



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

**ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA QUÍMICA E
INDUSTRIAS EXTRACTIVAS**

**IMPACTO DE LA NORMATIVIDAD EN MÉXICO
PARA EL MANEJO Y CONSUMO DE GAS NATURAL**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO QUÍMICO PETROLERO**

P R E S E N T A:

JOSÉ MANUEL CARREÓN HUERTA

DIRECTOR DE TESIS:

DR. GUSTAVO JESÚS MARROQUÍN SÁNCHEZ



CIUDAD DE MÉXICO, MAYO DE 2018.

SEP

SECRETARÍA DE
EDUCACIÓN PÚBLICA



Instituto Politécnico Nacional
Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas
DEPARTAMENTO DE EVALUACIÓN Y SEGUIMIENTO ACADÉMICO



"Año del Centenario de la Promulgación de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos"
"60 Aniversario del CECyT 14 "Luis Enrique Erro"
"60 Aniversario del Patronato de Obras e Instalaciones"
"50 Aniversario de la COFAA-IPN"
"30 Aniversario de la Unidad Profesional Interdisciplinaria de Biotecnología"

T-146-17

Ciudad de México, a 12 de enero de 2018.

Al C. Pasante:
JOSÉ MANUEL CARREÓN HUERTA

Boleta:
2013320064

Carrera:
IQP

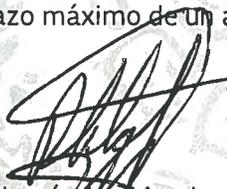
Generación:
2012-2016

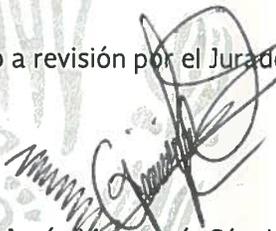
Mediante el presente se hace de su conocimiento que la Subdirección Académica a través de este Departamento autoriza al C. **Dr. Gustavo Jesús Marroquín Sánchez**, sea asesor en el tema que propone usted desarrollar como prueba escrita en la opción **Tesis Individual**, con el título y contenido siguiente:

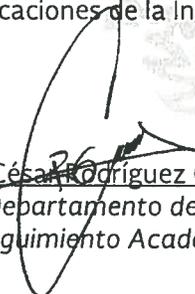
"Impacto de la normatividad en México para el manejo y consumo de gas natural".

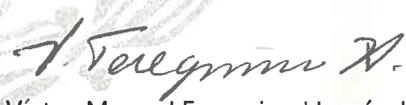
Resumen.
Introducción.
I.- Estado del arte del gas natural.
II.- Normas oficiales mexicanas que regulan el procesamiento y el Consumo del gas natural en los distintos sectores.
III.- Aplicación y alcance de las normas en el nuevo sector regulatorio del gas natural.
Conclusiones.
Referencias.
Anexos.

Se concede un plazo máximo de un año, a partir de esta fecha, para presentarlo a revisión por el Jurado asignado.


Ing. René Hernández Mendoza
Presidente de la academia de
Aplicaciones de la Ingeniería


Dr. Gustavo Jesús Marroquín Sánchez
Director de Tesis
Ced. Prof. 6984596


Ing. César Rodríguez Guerrero
Jefe del Departamento de Evaluación y
Seguimiento Académico.


Ing. Víctor Manuel Feregrino Hernández
Subdirector Académico

T-046-17

Ciudad de México, a 24 de mayo de 2018.

Al C. Pasante:
JOSÉ MANUEL CARREÓN HUERTA
PRESENTE

Boleta: **2013320064** Carrera: **IQP** Generación: **2012-2016**

Los suscritos tenemos el agrado de informar a usted, que habiendo procedido a revisar el borrador de la modalidad de titulación correspondiente denominado:

"Impacto a la normatividad en México para el manejo y consumo de gas natural"

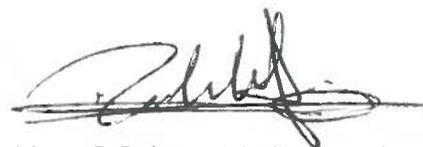
encontramos que el citado Trabajo escrito de **Tesis Individual**, reúne los requisitos para autorizar el Examen Profesional y **PROCEDER A SU IMPRESIÓN** según el caso, debiendo tomar en consideración las indicaciones y correcciones que al respecto se le hicieron.

Atentamente
JURADO


Ing. Estelio Rafael Baltazar Cadena
Presidente


Ing. Ariel Díazbarriga Delgado
Secretario


Ing. René Hernández Mendoza
1er. Vocal


M. en C. Roberto Vladimir Avalos Bravo
2º Vocal


Dr. Gustavo Jesús Marroquín Sánchez
3er. Vocal



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL
ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA QUÍMICA E
INDUSTRIAS EXTRACTIVAS



CARTA CESIÓN DE DERECHOS

En la Ciudad México del día **24** del mes de **mayo** del año **2018**, el/la que suscribe: **José Manuel Carreón Huerta** estudiante del Programa de: **Ingeniería Química Petrolera** con número de Boleta: **2013320064**, manifiesta que es autor/a intelectual del presente trabajo escrito, por la opción: **Tesis Individual** bajo la dirección del profesor/a **Dr. Gustavo Jesús Marroquín Sánchez** ceden los derechos del trabajo intitulado **Impacto a la normatividad en México para el manejo y consumo de gas natural**, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión, con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso del autor y/o director del trabajo. Este puede ser obtenido escribiendo a la siguiente dirección de correo electrónico **jose.m.carreon@hotmail.com** Si el permiso se otorga, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.

Atentamente

Nombre y Firma del/la estudiante

Nombre y Firma del profesor/a

A mis seres queridos

Agradecimientos:

Más que un trabajo de tesis, con este acontecimiento dejo terminada la etapa de estudiante universitario y pongo el primer peldaño para otras etapas de crecimiento profesional. Cuando se estudia y ejerce lo que en verdad se ama, los logros y triunfos reflejan ese sentimiento. Ahora con mucha satisfacción puedo agradecer lo siguiente:

Al Dr. Gustavo Marroquín, por su admirable vocación como profesor e investigador así como su inconmensurable calidad humana, gracias por estar conmigo a lo largo de este logro. Por cada consejo, su amistad, confianza y esfuerzo que dedicó para la dirección de este trabajo de tesis.

A los profesores de la Escuela Superior de Ingeniería Química e Industrias Extractivas (ESIQIE) con los que tuve la dicha de asistir a sus clases y que gracias a ellos aprendí a mejorar como persona y pude obtener los conocimientos suficientes para ahora ejercer correctamente mi papel como profesionista.

A mis sinodales, al Ing. Estelio R. Baltazar Cadena, al Ing. Ariel Diazbarriga Delgado, al Ing. René Hernández Mendoza y al Dr. Vladimir Ávalos Bravo por su tiempo dedicado en la revisión de este trabajo y sus apreciables comentarios para hacer de éste un mejor documento de consulta.

Al Instituto Politécnico Nacional (IPN) y a la ESQIE, por brindarme la mejor de las experiencias al formar parte de esta distinguida comunidad y por permitirme recibir el conocimiento en sus aulas, laboratorios y talleres.

Especial Agradecimiento:

A mis padres Angélica y José Manuel, por cada enseñanza y siempre estar a mi lado, por inculcar en mí el verdadero sentido de la vida. Mis hermanas y yo somos el reflejo de la confianza que depositan en nosotros, los valores y el apoyo incondicional. Gracias por crecer siempre el amor con que mantienen esta familia. Los amo.

A mis hermanas Angélica y Hania Sofía, por estar en mi camino de aprendizaje y siempre confiar en mí, doy lo mejor de mí para que ustedes puedan superarme en todos los aspectos.

A mi abuelita Eva López Sánchez, por su cariño, por siempre creer en mí y por acompañarme a lo largo de mi vida estudiantil, en especial en mi etapa de universitario. Te amo.

A la Familia Bautista Rodríguez, por el afecto que me tienen y el apoyo hacia mí cuando más lo necesito, gracias por siempre estar. Comparto este logro con ustedes.

A mi bisabuelita Bertha Sánchez Becerra (†), donde quiera que te encuentres, gracias por hacer de mí una persona con principios firmes y por compartir conmigo todas tus historias. Las llevo siempre en mi corazón.

A mi novia, por estar en los momentos más críticos de esta etapa, por tu comprensión y alentarme para hacer más amena la culminación de mis metas. Gracias por estar siempre conmigo.

A toda mi familia por creer en mí, por compartir hasta el más mínimo momento de la forma más alegre, en especial a mi Tía Guadalupe Morales por sus consejos e inspirarme a ser mejor persona.

A mis amigos (Alberto, Blanca, Iván, Javier y J. Manuel), por formar parte de mi formación académica y las mejores aventuras, por demostrarme que la verdadera amistad aún existe.

Al Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), en especial a la Dirección Ejecutiva Adjunta de Estudios Técnicos (DEAET) a Caro, Emmanuel, Galia, Gilma y a Mario, por enseñarme cada día como mejorar profesionalmente y por querer siempre lo mejor para mí. Muchas gracias.

ÍNDICE

	Página
RESUMEN	I
INTRODUCCIÓN	III
OBJETIVOS	IV
OBJETIVO GENERAL.....	IV
OBJETIVOS PARTICULARES.....	IV
CAPÍTULO I. ESTADO DEL ARTE DEL GAS NATURAL	1
1.1 Localización del gas natural y tipos de gases.....	3
1.2 Clasificación de las regiones productoras de gas.....	4
1.3 Reservas probadas de gas natural a nivel mundial	5
1.4 Reservas remanentes totales en México	7
1.5 Infraestructura y penetración en México	8
1.6 Distribución de gas natural a nivel comercial y residencial.....	10
1.7 Consumo y producción de gas natural.....	12
1.7.1 Demanda de Gas Natural en México.....	13
1.7.2 Demanda de Gas Natural por sector	14
1.7.2.1 Sector Eléctrico	14
1.7.2.2 Sector Autotransporte.....	15
1.7.2.3 Sector Industrial.....	17
1.7.2.4 Sector Petrolero.....	17
1.7.2.5 Sector Residencial.....	18
1.7.2.6 Sector Servicios.....	18
1.7.3 Comercio Exterior de Gas Natural	20
1.8 Procesos a los que es sometido el Gas Natural para su uso comercial.....	20
1.8.1 Industria del gas natural.....	22
1.9 Transporte y almacenamiento del gas natural	24
1.10 Beneficios ambientales del uso del gas natural	26
CAPÍTULO II. NORMAS OFICIALES MEXICANAS QUE REGULAN EL PROCESAMIENTO Y EL CONSUMO DEL GAS NATURAL EN LOS DISTINTOS SECTORES	27
2.1 Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010 “Especificaciones del gas natural”	28
2.1.1 Generalidades y alcance.....	28
2.1.2 Especificaciones del gas natural.....	28
2.1.3 Gas natural fuera de especificaciones	30
2.1.4 Responsabilidades sobre las especificaciones del gas natural	30
2.1.5 Métodos de prueba	30
2.1.6 Muestreo y determinación.....	31
2.2 Norma Oficial Mexicana NOM-002-SECRE-2010 “Instalaciones de aprovechamiento de gas natural”	32

2.2.1	Generalidades y alcance.....	32
2.2.2	Responsabilidades de cumplimiento.....	32
2.2.3	Diseño de instalaciones de aprovechamiento	33
2.2.3.1	Caídas de presión y válvulas de corte	34
2.2.4	Materiales y accesorios.....	34
2.2.4.1	Material de tuberías.....	34
2.2.4.2	Conexiones y accesorios.....	35
2.2.5	Instalación y construcción	36
2.2.5.1	Instalación de tuberías	38
2.2.5.2	Equipos de consumo.....	39
2.2.6	Soldadura	40
2.2.7	Prueba de hermeticidad	40
2.2.8	Operación, mantenimiento y seguridad en las instalaciones de aprovechamiento... 41	
2.3	Norma Oficial Mexicana NOM-003-ASEA-2016 “Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos”	42
2.3.1	Generalidades y alcance.....	42
2.3.2	Diseño	42
2.3.2.1	Diseño de tuberías	42
2.3.2.2	Diseño de accesorios y conexiones	46
2.3.2.3	Materiales y Equipo	46
2.3.3	Documentación	47
2.3.4	Construcción	47
2.3.4.1	Señalización en los sistemas de distribución.....	47
2.3.4.2	Separación de tuberías con otras instalaciones subterráneas	48
2.3.4.3	Obra civil.....	48
2.3.4.4	Instalaciones.....	50
2.3.4.5	Tomas de servicio	53
2.3.4.6	Pruebas de integridad en tubería de acero.....	54
2.3.4.7	Prueba de hermeticidad para ductos	54
2.3.4.8	Especificaciones de protección al medio ambiente para los sistemas de distribución	55
2.3.5	Pre-arranque del sistema de distribución.....	57
2.3.6	Operación y mantenimiento del sistema de distribución.....	58
2.3.6.1	Programa de mantenimiento e inspección	58
2.3.6.2	Prevención de accidentes	59
2.3.6.3	Tuberías fuera de operación (FO) y temporalmente fuera de operación.....	59
2.3.6.4	Reclasificación de tuberías	60
2.3.6.5	Programa de Prevención de Accidentes (PPA)	60
2.3.7	Cierre y desmantelamiento	60

2.3.8	Procedimiento para la evaluación de la conformidad	60
2.4	Norma Oficial Mexicana NOM-007-ASEA-2016 “Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos”	61
2.4.1	Generalidades y alcance	61
2.4.2	Materiales	62
2.4.3	Diseño	63
2.4.3.1	Ductos de acero	63
2.4.3.2	Ductos de polietileno	68
2.4.3.3	Ductos de Poliamida.....	68
2.4.4	Componentes del sistema de transporte	68
2.4.4.1	Flexibilidad del sistema de transporte	70
2.4.5	Estaciones de compresión	70
2.4.5.1	Construcción de una estación de compresión (EC)	71
2.4.5.2	Dispositivos de limitación de presión y equipo de seguridad adicional	73
2.4.6	Válvulas para ductos de transporte.....	74
2.4.6.1	Válvulas de seccionamiento (VS).....	74
2.4.7	Registros	75
2.4.7.1	Acceso, ventilación y drenaje de un registro.....	75
2.4.7.2	Protección contra sobrepresión accidental	76
2.4.8	Estaciones de regulación y/o medición y en su caso trampas de diablos.....	77
2.4.9	Control de la corrosión en ductos	79
2.4.10	Soldadura en los ductos de transporte	81
2.4.10.1	Inspección y prueba de soldaduras.....	81
2.4.10.2	Reparación o remoción de defectos.....	82
2.4.10.3	Quemaduras por arco.....	82
2.4.11	Construcción y pre-arranque.....	82
2.4.11.1	Cambio de dirección de un ducto	83
2.4.11.2	Protección contra factores externos	84
2.4.11.3	Trampas para dispositivos de limpieza e inspección interior	85
2.4.12	Pre-arranque del sistema de transporte.....	85
2.4.13	Operación y mantenimiento	85
2.4.13.1	Prueba de hermeticidad	85
2.4.13.2	Manual de procedimientos para la operación y mantenimiento.....	87
2.4.13.3	Confirmación y revisión de la Presión Máxima de Operación Permisible (PMOP)	88
2.4.13.4	Reclasificación de tuberías.....	88
2.4.13.5	Purgado y reparación de fugas en los ductos de transporte.....	88
2.4.13.6	Vigilancia continua.....	89
2.4.13.7	Odorización	89

2.4.13.8	Inspección en campo.....	90
2.4.13.9	Envoltentes de refuerzo.....	93
2.4.13.10	Estaciones de Compresión (EC)	93
2.4.13.11	Estaciones de regulación y/o medición	94
2.4.13.12	Instalaciones de entrega	95
2.4.13.13	Reevaluación de la PMOP, por integridad del ducto o necesidades operativas	95
2.4.13.14	Desactivación y reactivación de ductos	96
2.4.13.15	Programa anual de operación, mantenimiento, seguridad y seguridad operativa	97
2.4.14	Cierre y desmantelamiento	97
2.4.15	Procedimiento para la evaluación de la conformidad	98
2.5	Otras normas.....	98
2.5.1	Norma Oficial Mexicana NOM-010-ASEA-2016 “Gas Natural Comprimido (GNC). Requisitos mínimos de seguridad para Terminales de Carga y Terminales de Descarga de Módulos de almacenamiento transportables y Estaciones de Suministro de vehículos automotores”	98
2.5.2	Norma Oficial Mexicana NOM-013-SECRE-2012 “Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural” [54].	99
CAPÍTULO III. APLICACIÓN Y ALCANCE DE LAS NORMAS EN EL NUEVO SECTOR REGULATORIO DEL GAS NATURAL		100
3.1	Regulación de la calidad, componentes y propiedades del gas natural	100
3.1.1	Situación actual de la producción de gas natural en México	101
3.1.2	Situación actual de la calidad de gas natural en México	103
3.2	Soluciones propuestas para el desabasto, confiabilidad operativa y la mala calidad del gas en el sureste mexicano	107
3.3	Estructura de la industria del gas natural derivada de la Reforma Energética de 2013.	110
3.3.1	Impacto y avance de la Reforma Energética	111
3.3.2	Mercado para la distribución y comercialización de gas natural	114
3.4	Regulación y vigilancia para la gestión integral de los ductos	116
3.5	Regulación económica del mercado de gas natural	118
CONCLUSIONES.....		120
REFERENCIAS.....		121
ANEXO A. GLOSARIO DE TÉRMINOS.....		127
ANEXO B. PODER CALORÍFICO Y PRECIO DEL GAS NATURAL.....		132
B.1	Poder calorífico del metano.....	132
B.1.1	Poder calorífico del gas natural	133
B.2.	Precio al público del gas natural	134
ANEXO C. CÓDIGOS, NORMAS, MÉTODOS Y PRUEBAS DE REFERENCIA		137

ANEXO D. APÉNDICES NORMATIVOS: (I) ODORIZACIÓN DEL GAS NATURAL Y GAS L.P., (II) CONTROL DE LA CORROSIÓN EXTERNA EN TUBERÍAS DE ACERO ENTERRADAS Y/O SUMERGIDAS Y (III) MONITOREO, DETECCIÓN Y CLASIFICACIÓN DE FUGAS DE GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETRÓLEO EN DUCTOS	141
D.1 APÉNDICE NORMATIVO I: Odorización del gas natural y gas L.P.	141
D.1.1 Medidas generales de seguridad para el manejo de odorizantes	142
D.2 APÉNDICE NORMATIVO II: Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas	143
D.2.1 Control de la corrosión externa en tuberías de acero	143
D.2.2 Mediciones de corriente eléctrica.....	145
D.2.3 Funcionalidad del sistema de protección catódica	145
D.2.3.1 Interferencias con otros sistemas.....	146
D.2.3.2 Cruzamientos	146
D.2.3.3 Defectos en el recubrimiento anticorrosivo	147
D.2.4 Operación, inspección y mantenimiento del sistema de protección catódica.....	147
D.2.5 Seguridad en los sistemas de protección catódica	148
D.2.6 Documentación	148
D.2.7 Registros	149
D.2.8 Estudios especiales.....	149
D.3 APÉNDICE NORMATIVO III: Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas licuado de petróleo en ductos	150
D.3.1 Instrumentos para detección de fugas	153
D.3.2 Clasificación de fugas y criterios de acción	153
D.3.3 Historial de fugas y lineamientos para autoevaluación.....	156

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Reservas probadas totales de Gas Natural a nivel mundial (2016).	5
Figura 1.2. Relación Reservas-Producción por región (2015).....	7
Figura 1.3. Reservas remanentes totales de gas natural por categoría al primero de enero de 2016.	7
Figura 1.4. Sectores que componían al SNG hasta septiembre de 2017.	8
Figura 1.5. Regiones en las que se divide el Sistema Nacional de Gasoductos.....	9
Figura 1.6. Infraestructura de gasoductos, 2016.	9
Figura 1.7. Kilómetros de tubería instalada (acero y polietileno).....	10
Figura 1.8. Usuarios/km de tubería instalada.	11
Figura 1.9. Porcentaje del número total de clientes administrado por cada grupo empresarial.....	12
Figura 1.10. Producción de gas natural en Norte América.	12
Figura 1.11. Consumo de gas natural en Norte América (Mtpe).	13
Figura 1.12. Demanda nacional de combustibles, 2015.	13
Figura 1.13. Demanda nacional de gas natural por sector, 2015.	14
Figura 1.14. Porcentaje de gas natural utilizado en el sector eléctrico del total del consumo (1973- 2014).	14
Figura 1.15. Demanda nacional de combustibles sector eléctrico, 2015.....	15
Figura 1.16. Cobertura de la industria del GNV en México.	16
Figura 1.17. Demanda de combustibles en el sector autotransporte, 2015.	17
Figura 1.18. Demanda de combustibles en el sector industrial, 2015.	17
Figura 1.19. Demanda nacional de combustibles del sector petrolero, 2015.....	18
Figura 1.20. Demanda nacional de combustibles del sector residencial, 2015.....	18
Figura 1.21. Demanda nacional de combustibles del sector servicios, 2015.	19
Figura 1.22. Balance total del comercio mexicano de gas natural (Mtpe).....	20
Figura 1.23. Puntos de importación y exportación México-EUA.....	20
Figura 1.24. Infraestructura de la Industria del Gas Natural en México (2016).	23
Figura 1.25. Producción y entrega de gas natural.	24
Figura 1.26. Sistemas de almacenamiento subterráneo de gas natural.	25
Figura 2.1. Tipos de instalaciones de aprovechamiento y lugar al que suministran gas natural.	33
Figura 2.2. Clasificación de las tuberías según su ubicación física.	37
Figura 2.3. Representación de instalación correcta de manómetro con válvula de bloqueo.	38
Figura 2.4. Representación de una instalación de tipo enterrada y registro para mantenimiento de válvula de corte.	38
Figura 2.5. Tubería no enterrada ni ahogada con soportes de seguridad.....	39
Figura 2.6. Instalación básica de los equipos de consumo comunes en una instalación doméstica.	39
Figura 2.7. Ejemplo de placa de señalización en campo.....	47
Figura 2.8. Requisitos al efectuar un doblaje en tuberías de acero.....	49
Figura 2.9. Componentes principales de una válvula de seguridad.	51
Figura 2.10. Señalamientos a colocar en una estación de regulación y medición/ estación de medición.	52
Figura 2.11. Instalación típica de un medidor de GN.....	53
Figura 2.12. Ubicación de válvula de exceso de flujo en tomas de servicio residencial.	53
Figura 2.13. Instalación de ductos al exterior de un edificio.	54
Figura 2.14. Mitigación de polvos mediante el riego de agua tratada.	56
Figura 2.15. Requerimientos de seguridad del programa de mantenimiento e inspección.....	58
Figura 2.16. Cumplimientos a observar durante la inspección o reparación de tuberías.....	59
Figura 2.17. Programa de Prevención de Accidentes.	60
Figura 2.18. Instalaciones de un sistema de transporte que están dentro del alcance de la NOM- 007-ASEA-2016.....	61
Figura 2.19. Normas, códigos o estándares aplicables a los materiales de un sistema de transporte por medio de ductos.	62

Figura 2.20. Tendido de un ducto de transporte de gas natural	67
Figura 2.21. Soportes y anclajes de un ducto en un sistema de transporte.....	70
Figura 2.22. Estación de Compresión Valtierra propiedad de CENAGAS.....	71
Figura 2.23. Edificio de una estación de compresión.....	71
Figura 2.24. Puerta con barra de pánico.....	71
Figura 2.25. Tanque separador de líquidos.....	72
Figura 2.26. Acciones mínimas de un sistema de paro por emergencia.....	73
Figura 2.27. Válvula de seccionamiento de sistema de transporte.....	74
Figura 2.28. Registro subterráneo.....	75
Figura 2.29. Válvula de relevo de presión.....	76
Figura 2.30. Requisitos de obra civil de una estación de medición y regulación.....	78
Figura 2.31. Requisitos de obra mecánica de una estación de medición y regulación.....	78
Figura 2.32. Filtros de retención de partículas sólidas.....	79
Figura 2.33. Medidor de presión manométrico.....	79
Figura 2.34. Recubrimiento anticorrosivo aplicado en campo.....	80
Figura 2.35. Medidas correctivas ante presencia de corrosión.....	81
Figura 2.36. Ancho mínimo de franja de seguridad.....	83
Figura 2.37. Consideraciones para brindar protección a los ductos.....	84
Figura 2.38. Información mínima de registros de la prueba hermética.....	87
Figura 2.39. Trampa de Diablos vandalizada.....	89
Figura 2.40. Toma clandestina en ducto de transporte.....	90
Figura 2.41. Poste de señalización de ducto de transporte.....	91
Figura 2.42. Envolvente en ducto de transporte de gas.....	93
Figura 2.43. Aspectos mínimos para la evaluación de ingeniería.....	96
Figura 2.44. Rubros mínimos del programa de mantenimiento y operación.....	97
Figura 3.1. Producción nacional e Importaciones por ducto de gas natura.....	101
Figura 3.2. Escenario base de inyecciones nacionales al SISTRANGAS.....	102
Figura 3.3. Gas natural de venteo en activos integrales.....	102
Figura 3.4. Producción de gas natural en la Zona Norte y Sur del país.....	103
Figura 3.5. Producción nacional de gas nitrógeno 2007-2017.....	104
Figura 3.6. Cantidad de gas nitrógeno reportada en la EM Cactus-Nuevo Pemex del 2015 al 2017.....	105
Figura 3.7. Cantidad de etano reportada en la EM Cactus-Nuevo Pemex del 2015 al 2017.....	105
Figura 3.8. Cantidad de metano reportada en la EM Cactus-Nuevo Pemex del 2015 al 2017.....	106
Figura 3.9. Interconexión Mayakán (Reforma, Chiapas).....	108
Figura 3.10. Reconfiguración de Estación de Compresión Cempoala (Veracruz).....	108
Figura 3.11. Interconexión Pajaritos (Coatzacoalcos, Veracruz).....	109
Figura 3.12. Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado (FSRU).....	109
Figura 3.13. Organización industrial del gas natural con la Reforma Energética de 2013.....	110
Figura 3.14. Mapa del Plan Quinquenal y Terminales de Almacenamiento de GNL.....	113
Figura 3.15. Cartera de proyectos propuesta por el CENAGAS en la Tercera Revisión del Plan Quinquenal.....	114
Figura 3.16. Poste de señalización de ducto de distribución de gas natural dentro del predio de una casa habitación.....	116
Figura 3.17. Instalación tipo de una acometida para sector residencial.....	116
Figura 3.18. Instalación de sistema de medición y regulación a usuario del sector residencial.....	116
Figura B.1. Desglose del precio del gas natural para un usuario final.....	135
Figura B.2. Zonas Tarifarias en el SISTRANGAS válidas del 1° de enero al 30 de junio de 2018.....	136
Figura D.1. Estación de registro eléctrico.....	146
Figura D.2. Aplicación de recubrimiento en zona corroída en tubería.....	147

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Especificaciones del gas natural.....	2
Tabla 1.2. Intervalos de composición de los principales componentes del Gas asociado y Gas no asociado.....	3
Tabla 1.3. Delimitación administrativa mexicana de regiones productoras.....	5
Tabla 1.4. Total de reservas probadas de Gas Natural a nivel mundial.....	6
Tabla 1.5. Sistemas integrantes del SISTRANGAS.....	8
Tabla 1.6. Kilómetros instalados de tubería en zonas geográficas de distribución.....	10
Tabla 1.7. Usuarios por kilómetro de tubería instalada.....	11
Tabla 1.8. Número total de clientes de gas natural en la República Mexicana.....	11
Tabla 1.9. Industria del GNV en el mundo.....	16
Tabla 1.10. Usos principales del gas natural.....	19
Tabla 1.11. Cantidad de combustibles típicos en la industria para generar 1 MMBTU.....	26
Tabla 2.1. Condiciones bajo las que se mide el gas natural.....	28
Tabla 2.2. Condiciones de excepción a las especificaciones de gas natural.....	29
Tabla 2.3. Métodos de prueba que deberán utilizar los laboratorios acreditados para evaluar las especificaciones que el gas natural debe cumplir.....	31
Tabla 2.4. Determinación y registro de composición del gas natural.....	32
Tabla 2.5. Elementos de memoria técnico-descriptiva.....	33
Tabla 2.6. Materiales para la construcción de tuberías.....	35
Tabla 2.7. Características de conexiones y accesorios para tuberías de acero.....	35
Tabla 2.8. Características de conexiones para tuberías de cobre.....	36
Tabla 2.9. Características de conexiones especiales y accesorios en tuberías de cobre.....	36
Tabla 2.10. Posibilidad de la ubicación de accesorios y tuberías.....	37
Tabla 2.11. Condiciones a las que se debe llevar a cabo la prueba de hermeticidad.....	40
Tabla 2.12. Factor de diseño por densidad de población (F).....	43
Tabla 2.13. Factor de eficiencia de la junta longitudinal soldada (E).....	44
Tabla 2.14. Factor de corrección por temperatura.....	45
Tabla 2.15. Profundidad mínima del lomo de la tubería al nivel del piso terminado.....	48
Tabla 2.16. Características de las EMR y EM.....	50
Tabla 2.17. Porcentaje de uniones soldadas a ser sometidas por pruebas no destructivas.....	54
Tabla 2.18. Especificaciones de la prueba de hermeticidad según el material del ducto.....	55
Tabla 2.19. Especificaciones de la prueba de hermeticidad para acometidas de servicio.....	55
Tabla 2.20. Etapas de revisión de seguridad en el pre-arranque.....	57
Tabla 2.21. Cargas externas adicionales relacionadas con el medio ambiente y condiciones operativas.....	63
Tabla 2.22. Factor de diseño por densidad de población (F).....	64
Tabla 2.23. Factor de corrección por temperatura (T).....	64
Tabla 2.24. Requisitos de prueba para ductos de acero que operan a esfuerzos tangenciales de 30% o más de la RMC.....	65
Tabla 2.25. Esfuerzo tangencial máximo permitido de la presión de prueba mediante gas o aire.....	65
Tabla 2.26. Factores usados para dividir la presión de prueba en ductos de acero operados a 689 kPa (6.8 atm) o mayor.....	66
Tabla 2.27. Profundidad mínima del lomo del ducto a la superficie.....	68
Tabla 2.28. Características a cumplir por componentes y accesorios.....	69
Tabla 2.29. Distancias máximas de ubicación de válvulas de seccionamiento.....	74
Tabla 2.30. Distancias mínimas de protección.....	77
Tabla 2.31. Requisitos generales de reguladores e instalación de los medidores.....	79
Tabla 2.32. Requerimientos del recubrimiento anticorrosivo según su lugar de aplicación.....	80
Tabla 2.33. Ancho mínimo de la franja de seguridad del sistema para alojar los ductos de transporte.....	82
Tabla 2.34. Ancho mínimo de franja de seguridad del sistema de transporte para alojar el ducto dentro de zonas urbanas.....	83

Tabla 2.35. Radio mínimo de doblado.	83
Tabla 2.36. Características del manual de operación y mantenimiento.	87
Tabla 2.37. Confirmación y revisión de la PMOP.	88
Tabla 2.38. Aspectos a evaluar en la inspección visual de las instalaciones.	89
Tabla 2.39. Características de la revisión y análisis periódicos.	89
Tabla 2.40. Intervalos mínimos de detección de fugas.	90
Tabla 2.41. Distancia mínima entre cada señalamiento.	91
Tabla 2.42. Imperfecciones o daños y su forma de reparación.	92
Tabla 3.1. Proyectos adjudicados por la CFE en el Plan Quinquenal 2015-2019.	112
Tabla B.1. Propiedades térmicas de compuestos gaseosos.	132
Tabla B.2. Composición másica y molar del gas natural.	133
Tabla B.3. Poder calorífico de combustibles de uso común.	134
Tabla B.4. Tarifas de transporte del SISTRANGAS y estampilla nacional.	135
Tabla D.1. Presiones de vapor del odorizante en función de la temperatura.	142
Tabla D.2. Requisitos necesarios para la protección contra la corrosión según el tipo de estructura.	143
Tabla D.3. Relación entre la resistividad y corrosividad del terreno.	145
Tabla D.4. Límites de inflamabilidad en porcentaje/volumen de concentración de gas en aire.	150
Tabla D.5. Métodos de detección de fugas.	151
Tabla D.6. Criterios de acción para fugas de grado 1.	154
Tabla D.7. Criterios de acción para fugas de grado 2.	155
Tabla D.8. Criterios de acción para fugas grado 3.	156

RESUMEN

Este trabajo de tesis presenta la situación actual, avances y datos prospectivos de la cadena de producción, transporte y distribución del gas natural en México, el alcance que la normatividad actual tiene sobre cada uno de estos eslabones del mercado de gas y las soluciones que recientemente han presentado las empresas privadas y gubernamentales para hacer flexible, competitiva y segura la comercialización del gas natural a nivel nacional.

En la actualidad, y derivado de la Reforma Energética sancionada por Decreto del 20 de diciembre de 2013 en el Diario Oficial de la Federación (DOF) , el mercado de gas natural en México está sufriendo constantes cambios debido a que las actividades de exploración, producción, transporte, distribución y comercialización de este hidrocarburo ya no son exclusivas de Petróleos Mexicanos (PEMEX), lo cual desató una competencia en el mercado y el paulatino acceso a este hidrocarburo para la generación de energía.

Debido a que la industria del gas natural en México se encuentra en un proceso de adaptación y de crecimiento, es una prioridad que tanto el marco normativo técnico como la regulación económica estén provistos de las herramientas y facultades necesarias tales que brinden certeza jurídica, financiera y de seguridad industrial.

La dependencia y uso del gas natural en México es un hecho que el gobierno federal considera dentro de sus análisis estratégicos prospectivos, sin embargo, al mismo tiempo prevé que la producción nacional en los años venideros no será la suficiente, ni cumplirá con la calidad mínima para satisfacer la demanda nacional; es decir, esta producción únicamente obedecerá la demanda de combustible y será cubierta solo si existe una dependencia de fuentes de suministro externas o que las Rondas de Licitación conducidas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) logren un despunte en la exploración y producción para el mediano plazo.

La normatividad actual que regula el mercado del gas natural implica acatar las siguientes normas:

- i. Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010 “Especificaciones del gas natural” para cumplir con gas de calidad,
- ii. Norma Oficial Mexicana NOM-002-SECRE-2010 “Instalaciones de aprovechamiento de gas natural” para el diseño y requisitos mínimos de seguridad de las instalaciones de aprovechamiento de gas natural,
- iii. Norma Oficial Mexicana NOM-007-ASEA-2016 “Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos” para el transporte por ducto del hidrocarburo, y
- iv. La Norma Oficial Mexicana NOM-003-ASEA-2016 “Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos” referente a la distribución de este energético.

Estas últimas dos normas fueron objeto de actualización y publicadas en agosto del 2017 y en marzo de 2018 en el DOF, derivado en gran parte del impulso que la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA) inició para afrontar y solucionar los déficits que presentaron las versiones anteriores de esas normas.

Entre los aspectos más importantes que ahora son considerados por la nueva normatividad se encuentra (i) la odorización del gas en los sistemas de transporte para los puntos vulnerables y críticos de dichos sistemas, (ii) la apertura al uso de más materiales para ductos y (iii) flexibilidad para gestionar la integridad de los ductos con diferentes procedimientos.

Recientemente PEMEX expresó, a través de una resolución de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), que lograría la reducción del alto contenido de nitrógeno en el gas natural aproximadamente para el año 2020. En este sentido, es importante considerar que la normatividad que rige la calidad del gas pudiese estar fuera de alcance.

La seguridad industrial y la protección al medio ambiente no recaen únicamente en los organismos encargados en dar cumplimiento a los marcos normativos, más bien deben de estar dentro de los alcances de las empresas y organismos que están involucrados en el manejo y uso del gas natural.



Cada permisionario debe cumplir el marco normativo actual, los órganos reguladores estar a la vanguardia para ofrecer tarifas competitivas e incentivar la inversión privada en los sectores de la industria del gas natural y los regulados responsables del transporte y distribución mantener el objetivo de crecer el mercado y acceso abierto al consumo del hidrocarburo siempre y cuando se mantenga la seguridad industrial, operativa y la protección al medio ambiente.

La información vertida y discutida en este trabajo de tesis se resume en cada uno de los capítulos siguientes:

Capítulo I. Se menciona un panorama general de la industria del gas natural y el desarrollo de ésta en México, se puntualiza en la oferta y la demanda actuales en el país y se aterriza en el comportamiento actual del mercado para la producción, transporte, distribución y comercialización del gas natural.

Capítulo II. Se analiza el alcance y características de las principales Normas Oficiales Mexicanas que rigen el marco normativo de la calidad, aprovechamiento, distribución y transporte de gas natural; el contenido de estas normas se ajustó a una secuencia de modo que su contenido es explícito y claro para que el lector localice cuál es el marco normativo técnico de esta industria.

Capítulo III. Se detalla la situación actual que se vive en el país a raíz de la Reforma Energética y se demuestra con estadísticas y con base en documentos oficiales publicados por el gobierno mexicano el alcance y aplicación de la normatividad técnica ante el nuevo mercado del gas natural.



INTRODUCCIÓN

La industria petrolera mexicana ha marcado en gran medida la historia del país debido al inmenso impacto que durante décadas la ha caracterizado en ser uno de los más importantes pilares de la economía nacional, debido a ello su objetivo ha sido cambiando en función de las decisiones políticas y las necesidades económicas del pueblo mexicano.

En particular, lo que concierne a la Industria del Gas Natural que prácticamente creció a la par de la consolidación de PEMEX tenía muy en claro el único deber de satisfacer las necesidades en materia de hidrocarburos que el pueblo mexicano requiriese; fue hasta el 20 de diciembre de 2013 con la instauración de la Reforma Energética (la Reforma) cuando se inició la más profunda transformación del sector energético de las últimas ocho décadas.

No solamente se reforzaron las facultades de planeación y la rectoría de la Secretaría de Energía (SENER), sino que se crearon nuevas instituciones y se reforzaron las ya existentes. Entre los cambios más importantes fue convertir a PEMEX y a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en Empresas Productivas del Estado (EPE) y otorgarles la libertad de asociarse con el sector privado y la autonomía técnica-administrativa de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para dar seguimiento y otorgamiento a los contratos, permisos y procesos de licitación relativos al mercado energético.

Con la Reforma, también se establecieron dos organismos públicos descentralizados el (i) Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y el (ii) Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), en este sentido y considerando que el sector eléctrico es el más intrínsecamente ligado al consumo de gas natural y que el CENAGAS es el encargado de la gestión, administración y operación del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS), el desarrollo y prospectivas de la Industria del Gas Natural se ve orientada por estos dos centros.

El mercado mexicano del gas natural se volvió abierto y con ello el incremento de la participación de empresas en las actividades de (i) producción, (ii) transporte, (iii) comercialización, (iv) almacenamiento y (v) distribución se tornó positivo, lo que significó el comienzo del cambio para una gestión en el crecimiento de la infraestructura y mercado del gas natural.

Finalmente, derivado de la Reforma, con atribuciones para regular y supervisar, en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, las instalaciones y actividades del Sector Hidrocarburos se creó la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA), que cuenta además con la capacidad de modificar, generar y emitir normatividad con alcance en sus atribuciones.

Siendo que México enfrenta un proceso de transición energética y que el mercado del gas natural es considerado como una herramienta de crecimiento económico, es mandatorio que el marco normativo sea el adecuado para asegurar la integridad de las instalaciones, operación, mantenimiento e impacto al medio ambiente que la industria del gas natural involucra.

Por lo anterior, este trabajo de tesis se enfoca a realizar un análisis detallado de las distintas normas que regulan el transporte, distribución y comercialización del gas natural mediante ductos tanto para consumo doméstico como para el consumo industrial y así conocer el alcance de las normas y su aplicación para los diferentes sectores involucrados.



OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Analizar y definir la aplicación de las normas oficiales en México para transporte, distribución y aprovechamiento del gas natural.

OBJETIVOS PARTICULARES

- Estudiar y analizar las normas oficiales para transporte de gas natural
- Conocer el alcance de las normas oficiales para distribución de gas natural
- Analizar los distintos sectores consumidores de gas natural
- Revisar los parámetros de calidad del gas natural para el consumo doméstico e industrial, y así verificar las condiciones en las que actualmente se está distribuyendo este energético para su aprovechamiento.
- Revisar el estado actual de la aplicación de las diferentes normas oficiales que regulan el gas natural.



CAPÍTULO I

ESTADO DEL ARTE DEL GAS NATURAL

El Gas Natural (GN) es un combustible, compuesto químicamente por una mezcla de hidrocarburos, en la que la mayor parte de su composición es metano (CH_4) (frecuentemente mayor al 80% mol) y en menor proporción por etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butanos (C_4), pentanos (C_5) e hidrocarburos más pesados (C_6+), resultando ser más ligera que el aire de un 35 a un 40% [1-3]. En el glosario de términos del Anexo A de este trabajo de tesis se definen los conceptos utilizados.

Aunque se tiene especificada una cantidad mínima de metano en la mezcla de GN, no sucede lo mismo con sus demás componentes, ya que una vez que el gas es sometido a una serie de procesos para su uso comercial, la concentración de éstos se encuentra en un intervalo promedio específico debido a que su composición en un alto porcentaje puede causar problemas como corrosión y disminución del poder calorífico.

Las características físico-químicas del GN que se inyecta en los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución y el que es entregado por los suministradores a permisionarios y usuarios en territorio mexicano debe cumplir con las especificaciones indicadas en la Tabla 1.1, de acuerdo con la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010 “Especificaciones del gas natural”, propiedades medidas a una presión absoluta de 101.325 kilo Pascales (kPa) y una temperatura de 288.15 Kelvin (K) [4].

Las propiedades que caracterizan al gas natural, y a la vez definen su calidad, se han ido modificando a lo largo de los años. Como se muestra en la Tabla 1.1, las especificaciones del gas natural proveniente de la zona sur del país son aplicables para tres periodos: el primero que fue vigente hasta el 31 de diciembre de 2010, el segundo del 1 de enero de 2011 al 31 de diciembre de 2012 y el tercero que aplica desde el primero de enero de 2013 hasta la fecha [4], por otro lado, para la región que no pertenece a la zona sur la lista de especificaciones entró en vigor desde la publicación de dicha norma.

Es importante resaltar que la composición indicada en la Tabla 1.1 no aplica para al gas natural que:

- Se conduce desde pozos productores hacia complejos procesadores
- Se encuentra licuado y se transporta por buques tanque a las terminales de almacenamiento de Gas Natural Licuado (GNL)
- Se maneja y almacena en dichas terminales previamente a su inyección al sistema de transporte.



Tabla 1.1. Especificaciones del gas natural [4].

Propiedad	Unidades	Zona Sur			Resto del País
		Hasta el 31 de diciembre del 2010	Del 1 de enero de 2011 al 31 de diciembre de 2012	A partir del 1 de enero de 2013	
Metano (CH ₄)-Mín.	% vol.	NA	NA	83.00	84.00
Oxígeno (O ₂)-Máx.	% vol.	0.20	0.20	0.20	0.20
Bióxido de Carbono (CO ₂)-Máx.	% vol.	3.00	3.00	3.00	3.00
Nitrógeno (N ₂)-Máx.	% vol.	9.00	8.00	6.00	4.00
Nitrógeno (N ₂)-Variación máxima diaria.	% vol.	±1.5	±1.5	±1.5	±1.5
Total de inertes (CO ₂ y N ₂)-Máx.	% vol.	9.00	8.00	6.00	4.00
Etano (C ₂ H ₆)-Máx.	% vol.	14.00	12.00	11.00	11.00
Temperatura de rocío de hidrocarburos-Máx.	°C	NA	-2 ¹	-2	-2 ¹
Humedad (H ₂ O)- Máx.	mg/m ³	110.00	110.00	110.00	110.00
Poder calorífico superior (PCS)-Mín.	MJ/m ³	35.30	36.30	36.80	37.30
Poder calorífico superior (PCS)- Max.	MJ/m ³	43.60	43.60	43.60	43.60
Índice de Wobbe (W)-Mín.	MJ/m ³	45.20	46.20	47.30	48.20
Índice de Wobbe (W)-Máx.	MJ/m ³	53.20	53.20	53.20	53.20
Índice de Wobbe (W)-Variación máxima diaria	%	±5	±5	±5	±5
Ácido sulfhídrico (H ₂ S)- Máx.	mg/m ³	6.00	6.00	6.00	6.00
Azufre total (S)- Máx.	mg/m ³	150.00	150.00	150.00	150.00

(1) En los ductos de transporte y de distribución que reciben gas natural del Sistema Nacional de Gasoductos de Pemex Gas y Petroquímica Básica (SNG), que actualmente son propiedad del CENAGAS y parte del Sistrangas, aplica el límite máximo de -2°C a partir del 1 de julio de 2011.



