a través de los escenarios más probables junto a la simulación de los eventos máximos definidos con el software SCRI Fuego Versión 2.1, permite determinar las áreas potencialmente vulnerables, de tal manera que se generen recomendaciones para evitar la ocurrencia del evento o contar con la protección adecuada en caso de que este ocurra. Para las actividades de operación y mantenimiento de las estaciones, se han identificado los escenarios de riesgo potencial, los cuales involucran eventos por incendio que a su vez podrían desencadenar una explosión.

Modelación de Explosiones (Sobrepresión).

Para realizar las simulaciones de los efectos por sobrepresiones en los escenarios definidos para el presente estudio se utilizó el modelo SCRI Fuego en la versión 2.1, el cual es un conjunto de herramientas, para simular en computadora; emisiones de contaminantes, fugas y derrames de productos tóxicos y daños por nubes explosivas, para estimar escenarios de afectación de emisiones continuas o instantáneas, bajo diversas condiciones meteorológicas, para estudios de riesgo e impacto ambiental, diseño de plantas e instalaciones industriales y apoyar en la capacitación y entrenamiento de personal, en el manejo de situaciones de emergencia.

Si partimos de la premisa que una explosión se caracteriza por la liberación repentina de energía que produce un área momentánea de alta presión en el medio ambiente, entonces la emisión de energía y la disipación de la energía hacia el medio ambiente debe ocurrir muy rápido a fin de que el evento sea clasificado como explosión.

El efecto de una explosión se debe a la disipación de la energía liberada y una gran parte de la energía liberada se transforma en un incremento de presión en la atmósfera (sobrepresión explosiva).

Modelación de Incendio.

Este modelo calcula y proporciona los radios de la zona en donde el fuego provoca quemaduras a personas sin protección, dichos radios están dados en dos escalas que determinan quemaduras letales para el radio que delimita los 9.5 kW/m² y quemaduras de segundo grado para el radio que marca los 5 kW/m² de radiación. El modelo trabaja con los siguientes parámetros de la sustancia simulada:

- Peso molecular,
- Gravedad específica,
- Temperatura,
- Área del incendio.

El modelo asume que la velocidad del viento es insuficiente, como para mantener un área circular de fuego y que las personas expuestas no están protegidas completamente contra los efectos de la radiación térmica por el uso de cualquier ropa.

Límites para definición de las áreas de riesgo y amortiguamiento.

Para poder definir los límites con los que se establecen los escenarios y las zonas de seguridad en el entorno de los mismos, se utilizan los criterios dados por la Dirección General de Materiales, Residuos y Actividades riesgosas del Instituto Nacional de Ecología.

Para el caso de la radiación térmica y las sobrepresiones se cuenta con los siguientes valores definidos por la ASEA.

Inflamabilidad (radiación térmica).

- Zona de alto riesgo por daño a equipos: 37 kW/m² (kilowatt por metro cuadrado) a 12.5 kW/m².
- Zona de alto riesgo: 5 kW/m².
- Zona de bajo riesgo (amortiguamiento): 1.4 kW/m².

Explosividad (sobrepresión).

- Zona de alto riesgo por daño a equipos: 10 psi (Libras por pulgada cuadrada) a 3 psi.
- Zona de alto riesgo: 1 psi.
- Zona de bajo riesgo (amortiguamiento): 0.5 psi.

Una evaluación del riesgo sólo queda completa si se conocen las consecuencias de un accidente por muy eventual que sea. Por este motivo, la última etapa de una evaluación de riesgo consiste en analizar las consecuencias de un accidente potencial importante en la ESGV y su efecto en las inmediaciones de la instalación y en el medio ambiente.

El análisis de consecuencias busca determinar la magnitud de las consecuencias de un incidente peligroso, esto es, un acontecimiento que por lo general ocurre sin advertencia, durante un periodo corto y con efectos potencialmente serios en personas y propiedades.

En la práctica, el análisis de consecuencias atiende los siguientes factores:

- Término de la fuente,
- Dispersión,
- Efecto.

Factores de mitigación.

Término de la fuente. Es la evaluación de las características de la liberación peligrosa inicial, y es la base sobre la cual se construye el resto de la secuencia del análisis.

Dispersión. Los modelos de dispersión se aplican a escenarios de liberaciones al aire y se clasifican en términos de la diferencia en densidad entre el material liberado y la atmósfera.

Fuego y explosión. Se hace énfasis en peligros provenientes de liberaciones que causan radiación térmica e impactos de presión para poder estimar los efectos de éstos en personas y materiales.

Factores de mitigación. Estos modelos analizan datos para sistemas de aislamiento, barreras, procedimientos de evacuación y acciones evasivas durante accidentes.

Los efectos de los incendios sobre las personas son quemaduras de piel por exposición a las radiaciones térmicas. La gravedad de las quemaduras depende de la intensidad del calor y del tiempo de exposición.

La radiación térmica es inversamente proporcional al cuadrado de la distancia de la fuente. En general, la piel resiste una energía térmica de 10 kW/m² durante aproximadamente 5 segundos y de 30 kW/m² durante sólo 0.4 segundos antes de que sienta dolor.

Para evaluar los efectos en un incendio, se tomarán como base los datos indicados en la siguiente tabla:

Tabla 3 Efectos generados por radiación térmica.

Intensidad de Radiación (kW/m²)	Daño producido por radiación térmica
37.5	Suficiente para causar daño a equipo de procedimiento.
25	Energía mínima requerida para prender la madera por exposición prolongada.
12.5	Energía mínima requerida para la ignición piloteada de madera, fundición de tubería de plástico.
9.5	El umbral del dolor se alcanza después de 8 segundos; quemaduras de segundo grado después de 20 segundos.
4	Suficiente para causar dolor al personal si éste no puede protegerse en 20 segundos, sin embargo, es factible la formación de ampollas en la piel (quemaduras de segundo grado), 0 fatalidad.
1.39	No causará incomodidad durante la exposición prolongada.

Formación de ondas de sobrepresión.

Para eventos de explosión, las zonas de alto riesgo y de amortiguamiento se evaluaron considerando los siguientes valores de sobrepresión:

- ✓ Sobrepresión 1 lb/in² (0.07 kg/cm²), la cual es definida por SEMARNAT como Zona de Alto Riesgo, y la literatura indica que puede causar destrucción parcial de casas y daños reparables a edificios, provocando el 1% de ruptura de tímpanos y el 1% de heridas serias por proyectiles que existirán por la demolición de casas, las cuales se vuelven inhabitables,
- ✓ Sobrepresión 0.5 lb/in² (0.035 kg/cm²), la cual es definida por SEMARNAT como Zona de Amortiguamiento, y la literatura indica que se tendrán rupturas del 10% en ventanas grandes de vidrio y pequeñas normalmente estrelladas con algún daño a algunos techos con una probabilidad de 95% de que no ocurren daños serios.

Tabla 4 Efectos generados por ondas de sobrepresión.

Sobrepresión Máxima (psi)	Daño producido por ondas de sobrepresión en explosión
0.03	Ruptura ocasional de ventanas de vidrio grandes que estén bajo tensión.
0.1	Ruptura de ventanas pequeñas que se encuentran bajo tensión.
0.15	Presión típica de ruptura del vidrio.
0.3	“Distancia segura” (probabilidad de 0.95 que no ocurran daños serios a partir de este valor): límite de proyectiles; daños a techos de casas; ruptura del 10% de ventanas con vidrios.
0.4	Daño estructural menor limitado.
0.7	Daño menor a estructuras de casas.
1	Demolición parcial de casas, se vuelven inhabitables.
1 – 2	Destrucción de asbesto corrugado; en las divisiones de acero corrugado aluminio, los tornillos fallan y después se tuercen; los tornillos de paneles de madera fallan; los paneles son destruidos.
1.3	El armazón de acero de edificios revestimientos se deforma.
2	Colapso parcial de techos y paredes.
2 – 3	Cuardeadora de paredes de concreto o bloques de ladrillo no reforzados.
2.3	Límite inferior de daño estructural serio.
2.5	50% de destrucción de la mampostería en casas.
3 – 4	Demolición de edificios son armazones o con paneles de acero; ruptura de tanques de almacenamiento de petróleo.
4	Ruptura del revestimiento de edificios industriales ligeros.
5	Los postes de madera se rompen súbitamente; prensas hidráulicas altas (40 000 lb) en edificios son ligeramente dañadas.
5 – 7	Destrucción casi completa de casas.

Sobrepresión Máxima (psi)	Daño producido por ondas de sobrepresión en explosión
7 – 8	Paneles de ladrillo de 8 -12 in de espesor no reforzados fallan por corte o flexión.
9	Demolición total de vagones de ferrocarril cargados.
10	Probable destrucción total de edificios; desplazamiento y fuerte daño a maquinaria pesada (7 000 lb), la maquinaria muy pesada (12 000 lb) sobrevive.
300	Formación de cráter.

Para definir y justificar las Zonas de Alto Riesgo y Amortiguamiento para el Análisis de Riesgo a determinar, se utilizaron los siguientes parámetros:

Tabla 5 Parámetros a utilizar para la determinación de las ZAR y Amortiguamiento.

	Zona de Alto Riesgo por daño a equipos	Zona de Alto Riesgo	Zona de Amortiguamiento
Toxicidad (Concentración)	--	IDLH (ppm)	TLV (8 h, TWA) o TLV (15 min, STEL) (ppm)
Inflamabilidad (Radiación térmica)	Rango de 12.5 kW/m ² a 37.5 kW/m ²	5.0 kW/m ²	1.4 kW/m ²
Explosividad (Sobrepresión)	Rango de 3 psi a 10 lb/in ²	1.0 psi (0.070 kg/cm ²)	0.5 psi (0.035 kg/cm ²)

III.2.1 Descripción de Escenarios.