1.1 Localización del gas natural y tipos de gases

El GN se encuentra en el subsuelo continental o marino, y dependiendo de la interacción que tenga con el petróleo en los yacimientos se pueden clasificar de la manera siguiente [5]:

- Yacimiento asociado: El petróleo se encuentra en contacto con el gas. En estos yacimientos siempre hay gas en solución con el petróleo (gas disuelto) y de gas asociado, cuyo contenido es pobre en metano pero rico en componentes más pesados.
- Yacimiento no asociado: El yacimiento carece de petróleo, por lo que la extracción en el mismo es exclusiva de gas y de pequeñas cantidades de hidrocarburos más pesados. Este gas se clasifica como gas de casquete (gas libre).

En la Tabla 1.2 [7-9] se muestran el intervalo de composición en porcentaje molar que presentan el gas asociado y el no asociado, los valores corresponden a la composición promedio de los años 2005 al 2016 del gas que es extraído de los pozos productores en México de las cuencas del Sureste y de la cuenca de Burgos, respectivamente.

Tabla 1.2. Intervalos de composición de los principales componentes del Gas asociado y Gas no asociado [7-9].

Componente	Gas no asociado	Gas asociado
	(% mol)	
Metano	89-93	55-80
Etano	1-3	8-15
Propano	0.5-1.5	2-10
Butano	0.1-0.5	1-3
Pentano	0.1-0.5	1-12
Bióxido de carbono	0.1-1.5	0.8-1.9
Nitrógeno	0.1-0.6	0.5-18
Ácido sulfhídrico	Trazas	0.1-1.2

De acuerdo con la ubicación, tipo y condiciones de la reserva de donde es extraído el GN, la composición puede variar a manera de estar mezclado con algunos contaminantes como arena, vapor de agua, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico, mercaptanos, helio y argón [10].

Con relación a los elementos o compuestos que estén presentes en su composición el gas se puede clasificar en [5]:

- Seco: Libre de compuestos licuables e hidrocarburos más pesados, se obtiene un flujo pequeño directo de los campos y al final de las plantas de proceso.
- Húmedo: Mezcla de hidrocarburos que se obtiene del proceso del gas natural en donde fueron eliminados los compuestos que no son hidrocarburos (H_2O , CO_2 y H_2S), y cuyo contenido de componentes más pesados que el metano es en cantidades tales que permite su proceso comercial.
- Ácido: Presenta contenido de compuestos ácidos (CO_2 y H_2S) que le brindan peculiaridad ácida.



- Amargo: Contiene derivados del azufre, tales como ácido sulfhídrico, mercaptanos, sulfuros y disulfuros. Proviene directamente de los yacimientos de petróleo o de los diversos procesos de refinación.
- Dulce: Libre de H₂S, CO₂, mercaptanos y otros derivados de azufre. Generalmente se obtiene endulzando el gas húmedo amargo.
- Odorizado: Adicionado con mercaptanos.

En el caso del gas odorizado, debido a que el gas natural en su estado puro es inodoro, la regulación mexicana estipula que los distribuidores deberán adicionar un odorizante (generalmente una mezcla de mercaptanos) al gas natural para que se pueda percibir su presencia en caso de posibles fugas durante su manejo y distribución al consumidor final [4].

Actualmente, existe una serie de fuentes de las que actualmente se extrae gas y son conocidas como Recursos No Convencionales cuyas propiedades como la porosidad, permeabilidad y mecanismo de trampas de fluido difieren de las que poseen los Yacimientos o Fuentes Convencionales, además, su impacto ambiental es mucho mayor al considerar que el pozo tiene que ser estimulado mediante tratamientos de fracturamiento hidráulico, la perforación de algún pozo horizontal o pozos multilaterales para tener acceso al hidrocarburo y así finalmente obtener tasas de producción económicamente redituables, todo ello involucrando un gran impacto a la geografía del lugar, un alto uso de recursos hídricos y en ocasiones contaminación de los mantos acuíferos aledaños [11,12].

Para la clasificación de las fuentes de gas natural anteriormente mencionadas se encuentran:

- Metano asociado al carbón mineral (Coal-Bed-Methane): El término está relacionado al gas que se genera durante el proceso de carbonización y se deposita (hasta un 1.3% del total de carbón producido) en mantos de carbón comúnmente de aspecto blando y negro (bituminoso), la característica principal radica en que el hidrocarburo no ha migrado ni se ha entrampado en rocas porosas que la mayoría de las veces cubren las zonas con carbón [12].
- Hidratos de gas o Hidratos de metano: Son un peculiar comportamiento de las moléculas de gas natural (habitualmente metano), entrampadas en una estructura cristalina de hielo con la característica de formarse en climas fríos como el permafrost y aguas profundas (bajas temperaturas y altas presiones) [13].

Aunque se calculan cantidades inmensas de hidrocarburos “entrampados” en el hielo con una alta probabilidad de generar un alto beneficio económico, aún no se tienen los sistemas ni la tecnología que permitan liberar de forma constante el potencial de este recurso.

- Gas de lutita (Shale Gas): Se define como un sistema de rocas sedimentarias compuestas por arcillas compactadas y secas (rocas de lutita), cuya permeabilidad es tan baja (menores a 10 mili darcy, mD) que es necesario aplicar una fracturación hidráulica masiva y perforación horizontal del pozo para lograr el paso de una cantidad apreciable de fluido a tasas económicas redituables [13].

1.2 Clasificación de las regiones productoras de gas

En el caso de México, tanto Petróleos Mexicanos como las empresas extranjeras mantienen mayor inversión económica en la obtención de hidrocarburos provenientes de yacimientos convencionales, razón por la cual a partir de 2015 la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) es la encargada de proporcionar los datos de producción para las prospectivas de estos recursos y presentó una nueva clasificación de regiones productoras que se muestra en la Tabla 1.3 [5].



Tabla 1.3. Delimitación administrativa mexicana de regiones productoras [5].

Antes de 2015	A partir de 2015
Marina Noreste	Paleocanal de Chicontepec.
Marina Suroeste	Áreas marítimas: <ul style="list-style-type: none"> • Con tirante de agua superior a quinientos metros o Aguas Profundas. • Con tirante de agua inferior a quinientos metros o Aguas Someras.
Sur	Áreas terrestres.
Norte	Gas Natural No Asociado.

1.3 Reservas probadas de gas natural a nivel mundial

La importancia del uso de los hidrocarburos como generadores de energía ha sido un asunto vital a nivel mundial desde hace varias décadas, puesto que el petróleo y el gas son recursos no renovables, los gobiernos de cada país y las organizaciones involucradas en el sector buscan asegurar estadísticas certeras que proporcionen las reservas remanentes, consumo y producción de estos energéticos.

En la Figura 1.1 [14] se muestra un planisferio y a manera de escala de colores la cantidad de reservas probadas de gas natural por país en 2016, con base en datos recabados por la Agencia Internacional de Energía (EIA, por sus siglas en inglés). Es importante hacer notar que Rusia es la nación con la mayor cantidad de reservas probadas a nivel mundial, siendo 1,688 billones de pies cúbicos (1×10^{12} pies cúbicos), seguida por Irán y Qatar con 1,201 y 866 billones de pies cúbicos, respectivamente.



Figura 1.1. Reservas probadas totales de Gas Natural a nivel mundial (2016) [14].

La compañía British Petroleum (BP) presenta en su portal oficial de internet una estimación de las reservas probadas a nivel mundial, en la Tabla 1.4 [15] se muestra una comparación de la cantidad de gas natural en reservas probadas a finales de los años 1995, 2005, 2014 y 2015; estos datos son por país, por región y el porcentaje de impacto que estas dos categorías tienen en las reservas probadas mundiales.

Además, en la misma Tabla 1.4 [15] se muestra la relación Reservas-Producción (R/P) que proyecta el tiempo restante, en años, que las reservas durarían si la producción se mantuviera en la misma tasa de producción que el año inmediato anterior.

Por ejemplo, Venezuela es un país que a finales del año 2015 contaba con 198.4 billones de pies cúbicos en sus reservas probadas, ese valor fue dividido entre la tasa de producción promedio del año 2014 y se obtuvo un cociente igual a 173.2, valor que refleja al país en una situación de disponibilidad de gas natural por más de 170 años, aunque es de importancia resaltar que ese valor no refleja muchos aspectos como la situación económica, social ni la infraestructura instalada en el país [15].

Tabla 1.4. Total de reservas probadas de Gas Natural a nivel mundial [15].

	Al final de 1995 Billones de metros cúbicos	Al final de 2005 Billones de metros cúbicos	Al final de 2014 Billones de metros cúbicos	Al final de 2015			
				Billones de metros cúbicos	Billones de pies cúbicos	Porcentaje del total	Relación R/P
EE. UU.	4.7	5.8	10.4	10.4	368.7	5.6%	13.6
Canadá	1.9	1.6	2.0	2.0	70.2	1.1%	12.2
México	1.9	0.4	0.3	0.3	11.4	0.2%	6.1
Total Norte América	8.5	7.8	12.8	12.8	450.3	6.8%	13.0
Argentina	0.6	0.4	0.3	0.3	11.7	0.2%	9.1
Bolivia	0.1	0.8	0.3	0.3	9.9	0.2%	13.5
Brasil	0.2	0.3	0.5	0.4	15.0	0.2%	18.5
Colombia	0.2	0.1	0.1	0.1	4.8	0.1%	12.2
Perú	0.2	0.3	0.4	0.4	14.6	0.2%	33.1
Trinidad & Tobago	0.3	0.5	0.3	0.3	11.5	0.2%	8.2
Venezuela	4.1	4.3	5.6	5.6	198.4	3.0%	173.2
Otros Países Sur y Centro América	0.2	0.1	0.1	0.1	2.2	♦	24.0
Total Sur y Centro América	5.9	6.9	7.6	7.6	268.1	4.1%	42.5
Azerbaiyán	n/a	0.9	1.2	1.1	40.6	0.6%	63.2
Dinamarca	0.1	0.1	†	†	1.1	♦	6.7
Alemania	0.2	0.2	†	†	1.4	♦	5.4
Italia	0.3	0.1	†	†	1.6	♦	7.3
Kazajistán	n/a	1.3	0.9	0.9	33.1	0.5%	75.7
Holanda	1.6	1.3	0.7	0.7	23.8	0.4%	15.7
Noruega	1.4	2.4	1.9	1.9	65.6	1.0%	15.9
Polonia	0.1	0.1	0.1	0.1	3.3	0.1%	23.1
Rumania	0.4	0.6	0.1	0.1	3.9	0.1%	10.7
Rusia	31.1	31.2	32.4	32.3	1139.6	17.3%	56.3
Turkmenistán	n/a	2.3	17.5	17.5	617.3	9.4%	241.4
Ucrania	n/a	0.7	0.6	0.6	21.3	0.3%	34.7
Reino Unido	0.7	0.5	0.2	0.2	7.3	0.1%	5.2
Uzbekistán	n/a	1.2	1.1	1.1	38.3	0.6%	18.8
Otros Países Europa y Eurasia	0.3	0.2	0.2	0.2	7.0	0.1%	31.4
Total Europa y Eurasia	40.2	43.0	57.0	56.8	2005.1	30.4%	57.4
Bahréin	0.1	0.1	0.2	0.2	6.1	0.1%	11.1
Irán	19.4	27.6	34.0	34.0	1201.4	18.2%	176.8
Iraq	3.4	3.2	3.7	3.7	130.5	2.0%	*
Israel	†	†	0.2	0.2	6.4	0.1%	21.9
Kuwait	1.5	1.6	1.8	1.8	63.0	1.0%	119.1
Omán	0.5	1.0	0.7	0.7	24.3	0.4%	19.7
Qatar	8.5	25.6	24.5	24.5	866.2	13.1%	135.2
Arabia Saudita	5.5	6.8	8.3	8.3	294.0	4.5%	78.2
Siria	0.2	0.3	0.3	0.3	10.1	0.2%	66.0
Emiratos Árabes Unidos	5.9	6.1	6.1	6.1	215.1	3.3%	109.2
Yemen	0.3	0.3	0.3	0.3	9.4	0.1%	100.0
Otros países del Medio Oriente	†	†	†	†	0.2	♦	44.9
Total Medio Oriente	45.3	72.6	80.1	80.0	2826.6	42.8%	129.5
Argelia	3.7	4.5	4.5	4.5	159.1	2.4%	54.3
Egipto	0.6	1.9	1.8	1.8	65.2	1.0%	40.5
Libia	1.3	1.3	1.5	1.5	53.1	0.8%	118.0
Nigeria	3.5	5.2	5.1	5.1	180.5	2.7%	102.1
Otros Países en África	0.8	1.2	1.2	1.1	38.8	0.6%	53.9
Total África	9.9	14.1	14.1	14.1	496.7	7.5%	66.4
Australia	1.2	2.2	3.5	3.5	122.6	1.9%	51.8
Bangladesh	0.3	0.4	0.2	0.2	8.2	0.1%	8.7
Brunei	0.4	0.3	0.3	0.3	9.7	0.1%	21.7
China	1.7	1.6	3.7	3.8	135.7	2.1%	27.8
India	0.7	1.1	1.4	1.5	52.6	0.8%	50.9
Indonesia	2.0	2.5	2.8	2.8	100.3	1.5%	37.8
Malaysia	2.3	2.5	1.2	1.2	41.3	0.6%	17.1
Myanmar	0.3	0.5	0.5	0.5	18.7	0.3%	27.0
Paquistán	0.6	0.9	0.5	0.5	19.2	0.3%	12.9
Papúa Nueva Guinea	†	†	0.2	0.1	5.0	0.1%	14.3
Tailandia	0.2	0.3	0.2	0.2	7.8	0.1%	5.5
Vietnam	0.1	0.2	0.6	0.6	21.8	0.3%	57.9
Otros Países de Asia Pacífico	0.4	0.4	0.3	0.3	9.9	0.2%	15.8
Total Asia Pacífico	10.1	13.0	15.4	15.6	552.6	8.4%	28.1
Total Mundial	119.9	157.3	187.0	186.9	6599.4	100.0%	52.8
Del cual: OCDE **	14.5	14.9	19.7	19.6	690.8	10.5%	15.1
No perteneciente a la OCDE	105.4	142.4	167.3	167.3	5908.6	89.5%	74.5
Unión Europea	3.6	3.0	1.3	1.3	46.0	0.7%	10.8
Comunidad de Estados Independientes	31.1	37.6	53.7	53.6	1891.3	28.7%	71.3

*Más de 500 años.

† Menor a 0.05.

♦ Menor a 0.05%.

n/d No disponible.

** OCDE= Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos.

Notas: 1. La certeza de las Reservas Probadas puede ser corroborada en el futuro a partir de yacimientos conocidos bajo las condiciones económicas y operativas existentes de ese momento. Las series de datos que British Petroleum (BP) da a conocer no necesariamente cumple con las definiciones, mandatos y prácticas utilizadas para la determinación de reservas probadas a nivel empresa o país, por ejemplo, según lo publicado por la Comisión de Valores de Estados Unidos, los datos proporcionados por BP son meramente opinión de las reservas probadas reales de cada país.

2. La relación Reservas-Producción (R/P) representa la cantidad de tiempo restante que las reservas durarían si la producción se mantuviera en la misma tasa que el año inmediato anterior. 3. Las series de datos se han compilado utilizando fuentes oficiales primarias e información de terceros como lo son la CEDIGAZ y la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP)



En la Figura 1.2 [15] se puntualiza la información referente a los años remanentes disponibles que se tenían por región en 2015, dónde destaca que el Medio Oriente y Norte América son las zonas con la mayor y la menor relación reservas-producción, con 129.5 y 13 años, respectivamente.

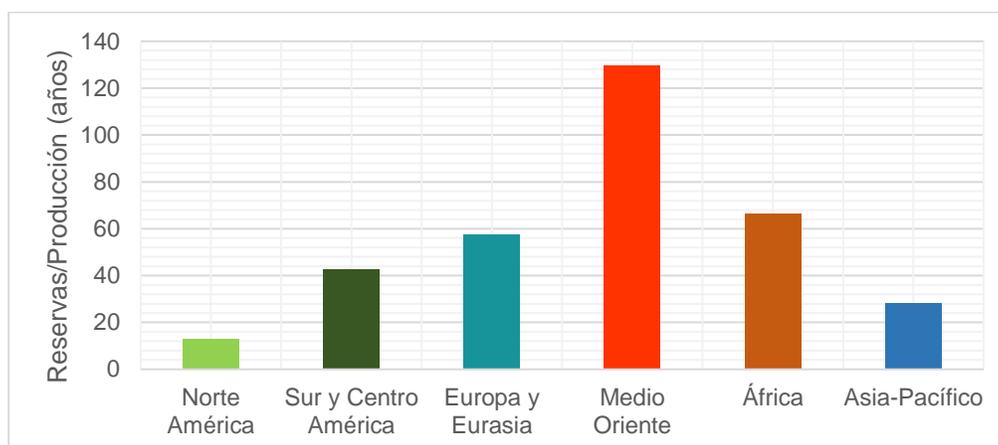


Figura 1.2. Relación Reservas-Producción por región (2015) [15].

1.4 Reservas remanentes totales en México

Las reservas remanentes totales al 1° de enero de 2016, alcanzaron un volumen de 31,904.7 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc). De ese volumen total, 22,421.6 MMMpc fueron de reservas de gas natural asociado y 9,483.1 MMMpc de gas no asociado [5].

En lo relativo a las reservas probadas la República Mexicana, según datos proporcionados por la CNH al 1° de enero de 2016, se ubicaron en 12,651.4 MMMpc, de éstas la mayor cantidad se concentró en áreas terrestres con un volumen de 6,501.2 MMMpc, seguida de aguas someras con 5,631.6 MMMpc y finalmente en aguas profundas con 518.7 MMMpc.

En la Figura 1.3 [5] se muestra un desglose de las reservas remanentes totales, de las cuales desafortunadamente se tuvo un decremento general de 41.9% con respecto de 2015, cuyo comportamiento que en gran parte está sustentado en la caída de los precios del petróleo y la restricción del presupuesto para exploración e inversión en el campo del GN.

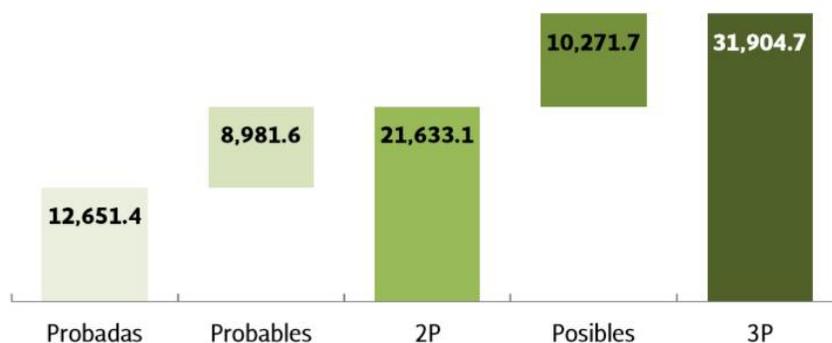


Figura 1.3. Reservas remanentes totales de gas natural por categoría al primero de enero de 2016[5]. (Miles de millones de pies cúbicos)

Como resultado de conocer el valor de las reservas, una empresa puede lograr su estabilidad, incrementar su competencia en el mercado nacional e internacional y contar con una óptima planeación comercial. Aunado a ello, la elaboración de memorias estadísticas permite actuar ante cualquier situación financiera de manera sensata, segura y organizada.

1.5 Infraestructura y penetración en México

El 17 de octubre de 2014, la CRE emitió la Resolución RES-481-2014 en la que otorga al CENAGAS el Permiso Provisional como Gestor Independiente del SISTRANGAS. En dicha Resolución, la CRE informa que para efectos de que el Gestor Independiente cumpla con su objeto, se entenderá que el anteriormente denominado Sistema de Transporte Nacional Integrado (STNI) pasará a conformar el SISTRANGAS.

Con base en ello, el SISTRANGAS (que es la única red de gasoductos integrada y la de mayor extensión en todo el país) está integrado por los siguientes siete sistemas, con las siguientes características mostradas en la Tabla 1.5 [6]:

Tabla 1.5. Sistemas integrantes del SISTRANGAS [6].

	Sistema	Longitud (km)	Año de integración al STNI (ahora Sistrangas)
1	Sistema Nacional de Gasoductos (SNG)	8,867.0	N.A
2	Gasoductos de Tamaulipas (GdT)	114.2	Septiembre 2010
3	Gasoductos del Bajío (GdB)	204.2	Agosto 2011
4	Gasoductos del Noreste (GdN o Ramones Fase I)	116.4	Diciembre 2013
5	Gas Natural del Noroeste (GNN)	172.5	Junio 2014
6	TAG Pipelines Norte (TPN o Ramones Fase II Norte)	446.8	Diciembre 2014
7	TAG Pipelines Sur (TPS o Ramones Fase II Sur)	291.5	Diciembre 2014
Longitud total de sistemas integrados		10,212.6	

Hasta septiembre de 2017, el SNG que es el sistema con mayor longitud de los siete que conforman al Sistrangas estaba dividido en 13 sectores estratégicos para efectos de operación y mantenimiento, los cuales son mostrados en la Figura 1.4 [6]:

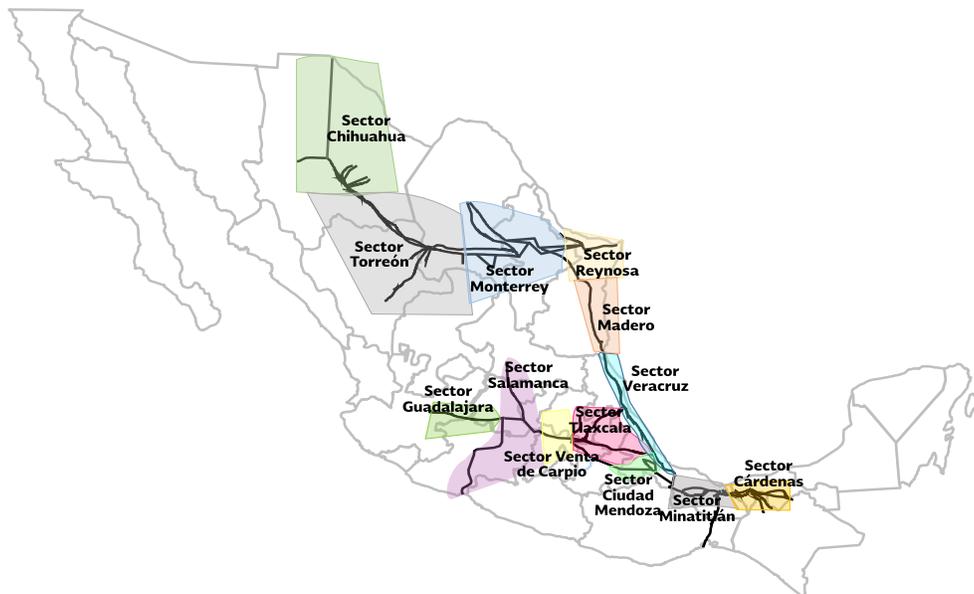


Figura 1.4. Sectores que componían al SNG hasta septiembre de 2017 [6].

Sin embargo, a partir de octubre de ese año pasó a ser dividido en 4 regiones como se muestra en la Figura 1.5 [6]:



Figura 1.5. Regiones en las que se divide el Sistema Nacional de Gasoductos [6].

En el mapa de la Figura 1.6 [5] se muestra la distribución física a lo largo del territorio nacional de la infraestructura del SISTRANGAS, haciendo diferencia entre la administración del sector privado y el Sistrangas cuya capacidad de transporte es gestionada por CENAGAS es su papel como Gestor Técnico.

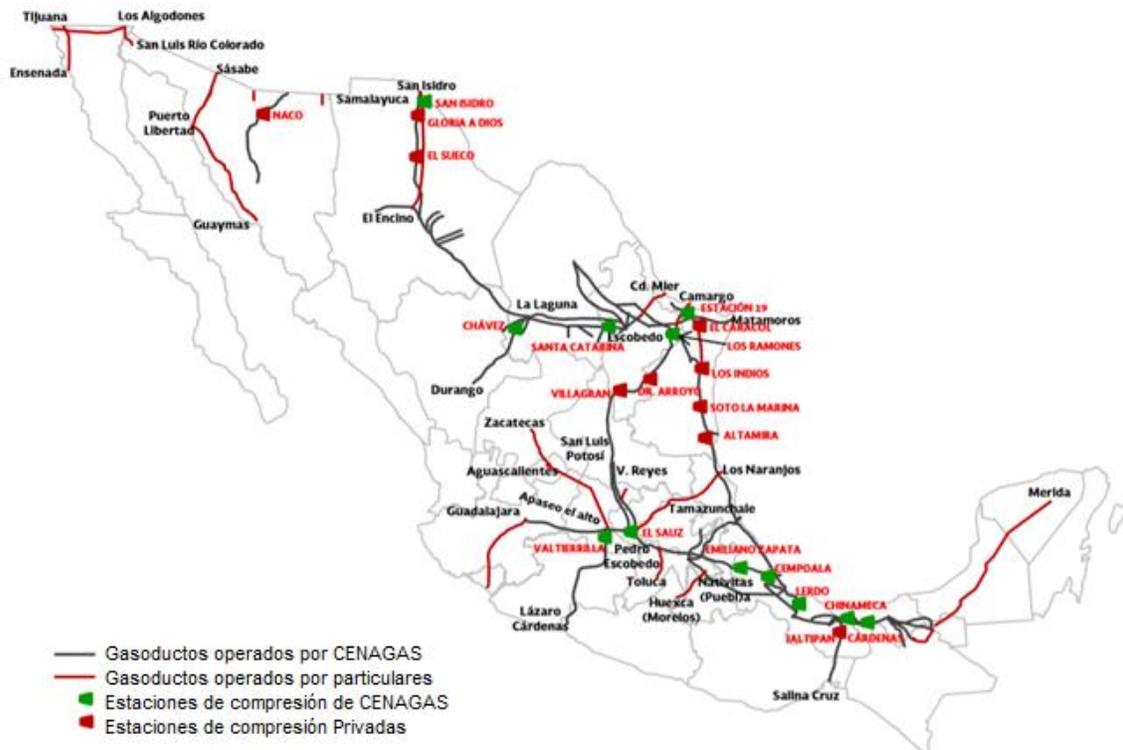


Figura 1.6. Infraestructura de gasoductos, 2016 [5].

1.6 Distribución de gas natural a nivel comercial y residencial

En el caso de la distribución por ducto a usuarios finales, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) es la encargada de buscar e incentivar las inversiones en el mercado al menudeo, además, es responsable de toda la red de distribución que cuenta con una longitud acumulada de 51,347.4 km y una cobertura de 3.2 millones de usuarios distribuidos en varios estados de la república. Los grupos empresariales dueños de los permisos actuales para distribución de gas natural son seis [16]:

- Compañía mexicana de gas
- Compañía nacional de gas
- IENOVA – ECOGAS México
- Gas natural México (Fenosa)
- Gas natural de Juárez
- GDF SUEZ energía de México.

En la Figura 1.7 [16], que es una representación gráfica de la Tabla 1.6 [16], se aprecia que prácticamente las compañías Gas natural Fenosa y GDF Suez energía de México tienen bajo su cargo más del 70% del total de 39803.69 km instalados de tubería en todo el país. La información anterior corresponde a una actualización hasta noviembre de 2014.

Tabla 1.6. Kilómetros instalados de tubería en zonas geográficas de distribución [16].

Grupo Empresarial	Kilómetros	%
Compañía Mexicana de gas	2,836.00	7
Compañía Nacional de gas	726.91	2
IEOVA-ECOGAS México	3,463.36	9
Gas natural Fenosa	17,831.73	45
Gas natural de Juárez	4,438.38	11
GDF Suez energía de México	10,507.31	26
TOTAL	39,803.69	100

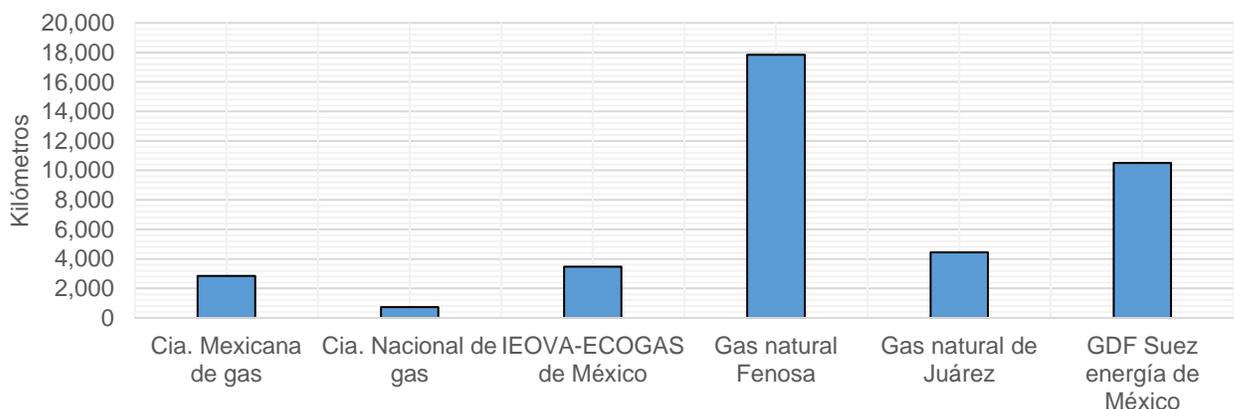


Figura 1.7. Kilómetros de tubería instalada (acero y polietileno) [16].

En lo que concierne a la relación de usuarios por kilómetro de tubería instalada de cada compañía distribuidora, se muestra en la Tabla 1.7 [16] (y en la Figura 1.8) [16] que Gas natural Fenosa tiene la mejor relación pues por cada kilómetro de tubería instalado 77 usuarios se benefician del servicio, por

otro lado, la Compañía Nacional de Gas presenta la relación más baja con 17 usuarios beneficiados por cada kilómetro de tubería instalado.

Tabla 1.7. Usuarios por kilómetro de tubería instalada [16].

Grupo empresarial	Usuarios/km	%
Cia. Mexicana de gas	44	18
Cia. Nacional de gas	17	7
IEOVA-ECOGAS México	30	12
Gas natural Fenosa	77	31
Gas natural de Juárez	39	16
GDF Suez energía de México	39	16
TOTAL (Promedio)	246	100

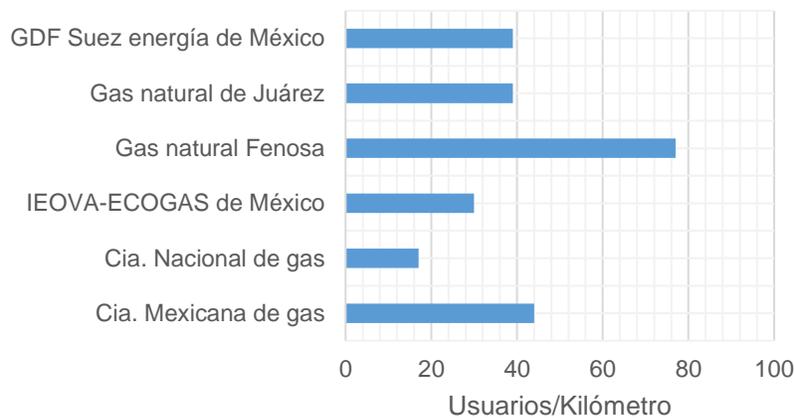


Figura 1.8. Usuarios/km de tubería instalada [16].

Los datos mostrados en la Tabla 1.8 [16] permiten apreciar que el total de clientes de gas natural en México era de 2, 208,424 hasta noviembre de 2014. De esa cantidad de clientes, se tiene que Gas natural Fenosa es el principal operador de distribución de gas natural en México (Figura 1.8) [16], contando con el mayor número de usuarios, esto debido a que la empresa presta servicios a ocho estados del país, incluyendo a la Ciudad de México y lidera la distribución en la zona metropolitana de Monterrey que es la principal ciudad consumidora de este recurso en el país [5].

Tabla 1.8. Número total de clientes de gas natural en la República Mexicana [16].

Grupo Empresarial	Clientes	%
Cia. Mexicana de gas	124,981	6
Cia. Nacional de gas	12,404	1
IEOVA-ECOGAS México	120,845	5
Gas natural Fenosa	1,365,853	62
Gas natural de Juárez	175,174	8
GDF Suez energía de México	409,167	19
TOTAL	2,208,424	100

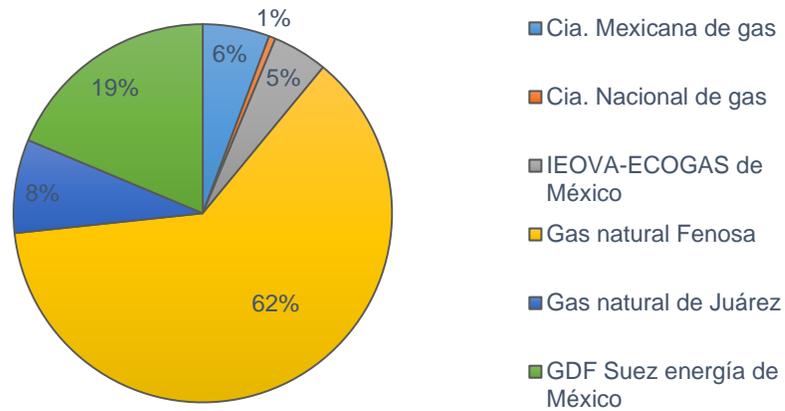


Figura 1.9. Porcentaje del número total de clientes administrado por cada grupo empresarial [16].

1.7 Consumo y producción de gas natural

Según datos proporcionados por la EIA, en 2015, la producción mundial de gas natural alcanzó un volumen de 3,590 mil millones de metros cúbicos (MMMm³), cifra que representa un 2% de incremento con respecto al año 2014; sin embargo, más de la mitad de esta cantidad era aportada únicamente por el top de los cinco países más productores (Estados Unidos de América., Rusia, Irán, Qatar y Canadá). Además, se sabe que la industria del gas natural aún no tiene tanta penetración como el mercado del petróleo, ya que el consumo mundial aún se encuentra concentrado en pocos países como Estados Unidos de América (EUA), Rusia, China, Irán, Japón y Canadá [17].

En la Figura 1.10 [17] dónde se muestra la producción de gas natural en EUA., Canadá y México, (en Miles de toneladas de petróleo equivalente, Mtpe) y en la Figura 1.11 [17], en dónde se muestra el consumo del gas natural en la misma región. Es apreciable que para el caso de Canadá y México, se logró un ligero incremento en el desarrollo de estas dos categorías desde 1973 hasta 2013, por otro lado, los EUA han desatado un incremento exponencial tanto en producción, debida a las grandes reservas de *shale gas* que poseen, como en consumo.

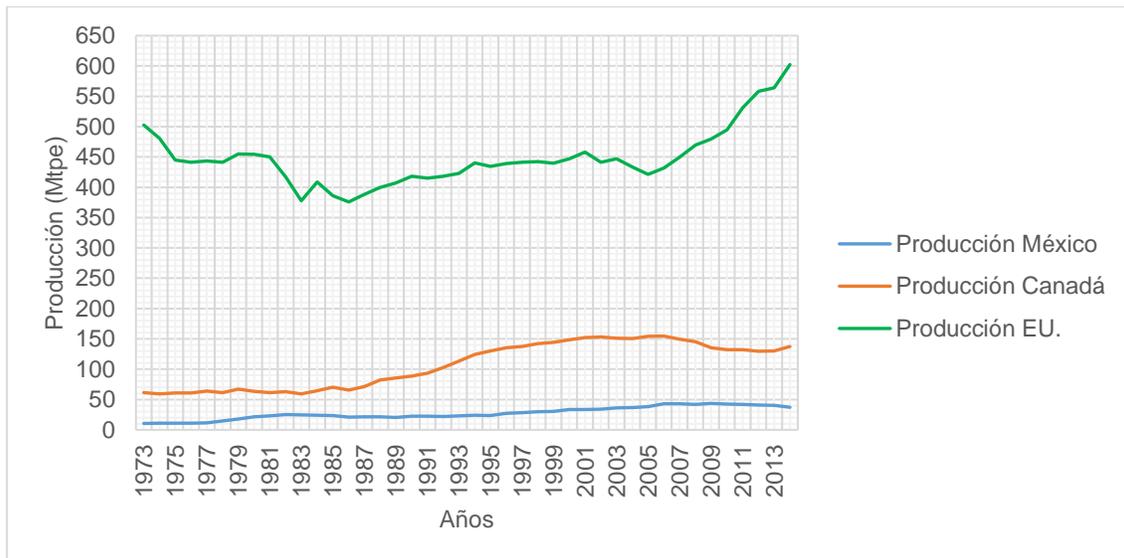


Figura 1.10. Producción de gas natural en Norte América [17].

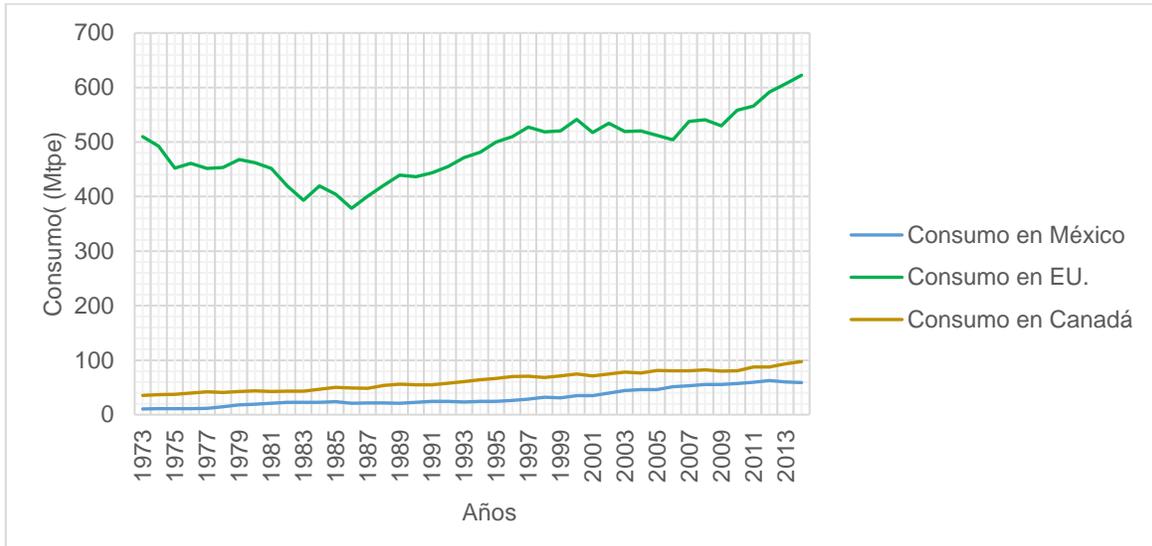


Figura 1.11. Consumo de gas natural en Norte América (Mtpce) [17].

1.7.1 Demanda de Gas Natural en México

A pesar de la situación económica que el país enfrenta y del proceso de transición con respecto a la Reforma Energética en el cual se encuentra, en 2015 la demanda de combustibles fósiles a nivel nacional alcanzó un volumen de 17,115 millones de pies cúbicos de gas natural equivalente (MMpcdgne), lo que representó un incremento de 1.7% con respecto de 2014. Del total de esta demanda, el gas natural tuvo una participación de 43.8%, con un volumen de 7,504.1 MMpcd.

En la Figura 1.12 [5] se detalla y amplía la información sobre la distribución del uso de Gasolina, Diésel, Combustóleo, Gas Licuado de Petróleo (Gas L.P.), Carbón y Coque de petróleo [5].

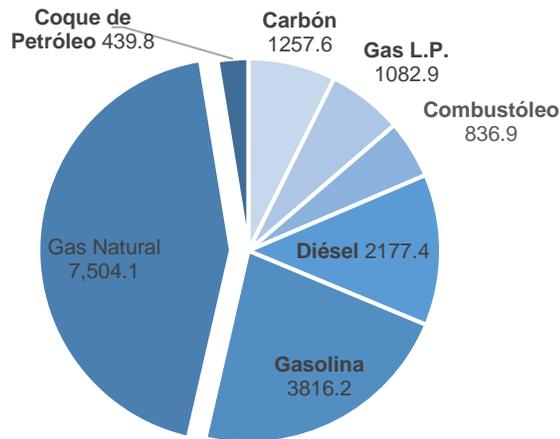


Figura 1.12. Demanda nacional de combustibles, 2015 [5].
(Millones de pies cúbicos diarios de gas natural equivalente)

Para el año 2016, la demanda de gas natural se incrementó en 4.1% con respecto a 2014. De todos los sectores involucrados únicamente el petrolero no presentó un incremento (disminuyó 3.3%) con respecto de 2014. La Figura 1.13. [5] permite apreciar que el Sector Eléctrico Público se encuentra como líder en la utilización del gas natural, incentivado principalmente por las políticas actuales y la participación directa de la CFE en la licitación para distribución y transporte de este hidrocarburo [5].

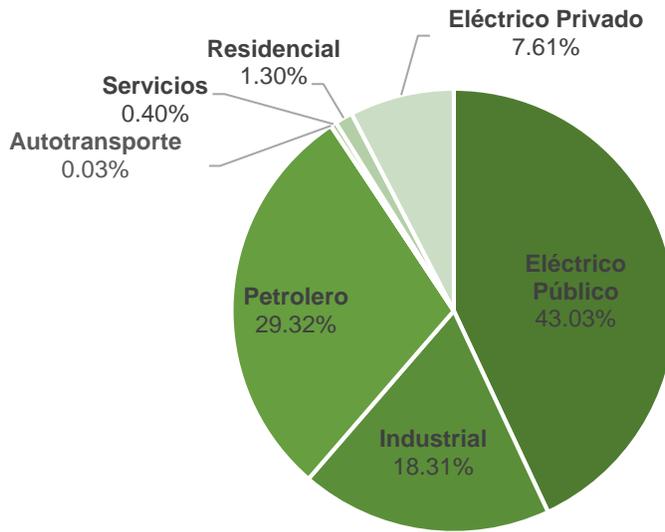


Figura 1.13. Demanda nacional de gas natural por sector, 2015 [5].

Un análisis realizado por la EIA representado en la Fig. 1.14 [17] confirma que la industria del gas natural mexicano ha ido aumentando una estrecha relación con la generación de energía eléctrica, el trabajo entre las dos industrias refleja que tanto sector público y sector privado mantienen e incrementan inversiones.

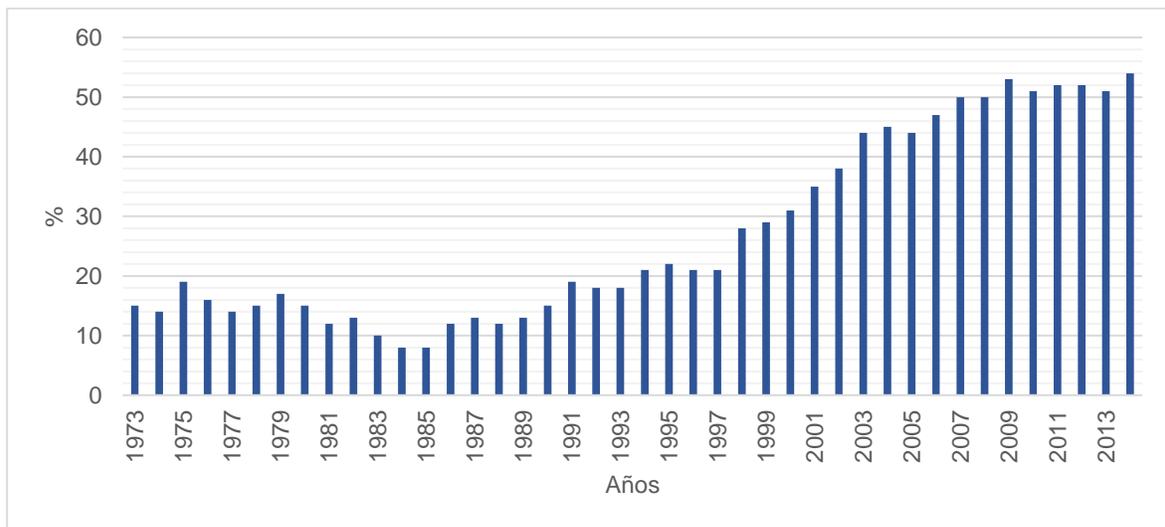


Figura 1.14. Porcentaje de gas natural utilizado en el sector eléctrico del total del consumo (1973-2014) [17].

1.7.2 Demanda de Gas Natural por sector

1.7.2.1 Sector Eléctrico

El sector que utiliza gas natural para generar electricidad, mostró una demanda total en 2015 de 5,494.4 mmpcdgne, de ese volumen total 3,797.6 mmpcdgne corresponden al uso del gas natural cuya demanda incrementó 8.5% respecto del año 2014.

En la Figura 1.15 [5] se muestra la demanda nacional de combustibles, donde el Gas Natural es el que menos impacto ambiental genera; sustentado en ello y a la alta disponibilidad de gas en 2015, la CFE reportó el uso de 2,200 MMpcd para la operación de sus centrales de generación [5].

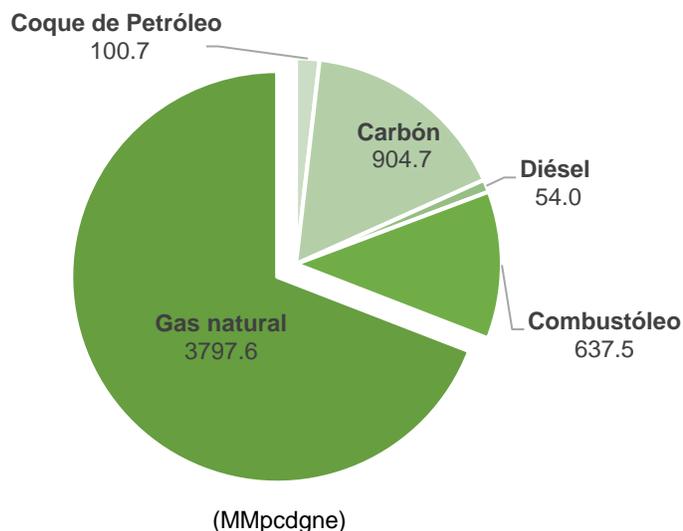


Figura 1.15. Demanda nacional de combustibles sector eléctrico, 2015 [5].

El GN en este sector ofrece las mejores oportunidades en términos económicos, aumento de rendimiento y reducción de impacto ambiental. Estas ventajas pueden lograrse tanto en las grandes centrales termoeléctricas como en las de menor generación de voltaje.

Las vías de demanda de GN en el sector eléctrico son principalmente:

- **Central de ciclo combinado de gas:** El proceso se basa en la producción de energía a través de dos ciclos diferentes, uno con turbina de gas y otro con turbina de vapor. El calor no utilizado por uno de los ciclos se emplea como fuente de calor del otro, de esa forma los gases calientes de escape del ciclo de turbina de gas entregan la energía necesaria para el funcionamiento de vapor acoplado.

Estas centrales no solamente permiten un uso óptimo del gas natural, también generan excesos de energía que puede ser utilizada para calefacción a distancia y para la obtención de vapor de proceso.

- **Plantas de Cogeneración:** Es la producción simultánea de energía eléctrica y energía térmica utilizando como único combustible el GN. Las plantas de cogeneración producen estas dos energías para aplicaciones descentralizadas y con una elevada eficiencia en las transformaciones energéticas y con mínima generación de gases contaminantes.

Una planta de este tipo está compuesta por un motor de combustión interna o una turbina de gas que acciona un alternador (generador eléctrico) y por una serie de intercambiadores de calor o calderas que aprovechan al máximo la energía a partir de las altas temperaturas que poseen los gases de combustión.

Otra ventaja de la intensa creación de centrales de este tipo resulta significativa en la menor cantidad de agua que se utiliza en el proceso, ya que la turbina de gas no precisa de refrigeración alguna y únicamente se requiere agua para el ciclo de vapor.

1.7.2.2 Sector Autotransporte

Una de las aplicaciones que ha estado revolucionando el uso del GN a nivel mundial es el Gas Natural Vehicular (GNV), esto debido en gran parte a los beneficios económicos y medio ambientales que genera el utilizarlo como combustible automotor.

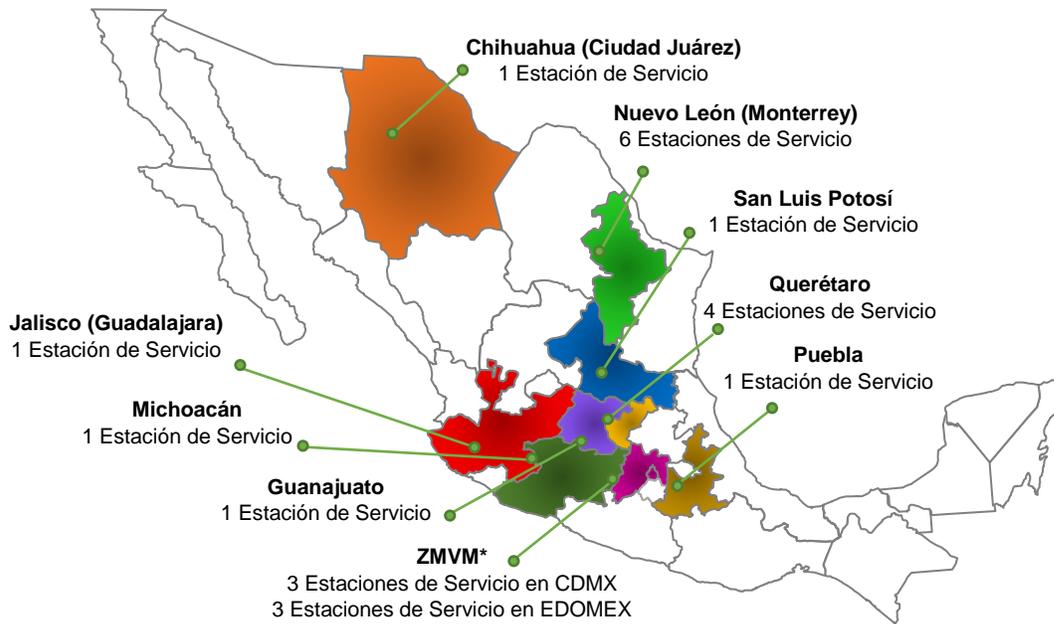
En la Tabla 1.9 se muestra el impacto que se logró hasta el año 2016 en torno al uso del GNV, tanto potencias mundiales como países en desarrollo aprovechan sus reservas y con apoyo de sus gobiernos se refuerza el compromiso para reducir la huella de carbono mediante esta vertiente de uso [18].

Tabla 1.9. Industria del GNV en el mundo [18].

País	Vehículos Convertidos	Estaciones de Servicio	% que representan los vehículos a GNV del total del parque vehicular de ese país
Irán	4,000,000	2,300	23.76
China	3,994,350	6,502	4.13
Pakistán	3,700,000	3,330	64.71
Argentina	2,500,000	1,950	19.24
India	1,800,000	936	1.53
Brasil	1,781,676	1,805	5.20
Italia	885,300	1,080	2.61
Colombia	500,000	780	9.30
Ucrania	450,000	400	5.76
Perú	360,000	230	9.49
Estados Unidos	187,735	1,120	0.05
México	8,000	22	0.03

Aunque México es un territorio prometedor para la inversión en esta industria, con doce años de experiencia en el GNV las redes y estaciones de suministro están aún en un periodo de desarrollo razón por la cual únicamente se encontraban en operación 22 estaciones de servicio hasta finales de 2016.

En la Figura 1.16 [19] se puede observar la distribución de estas estaciones de servicio a lo largo del territorio nacional, es importante notar que la zona Metropolitana de Monterrey cuenta con el mayor número de estaciones de servicio debido al constante aumento del número de habitantes y del parque vehicular, la relativa cercanía con los EUA (País al que México le importa más volumen de gas natural) y a las grandes redes que facilitan la distribución en esa zona geográfica.



*ZMVM: Zona Metropolitana del Valle de México.

Figura 1.16. Cobertura de la industria del GNV en México [19].

En la Figura 1.17 [5] se muestra la participación que tuvo el Gas Natural Vehicular (GNV) durante el 2015 representada con 0.04% respecto de la demanda total de combustibles de este sector

cuantificada en 5,783.7 MMpcdgne. Este sector es el menos incentivado, ya que a pesar del gran parque vehicular que existe en la República, los vehículos utilizados actualmente con este sistema a GNV pertenecen al gobierno (por ejemplo grúas) y al sector transporte público principalmente (Camiones, vagonetas y taxis) [5].

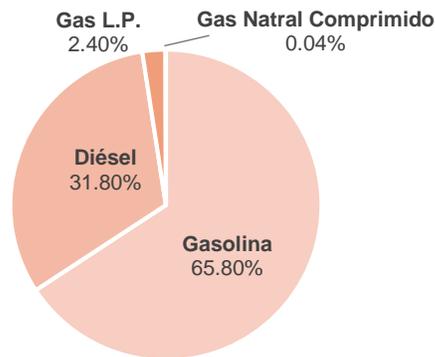


Figura 1.17. Demanda de combustibles en el sector autotransporte, 2015 [5].

1.7.2.3 Sector Industrial

El sector industrial utiliza gas natural como combustible para calentamiento en distintos procesos, para los sistemas de cogeneración y como materia prima para producir una innumerable cantidad de productos químicos, fertilizantes e hidrógeno.

En la Figura 1.18 [5] se muestra la demanda de combustibles (en 2015, un volumen total de 2,410.7 MMpcdgne), en dónde, el gas natural tiene la mayor participación porcentual (57.1%).

Las industrias que mayor volumen de gas consumieron fueron la de metales, seguido por la química y la de productos metálicos, maquinaria y equipo [5].

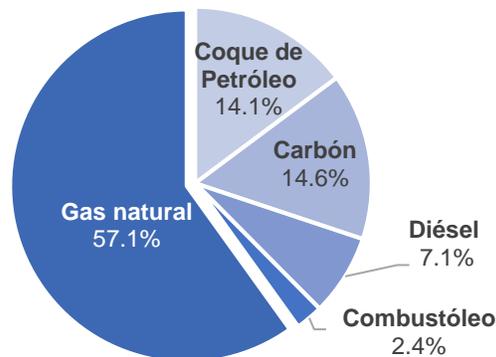


Figura 1.18. Demanda de combustibles en el sector industrial, 2015 [5].

1.7.2.4 Sector Petrolero

En este sector el combustible más demandado es el gas natural con más del 80%, esto debido a que tanto las actividades de exploración como las de producción, refinación, cogeneración y petroquímica requieren flujos continuos de gas.

En lo que respecta a la producción de petróleo en campos agotados, es común utilizar procedimientos de recuperación secundaria, que consisten básicamente en aumentar la presión del yacimiento mediante la inyección de un agente externo (gas natural para bombeo neumático) con el cual se mantiene o se aumenta el flujo de producción del petróleo.

En el sector petroquímico, el gas natural es utilizado para producir etileno, hidrógeno, azufre, negro de humo, metanol y amoníaco. Además, el amoníaco es un producto ampliamente usado como materia prima en la industria de los fertilizantes y la elaboración de otros productos, como el ácido nítrico y la urea [12].

En la Figura 1.19 [5] se muestran los porcentajes de participación de los combustibles en el sector petrolero durante el 2015, tomando como demanda total un volumen de 2,481.4 mmpcdgne [5].

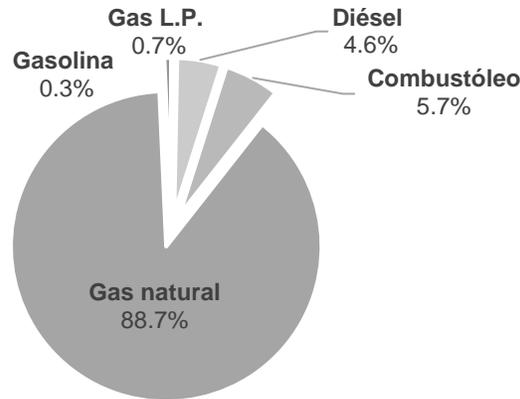


Figura 1.19. Demanda nacional de combustibles del sector petrolero, 2015 [5].

1.7.2.5 Sector Residencial

El sector residencial utiliza gas natural para calentar agua, para cocinar y para secar la ropa. En 2015, la demanda total de combustibles en este sector fue de 1,187.4 MMpcdgne de los cuales únicamente el 8.0% representan al GN [5].

De manera general, el uso de Gas L.P. domina el mercado en la mayor parte del territorio mexicano debido a la falta de infraestructura en redes de distribución para GN. Caso contrario, aproximadamente la mitad de los hogares en los Estados Unidos utilizan el gas natural para estos fines [18]. En la Figura 1.20 [5] se muestra que más de la mitad de los hogares mexicanos utilizan Gas L.P y que la Leña es aún un recurso con un porcentaje alto de uso.

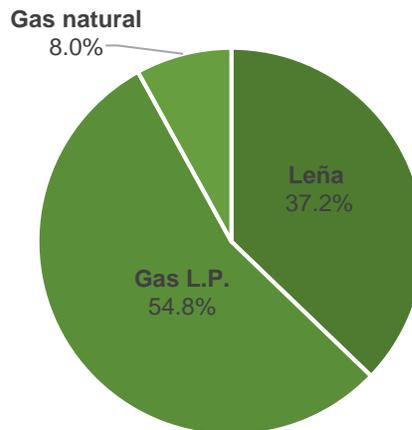


Figura 1.20. Demanda nacional de combustibles del sector residencial, 2015 [5].

1.7.2.6 Sector Servicios

Este sector es el que engloba las actividades relacionadas con los servicios no productores o transformadores de bienes materiales. Este sector en México es muy amplio debido a las pequeñas y medianas empresas que aportan un gran porcentaje de influencia en la economía nacional, sin embargo, la demanda de gas natural se encuentra poco incentivada y el acceso es, en muchas ocasiones imposible de tener.

En la Figura 1.21 [5] además de mostrar los porcentajes del uso del Gas L.P. y Gas Natural, se puntualiza que la Leña también juega un papel importante para generar energía, según datos estadísticos proporcionados por el Instituto Nacional de Geografía y Estadística (INEGI) [5].

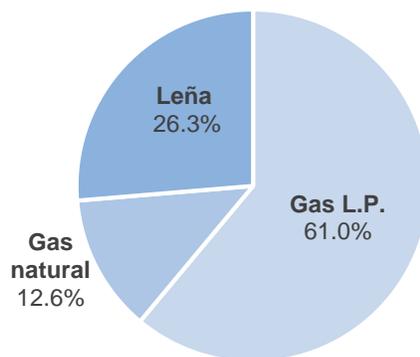


Figura 1.21. Demanda nacional de combustibles del sector servicios, 2015 [5].

En la Tabla 1.10 se muestran los principales procesos e industrias en las que el GN puede utilizarse. Como puede apreciarse, los combustibles que pueden ser sustituidos por el GN tienen en la mayoría de los casos un costo mayor y un impacto ambiental más grande.

Tabla 1.10. Usos principales del gas natural.

SECTOR	COMBUSTIBLE QUE PUEDE SUSTITUIR	APLICACIÓN/PROCESO
Industrial	<ul style="list-style-type: none"> • Carbón • Gas L.P. • Querosina • Leña • Combustóleo 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Fundición de metales ✓ Hornos de fusión ✓ Secado ✓ Industria del cemento ✓ Industrias vidrieras ✓ Industria de alimentos ✓ Generación de vapor ✓ Tratamientos térmicos ✓ Temple y recocido de materiales ✓ Cogeneración ✓ Cámaras de combustión ✓ Industria Petroquímica ✓ Sistema de Calefacción ✓ Cocción de cerámica ✓ Imprentas y editoriales.
Generación eléctrica	<ul style="list-style-type: none"> • Carbón • Querosina • Diésel 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Centrales termoeléctricas ✓ Turbogeneradores ✓ Turbocompresores ✓ Cogeneración eléctrica.
Comercial	<ul style="list-style-type: none"> • Carbón • Gas L.P. 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Aire acondicionado ✓ Operación de equipos de enfriamiento y refrigeración ✓ Cocción/Preparación de alimentos ✓ Servicio de agua caliente ✓ Incineración ✓ Calefacción central.
Residencial	<ul style="list-style-type: none"> • Gas L.P. • Querosina • Leña 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Cocina ✓ Calefacción ✓ Servicio de agua caliente ✓ Incineración de basura ✓ Aire acondicionado.
Transporte	<ul style="list-style-type: none"> • Gasolina • Diésel 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Taxis ✓ Autobuses/Vagonetas.

1.7.3 Comercio Exterior de Gas Natural

Es bien sabido que México es un país petrolero con reservas modestas de gas natural y que el Gobierno Mexicano confirma porcentajes altos en la demanda futura de gas natural; desafortunadamente el gas producido internamente no es suficiente para satisfacer las necesidades del mercado interno, razón por la cual actualmente la importación es un mercado activo.

En la Figura 1.22 [7] se representa el comportamiento de la Importación-Exportación de gas natural en México, siendo los números positivos la representación del balance total de importación mientras que los números negativos el balance de exportación.

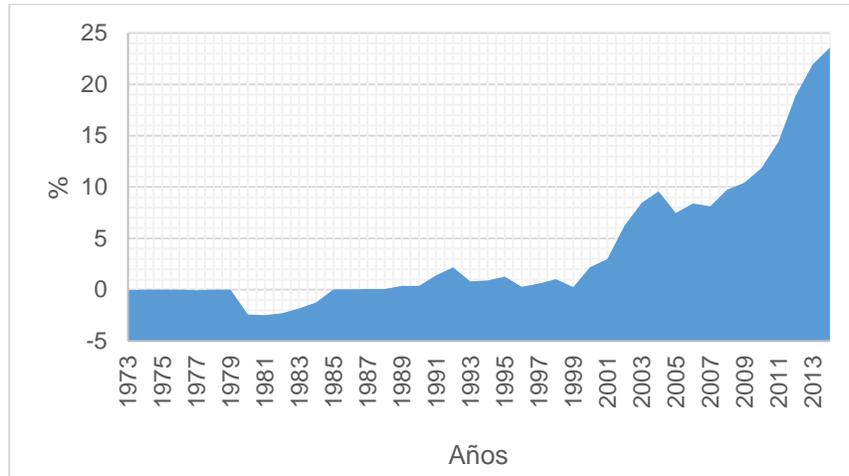


Figura 1.22. Balance total del comercio mexicano de gas natural (Mtpe) [7].

Actualmente, los EUA y México comparten tratados de comercio que favorecen la industria del gas natural. En la Figura 1.23 [5] se aprecia la red de gasoductos de internación que sirven de puntos de exportación e importación entre las dos naciones. La ventaja está sustentada en que los EUA. es uno de los países líderes en producción de GN y México incentiva nuevos puntos de conexión estratégicos en la frontera. En materia de ductos de gas natural, se cuenta con 15 puntos de internación gasífera con una capacidad aproximada de 5,000 MMpcd.

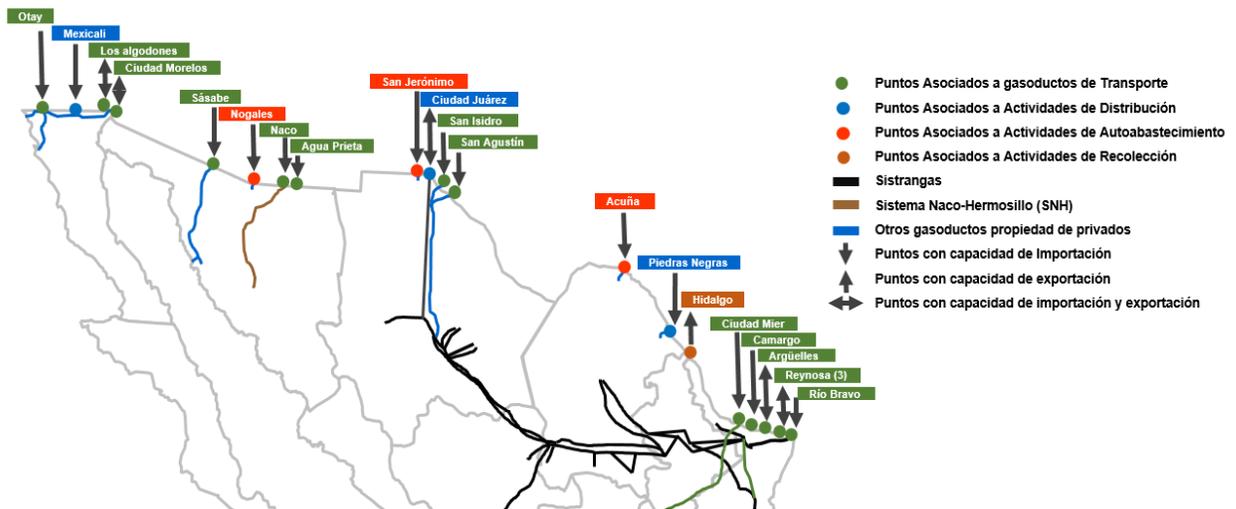


Figura 1.23. Puntos de importación y exportación México-EUA [5].

1.8 Procesos a los que es sometido el Gas Natural para su uso comercial

Las impurezas presentes en el GN extraído directamente de un yacimiento se eliminan en las plantas de tratamiento de gas, mediante el uso de solventes químicos, solventes físicos o adsorbentes.

Este gas extraído de un yacimiento es comúnmente Gas Natural Húmedo (aunque puede ser gas seco o gas dulce), al cual se le buscará separar el metano y otros gases útiles, ya sea en instalaciones cercanas al yacimiento o en una planta de procesamiento de gas natural.

Una planta de procesamiento de gas natural típicamente recibe el gas de un sistema de recolección de las tuberías de los pozos de gas y petróleo naturales. Y una vez ingresado al complejo procesador, las etapas básicas de procesamiento son:

- **Separación Gas-Hidrocarburos líquidos-Agua:** La diferencia de densidad entre estas sustancias permite una separación natural de los líquidos mezclados con el gas natural, sólo en algunos casos es necesario utilizar más de una etapa en la separación, esto es cuando las condiciones de presión, temperatura o flujo volumétrico lo ameritan. Si el gas recibido en el complejo contiene lodo o rocas, aquí quedarán detenidos.
- **Deshidratación:** En un proceso de deshidratación, se elimina hasta la mínima cantidad de agua que pueda causar la formación de hidratos indeseables y la condensación en tuberías. La forma más común de atrapar las moléculas de agua que pudiesen estar presentes en el gas es mediante mallas adsorbentes.
- **Eliminación de polvo:** Debido a las presiones utilizadas para transportar el gas a través de los equipos de proceso es posible que trazas de sólidos hayan sido arrastradas, y cuya eliminación es posible haciendo pasar el flujo a través de filtros con mallas que retendrán cualquier partícula fina.
- **Eliminación de contaminantes ácidos:** En esta etapa todos los compuestos que no son hidrocarburos son considerados contaminantes y deben de ser removidos totalmente. En el caso del gas amargo la técnica de eliminación más común es dirigir el gas a través de una columna de absorción que contengan una solución de amina (comúnmente monoetanolamina (MEA) y dietanolamina (DEA)). Las aminas dejan prácticamente al gas efluente libre de compuestos ácidos (H_2S y CO_2), además, tienen la ventaja de poseer cierta facilidad para ser regeneradas.
- **Extracción de nitrógeno:** Una vez que los compuestos ácidos se reducen a niveles aceptables, la corriente de gas natural se envía a una unidad de rechazo de nitrógeno (URN), donde usando lechos de tamiz molecular se elimina el nitrógeno hasta volúmenes permitidos en la mezcla. El nitrógeno es un compuesto con un alto valor agregado, no sólo su recuperación en las plantas de proceso es indispensable sino también su recuperación en las corrientes de reinyección en los pozos.
- **Separación de metano:** El proceso de demetanización consiste en separar de la mezcla de gas natural a una corriente individual de metano, esta operación puede lograrse mediante un proceso criogénico (aprovechando la diferencia en puntos de ebullición de los componentes).
- **Fraccionamiento:** Para esta operación la separación radica en obtener fracciones de hidrocarburos, como Gas L.P., naftas ligeras (C_{5+} : Gasolina y Turbosina) y naftas pesadas (Querosina y Gasóleos). El proceso ocurre en torres destiladoras (fraccionadoras), las cuales aprovechan el punto de ebullición de las sustancias para enriquecer los productos, ya sea por cortes de hidrocarburo o por fraccionadores particulares como lo son el deetanizador para separar etano, depropanizador para separar propano o debutanizadora para separar butanos, pentanos y compuestos más pesados.

Finalmente, este gas natural libre de compuestos más pesados y contaminantes se comprime y envía a través de tuberías a los campos de almacenamiento subterráneo o a las empresas de distribución y luego a los consumidores finales.

Actualmente existen en México 9 permisos de procesamiento, todos ellos otorgados a Pemex Transformación Industrial, de los cuales 6 Centros Procesadores de Gas son los que inyectan la molécula directamente al SISTRANGAS: (i) Burgos, (ii) Poza Rica, (iii) Matapionche, (iv) La Venta, (v) Cactus y (vii) Nuevo Pemex.



1.8.1 Industria del gas natural

El gas natural sigue un largo y sofisticado proceso descrito desde su extracción en los depósitos subterráneos hasta los hogares y los establecimientos industriales y comerciales. A todo este proceso se le denomina industria del gas natural, cuyas actividades principales son las siguientes:

1. La exploración, que comprende los trabajos para ubicar los yacimientos de gas natural en el interior de la Tierra. Para hacerlos, el hombre emplea sus conocimientos científicos y técnicos más avanzados, en los campos de la geología, geofísica, sismología, cartografía y otras disciplinas.
2. La extracción, comprende las tareas de perforación y las técnicas para extraer el gas de sus reservas naturales subterráneas y traerlo a la superficie de la Tierra.
3. La producción, es la etapa donde el gas es acondicionado para su transporte: se eliminan sus impurezas, se le separa de otros hidrocarburos y se le añade un odorizante (comúnmente una mezcla de mercaptanos) que le da un olor característico para poderlo identificar.
4. El transporte, es la actividad que permite llevar el gas natural desde los centros de producción hasta los centros de consumo, mediante la operación de sistemas de gasoductos y estaciones de compresión y medición.
5. El almacenamiento: En algunos casos el gas es almacenado en depósitos subterráneos para conservar cantidades que pueden ser utilizadas en las ocasiones donde aumenta su consumo.

Al observar la Figura 1.24 [20] referente a la Infraestructura Nacional de la Industria de Gas Natural hasta 2016, el cual incluye a los Complejos Procesadores de Gas Natural, la Red de Gasoductos, Estaciones de Compresión y Cuencas Productoras; es posible detectar que actualmente se encuentra una alta demanda de gas natural en la Industria Petroquímica reflejada en la zona de Coatzacoalcos en dónde PEMEX cuenta con sus complejos petroquímicos Morelos, Cangrejera y Pajaritos. Además, es notable la creciente inversión en la industria del gas natural en terminales de almacenamiento de GNL y estaciones de compresión.



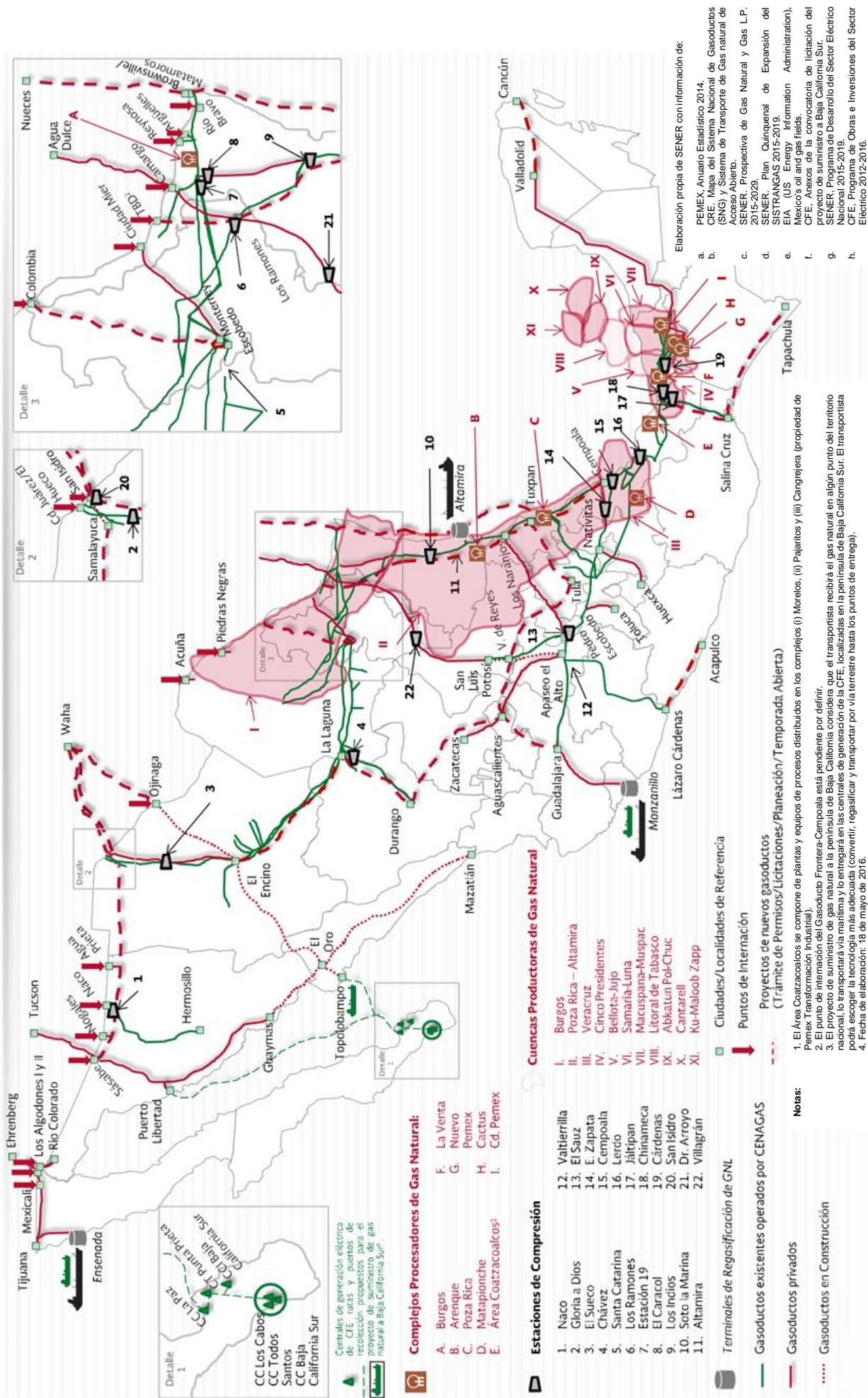


Figura 1.24. Infraestructura de la Industria del Gas Natural en México (2016) [20].



1.9 Transporte y almacenamiento del gas natural

Las industrias del transporte y almacenamiento de GN tienen alcances diferentes, sin embargo, el objetivo recae en la óptima, constante y eficaz distribución del gas a los usuarios finales. En la Figura 1.25 [21] se muestra toda la industria del GN siendo la sección de distribución la que involucra al transporte y almacenamiento.

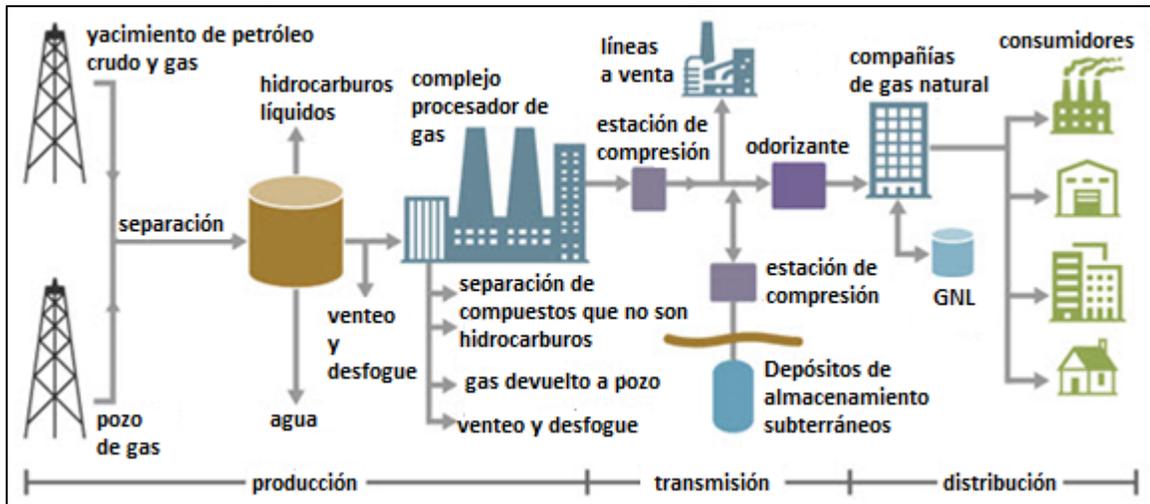


Figura 1.25. Producción y entrega de gas natural [21].

Este combustible fósil tiene la peculiaridad de ser el único combustible del cual se puede considerar su transporte como una actividad que genera ingresos económicos, es decir, una empresa puede ser únicamente transportista de gas y cobrar una tarifa por el uso de sus instalaciones (Compresores, Estaciones de Regulación, Control y Medición (EMRyC) y los propios gasoductos).

La forma tradicional y principal de transportar el gas natural es por gasoductos, que son grandes tuberías que conectan los yacimientos a las zonas de producción, plantas de procesamiento, puntos de recepción y áreas de servicio con grandes flujos volumétricos para consumidores, y para que hacerlo llegar a las comunidades en las que se utilizará como combustible, desemboca en tuberías de menor diámetro que conforman las redes y luego en pequeñas líneas de servicio que van directamente a las casas, edificios o comercios.

Aunque la principal vía de transporte es por gasoducto, actualmente el GN también se transporta como Gas Natural Licuado (GNL) en los llamados buques metaneros y camiones criogénicos y en cilindros de alta presión como gas natural comprimido (GNC), aproximadamente a 200 bar de presión [12].

Licuar el gas natural no es solamente una manera factible para mover el gas por largas distancias cuando el transporte por gasoductos no es factible, sino también una manera de almacenar en estado líquido (aproximadamente a -162°C) un volumen aproximadamente equivalente a 600 veces un volumen que ocuparía el mismo GN en su estado gaseoso.

El almacenamiento de gas natural, es una manera de asegurar el suministro suficiente y continuo a los sectores demandantes durante los períodos de alta demanda y durante los períodos con una demanda menor el almacenamiento es la mejor alternativa para no quemar o desperdiciar el excedente de volúmenes.

Descartando al GNL como vía de almacenamiento, las formas más comunes de almacenar GN son en estado gaseoso y se realiza en instalaciones subterráneas para grandes volúmenes y en tanques por encima o debajo del suelo para volúmenes más pequeños.

Existen tres tipos principales de instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas natural:

- **Yacimientos de gas o petróleo agotados:** Las rocas porosas de los yacimientos que han estado en funcionamiento durante un tiempo y que actualmente cuentan con flujos nulos o muy bajos de hidrocarburos pueden ocuparse para reinyectar corrientes de GN y mantener un volumen a la salida del pozo.

Éste tipo de almacenamiento es un desafío ya que en ocasiones no todos los pozos de un yacimiento pueden estar disponibles para la extracción de gas, con ello se restringe, por ejemplo, su utilización para el suministro de energía durante periodos de generación de electricidad con alta demanda [22].

- **Cavernas de sal:** La sal tiene diversas propiedades que la hacen actuar como un mineral hermético ideal para el almacenamiento de gas, posee una resistencia elevada y fluye plásticamente para sellar fracturas y evitar fugas en las estructuras rocosas.

Debido a que la estructura de las sales tiene una porosidad muy cercana a cero, se evita la pérdida de presión en las cavernas y se mantiene una buena presión al momento de extraer el GN. Esta manera de almacenar es la opción preferida a nivel comercial, pues se obtienen altos regímenes de inyección y producción [22].

- **Acuíferos:** Las estructuras subterráneas de acuíferos son aptas para convertirse en depósitos de almacenamiento de gas natural cuando su formación de roca sedimentaria se superpone con una de roca con cubierta impermeable.

La desventaja de utilizar este tipo de almacenamiento recae en la posibilidad de que las rocas comiencen a perder porosidad debido a fracturas en la estructura que rodea al mismo acuífero.

La Figura 1.26 [21] es una demostración gráfica de la posible ubicación de los sistemas de almacenamiento subterráneo.

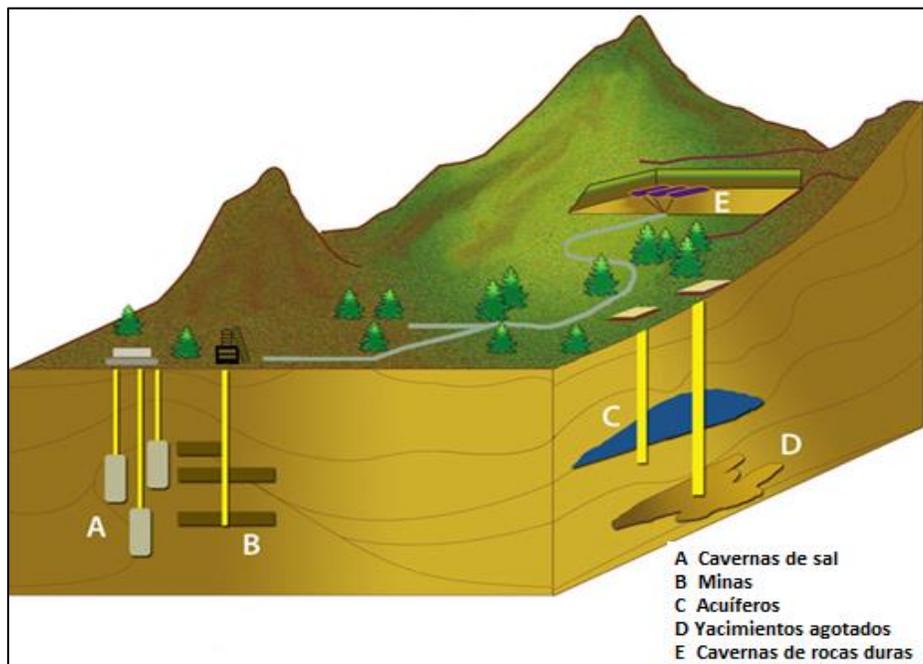


Figura 1.26. Sistemas de almacenamiento subterráneo de gas natural [21].

1.10 Beneficios ambientales del uso del gas natural

Al considerar al GN un energético con una composición alta en metano, su principal característica radica en que presenta la mayor relación atómica H/C de entre todos los hidrocarburos (4 mol/mol en comparación a 3 del etano, 2.67 del propano y 2.5 del butano), lo cual significa que produce en su combustión cantidades considerablemente menores de monóxido de carbono y dióxido de carbono (CO₂), además no se despiden compuestos nitrogenados (NO_x) ni tampoco compuestos derivados del azufre [23].

Aunado a lo anterior, en lo que respecta a su poder calorífico, el metano posee el mayor contenido de hidrógeno (25% peso con respecto a 20 del etano, 18.2 y 17.3% peso del butano), lo que está directamente relacionado con el valor del poder calorífico, ya que este elemento es el combustible con el valor más alto de PCS (241.8 kJ/mol), en la Tabla 1.11 se muestra la cantidad de combustible que sería necesario utilizar para generar 1 millón de unidades térmicas británicas (MMBTU) [5,23]:

Tabla 1.11. Cantidad de combustibles típicos en la industria para generar 1 MMBTU.

Combustible	Cantidad (kg)
Gas Natural	19.8
Gas L.P.	21.2
Combustóleo	22.2
Carbón	54.0

Aunque el metano es un gas de efecto invernadero, las nuevas tecnologías permiten que este energético sea una opción de energía con suministro continuo a bajos costos y con sistemas de control cada vez más seguros y sofisticados para evitar fugas en cualquier punto de la red.

Su gran demanda en el sector eléctrico es precedente para la sustitución de centrales convencionales de carbón, combustóleo y diésel por centrales de ciclo combinado que utilizan gas natural es una manera efectiva de contribuir a la reducción del efecto invernadero.

Además, la tecnología de ciclo combinado consume un 35% menos de combustible fósil que las convencionales, lo que aporta, de hecho, la mejor solución para reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera y, por tanto, contribuir a preservar el entorno medioambiental. Respecto al resto de contaminantes, la emisión unitaria por kW/h producido a través de plantas de ciclo combinado es, en general, sensiblemente menor, aunque destaca especialmente la reducción de emisión de dióxido de azufre, que es despreciable frente a la de una central alimentada por carbón o combustóleo [12].

En México la transformación de centrales convencionales a centrales de ciclo combinado ha sido paulatina, siendo que entre 2014 y 2016 la CFE trabajó en la conversión de siete plantas termoeléctricas para su funcionamiento a gas natural de las cuales para finales de 2016 cuatro ya se encontraban operando en su totalidad [24,25].



CAPÍTULO II

NORMAS OFICIALES MEXICANAS QUE REGULAN EL PROCESAMIENTO Y EL CONSUMO DEL GAS NATURAL EN LOS DISTINTOS SECTORES

Actualmente el marco normativo del sector del gas natural en México que regula los aspectos más importantes referentes a la industria de este hidrocarburo contempla la aplicación de las siguientes Normas Oficiales Mexicanas:

1. Norma Oficial Mexicana **NOM-001-SECRE-2010** “Especificaciones del gas natural”.
2. Norma Oficial Mexicana **NOM-002-SECRE-2010** “Instalaciones de aprovechamiento de gas natural”.
3. Norma Oficial Mexicana, **NOM-003-ASEA-2016** “Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos”.
4. Norma Oficial Mexicana **NOM-007-ASEA-2016** “Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos”.

Esta normatividad es aplicable al gas natural en estado gaseoso que es transportado mediante ductos, comercializado y finalmente consumido por los usuarios de los sectores comercial, industrial y residencial.



2.1 Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010 “Especificaciones del gas natural”

2.1.1 Generalidades y alcance

La NOM-001-SECRE-2010 [4] tiene por objetivo establecer las especificaciones que debe cumplir el gas natural que se maneje en los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural (los Sistemas), con la finalidad de preservar la seguridad de las personas, medio ambiente e instalaciones de los permisionarios y de los usuarios.

Asimismo, es aplicable al gas natural que se entrega en cada uno de los puntos de inyección a los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución, y en todos los puntos de transferencia de custodia (entre permisionarios o usuarios finales).

Esta norma no aplica para al gas natural que:

- Se conduce desde pozos productores hacia complejos procesadores
- Se encuentra licuado y se transporta por buques tanque a las terminales de almacenamiento de Gas Natural Licuado (GNL)
- Se maneja y almacena en dichas terminales previamente a su inyección al sistema de transporte.

Para efectos de esta norma las condiciones de presión y temperatura que se manejan como referencia en la medición del gas natural son las que se muestran en la Tabla 2.1:

Tabla 2.1. Condiciones bajo las que se mide el gas natural.

Condiciones	Presión (kPa)	Temperatura (K)
Estándar	101.325 (1 atm)	288.15 (15°C)
Base	98.07 (0.97 atm)	293.15 (20°C)

Es importante destacar que las propiedades del gas natural mostradas en la norma están referidas a condiciones estándar y también que los equipos de medición nuevos instalados a partir de la entrada en vigor de la presente norma y los reportes de calidad también deberán estar en dichas condiciones.

En lo que concierne los equipos de medición existentes que pudiesen estar calibrados a condiciones base, estos podrán arrojar datos a dichas condiciones considerando que un metro cúbico (m³) de gas natural en condiciones base equivale a 0.95137 m³ de gas natural medido a condiciones estándar.

2.1.2 Especificaciones del gas natural

Las propiedades del gas natural al que es aplicable la presente norma, deben de acatar los parámetros que se muestran en la Tabla 1.1 y un intervalo de temperatura de entrega de 283.15 a 323.15 K (10 a 50 °C), salvo que previamente se acuerde o se establezca que en algún punto de custodia se puedan ver alterados estos parámetros.

En consideración a que la calidad del GN puede verse alterada debido a distintos factores, en la norma se enlistan los probables escenarios que se pueden presentar en el manejo operativo o en el proceso de producción de gas natural. En Tabla 2.2 se muestran estas condiciones de excepción a las que se permite inyectar gas con calidad diferente a la mostrada en la Tabla 1.1.



Tabla 2.2. Condiciones de excepción a las especificaciones de gas natural.

Condición de excepción	Lugar de incidencia	Acciones y Restricciones
Emergencia operativa	<ul style="list-style-type: none"> Centros Procesadores de Gas (CPG's) Sistemas de transporte de acceso abierto, distribución y almacenamiento. 	<ul style="list-style-type: none"> Avisar a la CRE, a los otros permisionarios y usuarios que se pudieran ver afectados. Si se avisa en las próximas 6 horas de la ocurrencia, se permite la entrega de gas natural por un periodo máximo de 12 horas contadas a partir de haber hecho la notificación de la emergencia. El hidrocarburo entregado puede tener: <ul style="list-style-type: none"> Un contenido de C₂H₆, N₂ e inertes totales hasta en 1.5% por encima de los valores límite. Una variación del Índice de Wobbe de hasta $\pm 5\%$ con respecto a los límites establecidos, sin que la variación horaria de dicho Índice pueda ser mayor del $\pm 3\%$ ni la variación total durante la emergencia mayor al 12%.
Mantenimiento	<ul style="list-style-type: none"> CPG's Plataformas marinas o terrestres Instalaciones de los campos que inyectan directamente gas a los sistemas de transporte En las plantas de regasificación de GNL. 	<ul style="list-style-type: none"> Se acepta el gas con las mismas especificaciones que las consideradas en la Emergencia operativa para etano, nitrógeno, inertes totales e Índice de Wobbe. Se acepta el combustible fuera de especificaciones siempre y cuando se notifique del evento a los usuarios y permisionarios que pudieran resultar afectados con una anticipación mínima de 48 horas.
Emergencia severa	<ul style="list-style-type: none"> Sistemas de transporte, almacenamiento y distribución. 	<ul style="list-style-type: none"> Los suministradores o permisionario(s) deben avisar inmediatamente a la CRE para que esta dictamine mediante una resolución o a través de la publicación de una NOM de Emergencia las condiciones bajo las cuales se podrá operar. Cuando las condiciones normales no puedan reestablecerse en un plazo máximo de 15 días naturales.
Zona de transición	<ul style="list-style-type: none"> Zona de transición ¹. 	<ul style="list-style-type: none"> Para el adecuado funcionamiento del SNG, se permite la entrega de gas con las mismas especificaciones que el caso de Mantenimiento.
Puntos de inyección ubicados en la Zona Sur	<ul style="list-style-type: none"> Zona Sur ². 	<ul style="list-style-type: none"> PEMEX podrá inyectar GN proveniente de las áreas productoras o de los CPG's fuera de especificación (siempre y cuando en los puntos de mezcla y puntos de transferencia a otros permisionarios y usuarios cumpla con las especificaciones de la Tabla 1.1).
Sistemas aislados	<ul style="list-style-type: none"> Sistemas aislados 	<ul style="list-style-type: none"> A razón de que no sea económicamente viable procesar el gas disponible para que cumpla con las especificaciones de calidad, la CRE podrá autorizar, mediante resolución, la entrega de gas natural fuera de especificación.