Escenario No. 1.			
Descripción:	Fuga de gas natural licuado por falla en la conexión de la manguera flexible en el área de descarga de Autotanques, lo que provoca la desconexión total de la manguera y el derrame de GNL.		
Consideraciones operativas		Condiciones ambientales (promedio):	
Ubicación:	Área de descarga de GNL	Temperatura ambiente:	22.5°C
Presión de trabajo:	Ambiental	Velocidad del viento:	10.8 km/h (3 m/s)
Temperatura interna del gas:	-160°C	Precipitación:	250 mm mensuales
Flujo volumétrico:	300 GPM	Altitud:	1 150 msnm
		Humedad relativa:	30%

Consideraciones para simulaciones:

- Para el presente Escenario se considera solo la simulación de un incendio de los vapores generados en el derrame de GNL en el momento, ya que el gas natural líquido es muy volátil por lo que es baja la probabilidad de formación de una nube explosiva.
- El flujo volumétrico de la fuga por la falla en la manguera es de: 300 GPM, equivalente a 1.14 m³/min.
- Dada la volatilidad del Gas Natural Licuado (GNL) solo se considera el incendio del 10% de la totalidad de derrame, por lo que el flujo volumétrico simulado corresponde a 0.114 m³/min (0.0019 m³/seg).
- Para la formación del charco de fuego se considera una fuente de ignición, generada por electricidad estática en las instalaciones.

RESULTADOS			
CHARCO DE FUEGO		EXPLOSIÓN NO CONFINADA	
Zona de Alto Riesgo por Daño a Equipos (12.5 kW/m²):	282.93	Zona de Alto Riesgo por Daño a Equipos (3 psi):	No aplica
Zona de Alto Riesgo (5 kW/m²):	444.44	Zona de Alto Riesgo (1 psi):	No aplica
Zona de Amortiguamiento (1.4 kW/m²):	822.54	Zona de Amortiguamiento (0.5 psi):	No aplica

En el **Anexo 8**, se incluyen los resultados de las Simulaciones con el Software SCRI.

Escenario No. 2.			
Descripción:	Fuga de gas natural licuado por la rotura diametral al 20% de la tubería de 2" AC a la salida de la Bomba de descarga de GNL, producto de la sobrepresión generada debido al cierre en falso de la válvula manual instalada en la tubería de descarga.		
Consideraciones operativas		Condiciones ambientales (promedio):	
Ubicación:	Bombas de descarga de GNL	Temperatura ambiente:	22.5°C
Presión de trabajo:	4.6 kg/cm ² (450 kPa)	Velocidad del viento:	10.8 km/h (3 m/s)
Temperatura interna del gas:	-160°C	Precipitación:	250 mm mensuales
Flujo volumétrico:	300 GPM	Altitud:	1 150 msnm
		Humedad relativa:	30%

Consideraciones para simulaciones:

- Para el presente Escenario se considera solo la simulación de un incendio de los vapores generados en el derrame de GNL en el momento, ya que el gas natural líquido es muy volátil por lo que es baja la probabilidad de formación de una nube explosiva.
- El flujo volumétrico de la fuga por la falla en la tubería de 2" es de: 0.000544 m³/seg.
- Se considera que el derrame tiene una duración de 3 minutos que corresponde a la capacidad de respuesta del personal que opera la estación de despacho, por lo que el flujo volumétrico simulado corresponde a 0.09 m³.
- Para la formación del charco de fuego se considera una fuente de ignición, generada por electricidad estática en las instalaciones.

RESULTADOS			
CHARCO DE FUEGO		EXPLOSIÓN NO CONFINADA	
Zona de Alto Riesgo por Daño a Equipos (12.5 kW/m²):	154.13	Zona de Alto Riesgo por Daño a Equipos (3 psi):	No aplica
Zona de Alto Riesgo (5 kW/m²):	243.42	Zona de Alto Riesgo (1 psi):	No aplica
Zona de Amortiguamiento (1.4 kW/m²):	451.67	Zona de Amortiguamiento (0.5 psi):	No aplica

En el **Anexo 8**, se incluyen los resultados de las Simulaciones con el Software SCRI.

Cálculo de la tasa de emisión de masa de combustible:

De acuerdo a la literatura *"Risk Management Program Guidance For Offsite Consequence Analysis"* (U.S. EPA publication EPA-550-B-99-009, April 1999.), la fórmula aplicable para el cálculo de la tasa de emisión, es la siguiente:

$$\dot{m} = A_h \sqrt{\gamma P_0 \rho \left(\frac{2}{\gamma + 1} \right)^{\frac{\gamma + 1}{\gamma - 1}}}$$

Dónde:

	Valores
$\dot{m}$ = Tasa de emisión de Fuga (kg/s)	$¿?$
A_h = Área de la fuga (m ²)	0.0000258
γ = Razón de calores específicos (adimensional)	1.31
P_0 = Presión del combustible en punto de fuga (Pa)	450 000
ρ = Densidad del combustible (kg/m ³)	450

Sustitución de valores:

$$\dot{m} = 0.0000258 \sqrt{(1.31)(450\,000)(450) \left(\frac{2}{1.31 + 1} \right)^{\frac{(1.31+1)}{(1.31-1)}}$$

Resultado:

$$\dot{m} = 0.245 \frac{kg}{s} \quad \text{ó} \quad 0.000544 \frac{m^3}{s}$$

Escenario No. 3.			
Descripción:	Fuga de gas natural licuado por falla en la conexión de la manguera flexible en el área de carga a Tenders, lo que provoca la desconexión total de la manguera y el derrame de GNL.		
Consideraciones operativas		Condiciones ambientales (promedio):	
Ubicación:	Área de Carga de GNL	Temperatura ambiente:	22.5°C
Presión de trabajo:	4.6 kg/cm ² (450 kPa)	Velocidad del viento:	10.8 km/h (3 m/s)
Temperatura interna del gas:	-160°C	Precipitación:	250 mm mensuales
Flujo volumétrico:	100 GPM	Altitud:	1 150 msnm
		Humedad relativa:	30%

Consideraciones para simulaciones:

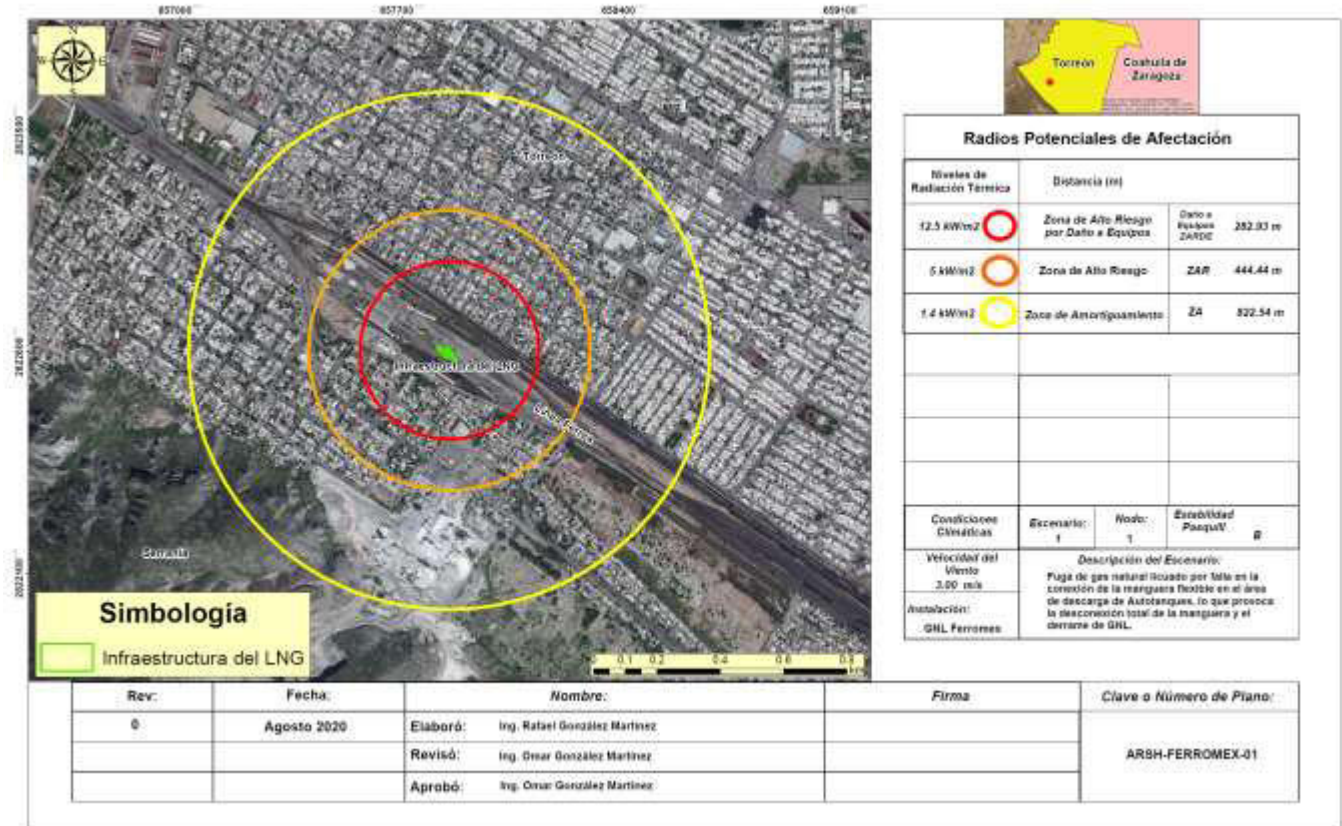
- Para el presente Escenario se considera solo la simulación de un incendio de los vapores generados en el derrame de GNL en el momento, ya que el gas natural líquido es muy volátil por lo que es baja la probabilidad de formación de una nube explosiva.
- El flujo volumétrico de la fuga por la falla en la manguera es de: 100 GPM, equivalente a 0.38 m³/min.
- Dada la volatilidad del Gas Natural Licuado (GNL) solo se considera el incendio del 10% de la totalidad de derrame, por lo que el flujo volumétrico simulado corresponde a 0.038 m³/min (0.000633 m³/seg).
- Para la formación del charco de fuego se considera una fuente de ignición, generada por electricidad estática en las instalaciones.