(1) Zona comprendida por la infraestructura de transporte del SNG desde el sur de Ciudad Madero, Tamps., hasta la Estación de Compresión (EC) Cempoala, en Veracruz. (2) Zona comprendida por la infraestructura de transporte del SNG ubicada al sur y al occidente de la EC Cempoala, así como la infraestructura privada de permisionarios interconectados al SNG en dicha zona.

2.1.3 Gas natural fuera de especificaciones

El gas natural que no cumpla con las especificaciones de la Tabla 1.1 o las condiciones de excepción de la Tabla 2.2, se considera como fuera de especificaciones y sin importar lo establecido en el contrato comercial vigente de la venta de gas natural o las condiciones generales de prestación de servicio de los permisionarios, se acata lo siguiente:

- Los usuarios tendrán derecho de rehusarse a aceptar, sin responsabilidad alguna, el gas.
- El suministrador o permisionario estará obligado a reparar el daño provocado o a otorgar una indemnización retributiva equivalente a los daños directos que sean comprobables y documentados por los permisionarios o usuarios afectados.

Para llevar a cabo el control de la información de la calidad periódicamente, los permisionarios de los Sistemas están obligados a enviar vía correo electrónico a la CRE un informe mensual, para (i) cada punto de transferencia de custodia de su sistema y (ii) para cada uno de los principales puntos de mezcla, en el que se indique:

- a. Para los principales puntos de transferencia de custodia y mezcla**, valores promedio, mínimo y máximo diarios de: humedad, ácido sulfhídrico, Índice de Wobbe, temperatura de rocío de hidrocarburos, así como el promedio mensual y la desviación estándar mensual de dichas propiedades.
- b. Para todos los puntos de medición**, valores promedio diarios y valores promedio mensuales de contenido de metano, etano, bióxido de carbono y nitrógeno, poder calorífico superior, así como el valor promedio mensual y la desviación estándar mensual de dichas propiedades.
- c.** Los valores emitidos trimestralmente de *contenido de oxígeno y de azufre total*.

Cuando en alguno de los puntos mencionados en los tres incisos anteriores se excedan los límites establecidos por las Tablas 1.1 y 2.2, los términos y condiciones establecidos por la Comisión Reguladora de Energía podrán ser aplicados. Estos términos y condiciones para el caso específico de los puntos de mezcla y transferencia de custodia de la zona Sur que reciben gas de los CPG's pueden ser aplicados, cuando los valores promedio horarios de H₂S y de humedad excedan los límites de Tabla 1.1.

2.1.4 Responsabilidades sobre las especificaciones del gas natural

El productor, procesador o suministrador de gas natural es responsable de cumplir con las especificaciones del gas natural establecidas en esta Norma que se entregue en los sistemas de transporte, almacenamiento o distribución.

Los permisionarios de transporte de acceso abierto y distribución son los responsables de asegurarse de que el gas natural que reciben en su sistema cumpla con las especificaciones establecidas, y en el caso de las terminales de almacenamiento de GNL, de acondicionarlo para que cumpla con ellas.

En caso de que un permisionario de transporte o de distribución reciba gas natural fuera de especificaciones, deberá notificarlo inmediatamente al suministrador y a sus usuarios dentro de las siguientes 24 horas a partir de que sea detectado.

2.1.5 Métodos de prueba

Los métodos de prueba que deben utilizar los permisionarios o los laboratorios de prueba acreditados para evaluar las especificaciones del gas natural son los que se enlistan en la Tabla 2.3 o en las actualizaciones más recientes de los mismos, en caso de haberlas.



Tabla 2.3. Métodos de prueba que deberán utilizar los laboratorios acreditados para evaluar las especificaciones que el gas natural debe cumplir.

Propiedad	Métodos de prueba
Metano	GPA 2286-95
Componentes secundarios (C ₂ -C ₁₀₊)	
Inertes (N ₂ y CO ₂)	
Oxígeno	
Humedad (H ₂ O) ¹	ASTM D1142 ISO 18453:2004
Ácido sulfhídrico (H ₂ S)	ASTM D4084
Azufre total (S) ²	ISO 6326-3:1989
Poder calorífico, densidad relativa e Índice de Wobbe	ISO 6976:1995
Temperatura de rocío de hidrocarburos	Ecuación de estado Peng Robinson ISO 6327:1981 (versión modalidad manual)
Muestreo	GPA 2166-86

(1) El método de referencia para la determinación de la temperatura de rocío del agua será el método ASTM D1142 y la determinación del contenido de humedad calculado a partir de la temperatura de rocío del agua se hará de acuerdo con el método ISO 18453. Cuando el gas natural contenga una temperatura de rocío de hidrocarburos mayor a la del agua o provenga de terminales de GNL podrá emplearse el método ASTM D5454.

(2) La determinación del azufre total deberá efectuarse en sitio utilizando el método ISO 6326-3:1989 y, por un plazo de dos años a partir que entró en vigor esta Norma, se pudieron utilizar los métodos ASTM D4468 y el ASTM D5504.

2.1.6 Muestreo y determinación

El muestreo y la determinación de las especificaciones del gas natural deben de realizarse en cada uno de los principales puntos de inyección a los sistemas de transporte de acceso abierto, almacenamiento, distribución y en los principales puntos de mezcla de estos sistemas.

Para fines tanto de determinación de la densidad, densidad relativa, poder calorífico e Índice de Wobbe, como del cumplimiento de la obligación de proporcionar información periódica, se promedian los valores registrados a lo largo de una hora.

En la Tabla 2.4 se muestra la periodicidad con que se deben de determinar las propiedades que caracterizan la composición del GN, del cálculo de la temperatura de rocío es importante resaltar que la norma contiene el Anexo 2 “Procedimiento para la determinación de la temperatura de rocío de hidrocarburos” con los parámetros y constantes necesarias para el uso adecuado de la ecuación de Peng-Robinson.



Tabla 2.4. Determinación y registro de composición del gas natural.

Propiedades	Registro y cálculo
Contenido de hidrocarburos hasta C ₉₊	<ul style="list-style-type: none"> De manera obligatoria con analizadores en línea. Exceptuando puntos de inyección de (i) plantas criogénicas o (ii) plantas de regasificación de GNL, en las que por norma se establece una relación volumétrica para su cálculo (C₆/C₇/C₈) de (68/28/4).
Poder calorífico e Índice de Wobbe	<ul style="list-style-type: none"> En intervalos de tiempo de al menos una hora con base en los promedios de temperatura, presión y composición registrados una hora previa. Cálculo de la temperatura de rocío mediante el uso de la ecuación de estado de Peng-Robinson.
Temperatura de rocío	
Humedad y H ₂ S	<ul style="list-style-type: none"> Determinación al menos cada hora
Oxígeno y azufre total	<ul style="list-style-type: none"> Determinación de forma trimestral

La NOM-001-SECRE-2010 también considera que debe llevarse a cabo un registro obligatorio de los eventos previstos en las condiciones de excepción (mencionados en la Tabla 2.2) y de los valores promedio diarios que lograron exceder los límites derivados de estas condiciones, o de las condiciones de la Tabla 1.1. En estos registros se debe informar la fecha, duración del evento y en su caso el lugar en dónde se registró la anomalía.

Finalmente, el cumplimiento normativo de esta norma debe de comprobarse mediante un dictamen anual emitido por una Unidad de Verificación (UV), basado en los informes de resultados de la determinación de las especificaciones del gas natural emitidos por un laboratorio de prueba acreditado en los términos de la Ley Federal de Metrología y Normalización (LFMN) [26], los cuales deben de ser semestrales para cada punto de inyección y punto principal de mezcla de los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución.

2.2 Norma Oficial Mexicana NOM-002-SECRE-2010 “Instalaciones de aprovechamiento de gas natural”

2.2.1 Generalidades y alcance

La NOM-002-SECRE-2010 [27] tiene por objetivo establecer los requisitos mínimos de seguridad que deben cumplirse en el diseño, materiales, construcción, instalación, pruebas de hermeticidad, operación, mantenimiento y seguridad de las instalaciones de aprovechamiento de gas natural.

Esta norma es aplicable a las instalaciones de aprovechamiento que conduzcan gas natural desde la salida del medidor o de una Estación de Regulación y Medición (EMR), hasta la válvula de seccionamiento anterior a cada uno de los aparatos de consumo.

2.2.2 Responsabilidades de cumplimiento

El cumplimiento de los requisitos establecidos es responsabilidad exclusiva del propietario o usuario de dicha instalación, entendiéndose como instalación de aprovechamiento (las Instalaciones):

El conjunto de tuberías, válvulas y accesorios apropiados para conducir gas natural desde la salida del medidor en instalaciones de aprovechamiento tipo doméstico y comercial y para instalaciones de aprovechamiento tipo comercial e industrial que requieran una estación de regulación y medición desde la salida de ésta, hasta la válvula de seccionamiento anterior a cada uno de los equipos de consumo.



En la Figura 2.1 [27] se detalla el tipo de instalación de aprovechamiento dependiendo del lugar al cual se suministra GN:

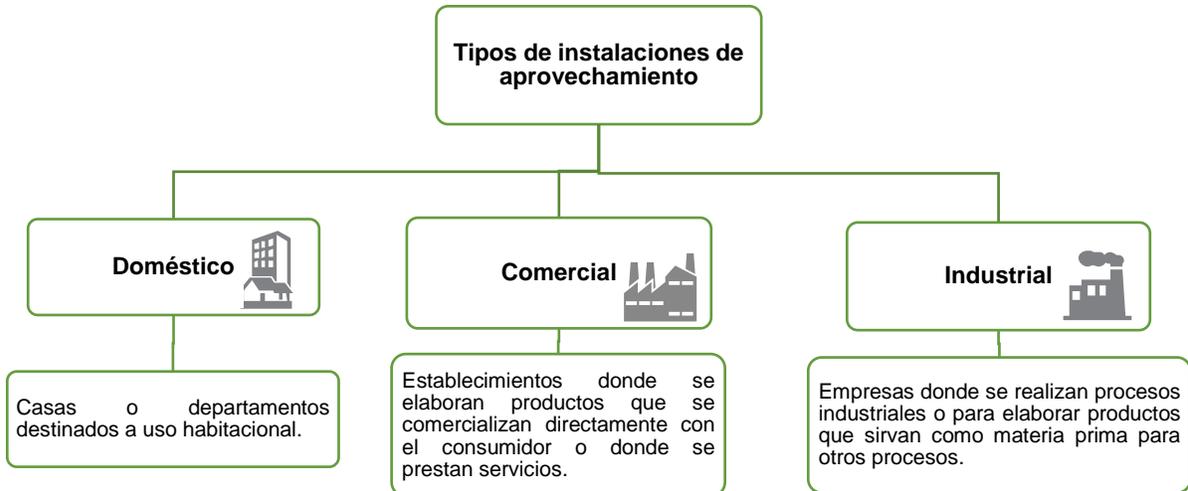


Figura 2.1. Tipos de instalaciones de aprovechamiento y lugar al que suministran gas natural [27].

2.2.3 Diseño de instalaciones de aprovechamiento

En la norma se dictamina que es obligatorio contar con una memoria técnico descriptiva con elementos básicos para la comprensión adecuada de la operación, mantenimiento y aseguramiento de la calidad y seguridad de las Instalaciones en caso de emergencia.

Para ello es necesario especificar las condiciones de presión y flujo de operación (normales y máximas) de los equipos de consumo, y los elementos que se describen en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5. Elementos de memoria técnico-descriptiva ¹.

Documentos	Características
Isométrico	Dibujo con o sin escala con el que se identifican y representan las trayectorias de las Instalaciones, plasmando: <ul style="list-style-type: none"> • Tipo de material • Accesorios • Longitud • Diámetro.
Memoria de cálculo	Conjunto de cálculos en papel, hoja de cálculo o corrida de resultados de una aplicación particular, mediante las cuales se determina con base en las condiciones de operación de los equipos de consumo, trayecto de la instalación y materiales utilizados, lo siguiente: <ul style="list-style-type: none"> • Caída de presión ² • Espesor de pared y/o • Presión de trabajo.
Descripción de la instalación de aprovechamiento	Narrativa escrita que relata: <ul style="list-style-type: none"> • El trayecto de la tubería • Ubicación de la EMR • Ubicación de los equipos de consumo • Principales consideraciones de diseño • Filosofía de operación • Los procesos industriales y su interrelación con el uso final del GN.

(1) Queda exenta la elaboración de la descripción de la instalación de aprovechamientos doméstico y comercial.
 (2) Para las instalaciones de aprovechamiento doméstico es suficiente con calcular la caída de presión.

2.2.3.1 Caídas de presión y válvulas de corte

Las Instalaciones deben de diseñarse de tal forma que se pueda operar bajo la máxima caída de presión permisible sin exceder la Máxima Presión de Operación Permisible (MPOP), es decir, sin exceder la máxima presión a la que se puede permitir la operación de la instalación para el correcto funcionamiento de los aparatos de consumo en condiciones de máxima demanda.

Para el caso específico de las Instalaciones de tipo doméstico, la MPOP dentro de la casa habitación no debe exceder de 50 kPa, siendo casos de excepción:

- a) Cuando la tubería esté dentro de un cubo ventilado u otro mecanismo para evitar la acumulación de GN.
- b) Si la tubería suministra a cuartos de caldera, equipos mecánicos u otros que requieran operar a una presión mayor.

También por razones de seguridad, si se tiene aguas abajo de las Instalaciones se deben de proteger mediante el bloqueo de suministro de GN a través de la instalación de una válvula de corte (siendo éstas siempre accesibles) mediante las siguientes indicaciones:

- **Tipo industrial:** inmediatamente después de la Estación de Medición y/o EMR. Si el equipo de consumo se localiza a más de 50 metros (m) de dichas estaciones, la válvula se colocará antes de la entrada de la construcción.
- **Tipo comercial y doméstico:** antes de cada equipo de consumo (fijo o móvil). En caso de no poder colocar dicha válvula, se debe instalar una válvula capaz de controlar todos los aparatos de la instalación.

Como medida de seguridad adicional, está prohibido instalar tuberías en (i) cubos o casetas de elevadores, (ii) tiros de chimenea, (iii) lugares que atraviesen cisternas, (iv) segundos sótanos e inferiores, (v) registros, (vi) conductos para servicios eléctricos o electrónicos y (vii) al interior de juntas constructivas.

2.2.4 Materiales y accesorios

2.2.4.1 Material de tuberías

La NOM-003-ASEA-2016 “Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos” [28] es la que actualmente rige las especificaciones de las tuberías de distribución de GN. Varios aspectos como la protección contra la corrosión, cálculo del espesor de pared (para presiones de operación mayores a 50 kPa) y la protección catódica se deben referir y acatar de acuerdo con el Apéndice Normativo II “Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas” de dicha norma [28].

Dicho Apéndice nombrado “Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas” es complementado, para objeto del cumplimiento de esta norma, mediante los aspectos generales que los materiales de las tuberías deben cumplir desglosados en la Tabla 2.6 [28].



Tabla 2.6. Materiales para la construcción de tuberías [28].

Tipo de material	Subcategoría	Normatividad por cumplir ⁵	Presión máxima de trabajo (kPa)
<u>Acero</u>	➤ Negro	NMX-B-010-1986	NA ²
	➤ Galvanizado	NMX-B-177-1990	
➤ Al carbón	NMX-B-179-1983		
➤ Inoxidable liso	NOM-003-ASEA-2016		
➤ Inoxidable corrugado			
<u>Cobre</u>	➤ Rígido y flexible (tipo L o K)	NMX-W-018-SCFI—2006	410
<u>Polietileno</u> ¹	➤ Media densidad	NMX-E-043-SFCI-2002	410
	➤ Alta densidad		689
<u>Multicapa</u> (PE-AL-PE) ³	➤ NA	NMX-X-021-SCFI-2007	689
<u>Policloruromulticapa</u> (CPVC-AL-CPVC) ⁴	➤ NA	NMX-X-044-SCFI-2008	

(1) No se debe utilizar este tipo de tubería cuando el intervalo de operación de temperatura sea diferente de 224 a 333K (-49 a 60 °C) y se debe de realizar una transición a metal antes de penetrar cualquier construcción cerrada.

(2) La presión máxima depende de las especificaciones bajo las cuales se haya diseñado la tubería, pero este material en general es utilizado para presiones de operación mayores a 689 kPa (6.8 atm).

(3) Polietileno-Aluminio-Polietileno

(4) Policloruro de vinilo clorado-Aluminio-Policloruro de vinilo clorado

(5) En el anexo C se indican los nombres de estas normas.

2.2.4.2 Conexiones y accesorios

Tanto la unión establecida entre los sistemas o los accesorios, como las características de los mismos tienen que ser compatibles química y físicamente en su totalidad, y dependiendo del material y/o técnica del cual están elaborados se deben de seguir las siguientes indicaciones:

- 1) Para tuberías de acero negro, galvanizado y al carbón, tal como se muestra en la Tabla 2.7.

Tabla 2.7. Características de conexiones y accesorios para tuberías de acero.

Subcategoría	Tipo de conexión y accesorio	Normatividad por cumplir ¹	Presión máxima de trabajo (kPa)
<ul style="list-style-type: none"> ➤ Negro ➤ Galvanizado ➤ Al carbón 	Forjadas	NMX-B-177-1990	101.33
	Roscadas	NMX-H-22-1989	1,030
	Soldables	Unión bajo la técnica del arco eléctrico o soldadura oxiacetilénica ²	NA



	Válvulas	NMX-X-031-SCFI-2005	NA
	Uniones roscadas	Utilizar productos sellantes resistentes, prohibido uso de litergirio.	NA

(1) En el anexo C se indican los nombres de estas normas.

(2) Permitida sólo para unir tuberías hasta de 50 milímetros (mm) de diámetro.

- 2) Para conexiones generales de tuberías de cobre rígido y flexible, deben de cumplir las características establecidas por las normas que se muestran en la Tabla 2.8. Asimismo, en la Tabla 2.9 se muestran las normas que deben de ser cumplidas por los tipos de conexiones especiales, uniones y válvulas.

Tabla 2.8. Características de conexiones para tuberías de cobre ¹.

Cobre rígido	Cobre flexible
<ul style="list-style-type: none"> NMX-W-101/1-SCFI-2004 NMX-W-101/2-SCFI-2004. 	<ul style="list-style-type: none"> NMX-X-002-1-1996

(1) En el anexo C se indican los nombres de estas normas.

Tabla 2.9. Características de conexiones especiales y accesorios en tuberías de cobre.

Elementos		Características ¹
Conexiones	Con abocinado a 45°	NMX-X-002-1-1996
Válvulas	Roscadas y soldables	NMX-X-031-SCFI-2005
	Con sistema de unión a compresión	

(1) En el anexo C se indican los nombres de estas normas.

- 3) Para tuberías de polietileno:
- Todas las conexiones y válvulas deben de cumplir con el numeral 7 de la NOM-043-SCFI-2002.
 - Las uniones y accesorios deben de ser soldables por termofusión, electrofusión o medios mecánicos; estos últimos pueden ser de unión roscada a compresión, o a compresión y utilizarse de acuerdo con lo indicado por el fabricante. Quedando prohibido aplicar calor con flama directa.
 - Las conexiones de transición pueden ser soldables, a compresión o bridadas. Queda prohibido unir este tipo de tuberías con conexiones roscadas.
- 4) Conexiones y accesorios Multicapa PE-AL-PE deben de cumplir con la NMX-X-021-SCFI-2007 y para los de tipo Multicapa CPVC-AL-CPVC cumplir con la NMX-X-044-SCFI-2008.
- 5) Reguladores, los cuales deben cumplir con la norma NMX-X-032-SCFI-2006.

2.2.5 Instalación y construcción

En esta norma se clasifican los requisitos generales de instalación y construcción de acuerdo con la ubicación de los elementos, es decir, que estos se encuentren de forma visible, enterrada u oculta; entendiéndose por cada tipo de instalación lo descrito en la Figura 2.2 [27]:



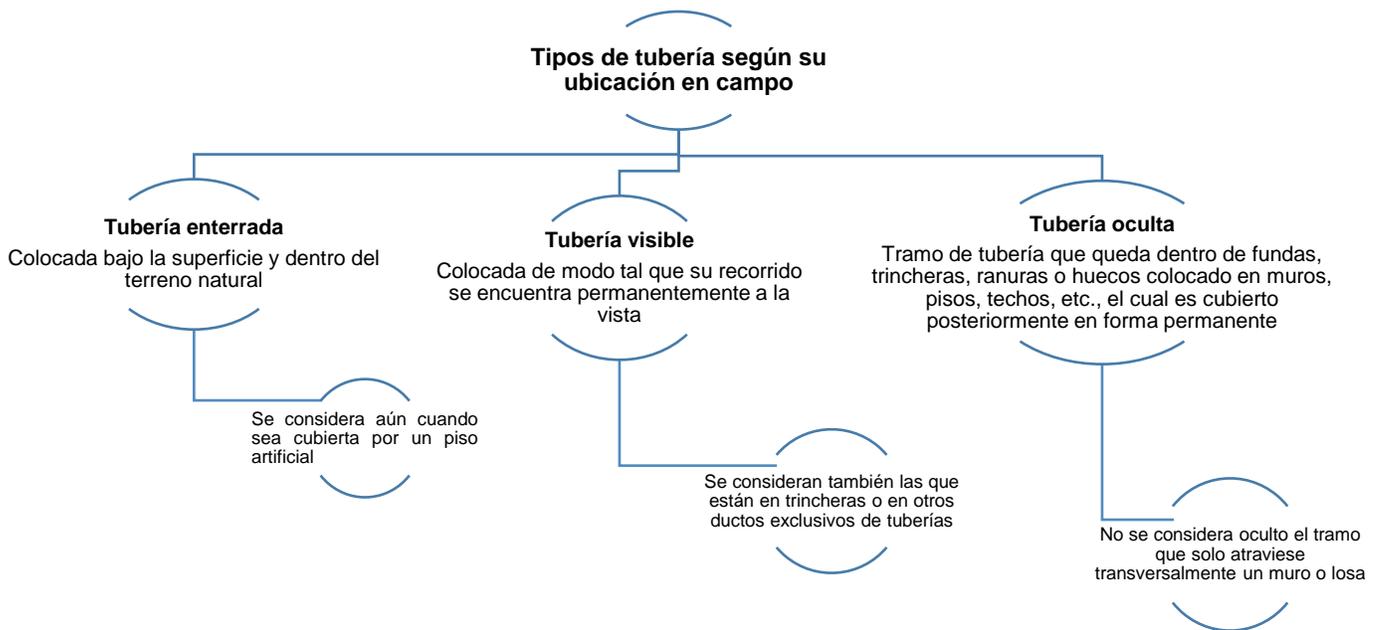


Figura 2.2. Clasificación de las tuberías según su ubicación física [27].

En la Tabla 2.10 se detalla la factibilidad de instalar los accesorios, uniones, tuberías y válvulas en función de las características del material del cual están elaborados.

Tabla 2.10. Posibilidad de la ubicación de accesorios y tuberías.

	Material	Oculto	Enterrada	Visible
Tuberías	Polietileno	NO ¹	SI ^{5,6}	NO
	Cobre	SI	SI	SI
	Acero negro, galvanizado y al carbón	SI	SI ⁴	SI
	Acero inoxidable liso y corrugado	SI	SI ⁸	SI
	Multicapa PE-AL-PE y CPVC-AL-CPVC	SI	SI ^{5,6}	SI ²
Accesorios y uniones	Polietileno	NO	SI	NO
	Cobre ⁷	SI	SI	SI
	Acero negro, galvanizado y al carbón	SI	SI	SI
	Acero inoxidable liso y corrugado	SI	NO ⁸	SI
	Multicapa PE-AL-PE y CPVC-AL-CPVC	NO	SI	SI ²
Válvulas	-	SI ³	SI ³	SI

- (1) Se prohíbe el uso de tubería de polietileno en este tipo de trazos. A excepción de aquellas transiciones para efectos de continuar o finalizar el trazo subterráneo; en cuyo caso, la longitud máxima será de 2 m y deberá encamisarse dicho tramo.
- (2) Siempre y cuando la tubería cuente con protección contra rayos UV (contenido de negro de humo).
- (3) No se permite el uso de válvulas ni tuercas unión en trayectos ocultos y/o enterrados. En caso que así se requiera, deberá alojarse en un registro. El registro debe ser de las dimensiones y ubicación adecuadas para su operación y mantenimiento.
- (4) Siempre y cuando la tubería cuente con un sistema contra la corrosión.
- (5) Siempre y cuando la tubería se encuentre enterrada a una profundidad mínima de 45 centímetros (cm) entre el nivel de piso terminado a lomo de tubo.
- (6) Para tuberías ocultas y enterradas con presión de trabajo mayor a 50 kPa, no se permite el uso de uniones roscadas.
- (7) No se permite el uso de conexiones de latón abocinadas a 45° en tuberías ocultas y enterradas.
- (8) Las tuberías de acero inoxidable corrugado deberán contar con un revestimiento anticorrosivo y sus accesorios y uniones deberán quedar superficiales o dentro de registros.



También a manera de regla se dejan claros los siguientes parámetros que auxilian en el cómo realizar la instalación ante situaciones comunes de arreglos de sistemas:

- a. Cuando no sea posible evitar que las tuberías queden dentro de los muros, éstas pueden quedar ahogadas o encamisadas.
- b. Cuando se instalen manómetros, éstos deben ir precedidos por una válvula de bloqueo (Figura 2.3) [29].

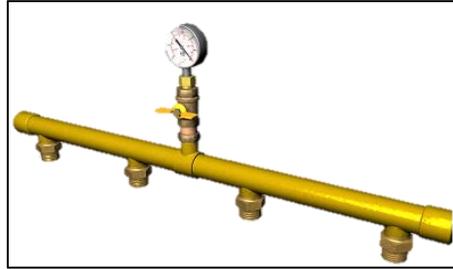


Figura 2.3. Representación de instalación correcta de manómetro con válvula de bloqueo [29].

- c. Cuando se instalen reguladores con válvula de alivio en recintos cerrados, la ventanilla de éstos deberá dirigirse al exterior.
- d. Cuando en un muro la trayectoria de una tubería sea horizontal, la ranura en el muro se debe de hacer como máximo a 10 centímetros a nivel de piso terminado.

2.2.5.1 Instalación de tuberías

Independiente a cómo se realice la configuración de la instalación de aprovechamiento y la propia ubicación de los equipos de consumo, las tuberías deben de estar construidas bajo la siguiente lista de estrictos lineamientos:

- a. Si es una tubería enterrada, en instalaciones residenciales puede estar a 30 cm debajo del suelo solo si es que no cruza calles, andadores o caminos de paso vehicular.
- b. Cuando sea necesario el uso de un equipo especial, por ejemplo, quemadores móviles, mecheros o aparatos sujetos a vibración, se puede utilizar tubería flexible de cobre o tramada con conexiones roscadas siempre que (i) su longitud no exceda 1.5 m por cada equipo, (ii) se coloque una válvula de control en la parte rígida antes de la flexible, unida con conexiones roscadas y (iii) sujetando la parte rígida con abrazaderas.
- c. En sitios donde se prevean esfuerzos o vibraciones, la tubería debe tener flexibilidad mediante rizados, curvas u omegas.
- d. Queda prohibido el uso de mangueras para unir tramos de tubería de cualquier material.
- e. Solo se permiten accesorios o uniones roscadas, bridas roscadas o soldadas enterradas si éstas quedan alojadas en registros, tal como se aprecia en la Figura 2.4 [29].

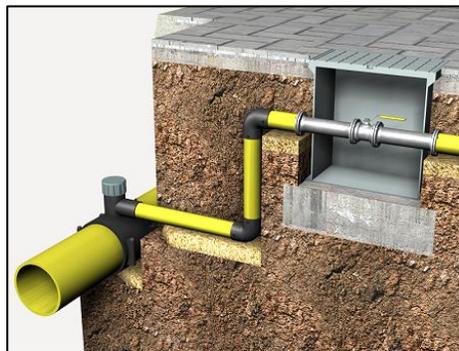


Figura 2.4. Representación de una instalación de tipo enterrada y registro para mantenimiento de válvula de corte [29].

- f. Cuando las tuberías tengan uniones y atraviesen espacios sin ventilación o en su caso sean de uso industrial y se encuentren al interior de recintos y tengan como destino abastecer equipos de consumo, éstas deberán de ser encamisadas y dicho encamisado debe ser ventilado directamente al exterior por ambos extremos
- g. La separación de las tuberías de (i) otros servicios conducidos mediante tuberías, *racks* o cables debe ser por una distancia mínima de 2 cm, (ii) de conductores eléctricos con aislamiento a mínimo 3 cm y (iii) de tuberías que conduzcan fluidos corrosivos o de alta temperatura a una distancia mínima de 5 cm.
- h. Para instalaciones de tipo doméstico, comercial e industrial se permite que la tubería esté enterrada en patios y jardines.
- i. La tubería visible debe de estar pintada en su totalidad en color amarillo.
- j. En tubería de acero y cobre rígido no se permite realizar dobleces. Para cobre flexible, polietileno y multicapa PE-AL-PE los dobleces no deben presentar daño mecánico visible y su radio de curvatura mínimo debe ser de 5 veces el diámetro exterior del tubo.
- k. Solo se permiten dobleces con un ángulo mayor de 45° cuando la tubería se encuentre soportada en toda la extensión del doblez (tal como se muestra en la Figura 2.5) por una superficie plana o con tubería de cobre flexible [29].

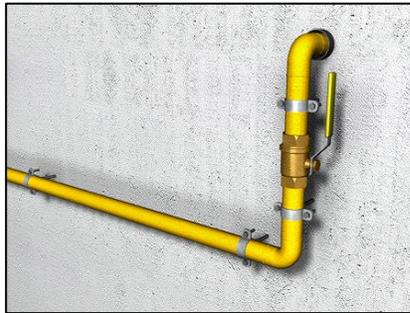


Figura 2.5. Tubería no enterrada ni ahogada con soportes de seguridad [29].

2.2.5.2 Equipos de consumo

Para efectos de esta norma se entiende como equipo de consumo todos los equipos, máquinas, aparatos, enseres e instrumentos, ya sean industriales, comerciales o domésticos, que utilizan gas natural como combustible.

Las recomendaciones para evitar cualquier incidente en el uso y/o interacción con estos equipos a nivel doméstico recaen en tener un adecuado acceso a las válvulas de control (a distancias no tan grandes tal y como se muestra en la Figura 2.6) y una adecuada ventilación de los gases de combustión.

Para los casos de equipos de consumo de tipo comercial e industrial, como medida adicional, éstos pueden ser instalados en recintos cerrados pero se debe instalar una chimenea con tiro directo, inducido o forzado hacia el exterior la cual permita el correcto funcionamiento del quemador y el desalogo de los gases producto de la combustión.



Figura 2.6. Instalación básica de los equipos de consumo comunes en una instalación doméstica [29].

2.2.6 Soldadura

Este apartado es exclusivo para aquellas soldaduras en tuberías fabricadas de acero y a la propia soldadura cuando es utilizada para unir dos tubos (doble junta). Las especificaciones a seguir tienen alcance para las características que deben de cumplir las juntas a inglete, la inspección y prueba de soldadura y para las pruebas destructivas o no destructivas con las que se determina el estado de la tubería y la soldadura.

Como única referencia de esta norma para minimizar la cantidad de accidentes e incidentes que pudieran ser consecuencia de un trabajo de mala calidad, el código estándar API 1104 "Standard for Welding pipelines and Related Facilities (Código estándar para tuberías soldadas e instalaciones relacionadas)" debe de ser utilizado y acatado para cumplir con el adecuado cumplimiento del proceso de soldadura [30]. Entre los puntos más destacados del código API 1104 que apoyan al cumplimiento normativo se encuentran:

1. Elaborar un procedimiento de soldadura calificado como documento previo a realizar la soldadura de campo en una tubería.
2. La clasificación de los soldadores.
3. La determinación de los criterios de aceptación o rechazo de una soldadura visualmente inspeccionada o inspeccionada por cualquier método de prueba no destructiva (método radiográfico, ultrasonido, líquidos penetrantes, partículas magnéticas, entre otros).

2.2.7 Prueba de hermeticidad

Esta prueba debe de realizarse a las instalaciones de aprovechamiento desde la salida del medidor o de la EMR hasta las válvulas de control de los aparatos de consumo, quedando en excepción la realización aislada de la prueba a los tramos pertenecientes a ampliaciones o modificaciones de las Instalaciones.

Además, en caso de que las reparaciones de las tuberías consistan en el reemplazo de un tramo de la misma o cambio de accesorio, se debe realizar la prueba de hermeticidad con jabonadura (prueba con un líquido tensoactivo) en las uniones y/o empates.

Esta prueba debe de realizarse sólo con aire o gas inerte (únicamente el distribuidor puede realizarla con gas natural), y mientras se realiza debe de observarse y seguirse lo mostrado en la Tabla 2.11.

Tabla 2.11. Condiciones a las que se debe llevar a cabo la prueba de hermeticidad.

Presión de trabajo de las instalaciones de aprovechamiento (kPa)	Presión de prueba	Tiempo	Instrumento
Hasta 2.5	1.5 veces la presión de trabajo	10 min.	<ul style="list-style-type: none"> • Manómetro de Bourdon con precisión $\pm 10\%$ del valor de la presión de prueba e intervalo máximo de 2 veces el valor de prueba. • Columna de agua, cuya calibración será única.
Superior a 2.5 y hasta 50 ¹		30 min.	
Superior a 50 y hasta 689		8 horas	<ul style="list-style-type: none"> • Registro gráfico o digital y se debe considerar una variación de la temperatura al inicio y final de la prueba (PV=nRT).
Superior a 689 ²		24 horas	

(1) Para este intervalo de presión de trabajo se podrá utilizar columna de mercurio como instrumento de medición.

(2) Estas pruebas deben de ser atestiguadas por una UV.

Para el caso de las instalaciones de aprovechamiento de tipo industrial que se encuentren en operación se debe realizar una prueba para la detección de fugas en los componentes susceptibles (uniones, bridas, etc.), a la presión de operación, mediante un instrumento para su adecuada localización. Esta prueba sustituye a la de hermeticidad.



Finalmente, para terminar la prueba y poner en funcionamiento los equipos de consumo es necesario purgar la tubería y asegurar que el fluido de prueba fue desalojado.

Concluidos los procesos, pruebas y cumplimientos antes mencionados para los Sistemas, la puesta en servicio es el último punto al que se le debe llevar a cabo monitoreo considerando lo siguiente:

- a. Utilizar un instrumento para detección de fugas o jabonadura en todas las conexiones entre los equipos de consumo y la instalación de aprovechamiento
- b. Asegurar que en las instalaciones de tipo doméstico los aparatos existentes presenten adecuada combustión o presión dinámica en el quemador
- c. En el caso del monitoreo para la detección de fugas en la conexión del medidor con la instalación de aprovechamiento es responsabilidad del distribuidor, únicamente si el medidor es parte del sistema de distribución.

2.2.8 Operación, mantenimiento y seguridad en las instalaciones de aprovechamiento

Las instalaciones deben de cubrir el cumplimiento de la construcción, diseño y en su caso la adaptación de todos los componentes que conforman el sistema de manera apegada a esta Norma, siendo que este cumplimiento debe de ser corroborado por una UV con la periodicidad siguiente:

- Instalación doméstica: cada 5 años
- Instalación comercial: cada 2 años
- Instalación industrial: anualmente.

Como documentación adicional para las instalaciones de tipo industrial se debe de contar con un manual de operación, mantenimiento y seguridad en el que se describan los procedimientos, indicando las frecuencias, el personal involucrado y equipo a utilizar para realizar dichas actividades. Este manual debe estar actualizado y contener como mínimo lo siguiente:

- a. Descripción de los procedimientos de operación y mantenimiento de la instalación durante la puesta en operación, operación normal, paro y emergencia;
- b. Identificación de las instalaciones que presenten el mayor riesgo;
- c. Programa de inspecciones periódicas;
- d. Registro de los resultados de las inspecciones y pruebas realizadas a las instalaciones de aprovechamiento;
- e. Programa y registro de capacitación al personal involucrado en la realización de estas actividades.



2.3 Norma Oficial Mexicana NOM-003-ASEA-2016 “Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos”

2.3.1 Generalidades y alcance

La NOM-003-ASEA-2016 [28] tiene por objetivo establecer las especificaciones y criterios técnicos de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente, para el (i) diseño, (ii) construcción, (iii) pre-arranque, (iv) operación, (v) mantenimiento, (vi) cierre y (vii) desmantelamiento, de los Sistemas de distribución de gas natural y de Gas Licuado de Petróleo por ductos.

Esta norma es aplicable para los Regulados que realicen las actividades de distribución de GN y Gas L.P. por ductos durante las etapas de diseño, construcción, pre-arranque, operación y mantenimiento, cierre y desmantelamiento; desde el punto de transferencia físico del Sistema de Transporte al de Distribución o en su caso del almacenamiento al sistema de distribución, hasta la salida del medidor o de la EMR del usuario final.

Entendiéndose por Regulado a las Empresas Productivas del Estado (EPE), las personas físicas y morales de los sectores público, social y privado que realicen actividades reguladas en materia de la Ley de la ASEA [31].

En materia de protección ambiental, esta norma no es aplicable a aquellos proyectos de sistemas de distribución de GN o Gas L.P. que por su ubicación, dimensiones, características o alcances produzcan impactos ambientales significativos, causen desequilibrios ecológicos y rebasen los límites y condiciones establecidos en esta norma, y que afecten áreas naturales protegidas o alguna de las siguientes áreas:

- Con vegetación forestal
- Selvas
- Vegetación de zonas áridas
- Ecosistemas costeros o de humedales
- Bosques
- Desiertos
- Sistemas ribereños
- Lagunares
- Consideradas como zonas de refugio y de reproducción de especies migratorias
- Que sean el hábitat de especies sujetas a protección especial, amenazadas, en peligro de extinción o probablemente extintas en el medio silvestre de acuerdo con la última versión de la NOM-059-SEMARNAT-2001 o aquella que la sustituya [32].

2.3.2 Diseño

Se entiende para objeto de esta norma que un sistema de distribución es el conjunto de ductos, accesorios, reguladores, medidores y otros equipos para recibir, conducir y entregar gas (GN o Gas L.P.) por medio de ductos.

El diseño contempla los requisitos mínimos para garantizar el correcto funcionamiento de los sistemas de distribución, a continuación se describe el diseño para tuberías y accesorios.

2.3.2.1 Diseño de tuberías

Las tuberías pueden estar elaboradas de acero, polietileno, cobre, multicapa PE-AL-PE, multicapa CPVC-AL-CPVC o de Poliamida sin plastificante PA11 y PA12, y dependiendo de qué material de estos sea ocupado para conducir el gas se debe satisfacer:

a) Tuberías de acero

Para el cálculo del espesor mínimo, se debe utilizar la siguiente fórmula:

$$t = \frac{Px D}{2x Sx Fx Ex T}$$



Donde:

t= espesor de pared de la tubería (mm),

P= presión manométrica de diseño (kPa),

D= diámetro exterior de la tubería (mm),

S= resistencia mínima de cedencia (RMC) en kPa,

F= factor de diseño por densidad de población (ver Tabla 2.12),

E= factor de eficiencia de la junta longitudinal de la tubería (ver Tabla 2.13), y

T= factor de corrección por temperatura del gas (ver Tabla 2.14).

Tabla 2.12. Factor de diseño por densidad de población (F).

Clase de localización	F
1	0.72
2	0.60
3	0.50
4	0.40

La clase de localización es una porción de terreno que teniendo como eje longitudinal la tubería de gas mide 1,600 m de largo y 400 m de ancho (área unitaria), que es clasificada de acuerdo con la densidad de población para el diseño de tuberías en esa área. Los cuatro tipos de localización están en función de lo siguiente:

- Localización clase 1. El Área unitaria que cuenta con 10 o menos construcciones para ocupación humana,
- Localización clase 2. El Área unitaria con más de 10 y hasta 45 construcciones para ocupación humana,
- Localización clase 3. El Área unitaria que cuenta con 46 o más construcciones para ocupación humana.

El tramo de una tubería clase 1 o 2 debe de ser reclasificado como clase 3 cuando el eje de dicho tramo se encuentre a una distancia igual o menor a 100 m de:

- Una construcción ocupada por 20 o más personas, al menos 5 días en la semana, en 10 semanas en un periodo de 12 meses. Los días y las semanas no tienen que ser consecutivos.
 - Un área al aire libre definida que sea ocupada por 20 o más personas, al menos 5 días a la semana, en 10 semanas en un periodo de 12 meses. Los días y las semanas no tienen que ser consecutivos.
 - Un área destinada a fraccionamiento o conjunto habitacional o comercial que no tenga las características de la clase 4.
- Localización clase 4. El área unitaria en la que predominan construcciones de 4 o más niveles incluyendo planta baja, donde el tráfico vehicular es intenso o pesado y donde pueden existir numerosas instalaciones subterráneas.



Tabla 2.13. Factor de eficiencia de la junta longitudinal soldada (E).

Método especificado	Clase de tubo	Factor de junta longitudinal (E)
ASTM A53	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
	Soldado a tope en horno. Soldadura continua	0.60
ASTM A106	Sin costura	1.00
ASTM A134	Soldadura por arco eléctrico	0.80
ASTM A135	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
ASTM A139	Soldado por arco eléctrico (fusión eléctrica)	0.80
ASTM A211	Soldado en espiral	0.80
ASTM A333	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
ASTM A381	Soldado por arco sumergido	1.00
ASTM A671	Soldadura por fusión eléctrica Clases 13, 23, 33, 43 y 53	0.80
	Clases 12, 22, 32, 42 y 52	1.00
ASTM A691	Soldadura por fusión eléctrica Clases 13, 23, 33, 43 y 53	0.80
	Clases 12, 22, 32, 42 y 52	1.00
ASTM A691	Soldadura por fusión eléctrica Clases 13, 23, 33, 43 y 53	0.80
	Clases 12, 22, 32, 42 y 52	1.00
ASTM A984	Soldadura por resistencia eléctrica	1.00
ASTM A1005	Soldadura por doble arco sumergido	1.00
ASTM A1006	Soldadura con rayo láser	1.00
API 5L	Soldadura eléctrica	1.00
	Sin costura	1.00
	Soldadura con arco sumergido (costura longitudinal o helicoidal)	-
	Soldado a tope en horno, soldadura continua	0.60
Otra especificación o especificación desconocida	Tubería con diámetro nominal igual o mayor de 4"	0.80
	Tubería con diámetro nominal menor de 4"	0.60



Tabla 2.14. Factor de corrección por temperatura.

Temperatura (°C)	Factor (T)
121 o menores	1.0
149	0.967
177	0.933
204	0.900
232	0.867

Las tuberías deben de ser diseñadas de tal forma que el espesor de la pared resista la presión de diseño del sistema de distribución y las cargas externas que pueda sufrir una vez instalada, además, los componentes (válvulas, bridas, accesorios, cabezales y ensamblajes especiales) deben cumplir con estar libres de defectos y tener un certificado de calidad.

b) Tuberías de Polietileno

Tal como se mencionó en la Tabla 2.6 la tubería de este material debe de cumplir con los requerimientos de la NMX-E-043-SCFI-2002 [33] o aquella que la modifique o la sustituya.

Para el cálculo de la presión de operación de la tubería, la cual debe ser igual o menor a la presión de diseño, se debe utilizar cualquiera de las siguientes dos fórmulas:

$$P = 2Sh \frac{t}{D - t} (0.32)$$

o

$$P = 2Sh \frac{1}{(SDR - 1)} (0.32)$$

Donde:

- P= presión manométrica de diseño (kPa),
 Sh= resistencia hidrostática a largo plazo en kPa, determinada a una de las siguientes temperaturas en Kelvin: 296, 311, 322 o 333 (22.8, 37.8, 48.8 y 59.7 °C) y, la cual debe ser la inmediata superior a la temperatura de operación de la tubería,
 t= espesor de la tubería (mm),
 D= diámetro exterior de la tubería (mm), y
 SDR o RD= relación del diámetro exterior promedio especificado entre el espesor de pared mínimo especificado.

Las limitaciones de diseño para las tuberías hechas de polietileno son:

- (i) No se debe usar cuando la temperatura de operación del gas sea menor de 244.15 K (-29°C) o mayor a la cual se determinó el valor de la Sh
- (ii) El espesor de la pared no puede ser menor de 1.57 mm
- (iii) La presión de diseño no debe de exceder la presión manométrica de 689 kPa.

c) Tubería de cobre

Las especificaciones que se deben de acatar para el uso de este tipo de tuberías deben de seguir la normatividad a cumplir que se indicó en la Tabla 2.6 y no superar una presión de trabajo de 689 kPa (6.8 atm).

d) Tubería multicapa PE-AL-PE y Multicapa CPCV-AL-CPVC

Este tipo de tuberías deben de seguir la normatividad que se indicó en la Tabla 2.6, además, tienen la limitante de no superar una presión de trabajo de 689 kPa y solo se pueden instalar entre la válvula de acometida y el medidor.

e) Tubería de Poliamida sin plastificante PA11 y PA12 para la conducción de GN



Este tipo de tuberías deben de cumplir con lo establecido en la NMX-X-047-SCFI-2014 [34] o aquella que la sustituya o modifique.

La máxima presión de operación no debe exceder la presión de diseño, siendo el cálculo de esta última con la siguiente formula:

$$P = \frac{20 \times MRS}{C \times (SDR - 1)}$$

Donde:

P= Presión de diseño en Mega Pascales (MPa);

MRS= Minimum Required Strength: Esfuerzo mínimo requerido (MPa);

SDR= Specified Diameter-Thickness Relation: Relación del diámetro exterior promedio especificado entre el espesor de la pared mínimo especificado, y

C= Factor de seguridad (2 o mayor).

La máxima presión de operación no debe exceder la presión manométrica de 1,800 y 1,600 kPa (17.7 y 15.8 atm), cuando la tubería de poliamida se fabrique sin plastificante cuyo MRS sea igual a 18 y 16, respectivamente.

Este tipo de tubería no debe tener un espesor de pared menor de 3.0 mm y tampoco se puede utilizar cuando la temperatura de operación sea menor de 233 K (-40.15°C) o mayor que 353 K (80°C).

2.3.2.2 Diseño de accesorios y conexiones

Al igual que las tuberías, los accesorios deben de satisfacer los requisitos de diseño del sistema de distribución y mantener sus propiedades físico-químicas a la presión y temperatura de diseño.

A continuación se enlistan las características que deben cumplir los accesorios en función del material del cual estén elaborados:

- a) **Acero:** Está permitido utilizar conexiones de acero al carbono, acero forjado, con extremos soldables, bridados o roscados que permitan soportar la presión de diseño.

Las conexiones bridadas o roscadas no deben utilizarse en tuberías enterradas, a menos que se encuentren dentro de un registro.

- b) **Polietileno:** Deben de ser soldables por termofusión, electrofusión o medio mecánico; este último, puede ser de unión roscada a compresión o a compresión y utilizarse de acuerdo con lo indicado por el fabricante.
- c) **Cobre:** Deben de satisfacer las Normas Oficiales Mexicanas (NOM) o las Normas Mexicanas (NMX) aplicables, o en ausencia de estas los estándares internacionales.
- d) **PE-AL-PE:** Las conexiones roscadas, compresión y mecánicas pueden ir enterradas (alojadas en un registro).
- e) **CPVC-AL-CPVC:** Cumplir la normatividad que se mencionó en la Tabla 2.6 o aquella que la modifique o sustituya.
- f) **Poliamida sin plastificante (PA-11 y PA-12):** No deben de ser soldadas accesorios y tubería PA11 con PA12, un con otros polímeros y satisfacer las NOM o las NMX aplicables, o en ausencia de éstas los estándares internacionales para diseño y fabricación.

2.3.2.3 Materiales y Equipo

Los materiales y equipo deben de ser compatibles en su totalidad con el sistema de distribución del que formen parte, mantener la integridad estructural bajo cualquier condición de temperatura, presión y condición ambiente a las que puedan estar sujetos.

Así como también contar con un certificado de calidad en conformidad con la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LMFN) [26] y ser diseñados, instalados y operados de acuerdo con las especificaciones de esta Norma Oficial Mexicana.



2.3.3 Documentación

En la fase de diseño del sistema de distribución así como en las fases de ampliación, el Regulado debe de contar con la información siguiente:

- El análisis de riesgo,
- La memoria técnico-descriptiva, la cual incluye el alcance, localización, condiciones de operación, características del fluido, trazo de los ductos, instrumentación y dispositivos de seguridad, clase de localización, especificaciones de la tubería, equipos y componentes; y las normas y especificaciones a utilizarse en el proyecto,
- Memoria de cálculo de (i) flujos y presiones de diseño, así como de las ampliaciones; (ii) de espesores de la tubería o ampliación; (iii) de las obras especiales para protección de la tubería y (iv) de la protección catódica,
- Los planos del sistema de distribución o de la ampliación que incluya entre otros, el trazo de las tuberías, el o los puntos de recepción de gas, Estación de medición o ERM, las válvulas de seccionamiento, componentes del sistema de protección, y
- Plano de la instrumentación, válvulas y dispositivos de seguridad de las Estaciones de Regulación y Medición (ERM).

2.3.4 Construcción

Para evitar que se interfiera con otros servicios públicos, antes de iniciar las obras se debe obtener información relativa a éstos y anticipar la ruta de la tubería. También, en zanjas a cielo abierto se deben colocar ademes y barricadas con una leyenda preventiva y restrictiva.

Si durante la excavación se encuentran áreas con suelo contaminado debido a derrame de hidrocarburos o concentración de sus vapores se deben suspender las obras, dar aviso inmediato a la ASEA y hasta que las condiciones hayan sido atendidas reanudar actividades.

2.3.4.1 Señalización en los sistemas de distribución

Los señalamientos informativos, restrictivos y/o preventivos se deben instalar en tuberías que operen a una presión igual o mayor de 689 kPa (6.8 atm), además de cumplir con lo siguiente:

- Ubicarse lo más cerca posible a ambos lados del cruce de una carretera, camino público, ferrocarril, cruce aéreo o fluvial y otros cuerpos de agua,
- Tener una distancia mínima entre cada señalamiento para las clases de localización 1 y 2 de 1,000 m, para clase 3 de 500 m y para la clase 4 de 100 m,
- En el caso de que los señalamientos no puedan ser colocados por impedimentos del lugar o físicos del terreno, la señalización se puede hacer a un lado del lomo del ducto o con placas en el piso o pared (tal y como se muestra en la Figura 2.7), y
- Cuando en la Franja de Desarrollo del Sistema (FDS) existan dos o más ductos propiedad del Regulado puede ubicar con un solo señalamiento los ductos existentes.



Figura 2.7. Ejemplo de placa de señalización en campo (foto original tomada en campo).

2.3.4.2 Separación de tuberías con otras instalaciones subterráneas

Debido a que durante la construcción se puede presentar el caso de paralelismo o cruzamiento y a que las tuberías están susceptibles a sufrir daños físicos, fugas o un incendio, éstas deben de situarse a las siguientes distancias mínimas de separación con respecto de:

- a) Estructuras subterráneas (por ejemplo: tuberías de drenaje, agua potable, vapor o combustible) a 30 cm.
- b) Instalaciones eléctricas y de comunicación, con separación de 1 metro.

2.3.4.3 Obra civil

La puesta en sitio de las tuberías requiere de un riguroso protocolo de seguridad y de consideraciones para dejar la mínima huella de impacto ambiental y evitar cualquier daño a la propia instalación una vez terminados los trabajos de colocación.

Asimismo, es de cumplimiento obligatorio que los pisos terminados que hayan sido afectados por las actividades realizadas al enterrar la tubería sean reparados

En esta norma se contemplan aspectos de la excavación de zanjas y el tendido de la tubería, los cuales son descritos a continuación:

a) Excavación de zanjas

Para las zanjas que alojan la tubería principal de distribución, ramales y acometidas, se de cumplir con los requerimientos de profundidad mostrados en la Tabla 2.15 para su instalación.

Tabla 2.15. Profundidad mínima del lomo de la tubería al nivel del piso terminado.

Ubicación		Excavación normal (cm)	Excavación en roca (cm)
En general			
-Tubería hasta 20" de diámetro		60	45
-Tubería mayor a 20" de diámetro		75	60
En derechos de vía, de carreteras o ferrocarriles		75	60
Cruzamientos de carreteras		120	90
Cruzamientos de ferrocarriles			
-Tubería encamisada		120	120
-Tubería sin encamisar		200	200
Cruces de vías de agua		120	60
Bajo canales de drenaje o irrigación		75	60
Acometidas	Presión de operación \leq 689 kPa (6.8 atm)	45	30
	Presión de operación $>$ 689 kPa (6.8 atm)	60	45

La superficie del fondo de la zanja se debe emparejar de tal manera que permita un apoyo firme de la tubería y antes de colocar el tubo se debe rellenar con una cama de 5 cm con cualquiera de los siguientes materiales:

- 1) Material producto de la excavación, libre de materiales que pudieran causar daño a la tubería
- 2) Material procedente de banco de materiales que proteja la tubería (por ejemplo arena).

b) Tendido

- i. Para las tuberías hechas de polietileno, PE-AL-PE, CPVC-AL-CPVC y Poliamida (PA-11 y PA-12) se debe cumplir lo siguiente:
 - Una revisión visual para verificar que no existan defectos que puedan afectar propiedades funcionales de cualquier tramo de tubería de polietileno
 - La eliminación de defectos que disminuyan más del 10% de espesor de la pared del tubo
 - Accesorios y tuberías en campo no se expongan a flama directa y en almacén estén protegidos de los rayos ultravioleta y daños mecánicos



- La instalación de tuberías de (i) polietileno y Poliamida deben ser enterradas y (ii) PE-AL-PE y CPVC-AL-CPVC pueden ser a la intemperie o enterrada
- Las uniones y accesorios de tuberías termoplásticas deben ser:
 - ✓ Polietileno: por termofusión, electrofusión y medios mecánicos
 - ✓ Poliamida: por termofusión y electrofusión
 - ✓ PE-AL-PE: por medios mecánicos
 - ✓ CPVC-AL-CPVC: por ensamble con cemento solvente o adhesivo de CPVC.
- ii. Para tuberías de acero se consideran cuatro aspectos, el primero de ellos es el doblado el cual debe de efectuarse por medio de un proceso en frío para evitar una deformación en la sección circular del tubo y además se debe observar lo mostrado en la Figura 2.8.

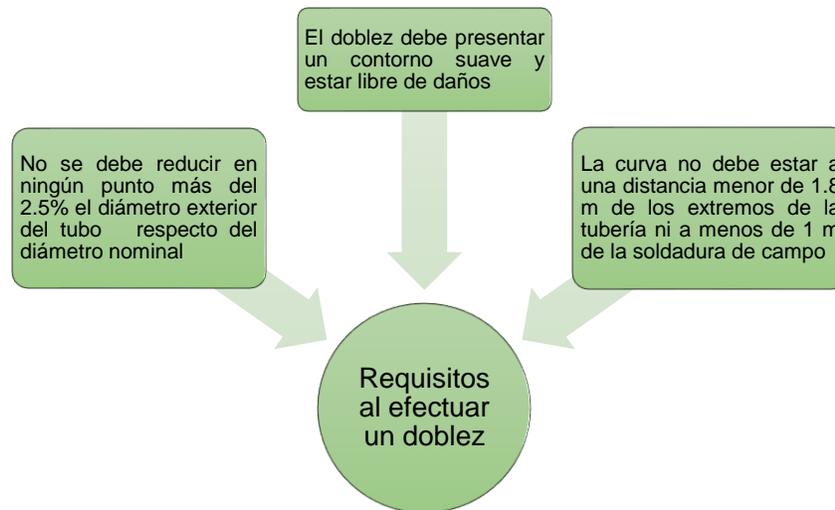


Figura 2.8. Requisitos al efectuar un doblado en tuberías de acero.

EL segundo es la limpieza, cuyo objetivo es prevenir el uso de ductos dañados o con residuos u objetos extraños en su interior al momento de realizar trabajos de soldadura, alineamiento o aplicación de recubrimiento anticorrosivo.

El tercero es la soldadura, cuya calidad es determinada por pruebas destructivas y su realización por personal y procedimientos calificados.

Además, se debe considerar que las juntas a inglete de las tuberías tienen las siguientes limitaciones:

- ✓ No se permite su uso en tuberías que operen a esfuerzos tangenciales iguales o mayores del 30% de la RMC,
- ✓ No se debe desviar o deflexionar el tubo más de 12.5° cuando se opere a presiones que provoquen esfuerzos tangenciales menores de 30% pero mayores de 10%, y
- ✓ La distancia entre soldaduras de inglete debe ser igual o mayor a un diámetro de la tubería a soldar, no se debe desviar o deflexionar el tubo más de 90° cuando se opere a presiones que provoquen esfuerzos tangenciales iguales o menores a 10% de la RMC.

Y el último es la protección contra la corrosión, que en gran parte se describe cómo prevenirla en el Apéndice Normativo II de esta norma NOM-003-ASEA-2016, aunado a que se debe aplicar un recubrimiento a las instalaciones superficiales de acuerdo a lo que recomiende el fabricante o sustente una norma de referencia.

- iii. En tuberías de cobre, cuya instalación está prohibida cuando exista un riesgo mecánico en el lugar donde se instale, se establece que:

- i. Las uniones de cobre rígido cuya presión de operación sea igual o mayor a 410 kPa (4 atm) deben ser soldadas por capilaridad con soldadura fuerte de aleaciones de cobre fosforado o plata.
- ii. Las uniones de cobre rígido cuya presión de operación sea menor a 410 kPa (4 atm) deben de ser soldadas por capilaridad con soldadura con punto de fusión no menor a 513 K (240 °C).
- iii. Está prohibido el uso de uniones a tope y roscadas.

2.3.4.4 Instalaciones

La construcción de (i) EMR y EM, (ii) Registros, (iii) válvulas de seccionamiento y (iv) medidores, se debe apegar a lo siguiente:

- a) Para las estaciones de regulación y estaciones de regulación y medición lo mostrado en la Tabla 2.16.

Tabla 2.16. Características de las EMR y EM.

Característica de la Estación	Criterio(s) a considerar
Capacidad	<ul style="list-style-type: none"> • Demanda máxima de flujo y condiciones de presión y entrada del sistema.
Diseño	<ul style="list-style-type: none"> • Tener como mínimo una línea de regulación y un by-pass • Estar aislada eléctricamente si las tuberías tienen protección catódica.
Lugar de instalación	<ul style="list-style-type: none"> • Recintos abiertos, locales o armarios a nivel de piso o bajo tierra, total o parcialmente ¹ • Ubicación en ambientes no corrosivos y protegida contra daños causados por agentes externos • Estar a una distancia mayor de 3 metros de cualquier fuente de ignición • Ser accesible directamente desde la vía pública para realizar tareas de operación, mantenimiento y atención a emergencias • Estar protegidas contra el acceso de personas no autorizadas.
Lugares prohibidos para su instalación	<ul style="list-style-type: none"> • Bajo líneas de conducción eléctrica o transformadores • Lugares donde el gas pueda migrar al interior de edificios • Lugares confinados o cerrados junto con otras instalaciones.



Componentes mínimos	<ul style="list-style-type: none"> • Línea de regulación o regulación/medición • La línea de regulación debe contar con los elementos siguientes: <ul style="list-style-type: none"> ➤ Regulador de presión y válvulas a la entrada y salida para aislamiento. ➤ Filtro si se prevé su necesidad. ➤ Al menos un elemento de seguridad por línea (válvula de corte de máxima presión, de alivio o regulador monitor) y otro elemento adicional si la presión de entrada a la línea es mayor a 689 kPa (6.8 atm). • Línea de desvío (o bypass), debe tener mínimo 2 válvulas: una de bloqueo y otra como elemento de regulación manual • Tuberías, conexiones y accesorios, estar pintados en su totalidad de color amarillo, tener una flecha de sentido del flujo y la identificación de la tubería • Todos los componentes deben estar protegidos con recubrimientos anticorrosivos. • Contar con puntos de medición de presión manométrica.
---------------------	---

(1) Si se ubican registros subterráneos éstos deben de cumplir con los criterios de construcción mostrados en el inciso b del punto 2.3.3.4.

Si las estaciones cuentan con un dispositivo de desfogue, éste debe de cumplir con:

- Estar construido al interior con materiales anticorrosivos,
- Estar diseñado e instalado de manera que se pueda comprobar que la válvula no está obstruida,
- Asegurar que no existan elementos que puedan dejar fuera de operación la válvula,
- Tener válvulas con asientos que estén diseñados para no obstaculizar la operación del dispositivo,
- Contar con una tubería de salida cuyo diámetro no sea menor al diámetro de salida del dispositivo de desfogue y con una altura que permita dispersar el gas hacia la atmósfera, y
- La válvula de seguridad debe evacuar el caudal máximo de la estación sin llegar a presiones que dañen las instalaciones de salida.

En la Figura 2.9 [35] se muestran los componentes básicos que integran una válvula de seguridad típica, estos dispositivos funcionan como la última capa de seguridad en caso de sobrepresión de la línea y deben de estar instalados independientemente de la existencia del regulador que contenga una línea.

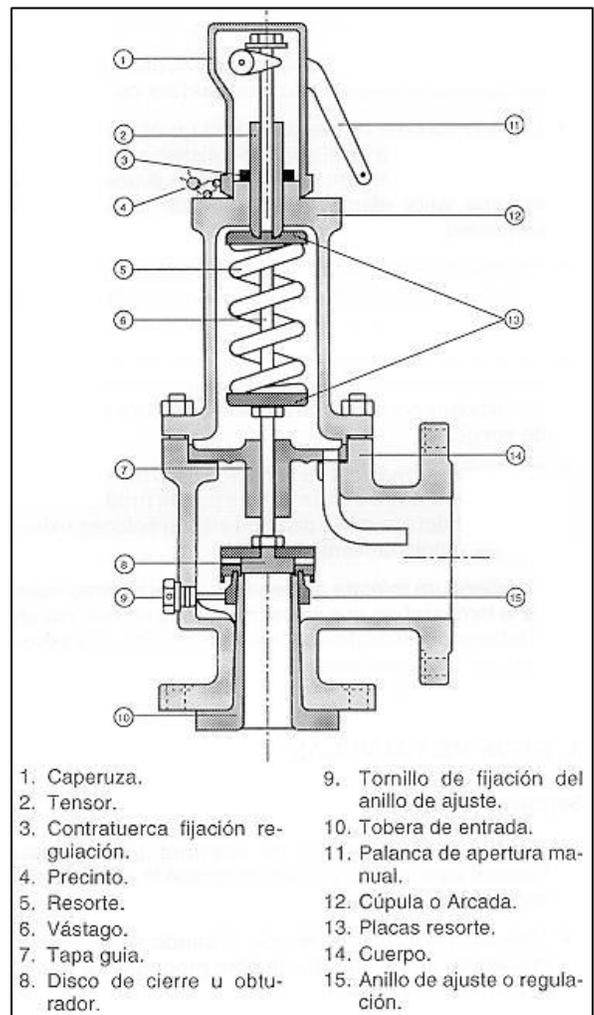


Figura 2.9. Componentes principales de una válvula de seguridad [35].

En lugares visibles de las estaciones se deben de colocar señalamientos informativos y restrictivos, estos señalamientos deben de incluir lo indicado en la Figura 2.10.



Figura 2.10. Señalamientos a colocar en una estación de regulación y medición/ estación de medición.

Finalmente y como medida general, todas las zonas del sistema de distribución en donde se almacene, maneje o transporte GN, deben estar protegidas con sistemas pararrayos, y se deben conectar a tierra las partes que no estén destinadas a conducir energía eléctrica.

b) Los registros que se construyan en los sistemas de distribución deben cumplir con lo que se menciona a continuación:

- Tener las dimensiones adecuadas y la capacidad de soportar las cargas externas a las que pueda estar sujeto,
- Estar anclados y soportar las válvulas o utilizar tubería de acero a fin de soportar el peso de la válvula y el esfuerzo de torsión que provoca accionar ésta,
- Localizarse en lugares de fácil acceso y ser de uso exclusivo del servicio de gas, así como contar con una tapa que soporte las cargas externas habituales,
- Tener ventilación que evite la formación de atmósfera peligrosa en su interior, solo si cuenta con un volumen interno mayor a 6 metros, y
- Contar con drenaje propio (si es que es necesario), el cual no debe estar conectado a la red de drenaje público.

c) Para el caso de las válvulas de seccionamiento:

Deben estar espaciadas de tal manera que permitan minimizar el tiempo de cierre de una sección del sistema en caso de emergencia y ser instaladas antes y después de los casos:

- Cruces de ríos, canales y arroyos, y
- Cruces de vías férreas, carreteras y autopistas.

Además, independientemente de los métodos de prueba realizados por el fabricante se deben probar a una presión mínima de 1.5 veces la presión de operación del sistema cuando se encuentre en posición (i) "totalmente abierta" y (ii) en posición "totalmente cerrada", cumpliendo debidamente durante esta prueba con las especificaciones de fabricación.

d) Los medidores que se utilicen para el suministro de gas a los usuarios deben de cumplir lo siguiente:

- Ser resistentes a la acción del gas y a la corrosión, ser herméticos y capaces de soportar la presión de diseño,

- Operarse de acuerdo con las condiciones indicadas por el fabricante,
- Colocarse una válvula de corte antes de cada medidor, y
- Protegerse con una válvula de seguridad, un regulador con válvula integrada o cualquier otro medio que evite una presión mayor a la máxima de operación del instrumento.

En la *Figura 2.11* se muestra un medidor de gas natural para un usuario final, el medidor posee la instalación de una válvula de corte y un regulador antes de que el flujo de gas pase al instrumento.



Figura 2.11. Instalación típica de un medidor de GN (foto original tomada en campo).

2.3.4.5 Tomas de servicio

Las tomas de servicio se deben de instalar a la profundidad establecida en la Tabla 2.15, y de no ser posible, se deben proteger con una camisa u otro medio que resista las cargas previstas.

Para las tomas de servicio residencial construidas en materiales plásticos hasta 32 mm, deben de contar con una válvula de exceso de flujo la cual debe de estar instalada inmediatamente después de la derivación con la red de distribución (tal y como se muestra en la Figura 2.12) [36].

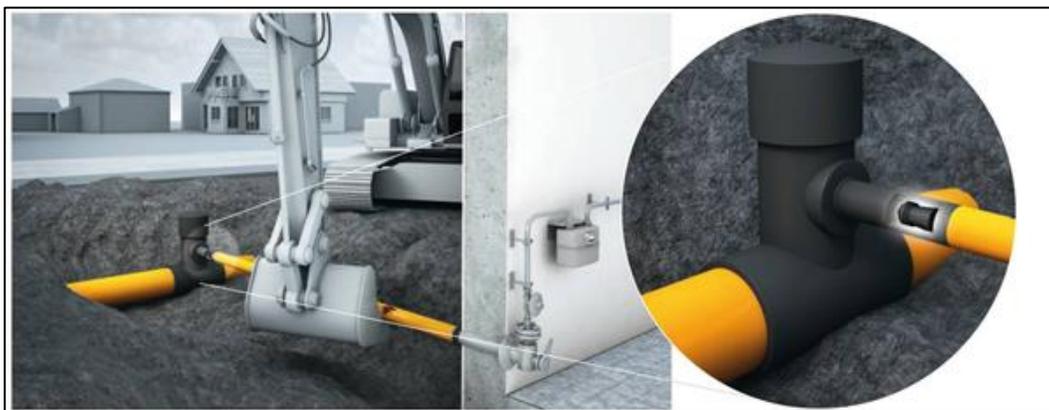


Figura 2.12. Ubicación de válvula de exceso de flujo en tomas de servicio residencial [36].

Las tomas de servicio para edificios con múltiple de medición en azoteas deben cumplir con lo siguiente:

- Los ductos al exterior del edificio deben ser visibles y adosados a las paredes del edificio (Figura 2.13),
- Las tuberías verticales que salen del piso (con excepción de las de acero) deben (i) ser protegidas contra daños mecánicos al menos 1.8 m sobre el nivel del piso y (ii) ser soportadas con abrazaderas de material aislante, espaciadas como máximo a 3 m,
- Las tuberías horizontales deben quedar soportadas para evitar pandeo o flexión, y
- En el caso de que las tomas tengan que cruzar juntas constructivas entre edificaciones, deben utilizarse juntas o elementos de expansión adecuados para permitir movimientos naturales de las edificaciones.

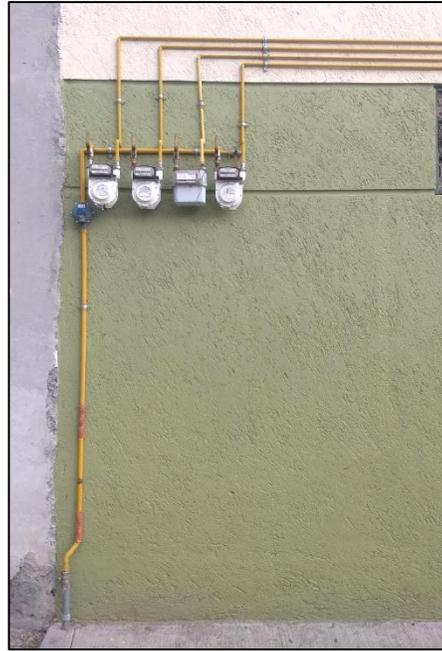


Figura 2.13. Instalación de ductos al exterior de un edificio (foto original tomada en campo).

2.3.4.6 Pruebas de integridad en tubería de acero

Las pruebas no destructivas para comprobar la integridad de una soldadura en tubería de acero en etapa de construcción, se deben de realizar por métodos radiográficos.

En la etapa de mantenimiento se pueden utilizar otras pruebas no destructivas tales como: partículas magnéticas, ultrasonido y líquidos penetrantes.

Las pruebas no destructivas de las uniones soldadas, se deben ejecutar de forma aleatoria de acuerdo con lo mostrado en la Tabla 2.17 para las soldaduras realizadas por cada soldador.

Tabla 2.17. Porcentaje de uniones soldadas a ser sometidas por pruebas no destructivas.

Clase de localización	Porcentaje a ejecutar pruebas no destructivas (%)
1	Por lo menos el 10
2	Por lo menos el 15
3	Por lo menos el 40
4	75
Cruces de ferrocarriles, carreteras, autopistas, ríos, arroyos y canales	100

2.3.4.7 Prueba de hermeticidad para ductos

Esta prueba es de carácter obligatorio para todos los ductos que transporten Gas L.P. o GN y debe llevarse a cabo antes de ser puesto en servicio, incluyendo ampliaciones, reemplazos, reparaciones y modificaciones.

Se debe llevar un registro de las pruebas de hermeticidad realizadas, éste debe de ser firmado por personal responsable de la misma y debe de indicar el fluido de prueba. Resultado de la prueba, se considera que la instalación es hermética cuando al término de la prueba no exista cambio en la presión.

La prueba se debe realizar con agua, aire, gas inerte, gas natural o Gas L.P. según corresponda. Asimismo, las consideraciones de prueba, que bien puede ser neumática o hidrostática, están en función del material del ducto y son descritas en la Tabla 2.18.

Tabla 2.18. Especificaciones de la prueba de hermeticidad según el material del ducto.

Tipo de material	Clase de localización del ducto	Número de veces respecto de la presión de operación a la que debe hacerse la prueba	Duración mínima de la prueba (horas)
Acero, polietileno y poliamida PA-11 y PA-12	1 y 2	1.25	8 si es hidrostática
	3 y 4	1.5	24 si es neumática
Cobre	1-4		8

Esta prueba también es obligatoria para las acometidas de servicio después de la construcción y antes de ser puesta en servicio de conformidad con lo señalado en la Tabla 2.19.

Tabla 2.19. Especificaciones de la prueba de hermeticidad para acometidas de servicio.

Tipo de material	Presión de operación (kPa)	Número de veces respecto de la presión de operación a la que debe hacerse la prueba	Duración mínima de la prueba (horas)
Acero	Mayor a 410 (4 atm)	1.5	8
	410 (4 atm) o menor	1.5	8
Otro diferente a acero	NA	Prueba a una presión Máxima de 689 kPa (6.8 atm)	15 minutos

2.3.4.8 Especificaciones de protección al medio ambiente para los sistemas de distribución

Mediante la aplicación de los siguientes lineamientos se pretende minimizar el impacto ambiental que pueda provocar la instalación de un sistema de distribución:

- 1) Durante la preparación del sitio para controlar y retirar malezas de la FDS, no se deben emplear agroquímicos o fuego.
- 2) No se permite el mantenimiento de vehículos y maquinaria dentro de la franja de desarrollo del sistema.
- 3) Los residuos sólidos urbanos y los de manejo especial generados en las diversas etapas de la instalación se deben depositar en contenedores con tapa y éstos deben obedecer las disposiciones que la ASEA determine para su eliminación.
- 4) Al terminar la obra y antes de iniciar la operación, la FDS debe quedar libre de residuos peligrosos, sólidos urbanos y de manejo especial.
- 5) Si se construyeron desniveles o terraplenes, éstos deben contar con una cubierta vegetal para evitar erosiones.
- 6) Si la tubería cruza cuerpos de agua, se deben de aplicar las técnicas necesarias para evitar el cambio de la dinámica hidrológica natural de forma permanente.
- 7) Se deben utilizar los caminos de acceso ya existentes, solo en el caso de que sea necesario crear uno nuevo éste deberá tener un ancho de corona máximo de 4.0 m y una longitud máxima de 500 m.
- 8) El agua que sea necesaria para actividades de construcción u obra debe ser tratada y/o adquirida (no potable).
- 9) Todas las instalaciones requeridas para la realización del proyecto (baños, oficinas, almacenes, etc.) deben ser temporales, ubicarse en zonas ya perturbadas y una vez concluida la obra se deben desmantelar y si es el caso rehabilitar el área.



- 10) Para materiales producto de la excavación que permanezcan en la obra, se deben aplicar las medidas necesarias para evitar la dispersión de los polvos que afecten al personal y a la población (en la Figura 2.14 se muestra una medida para el control de polvos mediante riego).



Figura 2.14. Mitigación de polvos mediante el riego de agua tratada (foto original tomada en campo).

- 11) Concluidos los trabajos, los sitios que hayan sido afectados por la instalación y construcción del sistema de distribución deben de ser restaurados a sus condiciones originales, urbanas y naturales.

2.3.5 Pre-arranque del sistema de distribución

Antes de la puesta en operación del sistema de distribución (i) nuevo, (ii) rehabilitado o (iii) modificado, se debe realizar la revisión de pre-arranque (Tabla 2.20), con el fin de confirmar los elementos de seguridad industrial, operativa y protección al medio ambiente hayan sido construidos o instalados conforme al diseño, y proporcionar certeza de que la instalación es segura para el inicio de la operación.

Tabla 2.20. Etapas de revisión de seguridad en el pre-arranque.

Requisitos de la revisión documental	Requisitos de la revisión física
<ol style="list-style-type: none"> 1. Análisis de Riesgo (AR) actualizado, 2. Atención y cumplimiento a las recomendaciones derivadas del AR, 3. Procedimiento de la administración de cambios y de personal, 4. Pruebas destructivas y no destructivas realizadas a todos los equipos y componentes, 5. Certificados de calibración de equipos e instrumentos, 6. Manual de operación, 7. Procedimientos de pre-arranque, operación y mantenimiento, actualizados y disponibles en sitio de trabajo, 8. Personal entrenado y capacitado, 9. Plan de Respuesta a Emergencias (PRE) actualizado y difundido al personal involucrado en la instalación, 10. Cumplimiento a los requerimientos en materia de seguridad industrial, operativa y protección al medio ambiente que el Regulado establece al contratista, 11. Documentos que avalen las pruebas no destructivas y de hermeticidad, 12. Reportes de integridad mecánica de los equipos, 13. Cumplimiento de los términos y condiciones establecidos en materia de impacto ambiental para la etapa de construcción, y 14. Contar con las especificaciones y censo de los equipos, materiales y accesorios de la instalación. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Un equipo formado por las diferentes disciplinas debe realizar un recorrido para verificar que la instalación: <ol style="list-style-type: none"> a. Cumple con las especificaciones de diseño establecidas en esta NOM. b. Las modificaciones realizadas en la administración de cambio coincidan con la física. c. Que los dispositivos de seguridad funcionen de acuerdo con el diseño. 2. El Regulado debe tener un dictamen de pre-arranque y otro de diseño emitido por una UV. 3. El Regulado debe dar aviso sobre el inicio de operaciones a la ASEA, en un plazo máximo de 10 días posteriores.



2.3.6 Operación y mantenimiento del sistema de distribución

Como base documental se debe contar con manual actualizado de operación y mantenimiento del sistema de distribución en el que se describan los procedimientos e instrucciones detallados para el personal que realice actividades de operación y mantenimiento durante el inicio de operaciones, operación normal, operación anormal, paro programado y mantenimiento.

Se debe contar con planos actualizados del sistema de distribución, en donde se indiquen la ubicación y trazado de tuberías incluyendo ramales, EMR, EM, estaciones de odorización, válvulas de seccionamiento, equipo de protección catódica, entre otros.

2.3.6.1 Programa de mantenimiento e inspección

El Regulado debe elaborar y ejecutar un programa de mantenimiento e inspección cuyo objetivo sea determinar, estructurar y aplicar las normas y procedimientos internos de carácter preventivo y correctivo, para preservar la integridad física del sistema de distribución.

Los procedimientos que deben de establecerse están mostrados en la Figura 2.15.

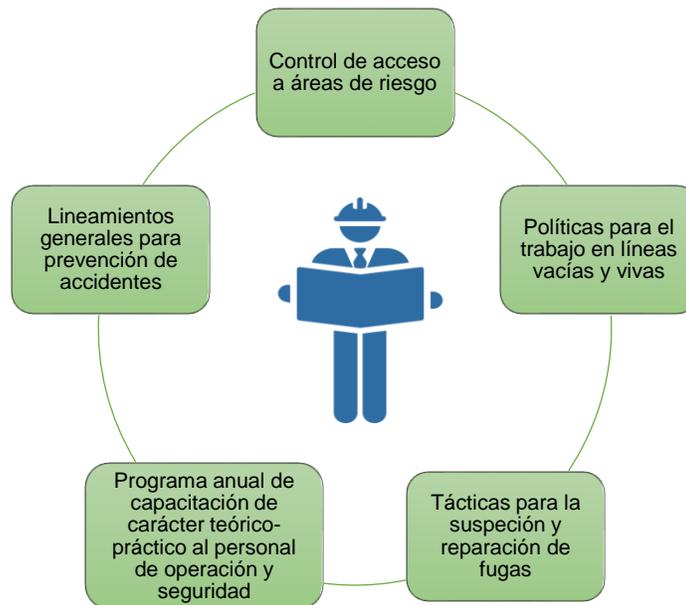


Figura 2.15. Requerimientos de seguridad del programa de mantenimiento e inspección.

El programa debe de incluir como mínimo lo siguiente:

- a) Mantenimiento de EMR y Estaciones de regulación,
- b) Monitoreo y detección de fugas de acuerdo con el Apéndice Normativo III de esta norma,
- c) Mantenimiento de registros y medidores,
- d) Celaje de ductos,
- e) Mantenimiento de válvulas de seccionamiento y corte;
- f) Instalaciones eléctricas;
- g) Verificación de ánodos de sacrificio y rectificadores de corriente,
- h) Levantamiento de potenciales tubo/suelo,
- i) Sistemas y puntos de monitoreo de odorizante,
- j) La soldadura de tubería,
- k) Inspección rutinaria de los ductos, y
- l) Programa mensual de revisión de extintores.

El Regulado también debe de efectuar supervisión en sus instalaciones, a intervalos que no excedan de 1 año o en intervalos menores de ser necesario según la ubicación geográfica del sistema de distribución, con el fin de verificar el estado del recubrimiento anticorrosivo y efectuar las medidas correctivas necesarias.

Además, se debe tener un programa de capacitación y entrenamiento para el personal que ejecuta las actividades de operación, mantenimiento y atención a emergencias, con base en la detección de las necesidades de capacitación, entrenamiento y reentrenamiento de personal.

2.3.6.2 Prevención de accidentes

Una de las medidas que mantiene tiene como objeto respaldar la operación del sistema de distribución es el sistema de telecomunicación mediante una comunicación continua las 24 horas del día, los 365 días del año, entre el centro de control y las cuadrillas encargadas de realizar actividades de operación, mantenimiento, atención a fugas, a emergencias y supervisión del sistema.

También como medida de prevención, durante la inspección o reparación de tuberías donde pueda haber presencia de gas, se debe observar lo señalado en la Figura 2.16.

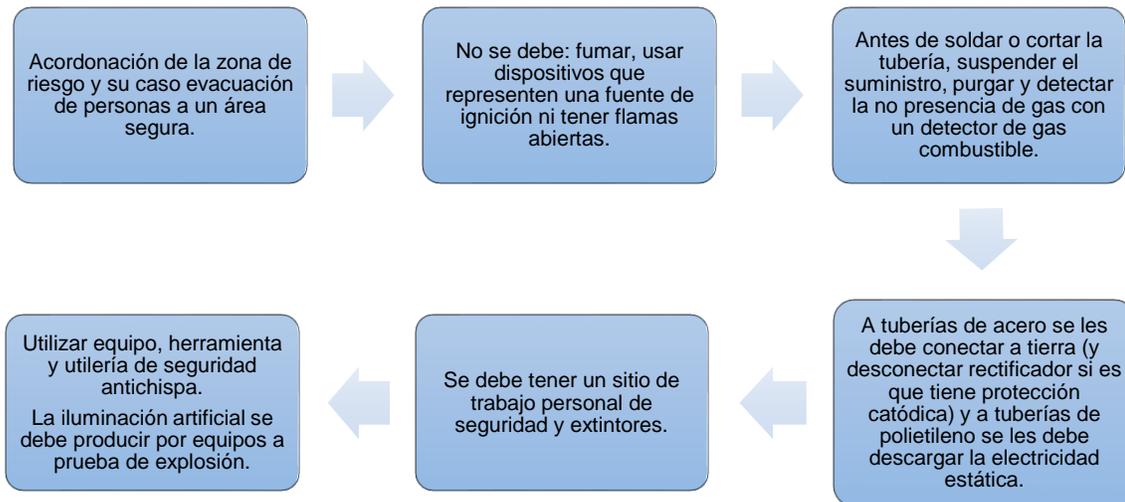


Figura 2.16. Cumplimientos a observar durante la inspección o reparación de tuberías.

En el caso de que ocurriese una emergencia, el Regulado debe tener disponible un servicio de emergencia a cualquier hora o día del año de manera ininterrumpida, debe contar con vehículos equipados con detectores de fugas, explosímetros y personal capacitado para controlar fugas de manera eficiente.

2.3.6.3 Tuberías fuera de operación (FO) y temporalmente fuera de operación

Se debe elaborar un procedimiento para dejar fuera de operación de forma segura las tuberías, considerando como mínimo lo siguiente:

- Cada tubería que quede FO se debe vaciar antes de desconectar la fuente de suministro de gas y purgarse,
- La tubería debe quedar empacada con gas inerte,
- La tubería se debe aislar utilizando bridas ciegas o tapones,
- Mantener un registro de las tuberías FO,
- Si una tubería se va a reactivar debe verificarse su integridad mecánica,
- Cada registro de válvulas fuera de operación debe ser cancelado y asegurado, y
- La tubería del usuario debe ser desconectada físicamente del suministro de gas y los extremos abiertos sellarse u obturarse.

Para el caso de que el servicio que se da a un usuario se deja fuera de operación temporalmente, se debe observar que (i) la válvula debe estar provista de un bloqueo mecánico y (ii) se debe instalar en la línea de servicio en el conjunto del medidor un dispositivo mecánico o accesorio que evite el flujo de gas.

2.3.6.4 Reclasificación de tuberías

Como primer criterio indispensable para la reclasificación de las tuberías en operación que se van a someter a incrementos de presión, es necesario determinar la máxima presión de operación a las nuevas condiciones.

Para modificar las condiciones de operación por incremento de presión, ésta se debe incrementar gradualmente, permitiendo que sea controlada y de acuerdo con lo siguiente:

- Después de cada incremento, la presión se mantendrá constante mientras el tramo completo de la tubería se revisa para verificar la no existencia de fugas,
- Cada fuga detectada se debe reparar antes de realizar un nuevo incremento de presión,
- Cuando se someta la tubería a una operación más exigente, se debe llevar un registro de las acciones tomadas para acondicionarlo al nuevo intervalo de presión,
- Cuando se modifiquen las condiciones de operación de un tramo de tubería, se debe documentar el procedimiento utilizado para determinar la Máxima Presión de Operación Permisible (MPOP), y
- Al establecer una nueva MPOP, ésta no debe exceder el valor máximo permitido para un tramo de tubería nuevo (construido con el mismo tipo de material en la misma clase de localización).

2.3.6.5 Programa de Prevención de Accidentes (PPA)

El Regulado debe contar con su PPA, del cual debe asegurar lo mostrado en la Figura 2.17.



Figura 2.17. Programa de Prevención de Accidentes.

2.3.7 Cierre y desmantelamiento

El Regulado está obligado a contar con un programa de actividades de seguridad industrial, seguridad operativa y de protección al medio ambiente para la etapa de Cierre o de Desmantelamiento.

Este programa debe incluir como mínimo:

- Escenarios y recomendaciones del análisis de riesgos actualizado para esta etapa,
- Lo previsto en la normatividad aplicable en materia de seguridad industrial, operativa y de protección al medio ambiente, y
- Los términos y condicionantes aplicables en la misma materia.

2.3.8 Procedimiento para la evaluación de la conformidad

La evaluación de la conformidad de la presente norma se realizará para cada una de sus etapas, mediante la revisión documental y la verificación física de los sistemas de distribución de gas natural y gas L.P, siendo que para el diseño, la construcción y el pre-arranque es una sola vez y para operación y mantenimiento una vez por año.

Esta norma contiene los siguientes Apéndices normativos:

- Odorización del gas natural y gas L.P.
- Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas.
- Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas licuado de petróleo en ductos.

Estos apéndices se describen en el Anexo D de este trabajo.



2.4 Norma Oficial Mexicana NOM-007-ASEA-2016 “Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos”

2.4.1 Generalidades y alcance

La NOM-007-ASEA-2016 [39] tiene por objetivo establecer los requisitos mínimos y especificaciones técnicas de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente, que deben cumplir los Regulados para (i) el diseño, (ii) construcción, (iii) pre-arranque, (iv) operación, (v) mantenimiento, (vi) cierre y (vi) desmantelamiento de los sistemas de transporte de gas natural, etano y gas natural asociado al carbón mineral por medio de ductos (en adelante sistemas de transporte de gas por medio de ductos o sistemas de transporte).

Esta norma aplica en todo el territorio nacional y es de observancia general y obligatoria para los Regulados que realizan actividades de transporte de gas por medio de ductos, así como para el diseño, construcción, pre-arranque, operación, mantenimiento, cierre y desmantelamiento de ductos, incluyendo los que están empacados e inertizados, y aquellos que ya estando construidos se modifiquen en su diseño original.

En la Figura 2.18 se detallan las instalaciones de un sistema de transporte que están dentro del alcance de la presente Norma Oficial Mexicana.