RESULTADOS			
CHARCO DE FUEGO		EXPLOSIÓN NO CONFINADA	
Zona de Alto Riesgo por Daño a Equipos (12.5 kW/m²):	165.55	Zona de Alto Riesgo por Daño a Equipos (3 psi):	No aplica
Zona de Alto Riesgo (5 kW/m²):	261.26	Zona de Alto Riesgo (1 psi):	No aplica
Zona de Amortiguamiento (1.4 kW/m²):	484.59	Zona de Amortiguamiento (0.5 psi):	No aplica

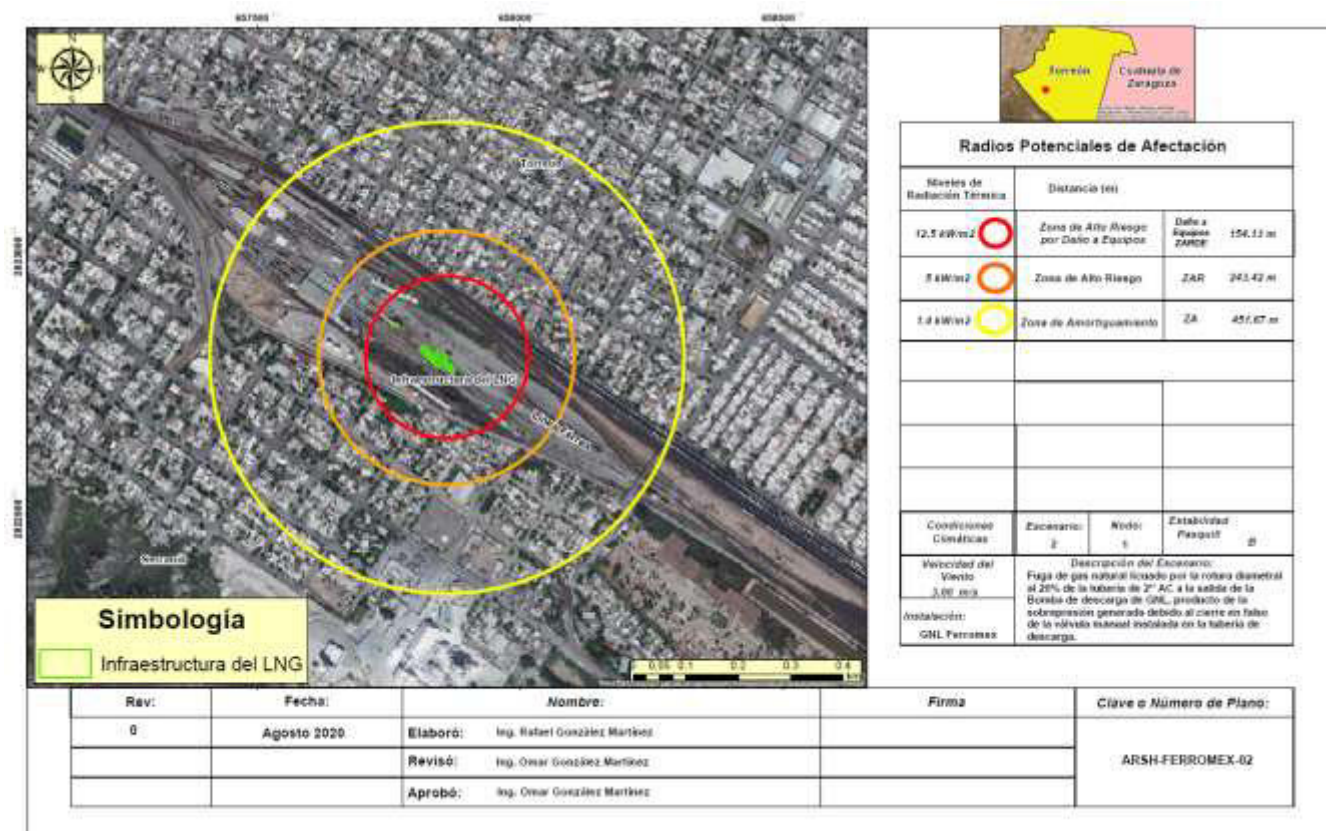
En el **Anexo 8**, se incluyen los resultados de las Simulaciones con el Software SCRI.

III.2.2 Representación en planos de los resultados de la simulación de consecuencia (radios potenciales de afectación).

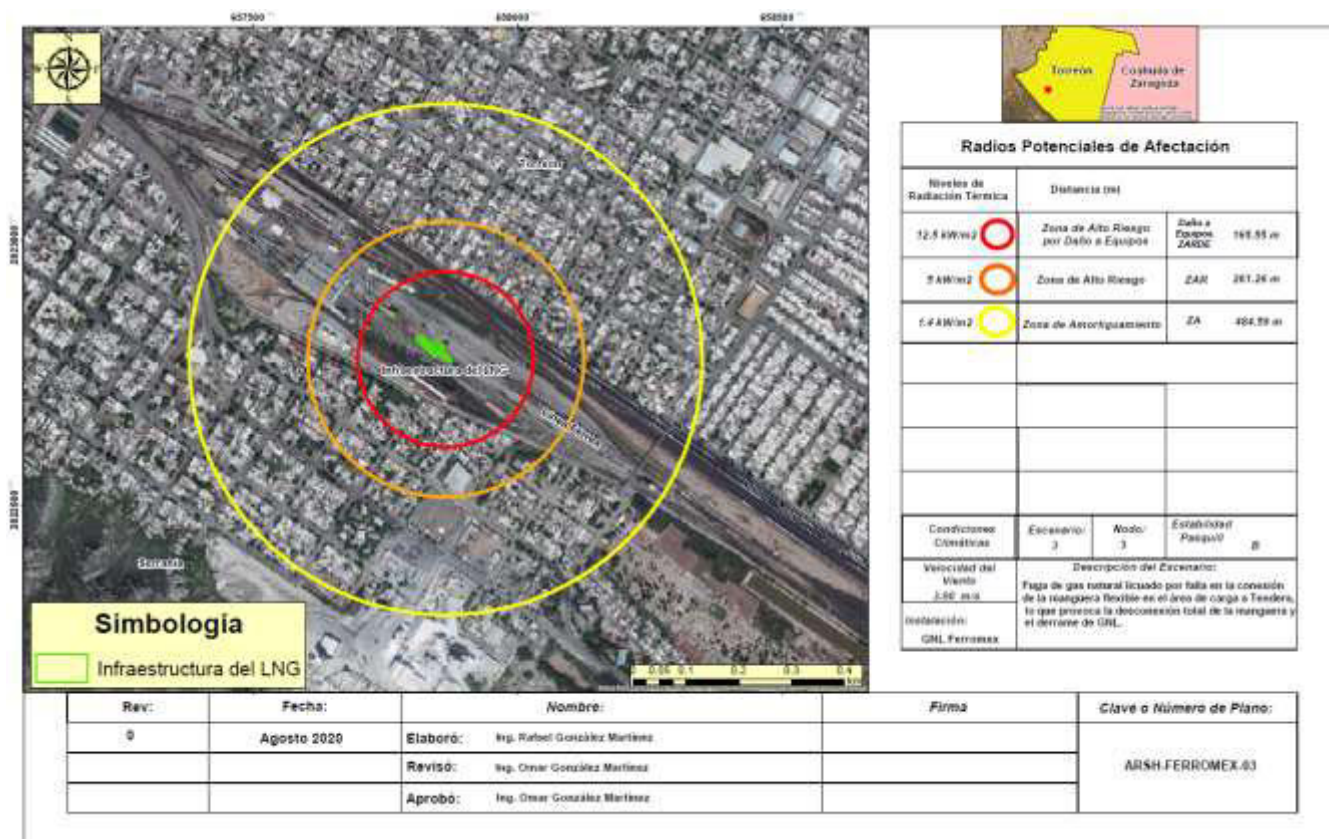
A continuación, se incluye la representación de los radios de afectación:



Escenario 1. Radios de afectación del Escenario 1.



Escenario 2. Radios de afectación del Escenario 2.



Escenario 3. Radios de afectación del Escenario 3.

III.3 ANÁLISIS DE RIESGO.

III.3.1 Reposicionamiento de Escenarios de Riesgo.

En el desarrollo del HAZOP, se identificaron fallas/desviaciones que repercutían con niveles de riesgo 4, sin embargo, una vez consideradas las salvaguardas específicas para cada desviación, se logró reposicionar la mayoría de los eventos identificados a una Zona Tolerable con controles (Riesgo 3), sin embargo, las desviaciones identificadas que a pesar del reposicionamiento considerando las salvaguardas de la instalación, quedaron en la zona de riesgo 3 (ALARP), fue donde se consideró realizar el Análisis Detallado de Consecuencias ya descrito y el Análisis de Vulnerabilidad que se describe en el apartado siguiente.

Tabla 6 Reposicionamiento de Escenarios.

Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	CA T	S Before Safegua rds	L Before Safeguar ds	RR Before Safegua rds	S	L	RR
1	1.1 No/Menos Flujo	1.1.1 Falla de la manguera de descarga de GNL por movimiento indebido del autotanque.	1.1.1.1 Derrame de GNL con evaporación del mismo y potencial formación de incendio.	E	H	H	4	H	L	3
	1.6 Más/Alta Presión	1.6.1 Cierre en falso de la válvula de bola en la tubería de descarga de la bomba	1.6.1.1 Sobrepresión de la tubería de descarga con potencial fractura de la misma con potencial derrame de GNL	E	H	M	3	H	L	3
		1.6.2 Cierre en falso de la Válvula Automática aguas abajo del medidor de flujo	1.6.2.1 Sobrepresión de la tubería de descarga con potencial fractura de la misma con potencial derrame de GNL	A	H	H	4	H	L	3
3	3.3 Flujo en Reversa/Mal dirigido	3.3.2 Falla de la manguera de carga de GNL	3.3.2.1 Potencial de liberación de GNL al nivel del suelo, con potencial de incendio y lesiones personales.	E	H	H	4	H	L	3

III.3.2 Análisis de Vulnerabilidad.

Dentro del área de influencia de la Estación de Despacho FERROMEX, existen instalaciones que por sus características, pueden ser susceptibles de afectación en caso de presentarse una situación de riesgo de las características planteadas en los escenarios propuestos lo cual, dependiendo de las características de dichas instalaciones, pueden agravar la situación de emergencia que se pueda presentar la operación del proyecto, por lo que se debe hacer un análisis de interacciones, y con base en ello, implementar las medidas preventivas y acciones a correctivas a seguir para minimizar la probabilidad de presencia de un evento indeseable.

Cabe mencionar que, la Estación se localiza en una zona industrial al Sur de la cabecera municipal del municipio de Torreón, Coah., dentro de los patios de maniobras de la empresa FERROMEX, por lo cual dentro del área de influencia del proyecto existen algunas instalaciones industriales que pueden ser afectados en caso de presentarse una situación de emergencia relacionada con la operación normal de la Estación.

A continuación, se indica el análisis de interacciones correspondiente a cada uno de los escenarios planteados en el presente Análisis de Riesgos:

ESCENARIO 1.

RADIACIÓN EN INFRAESTRUCTURA

De acuerdo a los resultados de la simulación realizada, la Zona de Alto Riesgo por Daños a Equipos (ZARDE) por la formación de un Charco de Fuego tendrá como resultado una radiación máxima de 326.54 kW/m² en el área donde se realiza la descarga de GNL desde los autotankers, hasta alcanzar 12.5 kW/m² a una distancia de 282.93 m; en esta zona las afectaciones en la infraestructura son muy significativas ya que tanto el acero estructural como el hormigón armado tienen a perder su integridad física, además de que las estructuras de madera o vegetación en general tienen a verse afectadas por la autoignición de las mismas, ocasionando un incendio mayor.

En este sentido, las afectaciones principales en esta zona de riesgo serían a la infraestructura existente en los patios de maniobras de FERROMEX, además de la destrucción y colapso de las estructuras de acero que conformarán la estación de despacho de GNL (tanques de almacenamiento, bombas, patines de medición y tuberías de conducción), ya que la máxima radiación que puede soportar el acero es de 40 kW/m² (valor alcanzado a 110 m), lo anterior sería un daño significativo ya que al tratarse de infraestructura para el manejo de combustibles, se pueden generar más derrames, lo cual repercutirá en un efecto dominó que incrementará los niveles de radiación y por ende las afectaciones a las instalaciones de FERROMEX y a la infraestructura habitacional aledaña.

Posterior a los 110 m desde la formación del Charco de Fuego en la estación de despacho, los niveles de radiación tienden a bajar considerablemente hasta llegar a 200 m que es donde se alcanzan los 25 kW/m², en esta zona los radios de afectación rebasan los límites de los patios de maniobras de FERROMEX y abarcan las zonas habitacionales existentes el norte y sur de la instalación, en donde las

afectaciones principales serán, el colapso parcial de las estructuras civiles y de acero estructural, existentes en las casas habitación.

Posterior a los 200 m y hasta llegar a los 282.93 m que es donde se alcanza el límite de la ZARDE que equivale a 12.5 kW/m^2 , solo se causarán daños menores a los equipos y estructuras existentes en las casas habitación aledañas a los patios de maniobras de FERROMEX.

Posterior a los 12.5 kW/m^2 y hasta los 5 kW/m^2 que es el límite de la Zona de Alto Riesgo (ZA) a una distancia 444.44 m, los daños a equipos son mínimos y no se corre el riesgo de colapso de los mismo o perdida de materiales por daños mayores.

La Zona de Amortiguamiento (ZA) para Radiación se encuentra a partir de los 5 kW/m^2 a una distancia de 444.44 m hasta alcanzar valores de radiación de 1.4 kW/m^2 a una distancia de 822.54 m; para esta zona no se esperan daños de ningún tipo en la infraestructura mecánica, eléctrica o civil de las casas habitación aledañas.

RADIACIÓN EN PERSONAS

El daño esperado en los operadores de la Estación de Despacho de GNL dentro de las Zonas de Riesgo por incendio es el 100% de mortalidad si se exponen a la radiación térmica por más de un minuto a menos de 110 m de distancia del Charco de fuego, posterior a los 110 m y hasta una distancia de 200 m solo se esperan lesiones significativas en las personas si se exponen a la radiación en 10 segundos (a esta distancia la radiación equivale a 25 kW/m^2).

Posterior a los 200 m y hasta una distancia de 282.93 m donde la radiación equivale a 12.5 kW/m^2 las afectaciones en las personas que transiten por la zona, radicarán principalmente en que éstos presentarán quemaduras de primer grado si se exponen a la radiación en un tiempo prolongado de 10 segundos.

A partir de los 282.93 m y hasta una distancia de 444.44 m donde la radiación equivale a 5 kW/m^2 , es suficiente para causar dolor si la exposición es mayor de 20 segundos y se presentarán quemaduras de primer grado aunque es improbable la formación de ampollas, hasta este nivel es que se pueden causar afectaciones a las personas, ya que a partir de los 444.44 m la radiación tiende a bajar significativamente y las personas pueden soportar la radiación con la vestimenta adecuada (vestimenta de civil) y por tiempos prolongados, aunque se recomienda que todas las personas se localicen o resguarden como medida de protección a una distancia de 825 m donde la radiación será menos de 1 kW/m^2 , nivel de radiación máxima que se alcanza en un día soleado y que no causa efectos significativos en la piel siempre y cuando se cuente con vestimenta.

Tabla 7 Interacciones de Riesgo Esc1.

Clave del escenario	Equipo / sitio de la planta	Sustancia involucrada	Equipos que pueden ser afectados	Distancias	Sistemas de Seguridad y Medidas preventivas
Esc1	Descarga de GNL	Gas Natural Líquido	Autotanques de GNL	2 m	▪ Sistema para Detección de Fuego y Gas. ▪ Sistema de agua y espuma contra incendio. ▪ Sistema de Paro Automático. ▪ Capacitación del Personal. ▪ Brigadas para la atención de emergencias.
			Bomba de Descarga de GNL	8 m	

Clave del escenario	Equipo / sitio de la planta	Sustancia involucrada	Equipos que pueden ser afectados	Distancias	Sistemas de Seguridad y Medidas preventivas
			Tanque de Transferencia	20 m	Dique para la contención de Derrames.
			Bombas de Carga de GNL	30 m	
			Tenders de FFCC	30 m	
			Cuarto de control de la Estación	105 m	
			Zonas habitacionales	200 m	

ESCENARIO 2.

RADIACIÓN EN INFRAESTRUCTURA

De acuerdo a los resultados de la simulación realizada, la Zona de Alto Riesgo por Daños a Equipos (ZARDE) por la formación de un Charco de Fuego tendrá como resultado una radiación máxima de 230.43 kW/m² en el área donde se realiza la descarga de GNL desde los autotanques, hasta alcanzar 12.5 kW/m² a una distancia de 154.13 m; en esta zona las afectaciones en la infraestructura son muy significativas ya que tanto el acero estructural como el hormigón armado tienen a perder su integridad física, además de que las estructuras de madera o vegetación en general tienen a verse afectadas por la autoignición de las mismas, ocasionando un incendio mayor.

En este sentido, las afectaciones principales en esta zona de riesgo serían a la infraestructura existente en los patios de maniobras de FERROMEX, además de la destrucción y colapso de las estructuras de acero que conformarán la estación de despacho de GNL (tanques de almacenamiento, bombas, patines de medición y tuberías de conducción), ya que la máxima radiación que puede soportar el acero es de 40 kW/m² (valor alcanzado a 80 m), lo anterior sería un daño significativo ya que al tratarse de infraestructura para el manejo de combustibles, se pueden generar más derrames, lo cual repercutirá en un efecto dominó que incrementará los niveles de radiación y por ende las afectaciones a las instalaciones de FERROMEX y a la infraestructura habitacional aledaña.

Posterior a los 80 m desde la formación del Charco de Fuego en la estación de despacho, los niveles de radiación tienden a bajar considerablemente hasta llegar a 100 m que es donde se alcanzan los 25 kW/m², en esta zona los radios de afectación rebasan los límites de los patios de maniobras de FERROMEX y abarcan las zonas habitacionales existentes el norte y sur de la instalación, en donde las afectaciones principales serán, el colapso parcial de las estructuras civiles y de acero estructural, existentes en las casas habitación.

Posterior a los 100 m y hasta llegar a los 154.13 m que es donde se alcanza el límite de la ZARDE que equivale a 12.5 kW/m², solo se causarán daños menores a los equipos y estructuras existentes en las casas habitación aledañas a los patios de maniobras de FERROMEX.