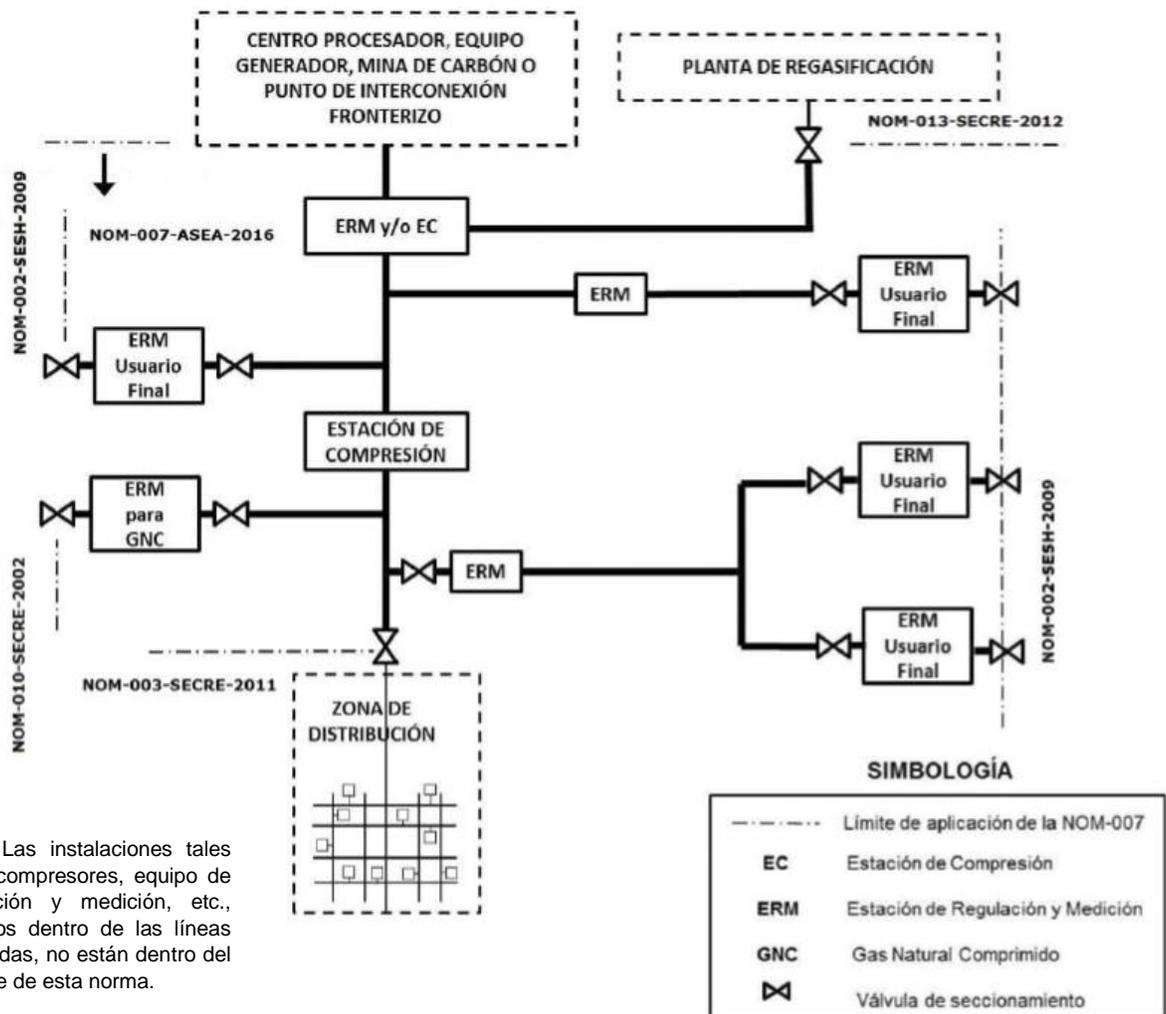


Figura 2.18. Instalaciones de un sistema de transporte que están dentro del alcance de la NOM-007-ASEA-2016.

2.4.2 Materiales

Los requisitos mínimos para la selección y calificación de los materiales tales como ductos, accesorios y equipos que forman parte de los sistemas de transporte están establecidos por esta norma.

Los Regulados serán responsables del diseño y la selección de los materiales, los cuales deben seleccionarse de acuerdo con lo establecido en esta norma, y con lo indicado en las que se hace referencia.

Los materiales de los ductos y sus componentes deben cumplir con los requisitos del diseño, así como con lo siguiente:

- Mantener su integridad estructural y propiedades mecánicas de acuerdo con las condiciones previstas de temperatura y otras condiciones del medio ambiente,
- Ser químicamente compatibles con el gas que se transporte, y
- Ser compatibles con cualquier otro material que esté en contacto con el ducto.

Todos los materiales deben tener su reporte de pruebas de materiales y deben ser rastreables con respecto a éste durante todo el ciclo de vida de la estación.

En la Figura 2.19 se enlistan algunas de las normas, códigos o estándares internacionales vigentes, equivalentes o superiores que en ausencia del alcance de esta Norma Oficial Mexicana deberán ser cumplidos por los siguientes elementos:

- Tuberías de acero al carbono
- Válvulas
- Bridas
- Componentes de los ductos
- Tubería no metálica
- Tubería y accesorios de polietileno
- Tubería y accesorios de poliamida sin plastificante.

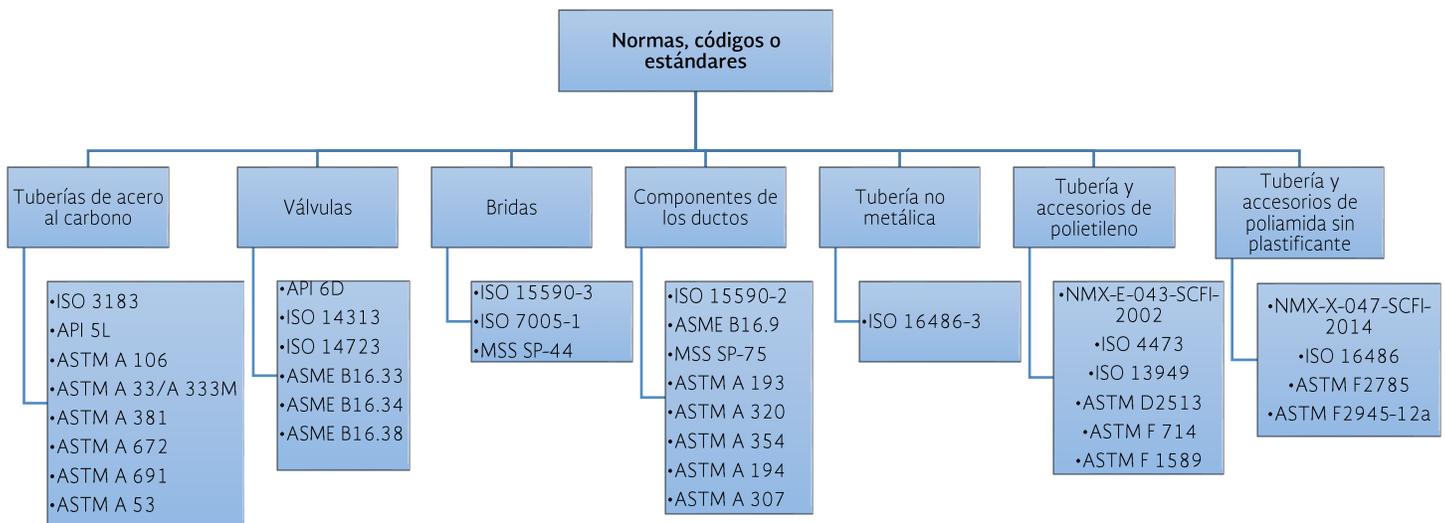


Figura 2.19. Normas, códigos o estándares aplicables a los materiales de un sistema de transporte por medio de ductos.

En el Anexo C se indican los nombres de los métodos mencionados en la Figura 2.19.

2.4.3 Diseño

El diseño de un sistema de transporte debe incluir como mínimo (i) el diagrama de flujo, (ii) los planos del proyecto, (iii) las normas y especificaciones técnicas, (iv) la memoria de cálculo y (v) la información básica de los diferentes aspectos considerados en el diseño.

2.4.3.1 Ductos de acero

Los ductos se deben diseñar con un espesor de pared suficiente para soportar la presión interna y los esfuerzos a los que estarán expuestos durante y después de su instalación. En conformidad con lo siguiente:

A. Espesores de los ductos

El cálculo de los espesores de los ductos de acero que transportan gas se determina de conformidad con la formula siguiente:

$$t = \frac{Px D}{2x Sx Fx Ex T}$$

Donde:

t= espesor de pared mínimo requerido en mm. El espesor de pared adicional requerido para cargas adicionales será determinado tomando lo establecido en la Tabla 2.21.

P= presión de diseño en kPa.

D= diámetro exterior del ducto, en mm.

S= resistencia mínima de cedencia (RMC), en kPa.

F= factor de diseño por densidad de población (F) (ver Tabla 2.22).

E= factor de eficiencia de la junta longitudinal de la tubería (ver Tabla 2.13).

T= factor de corrección por temperatura del gas (ver Tabla 2.23).

Tabla 2.21. Cargas externas adicionales relacionadas con el medio ambiente y condiciones operativas.

Cargas adicionales	Efectos generados
Cargas vivas, como son el peso del gas (considerar el peso del agua para efecto del cálculo), nieve, hielo y viento, entre otros.	Contracción y expansión térmica.
Cargas por tráfico cíclico de vehículos	Movimiento de los equipos conectados al ducto.
Cargas muertas como el peso de los ductos, recubrimientos, rellenos, válvulas y otros accesorios no soportados.	Esfuerzos provocados por corrientes fluviales o pluviales.
Esfuerzos provocados por sismos.	Esfuerzos provocados en los cruces con vías de comunicación.
Vibración y/o resonancia.	Factor de seguridad por densidad de población (F), ver Tabla 2.30.
Esfuerzos provocados por sismos	Factor por eficiencia de junta longitudinal soldada (E), ver Tabla 2.13.
Vibración y/o resonancia	Espesor adicional por desgaste natural o margen de corrosión.
Esfuerzos provocados por asentamientos o derrumbes en regiones de suelos inestables.	-



Tabla 2.22. Factor de diseño por densidad de población (F).

Clase de localización	1	2	3	4	5
Ruta general	0.77	0.77	0.67	0.55	0.45
Cruces e invasiones paralelas. Caminos secundarios	0.77	0.77	0.67	0.55	0.45
Cruces e invasiones paralelas. Caminos principales, vías de ferrocarril, canales, ríos y lagos	0.67	0.67	0.67	0.55	0.45
Trampas de diablos	0.67	0.67	0.67	0.55	0.45
Ducto principal en estaciones y terminales	0.67	0.67	0.67	0.55	0.45
Construcciones especiales, como ensambles fabricados y ducto en puentes	0.67	0.67	0.67	0.55	0.45

- Notas:
- (1) El factor de 0.77 aplica sólo para ductos que transporten gas natural seco.
 - (2) Para gases diferentes al gas natural considerados en la presente norma, el factor de diseño no debe ser mayor a 0.77.

Tabla 2.23. Factor de corrección por temperatura (T).

Temperatura K (°C)	Factor (T)
394.26 o menores (121.11)	1.000
422.03 (148.88)*	0.967
449.81 (176.66)*	0.933
477.59 (204.44)*	0.900
505.37 (232.22)*	0.867

(*) Para temperaturas intermedias del gas, el factor de corrección por temperatura se determina por interpolación directa.

B. Esfuerzo tangencial máximo permitido

El esfuerzo tangencial máximo permitido se determina por medio de la siguiente fórmula:

$$ST = \frac{Px D}{2xt}$$

Donde:

- ST= Esfuerzo tangencial máximo permisible en MPa
- P= Presión máxima de operación (PMO) en MPa
- D= Diámetro exterior del ducto en mm
- t= Espesor de pared en mm

Generalmente, el esfuerzo tangencial máximo permitido se establece como un porcentaje de la RMC de acuerdo con lo siguiente:

$$\% RMC = \frac{ST}{RMC} \times 100$$

De manera general, en el diseño de los ductos se deben considerar, como mínimo, aspectos como:

- Características físicas y químicas del gas. Para el caso del gas natural, se debe considerar lo establecido en la norma NOM-001-SECRE-2010, o aquella que la modifique o sustituya.
- Presión máxima de operación (PMO), y
- Máxima temperatura de operación.

C. Selección de la ruta de los ductos

Para la selección del diseño del trazo de la ruta de los ductos y sus posibles modificaciones, la zona mínima que debe tomarse en consideración es una franja de 500 metros a cada lado del trazo, cuyos factores a considerar deberán ser como mínimo los siguientes:

- Seguridad al público en general y al personal que se ubique dentro o cerca a las instalaciones del sistema de transporte;



- b) Protección al medio ambiente y de las áreas naturales protegidas;
- c) Cruces con vías de comunicación, cruces con cuerpos de agua, entre otros cruces como una obra especial;
- d) Condiciones geotécnicas, hidrográficas y corrosividad del suelo;
- e) Requerimientos específicos para las etapas de diseño, construcción, pre-arranque, operación, mantenimiento, cierre y desmantelamiento del sistema de transporte;
- f) Normatividad aplicable, requerimientos del orden municipal, estatal o federal, e
- g) Instalaciones futuras, incluidas instalaciones propias o de otros sistemas de transporte.

Todos los levantamientos realizados durante la etapa de diseño, para la selección y trazo de la ruta, deben estar referenciados y apoyados en herramientas para sistemas de información geográfica, lo anterior conforme a la Norma Técnica para el Sistema Geodésico Nacional [40].

D. Determinación de la clase de localización

La clase de localización es una porción de terreno que teniendo como eje longitudinal la tubería de gas mide 1,600 m de largo y 400 m de ancho (área unitaria), que es clasificada de acuerdo con la densidad de población para el diseño de tuberías en esa área.

Para cada ducto se debe realizar un estudio de cambio y de gabinete para establecer:

1. La clase de localización real de todo el sistema de transporte, y la Presión Máxima de Operación Permisible (PMOP);
2. Que el esfuerzo tangencial producido por la PMOP, determinado de acuerdo con lo establecido en el inciso D del punto 2.4.3.1 de este trabajo, corresponda a la clase de localización, conforme a lo indicado en la Tabla 2.24;
3. En caso de que un ducto tenga una PMOP que produzca un esfuerzo tangencial que no corresponda a su clase de localización, se deben adecuar las condiciones de la operación consideradas en el diseño, de acuerdo con lo descrito en el punto 2.4.13 de este trabajo.

Tabla 2.24. Requisitos de prueba para ductos de acero que operan a esfuerzos tangenciales de 30% o más de la RMC.

Clase de localización	Medio de prueba permitido	Presión de prueba prescrita	
		Mínima	Máxima
1	Agua	1.25 x PMO	----
2	Agua	1.25 x PMO	----
	Aire o gas ¹	1.25 x PMO	Presión de Prueba (PP)/1.25, o la Presión de diseño (PD)
3 ²	Agua	1.25 x PMO	----
	Aire ¹	1.25 x PMO	PP/1.25, o la PD
4	Agua ³	1.40 x PMO	----
5	Agua ³	1.40 x PMO	----

(1) Para presiones de prueba con aire o gas, se debe considerar lo establecido en la Tabla 2.26.

(2) Las pruebas en los ductos en estaciones de compresión deben ser hidrostáticas en cumplimiento con los requisitos para la clase de localización 3.

(3) Si no se tienen las condiciones adecuadas para implementar una prueba hidrostática por condiciones extremas, se puede implementar una prueba hidrostática aplicando las consideraciones de la Tabla 2.25.

Tabla 2.25. Esfuerzo tangencial máximo permitido de la presión de prueba mediante gas o aire.

Clase de localización ¹	Esfuerzo tangencial máximo permitido como % de la RMC
1 y 2	72
3	60
4	50
5	40



En lo que concierne a los 5 tipos de clases de localización, están en función de lo siguiente:

- *Clase de localización 1.* Lugares expuestos a la actividad humana poco frecuente sin presencia humana permanente. Áreas de difícil acceso (desiertos, regiones de la tundra, etc.).
- *Clase de localización 2.* Área unitaria que cuenta con 10 o menos construcciones ocupadas por personas y/o lugares con una densidad de población inferior a 50 habitantes por kilómetro cuadrado (tierras baldías, de pastoreo, agrícolas, etc.)
- *Clase de localización 3.* El área unitaria con más de 10 y hasta 45 construcciones ocupadas por personas y/o lugares con una densidad de población de 50 personas o más, pero con menos de 250 personas por kilómetro cuadrado, con múltiples viviendas, con hoteles o edificios de oficinas donde no más de 50 personas pueden reunirse regularmente y con industrias dispersas (zonas marginales ubicadas alrededor de las ciudades y pueblos, ranchos y fincas).
- *Clase de localización 4.* El área unitaria que cuenta con 46 construcciones o más ocupadas por personas y/o lugares con una densidad poblacional de 250 personas o más por kilómetro cuadrado (desarrollos urbanos, zonas residenciales, zonas industriales, etc.), excepto donde prevalezca una clase de localización 5.
- *Clase de localización 5.* Cuando además de las condiciones presentadas en la clase de localización 4, prevalece alguna de las características siguientes:
 - Construcciones de cuatro o más niveles incluyendo la planta baja,
 - Vías de comunicación con tránsito intenso o masivo, e
 - Instalaciones subterráneas de servicios prioritarios o estratégicas para la zona urbana.

Los requisitos de esta clase de localización aplicarán a las de tipo 3 y 4, cuando estén cerca de lugares de reunión pública con concentración de 20 personas o más en un área determinada.

E. Presión Máxima de Operación Permisible (PMOP)

La PMOP es la máxima presión a la cual se puede permitir la operación de un ducto o segmento del sistema de transporte y no debe exceder cualquiera de los valores de presión siguientes:

- La presión de diseño del elemento más débil en el ducto que se determine de acuerdo con lo dispuesto por esta norma (NOM-007-ASEA-2016),
- La presión que resulte de dividir la presión a la cual se probó el tramo de ducto después de ser construido, de acuerdo con el punto 2.4.13 de este trabajo, entre el factor que se establece en la Tabla 2.26.

Tabla 2.26. Factores usados para dividir la presión de prueba en ductos de acero operados a 689 kPa (6.8 atm) o mayor.

Clase de localización	Presión para ducto de acero	Presión para ducto no metálico (plástico)
1	1.25	No disponible
2	1.25 o 1.10	1.50
3	1.25	1.50
4	1.50	1.50
5	1.50	1.50

- La presión más elevada a la cual el tramo de ducto estuvo sujeto durante los últimos 5 años, y
- La presión determinada como la máxima que se establece después de considerar la integridad física del tramo de ducto, particularmente por el nivel de corrosión presente, en su caso.



Si un sistema de transporte no fue sometido a su máximo esfuerzo de cedencia por medio de una prueba hidrostática conforme a su especificación, deberá operar a una PMOP con un esfuerzo longitudinal máximo de 60% de su RMC, siempre y cuando cumpla con lo siguiente:

- Que el sistema o trayecto de ducto sea inspeccionado para determinar el espesor mínimo por medio de calas a cada kilómetro o utilizando algún tipo de inspección en línea,
- Que el sistema o trayecto de ducto conserve las condiciones de integridad mecánica en toda su trayectoria,
- Que el ascenso de la presión sea de forma gradual 10% cada hora, y
- Que esté sujeta a un programa de administración de integridad mecánica inmediata y futura, con base en estudios de inspección interior.

F. Separación de ductos con otras instalaciones subterráneas

La separación de ductos dentro de la misma zanja debe ser de 1 m como mínimo y la separación entre ductos en diferente zanja debe ser de 2 m como mínimo de paño a paño. En dado caso de no poder cumplir estas distancias, se debe realizar un estudio específico de evaluación.

En el caso de que durante la construcción del ducto, no sea posible mantener la separación mencionada debido a una infraestructura existente, se deben tomar medidas para proteger a los ductos de agentes externos.

i. Tendido de ductos

El tendido de los ductos del sistema de transporte se debe realizar de tal forma que (i) se tenga fácil acceso a todos sus componentes, para una adecuada operación y mantenimiento, y (ii) se observen distancias mínimas respecto de otras instalaciones, áreas de almacenamiento de sustancias inflamables o peligrosas, derechos de vía de otros servicios, edificaciones y zonas urbanas (Figura 2.20) [42].



Figura 2.20. Tendido de un ducto de transporte de gas natural [42].

Por lo anterior, con relación a la franja de seguridad del ducto, se deben tomar las medidas siguientes:

- No se deben invadir derechos de vía de otros servicios, salvo cuando la franja de seguridad del ducto lo comparta con otros ductos;
- Debe guardar una distancia mínima de 10 metros de cualquier edificación;
- Debe situarse a no menos de 15 metros de cualquier instalación donde se almacenen sustancias peligrosas o inflamables, y
- Debe situarse a más de 50 metros de centros de reunión (lugares de concentración de personas).

ii. Requisitos para ductos en la proximidad con líneas de conducción eléctrica

Se deben considerar como mínimo, los siguientes criterios de diseño para ductos ubicados cerca de líneas de conducción eléctrica:

- Implementar medidas para evitar que las corrientes de falla que resulten de descargas eléctricas o anomalías de equipo eléctrico resulten en condiciones de peligro al personal o daño al recubrimiento y ducto.
- Implementar medidas para proteger a los ductos de gradientes de voltajes que se encuentren en redes de tierra cercanas a los ductos,

- Implementar medidas para reducir a niveles aceptables mediante dispositivos, los potenciales eléctricos a que están sujetos los ductos que corren paralelos a las líneas de transmisión de corriente alterna,
- Implementar medidas para reducir y mitigar los efectos eléctricos en ductos aislados en la proximidad de líneas de transmisión de corriente directa y equipo auxiliar, e
- Implementar medidas para mitigar aspectos sobre corrosión, descargas eléctricas, interferencia eléctrica y seguridad personal.

Además, se debe de seguir lo indicado en el punto D.2.3 inciso a del Apéndice Normativo II de la NOM-003-ASEA-2016 [28], descrito en el Anexo D de este trabajo.

iii. Profundidad mínima

Para ductos enterrados, la profundidad mínima medida del lomo del ducto hasta la superficie debe cumplir con lo que se indica en la Tabla 2.27.

Tabla 2.27. Profundidad mínima del lomo del ducto a la superficie.

Localización	Profundidad del lomo del ducto a la superficie (cm)	
	Suelo normal	Roca consolidada
Clase de localización 1,2 y 3	60	45
Clase de localización 4 y 5	75	60
Cruzamiento con carreteras y zanjas de drenaje en caminos públicos	90	60
Cruces de ferrocarril	120	120

Cuando los requerimientos de profundidad mínima no puedan ser cumplidos o donde las cargas externas sean excesivas, el ducto debe ser encamisado o diseñado para soportar dichas cargas.

Los ductos que se instalen en un río navegable, cuerpo de agua o en un puerto marítimo deben tener una profundidad mínima de 180 cm en suelo normal o 60 cm en roca consolidada.

2.4.3.2 Ductos de polietileno

Para los ductos de polietileno se debe observar lo indicado en el punto 2.3.2.1 inciso b de este trabajo.

2.4.3.3 Ductos de Poliamida

Para los ductos de poliamida se debe observar lo indicado en el punto 2.3.2.1 inciso e de este trabajo.

2.4.4 Componentes del sistema de transporte

A continuación se establecen las especificaciones técnicas y los requerimientos mínimos sobre seguridad que deben satisfacer los componentes del sistema de transporte, así como los requerimientos para la protección contra sobrepresiones accidentales, proporcionando lo siguiente:

- Especificaciones y selección de las partes y accesorios de los ductos de transporte,
- Métodos adecuados para hacer las conexiones de los ramales,
- Consideraciones relativas a los efectos por cambio de temperatura, y
- Métodos adecuados para soportar y dar anclaje a los ductos, ya sean expuestos o enterrados.

Cada componente de un ducto debe resistir la presión de operación y otras cargas previsibles, sin afectar su capacidad de diseño.

Los componentes deben contar con sus correspondientes reportes de pruebas y sus respectivos informes de resultados de pruebas emitidos en términos de la LFMN, así mismo deben de cumplir con lo establecido en la Tabla 2.28.



Tabla 2.28. Características a cumplir por componentes y accesorios.

Componente/Accesorio	Características a cumplir
Válvulas	Satisfacer los requerimientos establecidos en las Normas Oficiales Mexicanas y a falta de éstas con las normas, códigos o estándares internacionales vigentes.
Bridas y sus accesorios	
Accesorios estándar	<p>Espesor mínimo de pared de los accesorios roscados debe ser igual o mayor al especificado por las presiones y temperaturas señaladas en las Normas Oficiales Mexicanas.</p> <p>Cada accesorio de acero soldado a tope, debe soportar intervalos de resistencias a presión y temperatura iguales a las que tendría un ducto del mismo material o equivalente.</p> <p>En caso de que se tenga que diseñar un accesorio, la resistencia a la ruptura de éste debe ser, al menos, igual a la resistencia a la ruptura del material y espesor del ducto seleccionada para crear dicho accesorio.</p>
Instalaciones para corridas de diablos	<p>Los ductos se deben diseñar y construir para permitir el paso de dispositivos de inspección interna y de limpieza. Lo anterior lo es aplicable a:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Ductos de proceso en estaciones de compresión, medición y/o regulación, b) Ductos asociados con las instalaciones de recepción o entrega, c) Diámetros de ducto para los cuales no existe un dispositivo instrumentado de inspección interna, y d) Ductos interconectados a un sistema de distribución cuya operación esté ligada a la de dicho sistema, que estén instaladas en clases de localización 5. <p>Los ductos de acero al carbón deben considerar en su diseño y construcción la instalación de trampas de envío y recibo de dispositivos de limpieza e inspección interna.</p> <p>Cuando por razones técnicas se diseñen ductos que no cuenten con instalaciones de envío y recibo de diablos, se deben establecer los métodos de evaluación de la integridad de los ductos de acuerdo con la normatividad aplicable vigente, NOM-027-SESH-2010-Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos [41], o aquella que la modifique o sustituya.</p>
Perforaciones al ducto	Cada accesorio mecánico utilizado para realizar una perforación a un ducto en servicio, se debe seleccionar, como mínimo, para soportar la PMOP del sistema de transporte.
Componentes prefabricados	Los ductos que van a operar a un esfuerzo equivalente mayor al 30% de la RMC no se deben utilizar componentes fuera de lo establecido en la presente norma conocidos comúnmente como tapones, punta de lápiz, codos mitrados, "tee" de inserto, entre otros.
Conexiones para ramales	<p>Diseñarse de tal forma que la resistencia del ducto no se vea disminuida.</p> <p>Se deben aplicar los esfuerzos remanentes en la pared del ducto debidos a las aberturas en él o en el cabezal, los esfuerzos de corte producidos por la presión que actúa sobre el área del ramal abierto y cualquier carga externa ocasionada por efectos térmicos, peso y vibración.</p>
Salidas extruidas	Diseñarse para las condiciones de servicio previstas y tener, cuando menos, una resistencia igual a la de fabricación del ducto y de otros accesorios en el ducto a la cual estén integradas.



2.4.4.1 Flexibilidad del sistema de transporte

El sistema de transporte se debe diseñar con flexibilidad para evitar que la expansión o contracción causen esfuerzos excesivos del ducto o sus componentes, como deformaciones, dobleces muy pronunciados, cargas anormales en las uniones, fuerzas indeseables, momentos de palanca en puntos de conexión al equipo o en los puntos de anclaje o guía.

El ducto y su equipo asociado deben tener anclajes y soportes (Figura 2.21) para lo siguiente:

- a) Evitar esfuerzos excesivos al conectarla con otros equipos en operación,
- b) Resistir las fuerzas longitudinales causadas por una flexión o desviación del ducto,
- c) Evitar o amortiguar la vibración excesiva, y
- d) Resistir el impacto de transitorios en la operación del sistema de transporte.

Los soportes de un ducto superficial, operado a un nivel de esfuerzo equivalente a 30% o más de la RMC deben cumplir con lo siguiente:

- a) Evitar estar soldados directamente al ducto,
- b) Estar contruidos con un elemento que circunde completamente al ducto, y
- c) Cuando el elemento circundante se suelde al ducto, la soldadura debe ser continua y cubrir la totalidad de la circunferencia.



Figura 2.21. Soportes y anclajes de un ducto en un sistema de transporte (foto original tomada en campo).

2.4.5 Estaciones de compresión

Las estaciones de compresión se deben localizar en terrenos que estén bajo el control del operador del sistema de transporte (Figura 2.22). La estación debe estar en un área libre, con el objeto de prevenir la eventualidad de un incendio, que éste traspase los límites de propiedad o se extienda hacia otras propiedades colindantes.

El espacio libre alrededor del área principal de compresión debe permitir la libertad de movimiento del equipo contra incendio móvil, ya sea autopropulsado o manual.



Figura 2.22. Estación de Compresión Valtierra propiedad de CENAGAS (foto original tomada en campo).

2.4.5.1 Construcción de una estación de compresión (EC)

El edificio de la estación se debe construir con materiales no combustibles (Figura 2.23).



Figura 2.23. Edificio de una estación de compresión (foto original tomada en campo).

A. Salidas

El piso de operación de una instalación de compresión debe tener, al menos, dos salidas separadas y no obstaculizadas, ubicadas de tal manera que proporcionen posibilidad de escape y paso sin obstrucción a un lugar seguro.

El cerrojo de las puertas de salida de emergencia se debe accionar rápidamente desde el interior sin necesidad de una llave. Las puertas oscilatorias localizadas en una pared exterior deben abrir hacia afuera del recinto correspondiente y contar con barras de pánico (Figura 2.24) [43].



Figura 2.24. Puerta con barra de pánico [43].

B. Áreas cercadas

La cerca perimetral de la estación de compresión debe tener, como mínimo, dos puertas localizadas de manera que faciliten la salida a un lugar seguro o contar con otras vías de escape que permitan evacuar rápidamente. Las puertas se deben localizar en un radio de 30 m de cualquier edificio de la estación de compresión y deben abrir hacia afuera.

C. Remoción de líquidos

Se debe instalar un tanque separador (Figura 2.25) [44] para evitar la entrada de líquidos al compresor debido a la posible condensación de vapores contenidos en el gas bajo condiciones previstas de presión y temperatura o al arribo accidental de líquidos de la corriente de gas.



Figura 2.25. Tanque separador de líquidos [44].

Los tanques separadores usados para remover líquidos entrampados en una estación de compresión deben de cumplir con lo siguiente:

- a) Contar con medios de operación manual para remover los líquidos,
- b) Disponer de instalaciones automáticas de remoción de líquidos, dispositivos de paro automático del compresor, y como mínimo una alarma de alto nivel del líquido, cuando exista la posibilidad de que el líquido pueda introducirse al compresor, y
- c) Fabricarse de conformidad con lo establecido en las Normas Oficiales Mexicanas y a falta de éstas con las normas, códigos o estándares internacionales vigentes.

D. Paro por emergencia y sistemas de seguridad

Las EC deben contar con dispositivos para efectuar el paro por emergencia de la estación, así como con válvulas de corte de activación remota para la protección del sistema de transporte.

Las válvulas de corte deben actuar al cierre automáticamente en presencia de fuego, estar protegidas contra incendio y contar con un sistema de enfriamiento tipo diluvio base de agua o espuma.

La operación del sistema de paro por emergencia debe tomar en cuenta, como mínimo las acciones señaladas en la Figura 2.26.



Figura 2.26. Acciones mínimas de un sistema de paro por emergencia.

Los Regulados deben evaluar mediante un análisis de riesgos la necesidad de incorporar sistemas instrumentados de seguridad como sistemas de control distribuido (SCD), o Sistemas de Control y Adquisición de Datos a Distancia (SCADA) de prevención en cada estación de compresión, en cuyo caso el cuarto de control debe estar ubicado en un bunker protegido por un sistema automático de agente contra el fuego clase C para el combate de incendios.

Si la EC está ubicada en una plataforma costa afuera o en cuerpos de aguas navegables, ésta debe estar diseñada de tal forma que el paro por emergencia pueda accionarse automáticamente en los casos siguientes:

- a) Cuando la presión del gas exceda el 15% de la PMOP, o
- b) Cuando la EC se encuentre dentro de un edificio:
 - I. En caso de incendio del edificio, o
 - II. Cuando la concentración de gas en el aire alcance el 50% del límite inferior de inflamabilidad dentro del edificio.

2.4.5.2 Dispositivos de limitación de presión y equipo de seguridad adicional

Las EC deben contar con dispositivos de relevo de presión y otros dispositivos de protección con la capacidad y sensibilidad adecuada para que la PMOP del ducto y equipo de la estación no exceda del 10%.

Las líneas de venteo que liberen gas de las válvulas de relevo de presión de la EC deben extenderse hasta un lugar donde el gas pueda ser descargado sin peligro.

En lo que respecta al equipo de seguridad en la estación debe tener lo siguiente:

- a) Instalaciones de protección contra incendio portátil, móvil o fijo,
- b) Además del paro por emergencia, los compresores deben incluir sistemas de paro por sobrevelocidad, baja o alta presión del combustible, falla de lubricación,

- c) Un dispositivo de paro o alarma que opere en caso de enfriamiento deficiente de la unidad,
- d) Los motores que operen con inyección de gas deben contar con un dispositivo que cierre automáticamente la alimentación del gas y ventile el múltiple de distribución al paro del motor,
- e) Los silenciadores de los motores de gas deben tener ranuras u orificios de ventilación en los difusores de cada compartimiento para evitar que el gas quede atrapado en el silenciador.

2.4.6 Válvulas para ductos de transporte

2.4.6.1 Válvulas de seccionamiento (VS)

Los ductos deben contar con válvulas de seccionamiento (Figura 2.29) [6] a lo largo de su trayectoria, e instalarse como se menciona en la Tabla 2.29.

Tabla 2.29. Distancias máximas de ubicación de válvulas de seccionamiento.

Clase de localización del ducto del sistema de transporte	Distancia máxima de instalación de la válvula de seccionamiento (km)
1 y 2	32
3	24
4	16
5	8



Figura 2.27. Válvula de seccionamiento de sistema de transporte [6].

Se deben instalar VS, conforme a las recomendaciones del análisis de riesgo y análisis de consecuencias, pudiendo ser entre otras alguna de las siguientes:

- a) En las entradas y salidas de las EC,
- b) En cada conexión de un ramal al ducto principal, de manera que su ubicación sea lo más cercana al ducto principal,
- c) En aquellas zonas donde la marcha urbana o la edificación habitacional, comercial o industrial se desarrollen a distancias menores de la franja de seguridad del ducto, y
- d) En zonas de acceso limitado al sistema de transporte, se deben de instalar VS automáticas, por la necesidad de restringir el flujo en el mejor tiempo posible, en caso de presentarse fuga.

Las válvulas de seccionamiento y sus dispositivos operativos en el ducto deben cumplir con lo siguiente:

- a) Localizarse en lugares accesibles, protegidas contra daños o manipulaciones externas, y soportadas con base en el diseño,
- b) Ubicarse fuera de derechos de vía de terceros,
- c) Se debe considerar la ubicación estratégica y espaciamiento de las válvulas de seccionamiento en áreas industriales, comerciales y residenciales donde las actividades cotidianas o de construcción puedan representar un riesgo,

- d) Los tramos del ducto que se encuentren entre válvulas deben tener una válvula con capacidad de desfogue que permita que el ducto opere de acuerdo con las necesidades del sistema de transporte,
- e) El desfogue de la válvula se debe dirigir de tal manera que el gas pueda ser liberado a la atmósfera sin peligro, y
- f) Si el ducto se encuentra adyacente a una línea de transmisión eléctrica, el desfogue se debe situar a una distancia igual o superior a la distancia mínima de seguridad establecida en las Normas Oficiales Mexicanas y a falta de éstas con las normas, códigos o estándares internacionales vigentes.

Todas las válvulas del sistema de transporte que se puedan requerir durante una emergencia, se deben inspeccionar y verificar su viabilidad operativa a intervalos que no excedan 15 meses, pero como mínimo, una vez cada año calendario.

2.4.7 Registros

Los registros subterráneos (Figura 2.28) para válvulas, estaciones de relevo de presión o de regulación de presión, deben cumplir con lo siguiente:

- a) Resistir las cargas externas a las que se puedan ver sometidos y proteger el equipo instalado,
- b) Contar con un espacio de trabajo que permita que el equipo requerido en el registro se pueda instalar, operar y mantener,
- c) Construirse de manera que los ductos que crucen las paredes o que se encuentren dentro de un registro sean de acero, exceptuando la tubería de control e instrumentación que puede ser de cobre, y
- d) En caso de contar con equipo eléctrico, éste debe cumplir con los requerimientos normativos aplicables ya sean nacionales o internacionales vigentes.

2.4.7.1 Acceso, ventilación y drenaje de un registro

Los registros subterráneos deben estar localizados en lugares accesibles, fuera de derechos de vía de terceros y lo más alejado posible de lo siguiente:

- i. Cruzamientos de calles o puntos donde el tráfico sea pesado o intenso,
- ii. Puntos de elevación mínima, cuencas de recolección, o lugares donde la cubierta de acceso estuviera en el cauce de aguas superficiales, e
- iii. Instalaciones de agua, eléctricas, telefónicas, entre otras.



Figura 2.28. Registro subterráneo (foto original tomada en campo).

Los registros subterráneos o fosa de techo cerrado, deben estar sellados, venteados o ventilados como se indica a continuación:

- a) Cuando el volumen interno exceda 6 metros cúbicos (m^3):
 - i. Contar con dos ductos de ventilación que tengan al menos el efecto de ventilación de una tubería de 10 cm,
 - ii. Disponer de ventilación suficiente para minimizar la formación de una atmósfera explosiva en el interior.
- b) Cuando el volumen interno sea mayor de 2 m^3 pero menor de 6 m^3 :
 - i. Si el registro o fosa está sellado, la cubierta de ajuste hermético debe tener orificios que puedan abrirse con el objeto de detectar una mezcla explosiva, o
 - ii. Si el registro o fosa cuenta con ventilación, debe existir un medio para evitar que fuentes externas de ignición alcancen la atmósfera del registro.
- c) Si el registro o fosa considerado en el inciso b anterior, está ventilado por las aberturas en las cubiertas o por rejillas y la relación entre el volumen interno y el área efectiva de ventilación de la cubierta o rejilla (todo en metros cúbicos), es igual o menor a 6.0, no se requiere de una ventilación adicional.

Los registros subterráneos o fosas para válvulas, estaciones de relevo de presión o de regulación de presión deben diseñarse para reducir al mínimo la entrada de agua a los mismos.

Un registro que contenga un ducto de gas no debe estar conectado al drenaje municipal o a ninguna otra estructura subterránea.

Los registros o fosas que alojen válvulas, equipo de regulación y limitación de presión, se deben inspeccionar a intervalos que no excedan 15 meses, pero al menos una vez cada año calendario.

2.4.7.2 Protección contra sobrepresión accidental

El ducto que esté conectado a un compresor o a una fuente de gas donde la falla del control de presión o de algún otro tipo de falla, puedan resultar en una presión que exceda a su PMOP debe tener dispositivos de relevo o de limitación de presión, los cuales deben ser un sistema redundante.

Se debe instalar un sistema para prevenir una sobrepresión accidental como (i) válvula de relevo (Figura 2.31), (ii) un regulador en monitor instalado en serie con el regulador primario o (iii) una serie de reguladores instalados corriente arriba del regulador primario.

Requerimientos para el diseño

A excepción de los discos de ruptura, cada dispositivo de relevo y de limitación de presión, debe cumplir con lo siguiente:

- a) Estar construido con materiales que no se dañen por la corrosión durante la operación del dispositivo,
- b) El dimensionamiento, selección e instalación debe estar de acuerdo con lo establecido en las Normas Oficiales Mexicanas y a falta de estas códigos, normas o estándares internacionales,
- c) Estar instalados de tal manera que sea posible determinar (i) que el dispositivo esté libre, (ii) la presión a la cual están operando y (iii) la ausencia de fugas cuando están en posición cerrada,
- d) Estar sostenido con soportes de material que no sea combustible,
- e) Tener tiros, ventilas o puertos de salida diseñados para prevenir acumulación de agua, hielo o nieve,
- f) Estar diseñado e instalado de tal manera que el tamaño de las aberturas del ducto, los accesorios localizados entre el sistema y



Figura 2.29. Válvula de relevo de presión (foto original tomada en campo).

el dispositivo de relevo de presión y el tamaño de la línea de venteo, sean adecuados para evitar la vibración del dispositivo,

- g) Cuando se instale un dispositivo para proteger de sobrepresión, éste se debe diseñar e instalar previendo a cualquier incidente aislado,
- h) A excepción de la válvula que aísla el sistema de su fuente de presión, el dispositivo debe diseñar para impedir la operación no autorizada, que provoque la inoperancia del dispositivo regulador de presión o de la válvula de desfogue,
- i) Tener la capacidad para liberar gas localmente o a un sistema de desfogue bajo condiciones seguras, y
- j) Deben estar instalados con una válvula de bloqueo a manera de facilitar su reemplazo durante la operación de las instalaciones, para realizarle pruebas o mantenimiento al dispositivo desmontado.

Cuando exista un cambio en la presión máxima de operación permisible (PMOP) de un sistema de transporte o un tramo de ducto, se deben cambiar y/o ajustar los dispositivos de protección por sobrepresión.

2.4.8 Estaciones de regulación y/o medición y en su caso trampas de diablos

1) Ubicación

La localización de estas instalaciones de ductos debe cumplir como mínimo con lo siguiente:

- a) Tener las distancias mínimas perimetrales de protección de acuerdo con lo mostrado en la Tabla 2.30.

Tabla 2.30. Distancias mínimas de protección.

Concepto	Distancia (m)
Concentración de personas	5
Fuentes de ignición	
Motores eléctricos	
Subestaciones eléctricas	
Torres de alta tensión	
Vías de ferrocarril	
Caminos o calles con paso de vehículos	15
Almacenamiento de materiales peligrosos	

- b) Estar fuera de las zonas fácilmente inundables o aquellas en las que pudiera haber acumulación de gases en caso de fuga,
- c) Estar en lugares de fácil acceso,
- d) Ubicarse fuera de derechos de vía de terceros, y
- e) En caso de no cumplir con las distancias en la Tabla 2.35, los Regulados deben contar con evidencia para justificar las medidas adicionales de protección.



2) Obra civil

La estación de medición y regulación debe cumplir con los requisitos mostrados en la Figura 2.30.

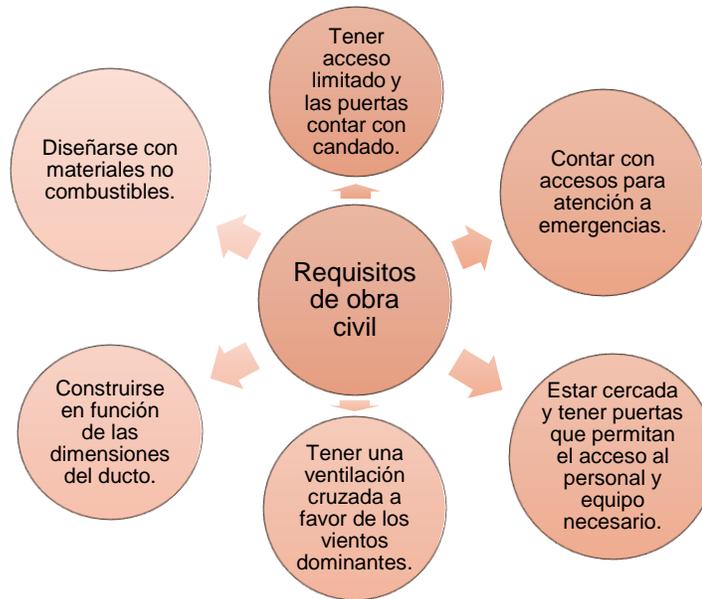


Figura 2.30. Requisitos de obra civil de una estación de medición y regulación.

3) Obra mecánica

La estación de medición y/o regulación debe cumplir con los requisitos mostrados en la Figura 2.31.

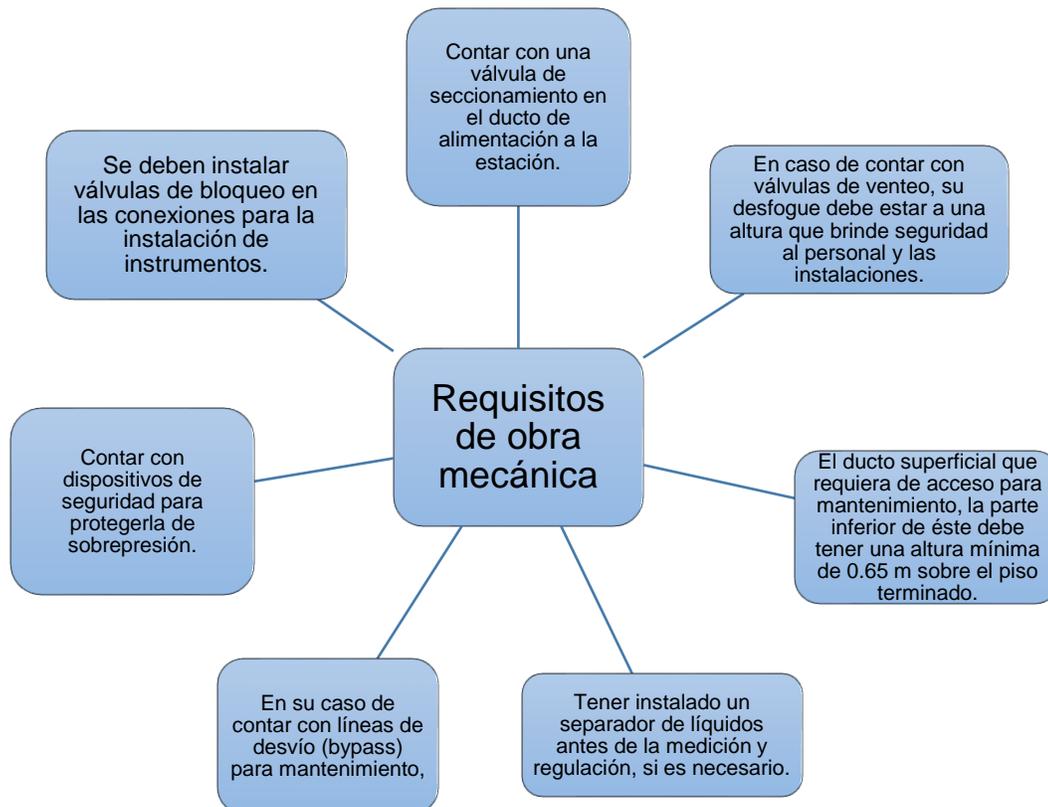


Figura 2.31. Requisitos de obra mecánica de una estación de medición y regulación.