Posterior a los 12.5 kW/m² y hasta los 5 kW/m² que es el límite de la Zona de Alto Riesgo (ZA) a una distancia 243.42 m, los daños a equipos son mínimos y no se corre el riesgo de colapso de los mismo o pérdida de materiales por daños mayores.

La Zona de Amortiguamiento (ZA) para Radiación se encuentra a partir de los 5 kW/m² a una distancia de 243.42 m hasta alcanzar valores de radiación de 1.4 kW/m² a una distancia de 451.67 m; para esta zona no se esperan daños de ningún tipo en la infraestructura mecánica, eléctrica o civil de las casas habitación aledañas.

RADIACIÓN EN PERSONAS

El daño esperado en los operadores de la Estación de Despacho de GNL dentro de las Zonas de Riesgo por incendio es el 100% de mortalidad si se exponen a la radiación térmica por más de un minuto a menos de 80 m de distancia del Charco de fuego, posterior a los 80 m y hasta una distancia de 100 m solo se esperan lesiones significativas en las personas si se exponen a la radiación en 10 segundos (a esta distancia la radiación equivale a 25 kW/m²).

Posterior a los 100 m y hasta una distancia de 154.13 m donde la radiación equivale a 12.5 kW/m² las afectaciones en las personas que transiten por la zona, radicarán principalmente en que éstos presentarán quemaduras de primer grado si se exponen a la radiación en un tiempo prolongado de 10 segundos.

A partir de los 154.13 m y hasta una distancia de 243.42 m donde la radiación equivale a 5 kW/m², es suficiente para causar dolor si la exposición es mayor de 20 segundos y se presentarán quemaduras de primer grado aunque es improbable la formación de ampollas, hasta este nivel es que se pueden causar afectaciones a las personas, ya que a partir de los 243.42 m la radiación tiende a bajar significativamente y las personas pueden soportar la radiación con la vestimenta adecuada (vestimenta de civil) y por tiempos prolongados, aunque se recomienda que todas las personas se localicen o resguarden como medida de protección a una distancia de 453 m donde la radiación será menos de 1 kW/m², nivel de radiación máxima que se alcanza en un día soleado y que no causa efectos significativos en la piel siempre y cuando se cuente con vestimenta.

Tabla 8 Interacciones de Riesgo Esc2.

Clave del escenario	Equipo / sitio de la planta	Sustancia involucrada	Equipos que pueden ser afectados	Distancias	Sistemas de Seguridad y Medidas preventivas
Esc2	Descarga de GNL	Gas Natural Líquido	Autotankers de GNL	12 m	▪ Sistema para Detección de Fuego y Gas. ▪ Sistema de agua y espuma contra incendio. ▪ Sistema de Paro Automático. ▪ Capacitación del Personal. ▪ Brigadas para la atención de emergencias. ▪ Dique para la contención de Derrames.
			Tanque de Transferencia	26 m	
			Bombas de Carga de GNL	25 m	
			Tenders de FFCC	25 m	
			Cuarto de control de la Estación	110 m	
			Zonas habitacionales	200 m	

ESCENARIO 3.**RADIACIÓN EN INFRAESTRUCTURA**

De acuerdo a los resultados de la simulación realizada, la Zona de Alto Riesgo por Daños a Equipos (ZARDE) por la formación de un Charco de Fuego tendrá como resultado una radiación máxima de 240.13 kW/m^2 en el área donde se realiza la descarga de GNL desde los autotanques, hasta alcanzar 12.5 kW/m^2 a una distancia de 165.55 m; en esta zona las afectaciones en la infraestructura son muy significativas ya que tanto el acero estructural como el hormigón armado tienen a perder su integridad física, además de que las estructuras de madera o vegetación en general tienen a verse afectadas por la autoignición de las mismas, ocasionando un incendio mayor.

En este sentido, las afectaciones principales en esta zona de riesgo serían a la infraestructura existente en los patios de maniobras de FERROMEX, además de la destrucción y colapso de las estructuras de acero que conformarán la estación de despacho de GNL (tanques de almacenamiento, bombas, patines de medición y tuberías de conducción), ya que la máxima radiación que puede soportar el acero es de 40 kW/m^2 (valor alcanzado a 80 m), lo anterior sería un daño significativo ya que al tratarse de infraestructura para el manejo de combustibles, se pueden generar más derrames, lo cual repercutirá en un efecto dominó que incrementará los niveles de radiación y por ende las afectaciones a las instalaciones de FERROMEX y a la infraestructura habitacional aledaña.

Posterior a los 80 m desde la formación del Charco de Fuego en la estación de despacho, los niveles de radiación tienden a bajar considerablemente hasta llegar a 100 m que es donde se alcanzan los 25 kW/m^2 , en esta zona los radios de afectación rebasan los límites de los patios de maniobras de FERROMEX y abarcan las zonas habitacionales existentes el norte y sur de la instalación, en donde las afectaciones principales serán, el colapso parcial de las estructuras civiles y de acero estructural, existentes en las casas habitación.

Posterior a los 100 m y hasta llegar a los 165.55 m que es donde se alcanza el límite de la ZARDE que equivale a 12.5 kW/m^2 , solo se causarán daños menores a los equipos y estructuras existentes en las casas habitación aledañas a los patios de maniobras de FERROMEX.

Posterior a los 12.5 kW/m^2 y hasta los 5 kW/m^2 que es el límite de la Zona de Alto Riesgo (ZA) a una distancia 261.26 m, los daños a equipos son mínimos y no se corre el riesgo de colapso de los mismo o pérdida de materiales por daños mayores.

La Zona de Amortiguamiento (ZA) para Radiación se encuentra a partir de los 5 kW/m^2 a una distancia de 261.26 m hasta alcanzar valores de radiación de 1.4 kW/m^2 a una distancia de 484.59 m; para esta zona no se esperan daños de ningún tipo en la infraestructura mecánica, eléctrica o civil de las casas habitación aledañas.

RADIACIÓN EN PERSONAS

El daño esperado en los operadores de la Estación de Despacho de GNL dentro de las Zonas de Riesgo por incendio es el 100% de mortalidad si se exponen a la radiación térmica por más de un minuto a menos de 80 m de distancia del Charco de fuego, posterior a los 80 m y hasta una distancia de 100 m solo se esperan lesiones significativas en las personas si se exponen a la radiación en 10 segundos (a esta distancia la radiación equivale a 25 kW/m^2).

Posterior a los 100 m y hasta una distancia de 165.55 m donde la radiación equivale a 12.5 kW/m² las afectaciones en las personas que transiten por la zona, radicarán principalmente en que éstos presentarán quemaduras de primer grado si se exponen a la radiación en un tiempo prolongado de 10 segundos.

A partir de los 165.55 m y hasta una distancia de 261.26 m donde la radiación equivale a 5 kW/m², es suficiente para causar dolor si la exposición es mayor de 20 segundos y se presentarán quemaduras de primer grado aunque es improbable la formación de ampollas, hasta este nivel es que se pueden causar afectaciones a las personas, ya que a partir de los 261.26 m la radiación tiende a bajar significativamente y las personas pueden soportar la radiación con la vestimenta adecuada (vestimenta de civil) y por tiempos prolongados, aunque se recomienda que todas las personas se localicen o resguarden como medida de protección a una distancia de 487 m donde la radiación será menos de 1 kW/m², nivel de radiación máxima que se alcanza en un día soleado y que no causa efectos significativos en la piel siempre y cuando se cuente con vestimenta.

Tabla 9 Interacciones de Riesgo Esc3.

Clave del escenario	Equipo / sitio de la planta	Sustancia involucrada	Equipos que pueden ser afectados	Distancias	Sistemas de Seguridad y Medidas preventivas
Esc3	Descarga de GNL	Gas Natural Líquido	Autotankers de GNL	30 m	▪ Sistema para Detección de Fuego y Gas. ▪ Sistema de agua y espuma contra incendio. ▪ Sistema de Paro Automático. ▪ Capacitación del Personal. ▪ Brigadas para la atención de emergencias. ▪ Dique para la contención de Derrames.
			Tanque de Transferencia	30 m	
			Bombas de Descarga de GNL	25 m	
			Tenders de FFCC	2 m	
			Cuarto de control de la Estación	115 m	
			Zonas habitacionales	200 m	

III.4 MEDIDAS DE REDUCCIÓN DE RIESGO ADICIONALES PARA ESCENARIOS DE RIESGO NO TOLERABLES.

III.4.1 Análisis de Capas de Protección (LOPA).

El análisis LOPA (Layer of Protection Analysis o Análisis de las Capas de Protección) es una novedosa metodología de análisis de riesgos de carácter semicuantitativo que permite determinar y valorar el riesgo de forma intuitiva y reproducible, desvelando qué capas de protección son susceptibles de ser mejoradas y en qué grado.

Para los escenarios de riesgo analizados en el HAZOP que resultan con Nivel 3, Nivel 4 o Nivel 5 de severidad, se realiza un Análisis de Capas de Protección (LOPA), con el objetivo de establecer la Frecuencia Tolerable al Evento (TEF), misma que está determinada por la gravedad y el tipo de consecuencias.

El LOPA fue elaborado usando el procedimiento estándar de capas de protección, el cual implica el uso de la probabilidad de la causa iniciadora (frecuencia de inicio del evento, IEF) y la probabilidad de que las capas de protección independientes identificadas (IPL) no funcionen cuando sea necesario (Probabilidad de falla en demanda, PFD), así como modificadores condicionales (CM), para determinar la probabilidad general del escenario.

Si el riesgo de LOPA es inaceptable (es decir, no alcanza el TEF), se requieren recomendaciones para el establecimiento de capas de protección independientes adicionales.