4) Reguladores y medidores

Los reguladores y medidores deben cumplir con los requisitos generales mostrados en la Tabla 2.31.

Tabla 2.31. Requisitos generales de reguladores e instalación de los medidores.

Reguladores	Instalación de medidores
<ul style="list-style-type: none">• Capacidad nominal superior al consumo estimado en la hora pico de demanda• La presión de diseño debe ser superior a la presión máxima de operación esperada en la estación• El diámetro del ducto que se conecta al regulador no debe ser menor al diámetro de las conexiones de éste• Cuando el diseñador lo considere conveniente, se puede diseñar la EMR con uno o más pasos de regulación• Contar con un dispositivo de seguridad que proteja de sobrepresión a la estación de regulación y/o medición y a las instalaciones aguas arriba que se les suministra gas• En caso de que la reducción de presión ocasione congelamiento en los reguladores, éstos deben contar con elementos necesarios para evitarlo• En caso de considerarse necesario, se pueden instalar filtros para retener partículas sólidas que pueda arrastrar el gas (Figura 2.32).	<ul style="list-style-type: none">• Se debe realizar de acuerdo con la normatividad mexicana o internacional vigente.• Se deben observar las recomendaciones de los fabricantes, en relación con los diámetros de los ductos, conexiones y distancia a otros aparatos o accesorios,• El medidor de presión (Figura 2.33) debe ser especificado o seleccionado, de acuerdo con la presión máxima de operación de la estación de regulación y/o medición.



Figura 2.32. Filtros de retención de partículas sólidas (foto original tomada en campo).



Figura 2.33. Medidor de presión manométrico (foto original tomada en campo).

2.4.9 Control de la corrosión en ductos

Para la protección y/o control de la corrosión en sistemas de transporte de gas por ducto que se encuentren enterrados o sumergidos será aplicable lo que se menciona en el Apéndice Normativo II “Control de la corrosión en tuberías de acero sumergidas o enterradas” el cual forma parte de la NOM-003-ASEA-2016 y se describe con detalle en el Anexo D de este trabajo.

A continuación se establecen los requerimientos mínimos para la protección de los sistemas de transporte por ducto existentes y nuevos, y sus componentes metálicos contra la corrosión interna y externa.

1) Corrosión externa

Los ductos se deben proteger contra la corrosión utilizando un sistema de recubrimiento anticorrosivo y de protección catódica, salvo lo permitido por el punto 2.3.10.1 de este trabajo.

Además, el recubrimiento anticorrosivo debe cumplir con los requerimientos mínimos establecidos en la Tabla 2.32.

Tabla 2.32. Requerimientos del recubrimiento anticorrosivo según su lugar de aplicación.

Tipo de recubrimiento anticorrosivo	
Aplicado en planta	Aplicado en campo
<ul style="list-style-type: none"> • Ser aplicado a la superficie del ducto previamente preparada y limpia, • Tener suficiente adhesión a superficie metálica del ducto, • Ser dúctil para evitar agrietamientos, • Ser suficientemente resistente contra daños por el manejo del ducto, • Ser de una resistencia dieléctrica que permita cumplir con los criterios de protección catódica establecidos en el punto 2.3.10 de este trabajo, y • Contar con el reporte de pruebas de materiales del recubrimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • Seguir las recomendaciones del fabricante, • Utilizar un material de las mismas características o compatible con el recubrimiento y el sistema de protección catódica, • Seguir un procedimiento de aplicación que minimice el riesgo de daños al personal y al medio ambiente. • Esta recomendación se puede visualizar en la imagen de la Figura 2.34 [45].



Figura 2.34. Recubrimiento anticorrosivo aplicado en campo [45].

Para el caso del recubrimiento externo como medida de control de la corrosión, ésta debe ser incluida en los procedimientos de operación y mantenimiento.

2) Control de corrosión interna

Cuando se retire un ducto, se debe inspeccionar su superficie interna en busca de evidencias de corrosión y documentar los hallazgos en los registros, inspección y/o mantenimiento, en cuyo caso se debe realizar lo siguiente:

- a) Investigar los tramos adyacentes del ducto para determinar si existe extensión de la corrosión interna,
- b) Realizar el reemplazo de la extensión requerida con un espeso de pared previamente establecido de acuerdo con la presión de operación y las condiciones descritas en el punto 2.4.3.1 de este trabajo, y
- c) Tomar medidas necesarias para mitigar la corrosión interna.

En caso de que exista la presencia de gas corrosivo en el sistema de transporte, se deben utilizar probetas con pérdida de peso u otro dispositivo para determinar la efectividad de las medidas adoptadas para minimizar la corrosión interna.

Algunos de los dispositivos que se deben emplear para medir la corrosión interna o la eficiencia de los inhibidores incluyen sondas de hidrógeno, sondas de corrosión, probetas con pérdida de peso, embobinadoras de ensayo y equipos para ensayos no destructivos.

Cuando se presente corrosión en los ductos se debe realizar como mínimo lo señalado en la Figura 2.35.

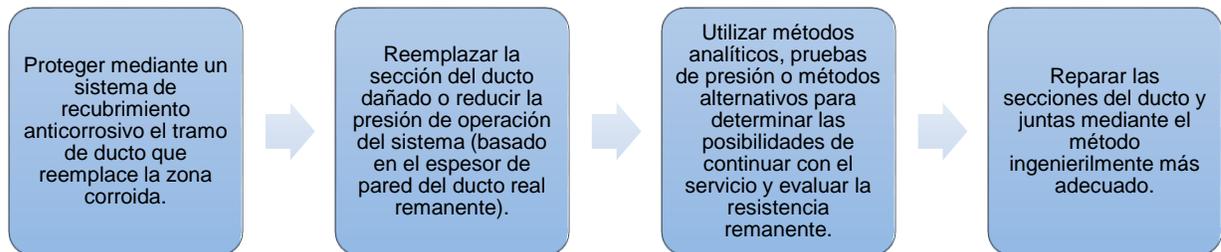


Figura 2.35. Medidas correctivas ante presencia de corrosión.

Como parte de la documentación del control de la corrosión, se deben conservar en las instalaciones, los reportes escritos o mapas que muestren la localización de los ductos e instalaciones catódicas protegidas, así como otras instalaciones y estructuras vecinas protegidas catódicamente.

Esta información documental debe conservarse por el tiempo que los ductos permanezcan en servicio.

2.4.10 Soldadura en los ductos de transporte

Además de acatar lo que se mencionó en el punto 2.2.6 de este trabajo, los Regulados deben asegurarse que el personal a cargo de los trabajos de soldadura, deben cumplir como mínimo con lo siguiente:

- a) Para soldar ductos en una estación de compresión, el soldador debe estar calificado, y
- b) Después de la calificación inicial, un soldador debe ser recalificado (i) cuando exista razón específica para cuestionar su habilidad y (ii) anualmente.

Las juntas a inglete deben presentar las siguientes características:

- a) No se permiten juntas a inglete en ductos que operen al 30% de la RMC o más con un ángulo mayor a 3°,
- b) En ductos de acero que van a ser operados a presiones que provocan esfuerzos tangenciales menores de 30%, peor mayores de 10% de la RMC, no se debe deflexionar o desviar el ducto más de 12.5°. La distancia entre soldaduras de inglete debe ser igual o mayor a un diámetro del ducto que se va a soldar, y
- c) No se debe desviar o deflexionar el ducto más de 90° en una unión a inglete en un ducto de acero que va a operar a presiones que provocan esfuerzos tangenciales iguales o menores al 10% de la Resistencia Mínima a la Cedencia (RMC).

2.4.10.1 Inspección y prueba de soldaduras

Las uniones soldadas circunferenciales tanto en línea regular como en obras especiales, empates y doble junta se deben inspeccionar radiográficamente al 100% mediante rayos X, rayos Gamma o ultrasonido por haz angular. Además, se debe realizar una inspección visual al 100% de las soldaduras para asegurar su correcta aplicación.

Los Regulados deben asegurarse que el personal que realice las pruebas no destructivas en las uniones soldadas cuenten con una certificación según la especialidad, de acuerdo con la práctica internacional SNT-TC-1A "Personnel Qualification and Certification in Nondestructive Testing" [46], equivalente o superior, y que se empleen equipos con informes de calibración vigentes.

Las pruebas no destructivas también deben realizarse a las uniones o empates entre tramos de ductos, a los cuales ya no es viable o práctico realizarles una prueba de hermeticidad.

2.4.10.2 Reparación o remoción de defectos

Las soldaduras que sean rechazadas de acuerdo con lo establecido en el código estándar API 1104 “Standard for Welding pipelines and Related Facilities” [30], se deben reparar o remover.

En la soldadura reparada se debe remover el defecto de raíz. Después de repararse una soldadura, los Regulados deben corroborar mediante el uso de la prueba no destructiva utilizada inicialmente la aceptabilidad del trabajo realizado.

2.4.10.3 Quemaduras por arco

Las quemaduras por arco pueden causar concentraciones de esfuerzos en los ductos y deben ser evitadas, retiradas o reparadas. Las muescas en el metal causadas por quemaduras de arco deben ser retiradas por esmerilado siempre que éste no reduzca el espesor de pared a menos del mínimo permitido por las especificaciones del material.

El espesor de pared del ducto después del esmerilado es menor al permitido por las especificaciones del material, la zona del ducto que contenga la quemadura por arco debe ser retirada o reparada. Se permiten los parches por injerto.

2.4.11 Construcción y pre-arranque

Cada tramo de los ductos y sus componentes deben inspeccionarse visualmente por los Regulados, en el sitio de la instalación (franja de seguridad) por el personal calificado para asegurar que cualquier daño identificado sea corregido y no afecte la operación y seguridad del sistema.

Para ello, el ancho mínimo de la franja de seguridad del sistema para la protección, operación, mantenimiento e inspección de los ductos para el transporte de gas se indica en las Tablas 2.33 y 2.34.

Tabla 2.33. Ancho mínimo de la franja de seguridad del sistema para alojar los ductos de transporte.

Diámetro nominal del ducto (pulgadas)	Ancho mínimo de la franja de seguridad (ver Figura 2.36) (metros)		
	A	B	C
Hasta 8	7	2	5
De 10 a 18	10	5	5
De 20 y mayores	14	5	9

Notas:

- (1) Se debe conservar una distancia mínima de 5 m del eje longitudinal del ducto al hombro de la superficie de rodamiento de caminos menores y de 10 m con caminos mayores o vías de ferrocarril.

Para ductos menores a 20 pulgadas de diámetro, éstos se pueden calcular para cargas bajo condiciones de aplastamiento con profundidad mínima de 1.2 m y un factor de diseño (F) (Tabla 2.22) no mayor de 0.4 a efecto de evitar las distancias mínimas de separación con caminos y vías de ferrocarril.

- (2) Para el caso en que dentro de una misma franja de seguridad se aleje más de un ducto, el ancho de ésta se debe aumentar en proporción del diámetro de cada ducto adicional más la separación que haya entre ellos.



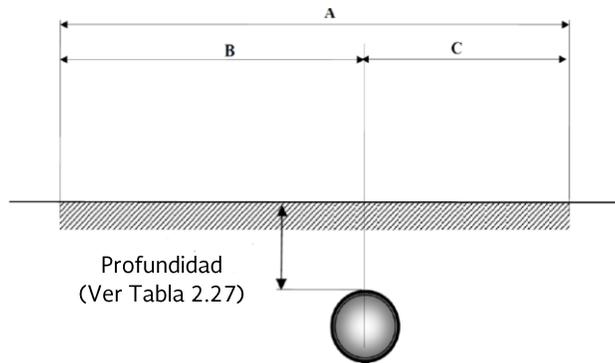


Figura 2.36. Ancho mínimo de franja de seguridad.

Tabla 2.34. Ancho mínimo de franja de seguridad del sistema de transporte para alojar el ducto dentro de zonas urbanas ¹.

Dentro de zonas urbanas	
Hasta 4 pulg.	Diámetro exterior de los ductos + 4 pulg. a cada lado de los ductos
De 6 a 8 pulg.	Diámetro exterior de los ductos + 6 pulg. a cada lado de los ductos
De 10 a 12 pulg.	Diámetro exterior de los ductos + 8 pulg. a cada lado de los ductos
Mayores a 12 pulg.	Diámetro exterior de los ductos + 10 pulg. a cada lado de los ductos

(1) Aplicable a los ductos localizados dentro de las zonas urbanas existentes y en las que estén previstas como tales en los planes de desarrollo urbano municipales.

2.4.11.1 Cambio de dirección de un ducto

Los cambios de dirección durante la construcción pueden llevarse a cabo por medio del doblado de los ductos o codos. En doblado no debe afectar la capacidad de servicio de los ductos y si son realizados en campo deben cumplir con lo siguiente:

- a) El radio mínimo de doblado se establece en la Tabla 2.35.

Tabla 2.35. Radio mínimo de doblado.

Diámetro nominal (pulgadas)	Radio mínimo
12 y menores	18D
14	21D
16	24D
18	27D
20 y mayores	30D

D: diámetro nominal del ducto.

- b) Los ductos de soldadura longitudinal, deben cuidarse de tal manera que la soldadura esté tan cerca como sea posible del eje neutral del doblado, a excepción de lo siguiente:



- I. El doblado se realice con un mandril curvador interno, o
 - II. El ducto sea de un diámetro externo de 12 pulg. o menor, o
 - III. Tenga una relación diámetro a espesor de pared menor a 70.
- c) Los dobleces deben estar libres de abolladuras, fracturas, ovalamiento y otros daños mecánicos evidentes,
 - d) Todas las soldaduras que estén sujetas a esfuerzos durante el doblado deben ser calificadas por pruebas no destructivas,
 - e) La soldadura circunferencial en los ductos de acero que se localice en un área que se vaya a someter a un proceso de doblado, se debe probar por métodos no destructivos antes y después de dicho proceso,
 - f) Los codos de acero forjado para soldar y los segmentos transversales de los mismos, no se deben usar para cambios de dirección en ductos de acero de 2 pulg. de diámetro o mayor.

2.4.11.2 Protección contra factores externos

Los ductos deben estar protegidos contra deslaves, inundaciones, suelos inestables, deslizamientos de tierra u otros riesgos que puedan provocar que los ductos se muevan o que estén sometidos a cargas anormales.

Para obtener una adecuada protección de los ductos se debe considerar lo mostrado en la Figura 2.37.



Figura 2.37. Consideraciones para brindar protección a los ductos.

Asimismo, con objeto de minimizar los esfuerzos y proteger el recubrimiento de los ductos contra daños, los ductos de transporte que van a operar a presiones que provocan esfuerzos tangenciales iguales o mayores al 30% de la RMC se deben instalar en una zanja de tal manera que se adapten y se ajusten al fondo de ésta.

Cuando un ducto de transporte que cruce una vía de ferrocarril o carretera, éste debe ser encamisado con las siguientes características:

- Estar diseñado para resistir cargas impuestas,
- Se deben resellar los extremos del encamisado si existe la posibilidad de que pudiera penetrar agua en el ángulo que forma el ducto con el encamisado, y

- Si se instalan venteos se deben proteger contra agentes atmosféricos para evitar que entre el agua al encamisado.

1) Reparaciones de rasgaduras y estrías en campo

Los defectos en forma de rasgaduras y estrías deben ser:

- I. Removidos por esmerilado, siempre que el espesor de pared remanente esté de acuerdo con los requerimientos establecidos en el punto 2.4.13.8 inciso B de este trabajo, y
- II. Eliminar la parte dañada de los ductos cortando un carrete donde se encuentra el defecto y sustituirse por otro de las mismas especificaciones, cuando las condiciones del punto 2.4.13.8 inciso B no puedan cumplirse.

2) Abolladuras y hendiduras

La profundidad de una hendidura se debe medir entre el punto más bajo de la hendidura y el contorno original del ducto.

Los ductos con abolladuras deben ser retirados o reparados cuando reúnan cualquiera de las siguientes condiciones:

- I. Todas las abolladuras que excedan una profundidad de $\frac{1}{4}$ de pulgada en ductos de 12 pulg. y menores, o el 2% del diámetro nominal de los ductos mayores a 12 pulg,
- II. Cuando afecten la curvatura del ducto en la soldadura longitudinal o en cualquier soldadura circunferencial,
- III. Las que contengan algún concentrador de esfuerzos tales como arrancadura o ranura.

3) Transporte de los ductos de acero

La transportación de ductos por ferrocarril, ríos o vías marinas que tenga una relación de diámetro externo/espesor de pared de 70 a 1 o mayor y que va a operar a esfuerzos del 30% o mayores de la RMC, debe apegarse a lo establecido en las normas nacionales o internacionales aplicables.

Los ductos deben ser probados hidrostáticamente por un periodo de cuando menos 8 horas, conforme a lo siguiente:

- I. A 1.25 veces la PMOP para clases de localización 1,2, y
- II. A 1.5 veces la PMOP para clases de localización 3,4 y 5.

2.4.11.3 Trampas para dispositivos de limpieza e inspección interior

Las trampas de diablos deben instalarse para enviar y recibir dispositivos de limpieza e inspección interior para mantener la eficiencia del transporte por ducto. Las trampas ubicadas en los extremos terminales de los ductos y sus conexiones asociadas, deben sujetarse al piso con anclas adecuadas, y concreto.

2.4.12 Pre-arranque del sistema de transporte

Para el procedimiento de pre-arranque del sistema de transporte es necesario acatar lo que se mencionó en el punto 2.3.5 correspondiente a la NOM-003-ASEA-2016 de este trabajo.

2.4.13 Operación y mantenimiento

2.4.13.1 Prueba de hermeticidad

Todo ducto que conduzca gas debe someterse a una prueba de hermeticidad después de su construcción y antes de ser puesto en servicio, incluyendo ampliaciones, reparaciones y modificaciones.

La prueba de hermeticidad debe realizarse solo con agua, aire o gas inerte conforme a lo que se mostró en la Tabla 2.24, cuando se use agua, éste debe tener la calidad satisfactoria libre de materiales que sedimenten, y en caso de ser aire, el equipo de compresión utilizado debe contar con filtros de polvo y líquidos.



Debe realizarse una prueba hidrostática a aquellos ductos que tengan más de 20 años de operación y que cumplan alguna de las características siguientes:

- a) No se haya realizado una corrida de diablo instrumentado, o
- b) No cuenten con los documentos relativos a los materiales de construcción e historial sobre su operación y mantenimiento, o
- c) No pueda evidenciarse, mediante un estudio de integridad del ducto, el estado físico en que se encuentran.

Durante la prueba de hermeticidad se deben generar los registros de presión y temperatura, los cuales deben conservarse durante la vida útil del sistema de transporte. Para ductos nuevos, una vez concluida la instalación del ducto en la zanja y realizados los empates, se debe efectuar esta prueba.

Si la prueba es hidrostática, la presión debe mantenerse como mínimo 8 horas y si es neumática debe mantenerse 24 horas.

Se deben realizar pruebas a las instalaciones del sistema de transporte, tales como estaciones de compresión, regulación y/o medición, entre otras, estableciendo la presión máxima de operación permisible (PMOP) de acuerdo con la clase de localización, factor de diseño y los criterios para medios de prueba que se indicaron en las Tablas 2.25 y 2.32.

1) Requisitos para ductos según el material de elaboración

Para ductos de acero que vayan a operar a esfuerzos tangenciales menores al 30% de la RMC en clases de localización 1, 2, 3, 4 y 5 deben ser probados en conformidad con la Tabla 2.24, a excepción de las clases 4 y 5 en las que se podrá usarse gas o aire como medio de prueba dentro de los límites de la Tabla 2.25.

Los ductos de materiales no metálicos deben ser probados neumática o hidrostáticamente a una presión no menor de 1.5 veces la PMO o 340 kPa, la que resulte mayor, sin exceder 3.0 veces la presión de diseño del ducto.

2) Fugas y rupturas

Para el caso de fugas durante la prueba de hermeticidad, se debe reparar el ducto y repetir la prueba hasta que no exista fuga alguna.

Para el caso de rupturas en el ducto que ocurra durante la prueba de hermeticidad, el ducto se debe reparar y posteriormente repetir la prueba hasta que sea de manera satisfactoria.

3) Reemplazo de componentes

Si un componente del ducto es la única pieza que va a ser reemplazada o agregada a un sistema de transporte, no requerirá prueba de hermeticidad después de su instalación, siempre y cuando el fabricante certifique lo siguiente:

- a) El componente se probó, como mínimo, a la presión requerida por la prueba de hermeticidad del sistema al que se adiciona, o
- b) El componente se fabricó bajo un sistema de control de calidad el cual asegura que cada pieza fabricada es de resistencia equivalente a un prototipo que fue probado a la presión del sistema al cual se adiciona.

Para unidades fabricadas y tramos cortos del ducto en donde no es conveniente realizar pruebas después de la instalación junto con el ducto correspondiente, se deben realizar pruebas de hermeticidad antes de su instalación manteniendo la presión de prueba por un mínimo de 4 horas.

4) Documentación

Los registros de las pruebas de hermeticidad realizadas a los ductos y secciones o parte de los mismos se deben elaborar y mantener durante la vida útil del ducto y estar disponibles para cuando sean requeridos por la ASEA. Estos registros deben contener como mínimo la información mostrada en la Figura 2.38.



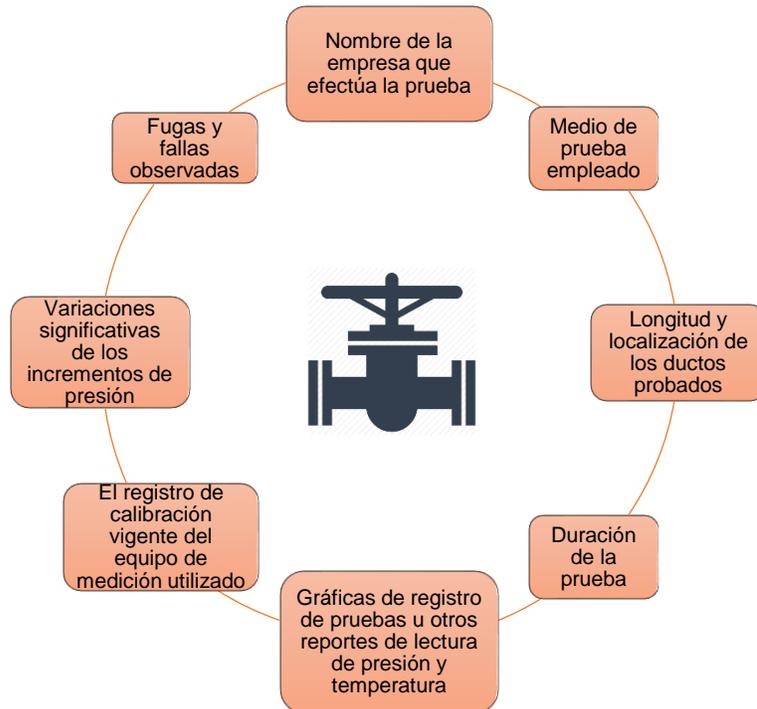


Figura 2.38. Información mínima de registros de la prueba hermética.

2.4.13.2 Manual de procedimientos para la operación y mantenimiento

El manual debe revisarse y actualizarse cuando cambien las condiciones de operación o se realicen modificaciones técnicas al sistema, o como mínimo una vez cada año calendario, en lo referente a los planes y procedimientos descritos.

EL manual debe tener correspondencia con las características, equipos e instalaciones que integren el sistema de transporte, y acorde a los lineamientos de esta norma. Los manuales deben estar disponibles en todo momento, en los lugares donde se realicen actividades de operación y mantenimiento.

El manual debe incluir los procedimientos detallados que garanticen que las actividades de mantenimiento y operación se realicen de manera segura y se debe considerar lo mostrado en la Tabla 2.36.

Tabla 2.36. Características del manual de operación y mantenimiento.

Condiciones normales	Condiciones anormales
<ul style="list-style-type: none"> • Los procedimientos aplicables a ductos, válvulas, equipos y accesorios, • Los procedimientos aplicables al control de la corrosión interna y externa, • El detalle de las tareas para el arranque y paro programado, • Los procedimientos detallados para la operación y el mantenimiento de las estaciones de compresión, regulación y/o medición, así como los puntos de entrega, • Los planos <i>As-built</i> y diagramas de flujo actualizados, 	<ul style="list-style-type: none"> • Los pasos para la respuesta, investigación y corrección relativa a lo siguiente: <ul style="list-style-type: none"> ➤ Cierre de válvulas y paros no intencionales, ➤ Incremento o disminución en la presión, ➤ Pérdida de comunicaciones, ➤ Operación de cualquier dispositivo de seguridad, y ➤ Cualquier otro funcionamiento no deseable de un componente, desviación de la operación normal, o

<ul style="list-style-type: none"> • Las precauciones que deben tomarse en los registros y en las zanjas excavadas para proteger al personal, • Los detalles para la inspección y pruebas periódicas del equipo de limitación de presión, • Las instrucciones para el patrullaje de las instalaciones y la franja de seguridad, y • Los procedimientos operativos, relativos a los instrumentos para monitoreo de flujo, presión y temperatura del fluido. 	<p>error humano que pueda resultar un riesgo.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Los procedimientos para la revisión de las variaciones de la operación normal después de que terminaron las anormales, • Los detalles para la notificación al personal operativo responsable, y • Revisión periódica del manual, así como evaluar la respuesta del personal operativo bajo condiciones anormales.
--	---

Además, de acuerdo con lo establecido en las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos para informar la ocurrencia de incidentes y accidentes a la ASEA [47], se deben investigar las causas que originen fallas y accidentes para implementar medidas preventivas.

2.4.13.3 Confirmación y revisión de la Presión Máxima de Operación Permisible (PMOP)

Para sistemas de transporte existentes y que hayan estado en operación previamente, cuando el esfuerzo tangencial correspondiente a la PMOP establecida en un tramo de ducto ya no corresponde con la clase de localización y el tramo se encuentra en condiciones físicas satisfactorias, la PMOP de ese tramo de ducto se debe revisar y confirmar su valor de acuerdo con los criterios siguientes:

- a) La PMOP del tramo se debe reducir de manera que el esfuerzo tangencial correspondiente sea menor que el permitido por esta norma para ductos de la misma clase de localización,
- b) Si el tramo ha sido probado previamente durante un periodo de prueba mayor de 8 horas de acuerdo con lo establecido en el punto 2.4.13.1 de este trabajo, la PMOP debe ser la que se indica en la Tabla 2.37, y

Tabla 2.37. Confirmación y revisión de la PMOP.

Clase de localización	Presión máxima de operación permisible (PMOP)	Esfuerzo tangencial máximo permitido como % de la RMC
1 y 2	0.800 veces la presión de prueba	72
3	0.667 veces la presión de prueba	60
4 y 5	0.555 veces la presión de prueba	50

- c) Si el tramo no ha sido probado, se debe probar de acuerdo con lo establecido en el punto 2.4.13.1 y su PMOP se debe establecer de acuerdo con los criterios siguientes:
 - La PMOP confirmada no debe exceder a aquella existente antes de la prueba,
 - La PMOP después de la prueba de revaloración debe ser la indicada en la Tabla 2.37, y
 - El esfuerzo tangencial máximo debe ser el indicado en la Tabla 2.37.

2.4.13.4 Reclasificación de tuberías

Ver el punto 2.3.6.4 de este trabajo, cuyo alcance es también similar para sistemas de transporte.

2.4.13.5 Purgado y reparación de fugas en los ductos de transporte

Cuando se va a purgar un ducto con aire usando gas, el aire se debe liberar en un extremo del ducto con un flujo y velocidad suficiente que impida la formación de una mezcla explosiva dentro del ducto.

Cuando en un ducto de gas, se purga utilizando aire, el gas se debe liberar en un extremo del ducto con un flujo y velocidad suficiente que impida la formación de una mezcla explosiva dentro del ducto.

Las fugas en los ductos de transporte se deben reparar en el plazo que establece el punto D.3.2 del Apéndice Normativo III el cual forma parte del Anexo D de este trabajo.



2.4.13.6 Vigilancia continua

Los Regulados que realicen actividades de transporte de gas deben tener un procedimiento para la vigilancia continua de sus instalaciones para determinar y tomar la acción apropiada en casos de cambios en la clase de localización, fallas, historial de fugas, corrosión, cambios sustanciales en los requerimientos de protección catódica, y otras condiciones no usuales de operación y mantenimiento.

En caso de detectar que un ducto se encuentra en condiciones no satisfactorias, pero no existe un riesgo inmediato, se debe iniciar un programa para reacondicionar o eliminar el tramo involucrado y, en caso de que éste no se pueda reacondicionar o eliminar, se debe reducir su PMOP de acuerdo a lo indicado en el punto 2.4.13.3.

La vigilancia se debe realizar mediante lo mostrado en las Tablas 2.38 y 2.39.

Tabla 2.38. Aspectos a evaluar en la inspección visual de las instalaciones.

	Aspectos a evaluar
Inspección visual de las instalaciones	<ul style="list-style-type: none"> • Modificación de la densidad de población y cambio de la clase de localización, • Efecto de la exposición a la intemperie o movimiento de los ductos, • Cambios en la topografía que pudieran afectar a las instalaciones, • Posible manipulación peligrosa, vandalismo (Figura 2.39) o daños, • Acciones de terceros sobre los ductos, y • Posible filtración de gas a edificios desde los registros y fosas.



Figura 2.39. Trampa de Diablos vandalizada (foto original tomada en campo).

Tabla 2.39. Características de la revisión y análisis periódicos.

Documentación requerida para la revisión y análisis periódicos
<ul style="list-style-type: none"> • Inspección de fugas, • Inspección de válvulas, • Inspección de equipos de regulación, alivio y limitación de presión, • Inspección de control de corrosión, e • Investigación de fallas de las instalaciones en general.

2.4.13.7 Odorización

Para la seguridad de la población el gas se debe odorizar en los ductos de transporte ubicados en clase de localización 4 y 5 cuando discorra más de 2 km de su longitud, se encuentren el 50% o más de la longitud del ducto en esas clases de localización.

La odorización no es requerida para (i) campos subterráneos, (ii) gas utilizado para procesamiento o usado donde el odorante pueda perjudicar el proceso y (iii) gas usado en cualquier operación relacionada con la exploración o producción de gas natural.

La odorización y monitoreo debe de realizarse de conformidad con lo establecido en Apéndice normativo I “Odorización del gas natural y gas L.P.”, el cual se describe con detalle en el Anexo D de este trabajo.

2.4.13.8 Inspección en campo

A. Patrullaje

Se debe establecer un programa de patrullaje para observar las condiciones superficiales adyacentes al área de la franja de seguridad del sistema, en busca de fugas, cambios de clases de localización, invasiones, robos o sustracción de componentes o dispositivos, tomas clandestinas (Figura 2.40) [48], perforaciones en los ductos y cualquier otro factor que pueda afectar la seguridad industrial y seguridad operativa del sistema.

La frecuencia de los patrullajes se determina en función de la longitud, topografía, acceso y problemáticas particulares de cada línea involucrada, presiones de operación, clase de localización, tipo de terreno, clima y otros factores importantes.



Figura 2.40. Toma clandestina en ducto de transporte [48].

- **Detección de fugas durante el patrullaje**

La frecuencia de detección de fugas está en función de los mismos criterios para realizar el patrullaje, a diferencia que los intervalos de detección de fugas no deben ser mayores a los establecidos en la Tabla 2.40.

Tabla 2.40. Intervalos mínimos de detección de fugas.

Clase de localización	Periodicidad
1 y 2	1 vez cada 12 meses
3	1 vez cada 6 meses
4 y 5	1 vez cada 3 meses

B. Señalamientos

Los señalamientos deben indicar el trayecto del ducto enterrado, delimitar la franja de seguridad del sistema, identificar las instalaciones superficiales del sistema de transporte, así como los tramos de ductos superficiales.

• Ductos enterrados con señalamientos

Este tipo de señalamiento debe ser instalado sobre un soporte (Figura 2.41), colocado a los lados de la franja de afectación del ducto y se deben observar las siguientes características:

- Debe cubrir la distancia mínima entre cada señalamiento, de acuerdo a lo indicado en la Tabla 2.41.

Tabla 2.41. Distancia mínima entre cada señalamiento.

Clase de localización	Distancia (m)
1, 2 y 3	Cada 1000
4	Cada 500
5	Cada 100

• Señalamientos obligatorios

Se deben instalar señalamientos lo más cerca posible, en los casos siguientes:

- En ambos lados del cruce de una carretera, camino público, vía de ferrocarril o cuerpos de agua, y
- Antes y después de los cambios de dirección mayores a 30 grados.

Los símbolos del sistema de transporte deben ser mediante símbolos, texto y contener al menos lo siguiente:

- Advertencia de peligro, cuidado y/o precaución,
- La leyenda “Ducto de transporte de gas”,
- El nombre, denominación o razón social de los Regulados,
- Teléfonos de emergencia, y
- Leyenda o símbolo de “No excavar, no golpear, no construir”.

Los señalamientos deben ir con fondo amarillo y letras color negro.

• Excepciones

En el caso de los tramos de ducto donde los señalamientos antes descritos no puedan ser colocados debido a impedimentos del lugar o físicos del terreno, la señalización se puede realizar conforme con lo indicado en el punto 2.3.4.1 de este trabajo.

C. Reparaciones

Como medida general, se deben tomar medidas temporales inmediatas para proteger a las personas, el medio ambiente y las instalaciones aledañas, siempre que se detecte alguna de las situaciones siguientes:

- Una fuga, imperfección o daño que afecte al servicio de un tramo de un ducto, y



Figura 2.41. Poste de señalización de ducto de transporte (foto original tomada en campo).

- No sea posible realizar una reparación definitiva en el momento de su detección, la cual se programará a la brevedad posible.

No se deben utilizar soldaduras de parches soldables como medio de protección.

Antes de reparar permanentemente por medios mecánicos o por soldadura un ducto de acero, se debe determinar por medio de pruebas no destructivas, si las características del ducto son adecuadas para el tipo de reparación seleccionado.

Si la reparación del ducto de acero provoca una disminución de la pared del ducto, el espesor remanente debe presentar las características siguientes para no retirarse:

- El espesor mínimo será el requerido por las tolerancias que señale la especificación bajo la cual se fabricó, y
- El espesor nominal de la pared del ducto será el requerido por la presión de diseño del mismo.

- **Abolladuras o hendiduras**

Las abolladuras o hendiduras se deben retirar de los ductos de acero en los casos siguientes:

- Cuando estén acompañadas de una rasgadura, muesca, ranura o quemadura por arco de soldadura que puedan causar concentración de esfuerzos,
- Cuando afecten la soldadura longitudinal o circunferencial,
- Las que excedan una profundidad de ¼ de pulgada en ductos de 12 pulgadas y menores a 2% del diámetro nominal de ductos mayores de 12 pulgadas de diámetro, y
- Las hendiduras con una profundidad del 10% del espesor nominal de pared.

- **Reparación permanente de imperfecciones y daños en campo**

Las imperfecciones o daños que se describen a continuación, deben ser reparados de acuerdo con lo establecido en la Tabla 2.42.

Tabla 2.42. Imperfecciones o daños y su forma de reparación.

Imperfecciones o daños	Forma de reparación
<ul style="list-style-type: none"> • Aquellas que provoquen una concentración de esfuerzos, • Toda laminación que no sea aceptable en la especificación aplicable al material en cuestión, • Toda corrosión exterior que exceda la tolerancia en profundidad y longitud para una operación segura, según lo establecido en las Normas Mexicanas Oficiales, y • Las hendiduras con una profundidad mayor al 10% del espesor nominal de pared. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se debe sacar de servicio el tramo, se cortará el carrete dañado y se reemplazará por otro de pared igual o mayor, • En caso de no ser posible sacar de servicio el tramo, se debe reducir la presión de operación hasta un nivel que garantice seguridad operativa, • Colocar envolventes bipartidas soldables sobre el área total dañada del ducto, • Eliminar el defecto ocasionado por la perforación en línea viva, siempre y cuando la localización, ancho y largo del defecto se determine por una inspección visual, • Si el defecto no es una abolladura se puede esmerilar para eliminarlo, y • Los ductos sumergidos en aguas navegables continentales se pueden reparar por medios mecánicos, instalando abrazaderas atornilladas.

- **Reparación permanente de soldadura en campo**

Cada soldadura que no sea aceptable de acuerdo con el punto 2.4.10.1 de este trabajo, se debe reparar como se describe a continuación:

- a) Debe ponerse fuera de servicio el tramo del ducto del sistema de transporte para reparar la soldadura de acuerdo con los requerimientos del punto 2.4.10.2,



- b) Una soldadura se puede reparar de acuerdo con el punto 2.4.10.2 de este trabajo, mientras el tramo del ducto del sistema de transporte está en servicio, únicamente si cumple con lo siguiente:
 - No existe fuga en la soldadura,
 - La presión en el tramo se reduce de manera que no produzca un esfuerzo tangencial que sea mayor del 30% de la RMC del ducto, y
 - El espesor remanente de la soldadura, después del esmerilado, no debe ser inferior a 3.2 mm.
- c) Las soldaduras fabricadas por medio de arco sumergido que tengan defectos deben ser reparadas por medio de una envolvente bipartida soldable, y
- d) Una soldadura defectuosa que no se pueda reparar de acuerdo con los incisos a o b anteriores, se debe corregir mediante instalación de envolventes bipartidas soldables de diseño apropiado.

Para la reparación definitiva de una fuga en campo, en un ducto de transporte se debe realizar lo siguiente:

- Poner el ducto fuera de servicio, cortar el carrete de ducto y reemplazarlo con un tramo de ducto que posea una resistencia de diseño igual o mayor, y
- En caso de no ser posible sacar de servicio el tramo de la línea del sistema de transporte, la reparación se realizará mediante la instalación de envolventes bipartidas soldadas o atornilladas de diseño apropiado.

- **Prueba en ducto de reemplazo**

Si un tramo de línea del sistema de transporte se repara cortando el carrete dañado del ducto de reemplazo se debe probar a la presión requerida para una línea nueva que se instale en la misma localización.

2.4.13.9 Envolventes de refuerzo

Los envolventes de refuerzo (Figura 2.42) [49] que ayudarán a contener la presión interna del ducto se deben considerar como reparaciones permanentes, siempre y cuando sea soldada y se extienda longitudinalmente por lo menos 50 mm más allá del extremo del defecto o imperfección.



Figura 2.42. Envolvente en ducto de transporte de gas [49].

Las envolventes deben presentar las características siguientes:

- La concentración de esfuerzos a la flexión del ducto debe localizarse dentro de la envolvente,
- El material de la envolvente debe tener características de resistencia a la presión, igual o mayor, y debe ser compatible con el ducto del sistema de transporte existente,
- Tener un espaciamiento adecuado con otros dispositivos del ducto,
- Tener un soporte adecuado durante la instalación y operación, y
- Ser probada a la presión de prueba que marca la presente norma.

Se permite el uso de envolventes atornillables para contener la presión interna del ducto como reparación permanente si están diseñadas y construidas de material adecuado para la soldadura.

2.4.13.10 Estaciones de Compresión (EC)

Los dispositivos de relevo de presión en una EC, a excepción de los discos de ruptura, se deben inspeccionar y probar, cualquier defecto o inadecuación de los dispositivos se debe reparar o reemplazar de inmediato.

Los dispositivos de paro por emergencia a control remoto se deben inspeccionar y probar, como mínimo, una vez cada año calendario para determinar que funcionen conforme con lo esperado.

- **Almacenamiento de materiales combustibles**

Los materiales combustibles que estén presentes en cantidades mayores a las requeridas para el uso diario, o que sean distintos a los requeridos en las EC, se deben almacenar a una distancia segura de la instalación.

- **Detección de gas**

Las áreas que forman parte de una EC deben contar con sistemas fijos de detección de gas con alarma, a menos que se presente alguna de las situaciones siguientes:

- I. El edificio esté construido de tal manera que el 50% de su área vertical, como mínimo, esté permanentemente abierta, o
- II. La estación de compresión sea de hasta 1,000 caballos de fuerza (HP) y no esté tripulada directamente por personal en campo.

Salvo que se requiera parar el sistema para mantenimiento, los sistemas de detección de gas con alarma se deben monitorear continuamente para verificar que se está detectando una concentración de gas en aire menores del 25% del límite inferior de explosividad.

- **Compresor**

- a) El compresor de gas debe arrancar, operar y parar de acuerdo con los procedimientos establecidos en el manual de operación,
- b) Para las estaciones donde existan condiciones de corrosión elevadas se debe contar con procedimientos que establezcan la inspección periódica en intervalos frecuentes que permitan descubrir los deterioros causados a los ductos y a los equipos, y
- c) El equipo y los ductos donde se hayan detectado condiciones de corrosión inaceptables, deberán ser aislados y purgados para su mantenimiento.

2.4.13.11 Estaciones de regulación y/o medición

Las estaciones de medición, estaciones de regulación de presión y su equipo, se deben sujetar a inspecciones y pruebas a intervalos que no excedan de 15 meses, pero como mínimo, una vez al año calendario para determinar lo siguiente:

- a) Se encuentran en condición mecánica adecuada desde el punto de vista de capacidad y flexibilidad operativa,
- b) Se encuentren operando a las condiciones para las cuales fueron seleccionadas, y
- c) Estar protegidas del polvo, líquidos u otras condiciones que pudieran afectar su funcionamiento.

- **Prueba de dispositivos de relevo de presión**

Si el dispositivo de relevo es de capacidad insuficiente, se debe instalar un dispositivo nuevo o adicional para proporcionar la capacidad requerida.

Se permite llevar a cabo pruebas a los dispositivos en un sitio fuera de su localización y se deben tomar provisiones para no dejar el sistema sin protección durante el periodo en que se pruebe el dispositivo.

- **Prevención de incendios accidentales**

Derivado de una previa valoración del riesgo, se debe buscar minimizar el peligro de una ignición accidental en áreas donde la presencia de gas constituya un riesgo de fuego o explosión. Se deben considerar las medidas mínimas siguientes:

- a) Cuando el volumen de gas es liberado al aire, se debe tener cuidado de retirar del área cualquier fuente de ignición potencial,



- b) La soldadura o corte eléctrico o con gas no se debe realizar en el ducto o en sus componentes que contengan una mezcla explosiva de gas-aire en el área de trabajo,
- c) Colocar señalamientos de advertencia donde sea apropiado,
- d) Contar con un procedimiento y equipo para la medición del límite inferior de explosividad, y
- e) Conectar a tierra los equipos de compresión y de fuerza de movimiento que puedan generar electricidad estática.

2.4.13.12 Instalaciones de entrega

Se debe establecer un programa periódico de mantenimiento, inspección, prueba y calibración de todo el equipo en las instalaciones de entrega para asegurar un funcionamiento adecuado, el cual debe incluir como mínimo lo siguiente:

- a) Equipos e instrumentos de medición de flujo, presión y temperatura, para detectar desviaciones en condiciones normales de operación, y garantizar las condiciones de seguridad industrial, operativa y protección al medio ambiente,
- b) Dispositivos de seguridad por sobre presión,
- c) Dispositivos de relevo y reguladores de presión que debe efectuarse al menos una vez cada año calendario,
- d) Equipo contra incendio, el cual se debe mantener en óptimas condiciones de operación de manera permanente, y
- e) El equipo electromecánico y obra civil de la estación.

2.4.13.13 Reevaluación de la PMOP, por integridad del ducto o necesidades operativas

En caso de que requieran modificar las condiciones de operación de un ducto para aumentar la presión, el incremento se debe realizar gradualmente a valores que puedan ser controlados y de acuerdo para lo siguiente:

- a) Establecer las medidas de seguridad necesarias y límites de presión para que el tramo de ducto no sea expuesto a presiones que puedan afectar su integridad,
- b) Los incrementos no deben ser mayores a 10% de la presión cada hora, verificando la existencia de fugas en el tramo afectado, y
- c) Las fugas detectadas se deben reparar antes de realizar un nuevo incremento de presión.

Cuando se someta un tramo del ducto a condiciones de operación más exigentes, la integridad de éste debe estar evaluada y se debe contar con un registro de las acciones realizadas.

- **Limitaciones para incrementar con la PMOP**

Al establecer una nueva presión máxima de operación permisible (PMOP), no se debe exceder el valor máximo permitido para un tramo nuevo de ducto construido de los mismos materiales en la misma clase de localización.

La PMOP debe incrementarse si de manera previa se realizó una evaluación de ingeniería que incluya al menos lo mostrado en la Figura 2.43.