Si el nivel de riesgo en LOPA es aceptable (dentro del TEF), no se requieren recomendaciones adicionales, sin embargo, el equipo del ARP puede tomar las recomendaciones de HAZOP para su consideración.

Las reglas para iniciar los eventos, IPL, y los modificadores condicionales, se proporcionan en el procedimiento estándar de LOPA.

Cabe mencionar, que el indicador principal de la satisfacción positiva o negativa del análisis de capas de protección es el LOPA Ratio, el cual, de acuerdo a la bibliografía especializada, establece lo siguiente:

- **If LOPA Ratio ≥ 1 , entonces las IPL existentes son adecuadas.**

En caso de que el LOPA Ratio sea < 1 , entonces el RRF (Factor de Reducción de Riesgo) establece el número de capas de protección necesarias para que la frecuencia el evento (IEF) se encuentre del rango TEF.

Cabe mencionar, que de acuerdo al análisis LOPA, las capas de protección consideradas en el diseño de la instalación son las adecuadas, valor del LOPA Ratio es mayor a uno (1).

Ver en **Anexo 9**. Análisis LOPA.

Índice

IV. SISTEMAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PARA ADMINISTRAR LOS ESCENARIOS DE RIESGO.	2
IV.1 SISTEMAS DE SEGURIDAD.....	2
IV.2 MEDIDAS PREVENTIVAS.....	7

IV. SISTEMAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PARA ADMINISTRAR LOS ESCENARIOS DE RIESGO.

IV.1 SISTEMAS DE SEGURIDAD.

Dentro del proyecto contarán con los siguientes dispositivos para prevenir y mitigar los posibles accidentes:

- Sistema de paro por emergencia, en cada unidad de despacho, equipos de bombeo, dispensarios, cuarto de tableros, oficinas, además en los equipos de descarga y carga de GNL, en cada etapa y tanques de recuperación, así como tanques de almacenamiento y postes de llenado,
- Sistemas de drenajes pluvial y aceitoso,
- Válvulas de seguridad,
- Botones de paro de emergencia, los cuales al ser activados realizan un paro total de los sistemas de bombeo, cierran válvulas de succión y descarga, activando la alarma audible y sonora que indica situación anormal en los procesos, requiriendo para su reinicio de operación la corrección del evento,
- Extintores (Portátiles y Móviles),

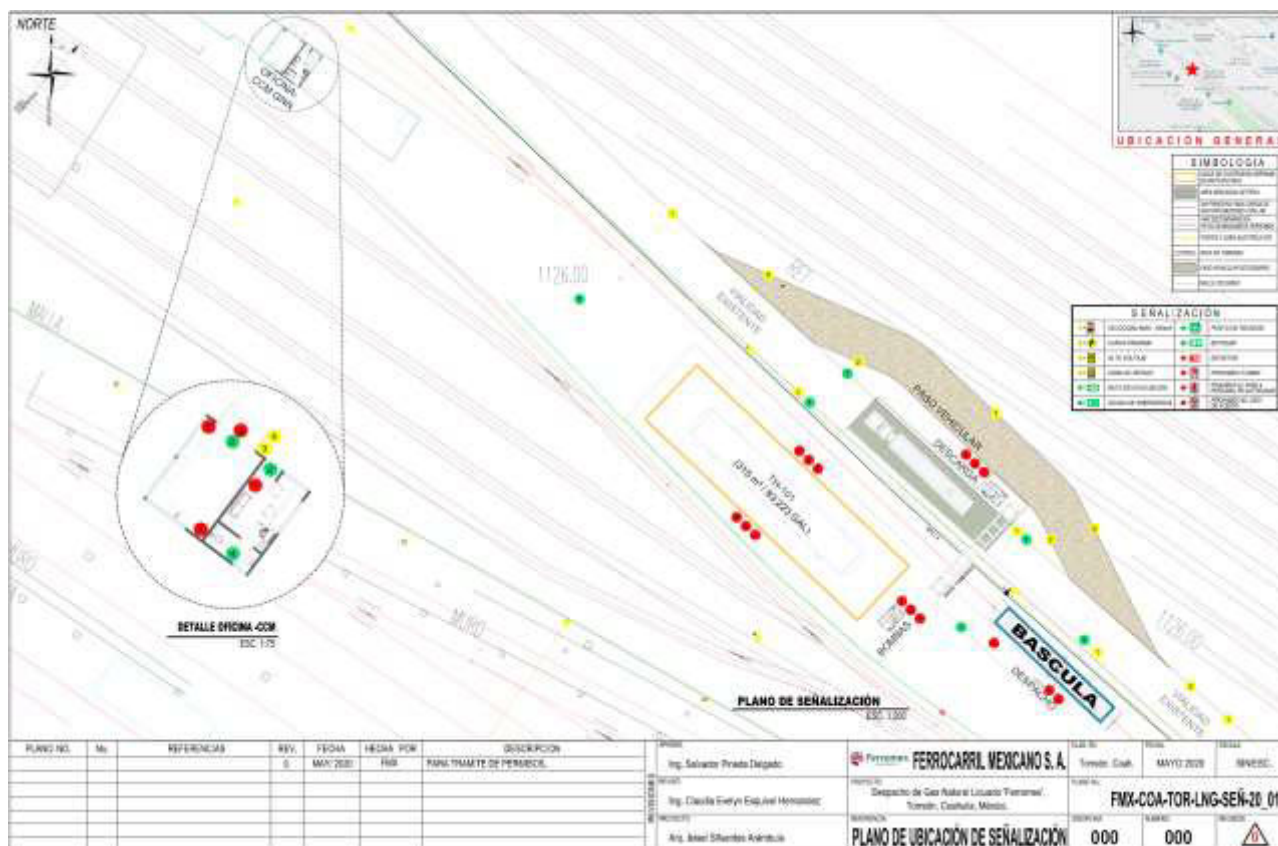
Los extintores portátiles de polvo químico son de las siguientes características:

- ✓ Unidades de extinción 40 a 120-B:C
 - ✓ Agente extintor a base de bicarbonato de potasio
 - ✓ Capacidad de 9 kg (20 lb)
 - ✓ Color rojo bermellón
 - ✓ Tiempo de descarga de 8 a 25 segundos
 - ✓ Alcance horizontal de chorro de 3.04 a 6.09 m (10 a 20 ft) y deben cumplir con los requerimientos del NFPA 10-2018.
- Extintores Móviles-Sobre ruedas,
Los extintores móviles de polvo químico, son de las siguientes características:
- ✓ Unidades de extinción 80 a 640-B:C
 - ✓ Agente extintor a base de bicarbonato de potasio
 - ✓ Capacidad de 68 Kg (150 lb).

Uno de los más importantes puntos que no se debe olvidar en este tipo de estaciones, es la seguridad, la cual ha sido considerada para que el personal operativo tenga acceso a esta de manera inmediata. Es decir, existen **botones de paro de emergencia**, en los equipos de bombeo, cuarto de tableros, Oficinas y otros puntos, los cuales, al ser activados, des energizan totalmente los sistemas de compresión, cierran válvulas de succión y descarga de compresores. Seguido de lo anterior la activación de una alarma audible y sonora indica situación anormal de operación. Requiriendo para su reinicio de operación el reconocimiento de la alarma y la corrección del evento que originó el paro de los equipos.

Además, los sistemas de bombeo, dispensarios, así como los tanques de almacenamiento cuentan con **válvulas de seguridad** calibradas para operar a una presión superior a la de operación normal.

Y en las áreas de almacenamiento, se cuenta con detectores de mezclas explosivas que son monitoreadas por el PLC y le permiten tomar decisiones como emitir desde una alarma cuando hay presencia de gas en el entorno, hasta dejar fuera de servicio el equipo de compresión al detectar una mezcla explosiva de alto riesgo.



Plano de localización de señalamientos y equipos de seguridad.

1. SISTEMA CONTRA INCENDIO

El Sistema Contra Incendio, cubrirá a las áreas de proceso anteriormente mencionadas, formando una red que proporcionará la protección contra incendio de acuerdo a las necesidades de respuesta de cada área.

La red de agua contra incendio estará integrada por sistemas de diluvio de agua y espuma, sistemas de rociadores e hidrantes-monitor. La tubería estará diseñada para la protección de los equipos indicados en el alcance del proyecto.

El agua contra incendio se obtendrá mediante una interconexión a la red contra incendio existente en el Patio de Maniobras de FERROMEX.

El Sistema de agua contra incendio de las instalaciones de esta Estación de Despacho de gas natural licuado estará integrado por:

- Un anillo principal (red de tuberías del sistema)
- Sistemas de aspersión a través válvulas de diluvio de agua y espuma
- Sistema de inyección de espuma
- Hidrantes-Monitores

Se tendrán diferentes sistemas de mitigación del fuego:

- Sistemas de Aspersión para enfriamiento del Tanque de Transferencia, en donde serán accionadas válvulas de diluvio de manera automática, remota o manual.
- Sistema de Hidrante –Monitor con alcance de 30 m, quedando dentro del radio del chorro de agua los Skids de Bombas de Carga y Descarga, el área de descarga de SEMIRREMOLQUES y el área de carga, despacho y Báscula de Tenders. Las válvulas podrán activarse de manera automática, remota o manual.
- Sistema de Inyección de Espuma en Área de Tanque de Transferencia, en donde la espuma será inyectada en la parte inferior del Tanque de Transferencia para protección del área del tanque, a través del sistema de diluvio. El sistema de inyección de espuma podrá activarse de manera automática, remota o manual.

Se contará con un Sistema de Gas y Fuego (SDGF) que permitirá la detección oportuna de fuego para activar los sistemas de aspersión de agua para enfriamiento y los sistemas de agua-espuma para mitigación de fuego en las áreas de Tanque de Transferencia, y áreas de trasiego de SEMIRREMOLQUE y TENDER

El SDGF incluye una serie de dispositivos de iniciación:

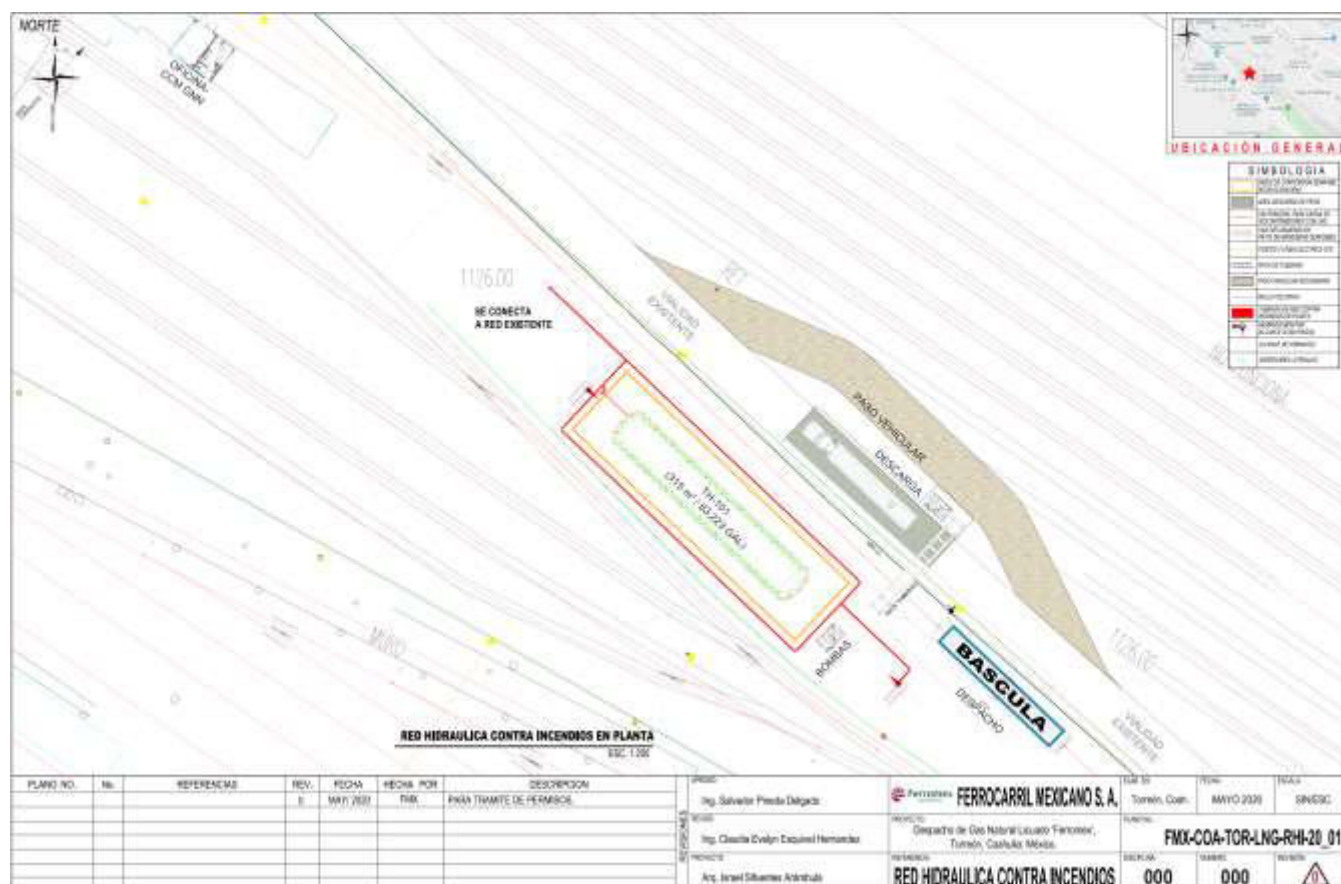
- Detectores de fuego
- Detectores de gas combustible
- Estaciones manuales de Alarma

- Instrumentación de sistemas de diluvio
- Alarmas audibles, alarmas visibles y generador de tonos

En general, el Panel de Control de Fuego y Gas activará los sistemas de apagado de la planta, emitiendo un comando de apagado remoto.

Se tendrán EXTINTORES en las siguientes áreas:

- Área de Bomba P-101 1 Extintor
- Área de Bomba P-102 1 Extintor
- Área de Despacho..... 1 Extintor
- Oficina..... 1 Extintor
- Área Tableros CCM..... 2 Extintores



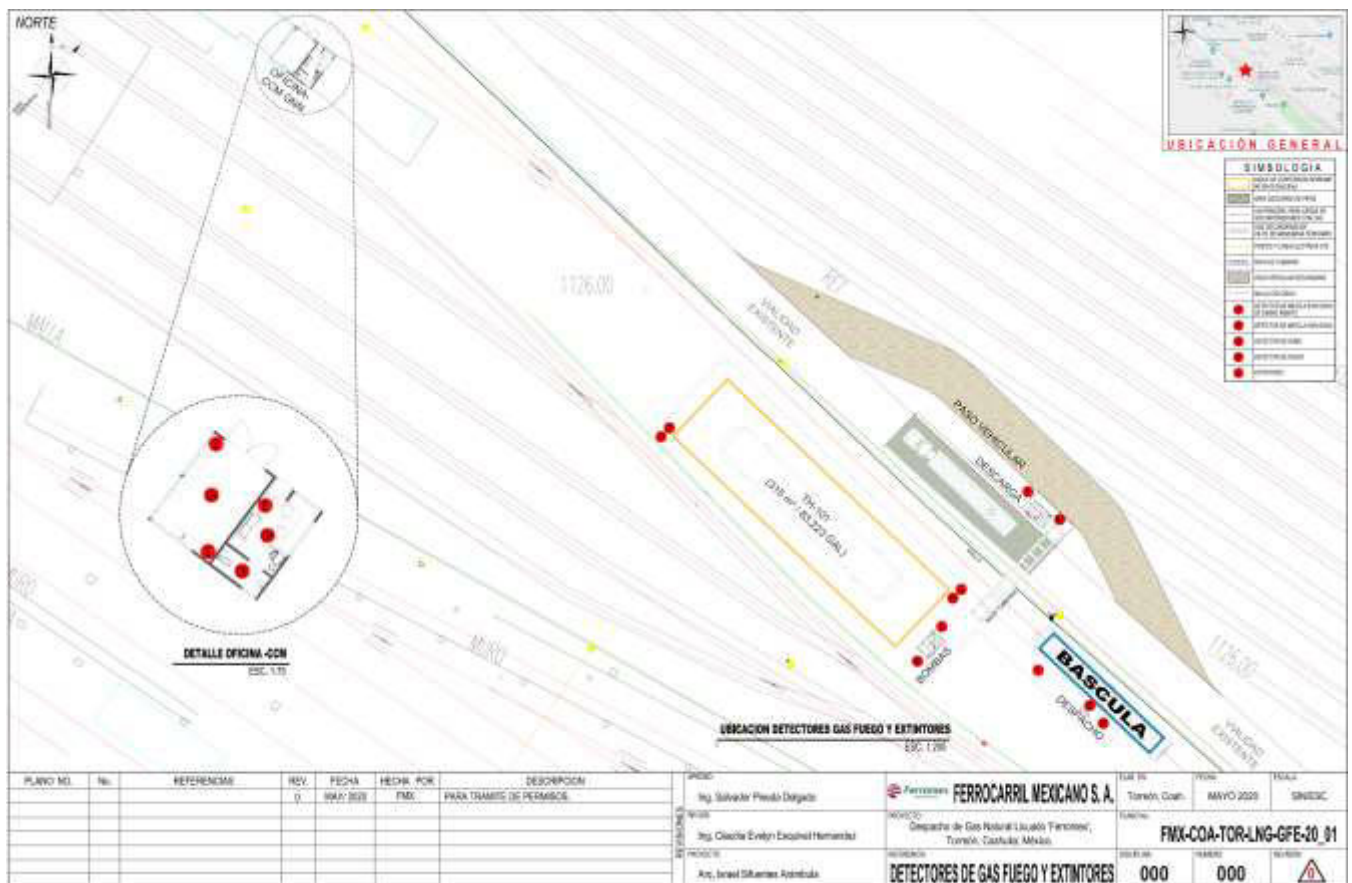
Plano de localización de la Red de Hidrantes.

2. SISTEMA DE FUEGO Y GAS.

El panel de control de Fuego y Gas, se utiliza para monitorear los detectores de llama y gas y las estaciones de apagado manual de la instalación.

Los detectores de gas indican una condición de alarma al 20% de detección de gas LEL (límite inferior de explosividad), con una parada al 40% de LEL. Los detectores de llama y las estaciones de tracción manual inician el apagado inmediatamente.

En general, el panel de control de fuego y gas iniciará un apagado desenergizando las válvulas de apagado de la planta, deteniendo la secuencia de deshidratación y emitiendo un comando de apagado remoto a los equipos empaquetados y a los paneles de control de los calentadores eléctricos. Consulte las especificaciones de Seguridad para una definición completa.



Plano de los detectores de Gas y Fuego.

IV.2 MEDIDAS PREVENTIVAS.

Como parte de las medidas preventivas, para la Estación de GNL se tienen previstas las siguientes medidas:

- Capacitación del personal,
- Programa para atención de Contingencias Ambientales,
- Programa para restauración de afectaciones en caso de accidente,
- Programa Interno de Protección Civil.

Índice

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	2
V.1 CONCLUSIONES.	2
V.2 RECOMENDACIONES.	3

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

V.1 CONCLUSIONES.

El presente Análisis de Riesgos llevó a la conclusión de que los riesgos mayores en la Estación de GNL, es la probable falla de tuberías e instrumentación por la variación en las condiciones de operación, lo cual puede repercutir en incendio y explosión por algún daño realizado a la instalación producto del desgaste normal de equipos o por fallas en la fabricación de los materiales, mismos que al fallar repercuten en la liberación inmediata del combustible manejado en los sistemas, por lo que, si no se contarán con las medidas preventivas adecuadas se corre el riesgo de llegar a situaciones catastróficas tanto en la instalación como en la población en general, por tal motivo la Promovente, en su momento y de ser requerido por la autoridad, dará a conocer a los habitantes aledaños a la zona, las medidas de prevención y control que se instaurarán en cada punto de la estación para reducir los riesgos existentes por incendio y explosión.

El riesgo es evidente por ser una instalación que maneja gas natural, mismo que es controlable y de ser posible su reducción poniendo especial atención en las actividades de mantenimiento y supervisión constante en la operación de la Estación. Aunado a lo anterior, los programas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo ayudarán a anticiparse a cualquier falla mecánica o de operación que se pueda presentar.

La verificación de la integridad mecánica y de operación de los equipos operativos, se realizará antes de entrar en operación y posteriormente con apego a la normativa, lo que asegura y reduce los riesgos por fallas en los componentes e instrumentación de los equipos y sistemas de Gas Natural.

Por lo anterior y de acuerdo a los resultados del Análisis de Riesgos, se concluye que el nivel de riesgo de la Estación es Alto, ya que si bien, de acuerdo al análisis realizado mediante HAZOP las desviaciones de mayor riesgo fueron de riesgo Medio, considerando su evaluación con las medidas preventivas y salvaguardas disponibles para cada desviación, sus consecuencias pueden ser catastróficas en caso de presentarse, y además, de acuerdo a los árboles de falla presentados su probabilidad de ocurrencia es significativa si se considera que los eventos de mayor probabilidad resultantes fueron de un evento cada 10 años, sin embargo es necesario que una vez puesta en operación la estación de GNL se realice la actualización del presente Análisis de riesgos y se estructure el Programa para Prevención de Accidentes (PPA) conforme a los escenarios de riesgo resultantes.

V.2 RECOMENDACIONES.

Las recomendaciones Técnico-Operativas derivadas del Análisis HAZOP se indican en la siguiente tabla:

PHA Recommendation	Priority	Responsible Party	Status	Comments	Referenced Locations				
					Reference	CAT	S	L	RR
1 Elaborar y poner en práctica un procedimiento para asegurar la correcta descarga de GNL.	High	Operación y Mantenimiento	Pending		1.1.1.1	E	H	L	3
2 Documentar en las Bases de Diseño (BDI) las condiciones mínimas de succión de la bomba de descarga.	Medium	Ingeniería	Pending		1.10.1.1				

Adicionalmente, se recomienda implementar las siguientes recomendaciones:

- Elaborar y poner en práctica un programa para la calibración de los instrumentos de medición y control, así como para el mantenimiento de estos de acuerdo a las especificaciones del fabricante.
- Ya en operación, elaborar el Programa para la Prevención de Accidentes (PPA), en el cual se incluyan todos los procedimientos de emergencia con los que contará la Estación; además donde se establezca que la empresa promovente deberá de estar en coordinación con Protección Civil municipal y estatal para la atención de cualquier emergencia que se llegue a presentar.
- Incluir dentro de un programa, el mantenimiento al sistema contra incendio, que se instalará en la Estación, y aplicarlo por lo menos una vez al mes, y contar con una lista de verificación de las condiciones de dicho sistema.
- Realizar simulacros de incendio (por lo menos dos veces al año) de tal manera que se evalúe la capacidad de respuesta del personal para la atención de una emergencia.
- Toda la señalización de las tuberías, equipos y componentes, así como vialidades, rutas y salidas de emergencia, entre otras, debe mantenerse visible y en buen estado, cumpliendo con la normatividad nacional aplicable.
- Incorporar un programa de capacitación al personal operativo de la estación, con objeto de desarrollar conocimiento y experiencia en la aplicación de procedimientos e instrucciones de forma tal que las instalaciones se operen de manera segura.
- Contar con programas de verificación para todos los dispositivos de seguridad.
- El sistema de compresión deberá contar con un sistema de paro que se active al momento de detectar condiciones inseguras.
- El sistema de compresión deberá contar con elementos que eviten la vibración de tuberías durante la succión y la descarga de GNL al tanque de transferencia.

- Contar con un sistema que permita dar mantenimiento a cualquier componente de protección sin que el recipiente se quede sin la protección requerida (sistema redundante).
- Contar con un sistema para la identificación permanente en todos los recipientes de almacenamiento que indique lo siguiente:
 - a. Nombre del fabricante;
 - b. Estándares aplicados para su diseño y fabricación;
 - c. Material de fabricación;
 - d. Fecha de fabricación;
 - e. Vida útil garantizada;
 - f. Capacidad líquida nominal en litros de agua;
 - g. Presión de diseño;
 - h. Presión de Servicio Nominal;
 - i. Presión de Trabajo Máxima Permitida (PTMP), y
 - j. Rango de temperaturas en grados Celsius para el cual se diseñó el tanque.
- Contar con el certificado para todos los accesorios y equipos, que asegure que han sido diseñados, construidos, inspeccionados, marcados y probados de acuerdo con las Normas Aplicables para la tecnología empleada.

Índice

VI. RESUMEN EJECUTIVO.....	2
VI.1 RESUMEN GENERAL EN MATERIA DE RIESGO.....	2
VI.2 INFORME TÉCNICO.....	2

VI. RESUMEN EJECUTIVO.

VI.1 RESUMEN GENERAL EN MATERIA DE RIESGO.

El objetivo del presente proyecto es la construcción y operación de una Estación de Despacho de Gas Natural Licuado (EGNL), la cual estará ligada a los programas de infraestructura impulsados por el gobierno federal.

La EGNL tendrá la capacidad de entregar el Gas Natural al Sector Ferroviario, en instalaciones donde se contará con todas las medidas de seguridad requeridas para este tipo de actividad, lo cual, en un futuro, reemplazar el uso de combustibles como Diesel y gasolinas.

En el proyecto ejecutivo en cuestión, se aplica ingeniería de punta con el objetivo de minimizar los riesgos implícitos y satisfacer a sus clientes de combustible para la realización de sus operaciones. Como resultado del análisis de riesgo, basado en las memorias técnicas-descriptivas y diagrama de instrumentación (DTIs) de la EGNL y de los accesorios que serán instalados en dicha estación, se consideraron aquellos eventos donde estuvieran involucrados los sucesos similares ocurridos en otras partes del país, se tomaron en cuenta los accesorios, tales como: válvulas, medidores, bridas y reguladores, para la determinación de las desviaciones, causas y consecuencias de probables eventos producidos por fallas mecánicas o de operabilidad con sus probables áreas de afectación.

Una vez realizado el estudio de riesgo y analizado todas las variables que pudieran tener influencia o ser determinantes en el proyecto, se puede concluir que es factible alcanzar la edificación de una EGNL, con suficiente certidumbre de su seguridad hacia el medio ambiente y las instalaciones circundantes.

De los eventos simulados, los de mayores consecuencias resultaron ser los relativos a la formación de fugas por la falla de las mangueras y tuberías de descarga en la parte de alta presión, pero que su probabilidad es baja, sin embargo, el diseño y construcción de la EGNL será realizado con los más altos estándares de seguridad tanto nacionales e internacionales, con la finalidad de que en la etapa de operación los eventos de riesgo sean mínimos con la menor afectación al medio ambiente y zonas aledañas.

VI.2 INFORME TÉCNICO.

El Informe Técnico del presente Análisis de Riesgos, se incluye en el **Anexo 11**.

Índice

VII. IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL.	2
VII.1 FORMATOS DE PRESENTACIÓN	2
VII.1.1 Planos de localización	2
VII.1.2 Fotografías	2
VII.1.3 Videos	2
VII.2 OTROS ANEXOS	2

VII. IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL.

VII.1 FORMATOS DE PRESENTACIÓN

VII.1.1 Planos de localización

Los Planos de localización del proyecto se incluyen en el **Anexo 1**.

VII.1.2 Fotografías

Las fotografías del proyecto se incluyen en el **Anexo 12**.

VII.1.3 Videos

Para el presente proyecto no se realizaron videograbaciones.

VII.2 OTROS ANEXOS

a) Documentos legales.

La documentación Legal se incluye en los Anexos de la Manifestación de Impacto Ambiental (MIA) que acompaña al presente estudio.

b) Cartografía consultada.

La cartografía consultada fue del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI).

c) Autorizaciones y permisos.

Actualmente no se cuentan con autorizaciones y permisos para el desarrollo del proyecto, sin embargo, para antes de iniciar con la etapa de preparación del sitio, se obtendrán las siguientes autorizaciones:

- En materia de Impacto y Riesgo Ambiental.
- Licencias de Uso de Suelo y de Construcción por parte del municipio.
- Contratos con CFE y Organismo Operador de Agua.
- Título de Permiso para expendio al Público de GNL.

d) Memorias descriptivas de la(s) metodología(s) utilizada(s).

La descripción de las metodologías empleadas para el análisis de riesgo se incluye en el Capítulo II.

e) Memoria técnica de la(s) modelación(es).

Las memorias técnicas de las simulaciones realizadas se incluyen en el **Anexo 8**.