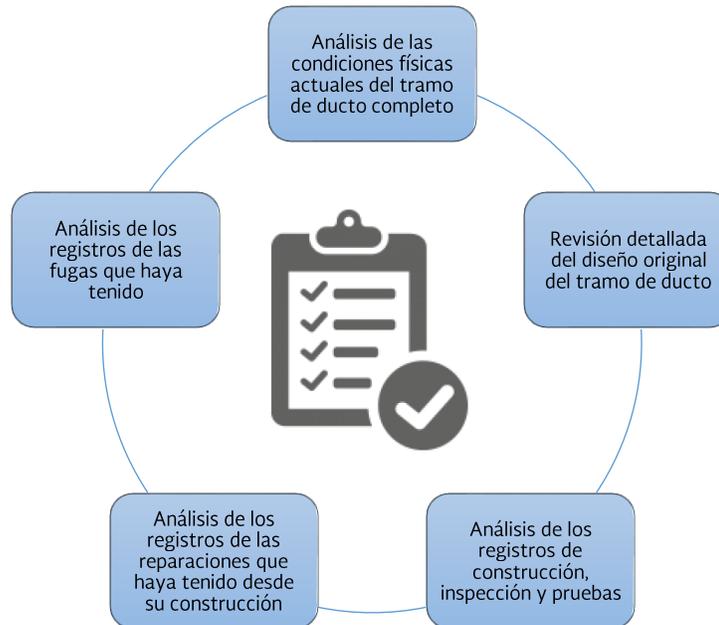


Figura 2.43. Aspectos mínimos para la evaluación de ingeniería.

Si derivado de la evaluación de la ingeniería resulta viable el incremento de la PMOP pero las pruebas de presión no resultan prácticas para el tramo del ducto, el establecimiento de la PMOP se debe realizar de acuerdo con lo siguiente:

- a) Seleccionar la nueva PMOP que haya sido confirmada por la evaluación de la ingeniería y que no exceda el menor valor de los dos siguientes criterios:
 - El 80% de la presión de diseño de un ducto que tenga las mismas consideraciones de diseño, o
 - La presión que corresponda a un esfuerzo tangencial máximo de 50% de la RMC del ducto.
- b) Antes de iniciar el incremento de presión en el tramo del ducto se debe realizar lo siguiente:
 - Contar con los dispositivos adecuados para medir la presión,
 - Realizar un monitoreo de fugas inicial y hacer las reparaciones si son necesarias,
 - Reparar o reemplazar cualquier tramo del ducto o accesorio inadecuado para la nueva PMOP.

- **Medición de espesores**

Con la finalidad de monitorear el desgaste del ducto por corrosión o erosión, se debe realizar la medición de espesores de pared del ducto en instalaciones superficiales. Estas mediciones deben efectuarse anualmente y una vez que se cuenten con suficientes datos para hacer un análisis estadístico y estimar la velocidad de desgaste, se puede establecer un programa de medición de espesores diferente al anual.

2.4.13.14 Desactivación y reactivación de ductos

- **Desactivación de ductos**

En los procesos de desactivación de ductos, se deben tomar en cuenta como mínimo las medidas siguientes:

- a) Cuando se desactive un ducto, éste debe ser desconectada del sistema de suministro de gas, purgado y taponado usando bridas ciegas, cabezas soldadas, comales u otros,

- b) En los ductos desactivados se debe mantener el control de la corrosión interna y externa y el mantenimiento del ducto debe realizarse con lo establecido en esta norma, y
- c) En ductos que no han sido utilizados por un tiempo mayor a 15 meses se debe comprobar anualmente la efectividad del método de desactivación usado, el control de la corrosión y otras actividades de mantenimiento.

- **Reactivación del ducto**

Antes de la reactivación de un ducto se debe llevar a cabo la evaluación de ingeniería para determinar si éste cumple con lo establecido en el punto 2.4.12 de este trabajo, y cuando la evaluación indique que no es viable de entrar en servicio se deben implementar las medidas correctivas necesarias para su reactivación.

2.4.13.15 Programa anual de operación, mantenimiento, seguridad y seguridad operativa

Los Regulados deben elaborar el programa anual de operación y mantenimiento del sistema de transporte que sea congruente con lo establecido en punto 2.4.13 de este trabajo. El programa debe contener como mínimo los rubros mostrados en la Figura 2.44.

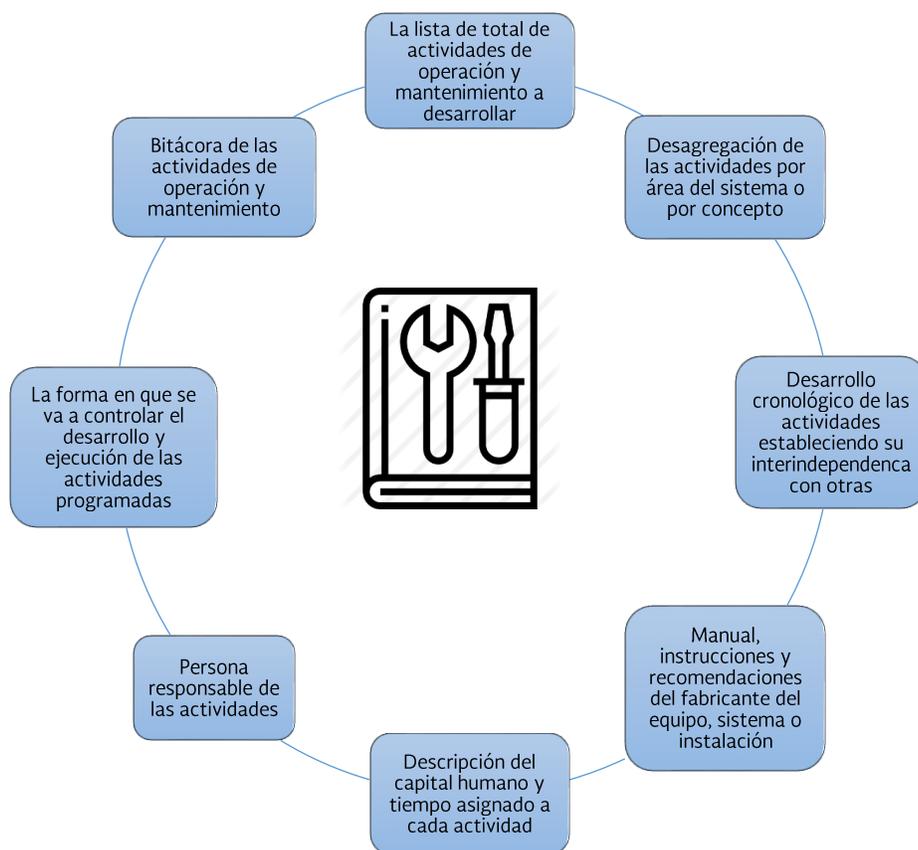


Figura 2.44. Rubros mínimos del programa de mantenimiento y operación.

2.4.14 Cierre y desmantelamiento

El Regulado está obligado a contar con un programa de actividades de seguridad industrial, seguridad operativa y de protección al medio ambiente para la etapa de Cierre o de Desmantelamiento.

Este programa debe incluir como mínimo:

- a) Escenarios y recomendaciones del análisis de riesgos actualizado para esta etapa;
- b) Lo previsto en la normatividad aplicable en materia de seguridad industrial, operativa y de protección al medio ambiente, y

- c) Los escenarios y recomendaciones del análisis de riesgos actualizado para esta etapa, conforme con lo previsto en las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los sistemas de administración de seguridad industrial, operativa y protección al medio ambiente [50].

2.4.15 Procedimiento para la evaluación de la conformidad

La evaluación de la conformidad de esta norma NOM-007-ASEA-2016 [39], se realiza para cada una de las etapas, mediante la revisión documental y la verificación física del sistema de transporte de gas natural, etano y gas natural asociado al carbón mineral por medio de ductos, de acuerdo con lo siguiente:

- a) Diseño: una vez por diseño y emitiendo un dictamen de diseño,
- b) Construcción y pre-arranque: una vez por pre-arranque (Inicial o paro total) y emitiendo un dictamen de pre-arranque, y
- c) Operación y mantenimiento: una vez por año y emitiendo un dictamen de operación y mantenimiento.

Estos dictámenes deben ser emitidos por una Unidad de Verificación (UV), aprobadas por la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA).

Esta norma contiene los siguientes Apéndices normativos:

- I. Odorización del gas.*
- II. Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas.
- III. Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas en ductos. **

* Este Apéndice tiene el mismo contenido, alcance y aplicación que el Apéndice Normativo I “Odorización del gas natural y gas licuado de petróleo” de la NOM-003-ASEA-2016 [28], es por ello que se toma éste como referencia (Punto D.1 del Anexo D).

** Este Apéndice tiene el mismo contenido, alcance y aplicación que el Apéndice Normativo III “Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas licuado de petróleo en ductos” de la NOM-003-ASEA-2016 [28], es por ello que se toma éste como referencia (Punto D.2 del Anexo D).

2.5 Otras normas

También se tienen dentro del marco regulatorio de la industria del gas natural las siguientes normas:

- I. NOM-010-ASEA-2016 “Gas Natural Comprimido (GNC). Requisitos mínimos de seguridad para Terminales de Carga y Terminales de Descarga de Módulos de almacenamiento transportables y Estaciones de Suministro de vehículos automotores” [53].
- II. NOM-013-SECRE-2012 “Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural” [54].

Éstas no forman parte de la revisión de esta tesis ya que se refieren al gas natural bajo presión (GNC) y en estado líquido (GNL). Los alcances de estas Normas Oficiales Mexicanas son descritos a continuación:

2.5.1 Norma Oficial Mexicana NOM-010-ASEA-2016 “Gas Natural Comprimido (GNC). Requisitos mínimos de seguridad para Terminales de Carga y Terminales de Descarga de Módulos de almacenamiento transportables y Estaciones de Suministro de vehículos automotores”

La NOM-010-ASEA-2016 [53] tiene por objetivo establecer los requisitos y especificaciones para el diseño, construcción y pre-arranque, operación, mantenimiento, cierre y desmantelamiento de las Terminales de Carga y las Terminales de Descarga de Gas Natural Comprimido (GNC) para vehículos automotores que lo utilicen como combustible.



Asimismo, es aplicable y de cumplimiento obligatorio para los Regulados que lleven a cabo las etapas de diseño, construcción y pre-arranque, operación, mantenimiento, cierre y desmantelamiento para:

- a. Las Terminales de Carga de Módulos de almacenamiento transportables por Semirremolque, desde la válvula de entrada de Gas Natural al Sistema de compresión hasta el punto de transferencia del GNC a los Módulos de almacenamiento transportables del semirremolque,
- b. Las estaciones de suministro a vehículos automotores, desde la válvula de entrada del GN al sistema de compresión hasta el punto de transferencia del GNC a los sistemas vehiculares,
- c. Las Terminales de descarga de módulos de almacenamiento transportables por semirremolque, desde el área de recepción del módulo de GNC hasta la válvula de entrega de GNC al usuario, a la instalación de descompresión o a la estación satélite, y
- d. Las estaciones satélite desde el punto de recepción de GNC hasta el punto de transferencia del GNC a los sistemas vehiculares,

Esta norma no es aplicable para:

- a. Las estaciones de regulación y medición de recepción de GN de las terminales de carga y estaciones de suministro, ni de entrega de GN en las terminales de descarga,
- b. Los vehículos para el transporte de recipientes de GNC,
- c. Los aparatos para recargar vehículos, y
- d. Los equipos integrados de compresión y despacho de GNC.

2.5.2 Norma Oficial Mexicana NOM-013-SECRE-2012 “Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas natural licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural” [54].

La NOM-013-SECRE-2012 [54] tiene por objetivo establecer los requisitos mínimos de seguridad relativos al diseño, construcción, operación y mantenimiento de las terminales de almacenamiento de Gas Natural Licuado (GNL) que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural.

Esta norma tiene aplicación y alcance para las siguientes tres situaciones:

1. A las terminales de almacenamiento de GNL con las instalaciones fijas en tierra firme.
2. A las terminales de almacenamiento de GNL instaladas costa afuera, desde el punto de recepción de GNL hasta el punto de entrega del combustible en estado gaseoso a un sistema de transporte por ductos, y comprende los sistemas de recepción, conducción, almacenamiento, vaporización de GNL y entrega de GN.
3. Al diseño del gasoducto submarino para conducir gas natural desde la Terminal costa afuera hasta el litoral.

Cuando el permisionario desee incorporar sistemas y equipos de diseño reciente, terminales o instalaciones que no estén en tierra firme o en general innovaciones tecnológicas con insuficiente experiencia operativa a nivel internacional no previstas en esta norma, es mandatorio proponer y justificar ante la CRE la tecnología que será aplicada para tales efectos, presentando documentación y referencias técnicas que hagan concordancia con los requisitos mínimos establecidos en esta norma.



CAPÍTULO III

APLICACIÓN Y ALCANCE DE LAS NORMAS EN EL NUEVO SECTOR REGULATORIO DEL GAS NATURAL

La cadena de producción, transporte y comercialización de gas natural mediante ductos en el territorio mexicano se encuentra en un momento clave en la historia debido a la implementación de la Reforma Energética, la cual entre otras cosas busca atender (i) la caída de la producción de hidrocarburos e (ii) incrementar la inversión a nivel industrial.

La declinación de producción de los yacimientos convencionales de petróleo y el progresivo agotamiento de los yacimientos de gas no asociado, orillan a la necesidad de extraer hidrocarburos provenientes de los recursos no convencionales y aunque México cuenta con un considerable potencial de estos recursos, hasta 2014 se carecía de la capacidad técnica, financiera y de ejecución para extraer estos hidrocarburos de forma competitiva.

Asimismo previo a la implementación de la Reforma, la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos obligaba a PEMEX a llevar a cabo, por sí solo, todas las actividades de la industria petrolera, sin importar las limitaciones financieras, operativas o tecnológicas que esto involucrara, con respecto al gas natural en 1997 México era prácticamente autosuficiente, pues solo se importaba 3% del consumo nacional, en comparación con la actualidad que se importa más del 50% [55,56].

Esto refleja la incapacidad que tenía PEMEX para extraer hidrocarburos del subsuelo, el incremento de los consumos de gas natural a nivel nacional, el aumento en las tarifas de transporte de gas natural debido a la falta de infraestructura y el constante incremento de importaciones a precios superiores de los que costaría producirlo en México.

Actualmente, derivado de la Reforma Constitucional al Artículo 28 el cual establece que las actividades de transporte, almacenamiento y distribución del petróleo, gas natural, petrolíferos y petroquímicos quedan abiertas a la posibilidad de que participen particulares, el problema que México enfrentaba se ha ido eliminando paulatinamente.

En materia del gas natural, con el objetivo de mejorar la administración y operación del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), se puso a disposición la creación del CENAGAS el cual opera mediante dos principales roles: el primero como Transportista del SNG dándole operación y mantenimiento a la infraestructura (Unidad de Transporte y Almacenamiento) y el segundo como Gestor Técnico Independiente (Unidad de Gestión Técnica y Planeación), poseedor de la capacidad dentro de los ductos del SISTRANGAS y con la enmienda de dar revisiones anuales al *Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019* (Plan Quinquenal) [57] y las versiones de éste que sean publicadas por la SENER con previa opinión técnica de la CRE.

3.1 Regulación de la calidad, componentes y propiedades del gas natural

El control normativo sobre las propiedades físico-químicas del GN permite asegurar la integridad de las instalaciones y equipos con los que tiene interacción el hidrocarburo, la seguridad y salud de las personas que están involucradas en su manejo y uso, así como la protección al medio ambiente.

Mediante la aplicación de la norma NOM-001-SECRE-2010 [4], se tiene como propósito establecer un marco general para las características que debe cumplir el gas natural que se maneje en los sistemas de su transporte, almacenamiento y distribución a lo largo del territorio nacional, esto derivado de que la mezcla comercial de gas proviene de una serie de diferentes fuentes de suministro: (i) GNL el cual es importado de distintos países, (ii) las importaciones de los distintos puntos de internación provenientes de los Estados Unidos, (iii) las inyecciones directas de los campos de producción en el país (ya sea gas asociado o libre) y (iv) el que es proveniente de los Centros Procesadores de Gas (CPG's) los cuales aún son operados y propiedad de Pemex-Transformación Industrial (Pemex-TRI).

Asimismo, la medición en campo de las propiedades del gas permite un mejor manejo del mismo y colabora a la prevención de riesgos operativos, además, la captura de estos datos ayuda en la generación de un archivo histórico cuyo propósito puede ser la generación de pronósticos de



producción y la generación de las medidas de seguridad necesarias para un futuro en la operación de los gasoductos.

Tal como se indicó en la Tabla 1.1 “Especificaciones del Gas Natural”, el principal objetivo de control recae en mantener esas características y componentes del gas dentro de especificación, más específicamente si es que se requiere controlar la cantidad de energía que puede ser aprovechada, es necesario poner énfasis en:

- i. Poder Calorífico Superior, que refleja cuál es el aprovechamiento posible de energía derivado de la combustión completa del hidrocarburo. Una descripción más detallada del poder calorífico se muestra en el Anexo B.
- ii. Índice de Wobbe, el cual indica la velocidad de flujo de energía a través de los conductos de entrada de equipos que utilizan gas natural como combustible.

3.1.1 Situación actual de la producción de gas natural en México

Para poder dar cumplimiento a la norma NOM-001-SECRE-2010 [4], las fuentes de suministro de GN tienen que adecuarse a los criterios mínimos mediante ajustes en las plantas de proceso y los puntos de mezcla, desafortunadamente para el caso de la oferta nacional no solo la producción de gas natural se verá afectada sino que también se prevé un decaimiento en la calidad del gas principalmente en la zona sureste del país, esto como consecuencia del porcentaje de inertes presentes tanto en el propio gas extraído de pozo como en el que es procesado por los CPG's.

En la gráfica de la Figura 3.1 [59,60] se muestra un comportamiento de las importaciones nacionales por ducto (provenientes de Estados Unidos), la producción nacional de gas natural y una línea más de tendencia que representa la mezcla de nitrógeno más gas natural desde el año 2005 al 2017.

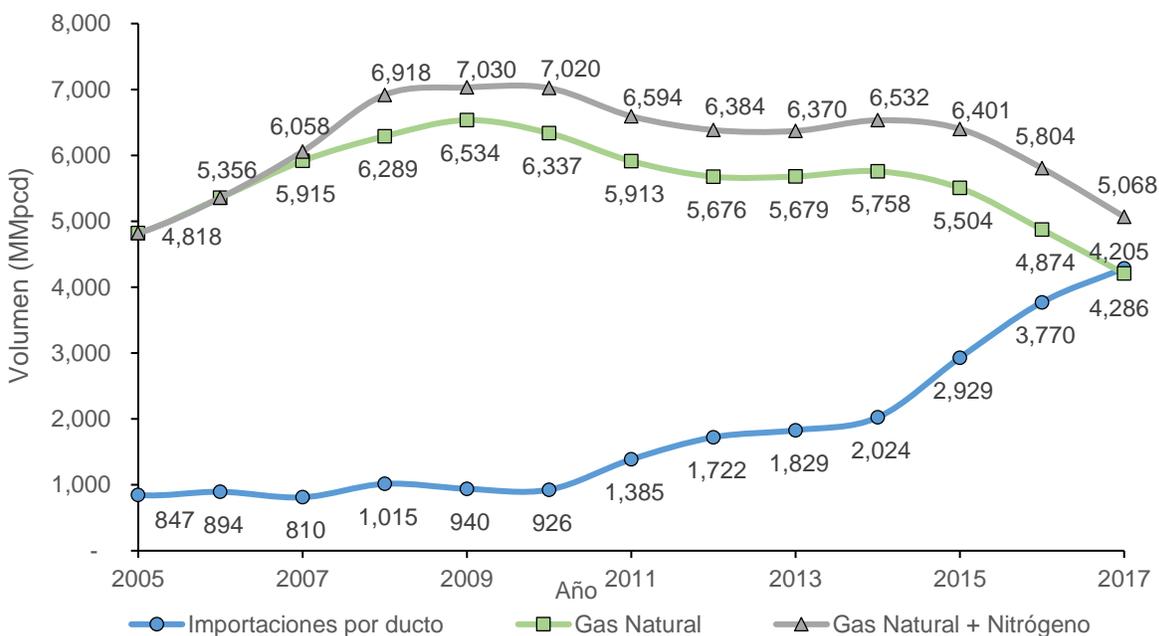


Figura 3.1. Producción nacional e Importaciones por ducto de gas natural [60,61].

Es importante resaltar que la tendencia de decaimiento continuará para los años venideros (Figura 3.2) [58], según datos de volúmenes de gas prospectivos pronosticados por CENAGAS y la CNH previstos, sean inyectados como parte de la oferta nacional (volumen que actualmente se inyecta en su totalidad al SISTRANGAS), para el período de 2018 a 2022.



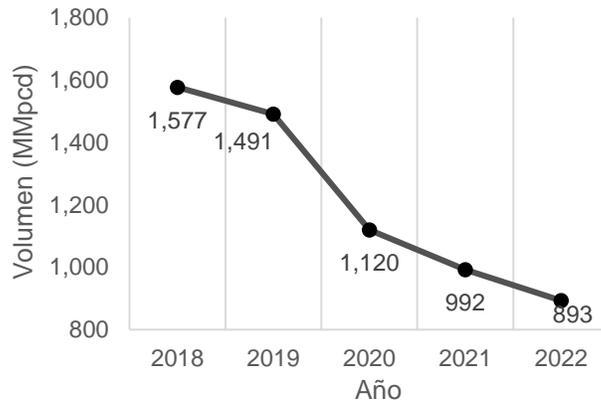
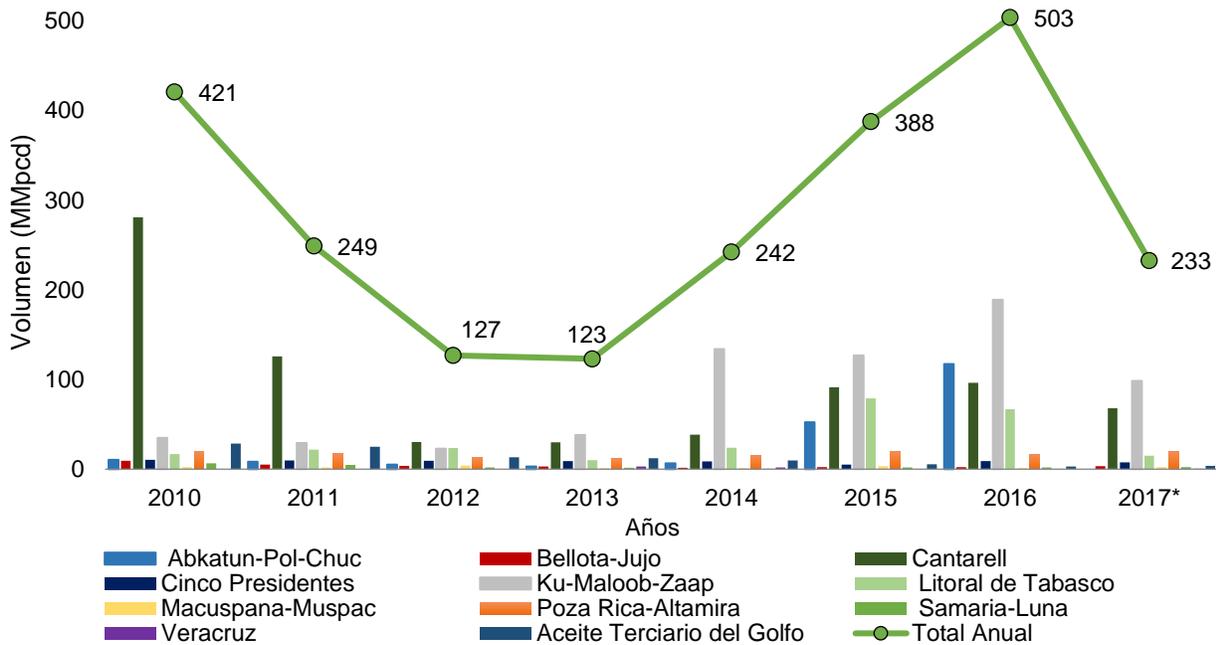


Figura 3.2. Escenario base de inyecciones nacionales al SISTRANGAS [58].

En la producción de petróleo en campos agotados es común utilizar procedimientos de recuperación secundaria que consisten en aumentar la presión del yacimiento mediante la inyección de un agente externo, con el cual se mantiene o se aumenta el flujo de producción del petróleo.

Una de las alternativas que se utilizan es la inyección de gas nitrógeno al yacimiento (aprovechando que es un gas inerte), sin embargo, aunque por una parte este proceso beneficia a la producción de petróleo por otra, actúa de manera muy desfavorable debido a que aumenta la cantidad de nitrógeno en la mezcla de gas natural provocando una disminución del poder calorífico de este energético y a su vez (casi proporcionalmente) aumenta la demanda de gas natural para venteo en los activos integrales (Figura 3.3) [61].



*Los datos corresponden hasta el mes de noviembre.

Figura 3.3. Gas natural de venteo en activos integrales [61].

Es importante resaltar que aunque en la Resolución CNH.06.001/09 [62] “Disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y el venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos” se establece el límite máximo nacional en materia de quema y venteo de gas, dichas disposiciones no establecen límites a nivel Activo por lo que los datos que se mostraron en la Figura 3.3 deberán ser considerados exclusivamente de manera informativa, pues corresponden a metas operativas de PEMEX Exploración y Producción (PEP).



Finalmente, en la Figura 3.4 [56] se aprecia el decaimiento de producción de manera más específica por CPG's y campos de producción ubicados en la zona norte y sur del país, para el periodo de tiempo de 2015 a 2022.

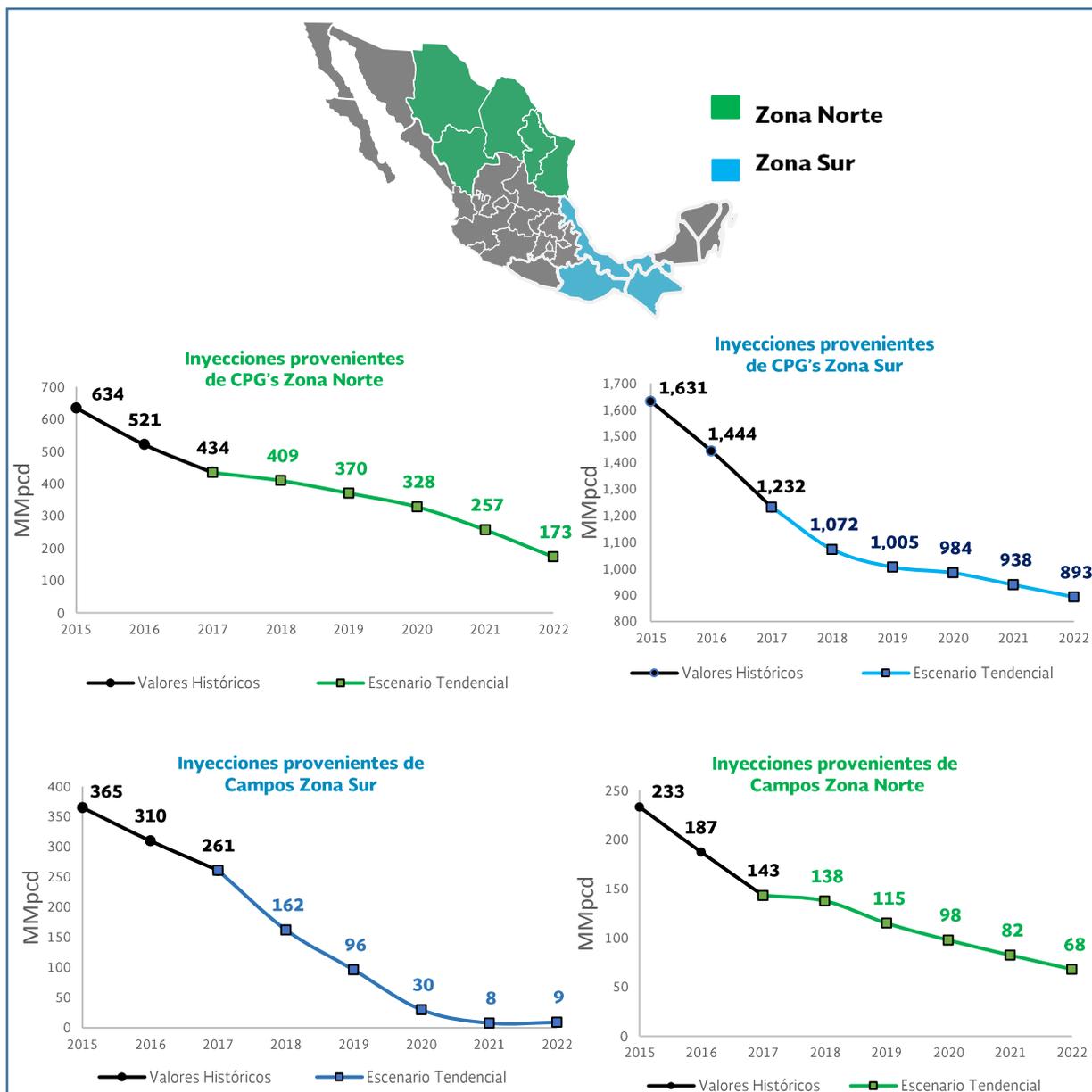


Figura 3.4. Producción de gas natural en la Zona Norte y Sur del país [56].

Si la producción de gas natural nacional aumenta, representaría un avance en la implementación de la Reforma Energética y como consecuencia un beneficio económico para las empresas transportistas y una reducción en las tarifas que ven reflejadas los usuarios finales. Desafortunadamente, ante los pronósticos que el gobierno federal prevé, el gas natural que consumimos en México provendrá de otras fuentes externas de suministro tales como el Gas Natural Licuado (GNL) y las importaciones por ducto desde los Estados Unidos.

3.1.2 Situación actual de la calidad de gas natural en México

Considerando que el gas natural se ha caracterizado por tener un mayor uso en todos los sectores de consumo debido a su bajo impacto ambiental y su bajo precio, es de vital importancia que este

hidrocarburo sea mantenido bajo una adecuada calidad, alcanzando de por medio el cumplimiento normativo que éste tiene que acatar y así mantener su posición en el mercado.

Actualmente los consumidores de gas natural en México que tienen problemas en sus procesos industriales debido a la mala calidad de gas son los más afectados. A continuación se enlistan algunos de los problemas que pueden ser ocasionados por gas natural fuera de especificaciones:

- *Alto contenido de nitrógeno y dióxido de carbono (inertes):* Bajo poder calorífico, afectaciones mecánicas a los compresores para transporte del hidrocarburo, baja eficiencia en calderas y reactores químicos y una mayor emisión de óxidos de nitrógeno (NO_x).
- *Alto contenido de etano y licuables:* Baja conversión en los procesos de elaboración de petroquímicos (por ejemplo etanol y amoniaco) así como problemas en compresores y filtros.
- *Alto contenido de ácido sulfhídrico:* Mayor posibilidad de corrosión en las instalaciones, posibilidad de generación de fugas por daños al material y afectaciones a la salud de los trabajadores y usuarios.

En la Figura 3.5 se aprecia como la composición de nitrógeno en la producción de gas natural ha ido en aumento, aunque es inevitable que el gas se encuentre en la extracción del hidrocarburo las estadísticas muestran el declive en los activos integrales de los cuales actualmente se extrae petróleo y gas natural.

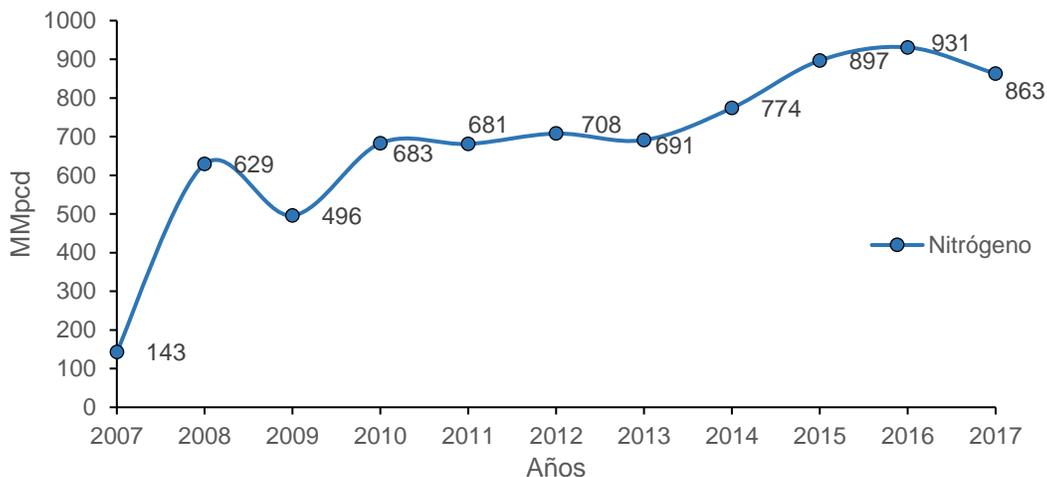


Figura 3.5. Producción nacional de gas nitrógeno 2007-2017 [60].

Los datos del total de nitrógeno, etano y metano que fueron reportados a la CRE en los años 2015 a 2017 de la Estación de Medición (EM) "Cactus-Nuevo Pemex" se muestran en las Figuras 3.6 a 3.8 [4, 64], esta EM es de gran relevancia debido a su ubicación estratégica como punto de mezcla indicando el comportamiento de la corriente de gas seco que es procesado por los dos Centros Procesadores de Gas (CPG's) más grandes del país, Cactus y Nuevo Pemex, y que finalmente es inyectada al SNG (y a la vez al SISTRANGAS) [63].

En la Figura 3.6 [4, 64] se muestra el incremento de la aparición de gas nitrógeno a través de los años en este punto de medición, tal es la cantidad de nitrógeno que posee la mezcla de gas natural (aun cuando es procesada por cada uno de los CPG's) que desde 2015 no se respetan los límites establecidos por la NOM-001-SECRE-2010 [4].



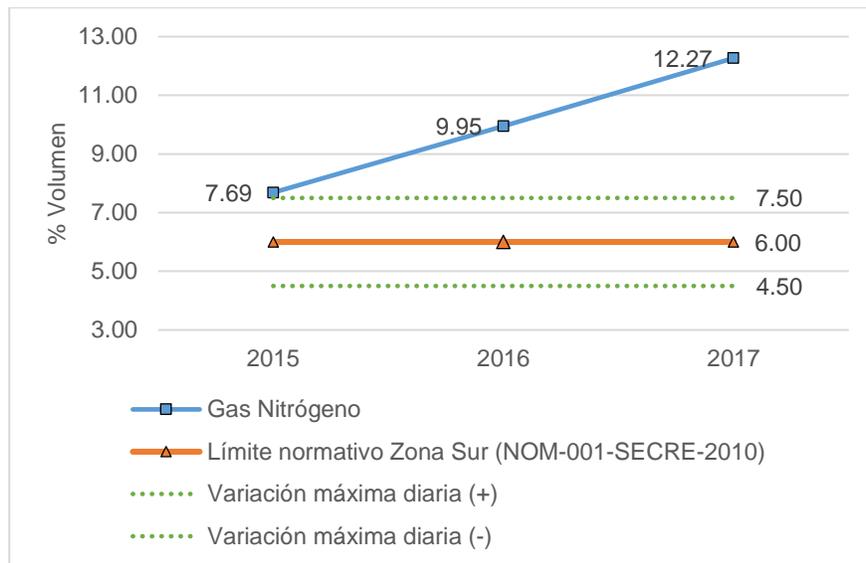


Figura 3.6. Cantidad de gas nitrógeno reportada en la EM Cactus-Nuevo Pemex del 2015 al 2017 [4,64].

Caso contrario al gas nitrógeno, contenido en la mezcla de gas natural, sucede con el etano (Figura 3.7) [4, 64] pues el contenido de este hidrocarburo disminuyó con el paso de los años, si este comportamiento positivo continúa los usuarios finales a los que les afecta el alto contenido de etano verán un beneficio.

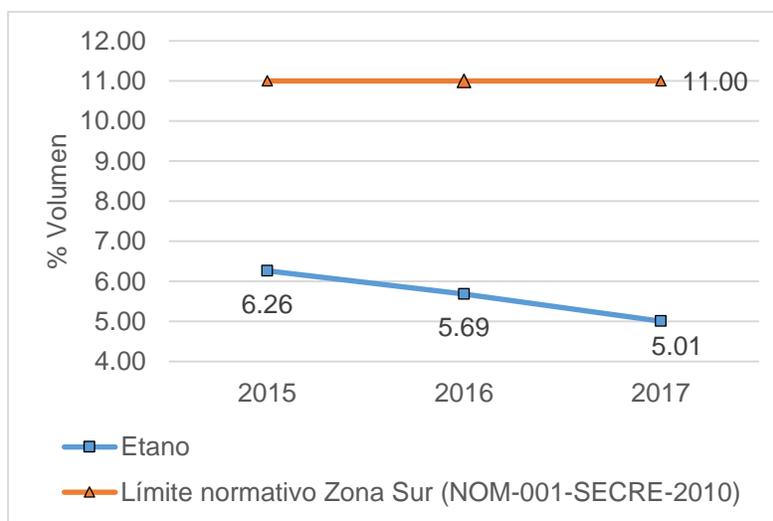


Figura 3.7. Cantidad de etano reportada en la EM Cactus-Nuevo Pemex del 2015 al 2017 [4, 64].

Finalmente, siendo el metano el componente característico del gas natural al observar la Figura 3.8[4, 64] en la que se muestra el contenido de éste reportado en la EM “Cactus-Nuevo Pemex”, se puede apreciar en una muy buena forma cómo el comportamiento de la producción nacional de este hidrocarburo tiende a comportarse con un efecto negativo, sustento base del porqué CENAGAS y la CNH pronostican la persistencia de esta tendencia para los años venideros.



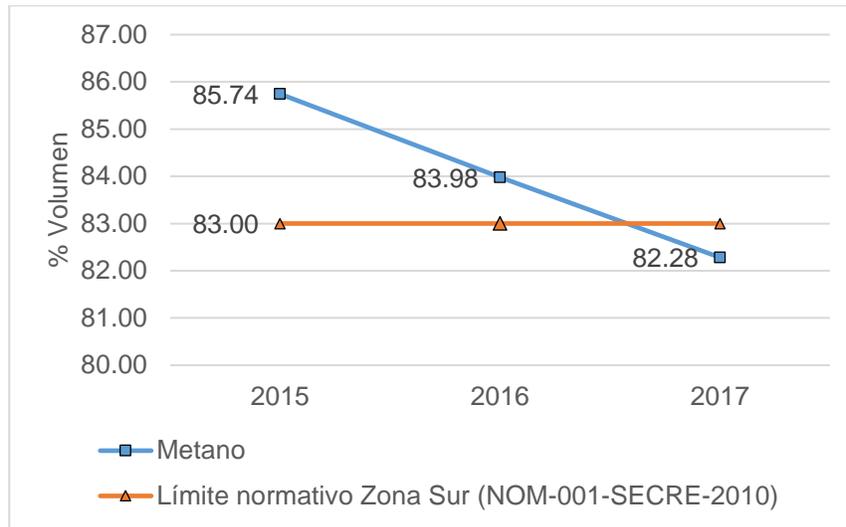


Figura 3.8. Cantidad de metano reportada en la EM Cactus-Nuevo Pemex del 2015 al 2017 [4, 64].

Actualmente la Comisión Reguladora de Energía (CRE) es la encargada de que el suministro de gas natural se haga con base en la NOM-001-SECRE-2010 [4], y a consecuencia de la mala calidad observada en el gas asociado del sureste del país y la falta de abasto en tal zona ha tenido que emitir una serie de resoluciones que permiten para ciertos intervalos de tiempo inyectar gas fuera de especificaciones.

Un ejemplo claro que muestra el decremento de la calidad de GN en el sureste del país, y que por ende afecta a los usuarios, es la resolución RES/1566/2016 [65] emitida por la CRE el 26 de junio de 2017 en la cual se le autorizó a Pemex-TRI entregar gas fuera de lo establecido por la NOM-001-SECRE-2010 “Especificaciones del gas natural” [4] a la empresa Energía Mayakán S. de R.L. de C.V. y al SNG.

Esta Resolución fue aplicable desde junio hasta el 31 de diciembre de 2017 y estuvo justificada debido a la emergencia severa en la zona sur del país. Dicha resolución, entre otros puntos, cita textualmente lo siguiente para efecto de sustentar lo dicho por Pemex-TRI referente a la emergencia severa:

1. *A la fecha no se han logrado recuperar las condiciones de la oferta de gas húmedo en el sureste del país que se tenían hasta antes del incidente ocurrido el 1 de abril de 2015 en la plataforma Abkatún-A permanente. Posteriormente a este evento, el 7 de febrero de 2016 se tuvo otro accidente que afectó los módulos de compresión de la plataforma Abkatún-A Compresión; además de la salida de operación de los dos trenes que conforman la única Unidad Removidora de Nitrógeno (NRU, por sus siglas en inglés), así como diversas condiciones normativas y operativas que han afectado a la calidad del gas a clientes; tales como el marco regulatorio para el aprovechamiento del gas natural publicado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos; la tasa de declinación de la producción en aguas someras y áreas terrestres sur; las limitaciones en el manejo y mezclado de corrientes para controlar el contenido de nitrógeno en el gas seco suministrado a Energía Mayakán S. de R.L. de C.V. (Energía Mayakán); y el balance de etano a partir de la entrada en operación de las plantas de Braskem-Idesa.*
2. *Para poder cumplir con contenidos de 6% volumen de inertes en el gas seco, a partir del primero de junio de 2017, sería necesario reducir en 199 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) la oferta de gas húmedo en el sureste, lo que representaría suspender el suministro de gas para Energía Mayakán y para la industria de fertilizantes, así como restringir los consumos del sector eléctrico en dicha zona, por baja disponibilidad de gas natural y para mantener las condiciones de presión en el sistema.*

Adicionalmente a la problemática del contenido de nitrógeno en el gas, a partir de la entrada en operación de las plantas del proyecto etileno XXI de Braskem-Idesa en marzo de 2016, se



ha mantenido una afectación en el poder calorífico del gas seco en el sureste debido al incremento en la demanda de etano para la operación de dichas plantas. En este sentido, para dar cumplimiento al compromiso contractual de suministro de 66 mil barriles día de este insumo, se mantendría la reducción de 2% en el valor del poder calorífico del gas seco en el sureste, mientras que la disminución estimada para el caso de Energía Mayakán es de 3%; por lo que no es factible cumplir con el límite establecido para este parámetro en la NOM-001-SECRE-2010.

3. *En este sentido, Pemex-TRI estima que al menos al 31 de diciembre de 2020, cuando entre en operación el proyecto de aprovechamiento de gas contaminado de aguas someras noreste que actualmente se encuentra en etapa de análisis y planeación, el cual considera la instalación de plantas eliminadoras de nitrógeno, entre otra infraestructura que será construida estratégicamente para maximizar la entrega de gas húmedo a plantas de Transformación Industrial; sería posible alcanzar los límites y parámetros establecidos en la NOM-001-SECRE-2010 de 6% volumen de nitrógeno, sin la consecuente afectación en el volumen de gas y etano ofertado en dicha zona.*

3.2 Soluciones propuestas para el desabasto, confiabilidad operativa y la mala calidad del gas en el sureste mexicano

El 14 de octubre de 2015, la SENER emitió el Plan Quinquenal, el cual contiene además de la planeación indicativa, los proyectos que la SENER consideró estratégicos y de cobertura social, este gran proyecto tiene por objetivo brindar certeza sobre los proyectos de infraestructura de transporte de gas natural en el país y elementos para la toma de decisiones de los inversionistas involucrados.

Con la finalidad de verificar la vigencia del Plan Quinquenal ante la evolución del mercado de gas natural y realizar los ajustes necesarios para garantizar el desarrollo eficiente del SISTRANGAS, cada año la SENER, con la asistencia técnica de la CRE, lleva a cabo una evaluación del Plan Quinquenal.

Dicha evaluación debe realizarse con base en el procedimiento establecido en el artículo 66 del *Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos* (Reglamento) [66]. Por lo tanto, a partir del año 2016 y hasta el 2019 la SENER, la CRE y el CENAGAS, realizarán la revisión anual del Plan Quinquenal. Una vez que el quinquenio correspondiente finalice, la SENER deberá emitir un segundo Plan Quinquenal a propuesta del CENAGAS y previa opinión técnica de la CRE.

En materia de la calidad del gas natural, actualmente CENAGAS está autorizado para reducir la entrada de gas fuera de la norma, sin afectar la operación del SISTRANGAS, y puede recurrir a fuentes alternas de suministro. Entre los ejemplos más relevantes que están considerados como una alternativa de suministro de GN al sureste se encuentran los siguientes tres proyectos (considerados en la Tercera Revisión Anual del Plan Quinquenal de expansión del SISTRANGAS) [58]:

I. Desarrollo de la interconexión entre el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) y el Gasoducto Mayakán

Este proyecto (Figura 3.9) [58] estimado para entrar en operación en diciembre de 2019, permitirá aportar redundancia al suministro de gas natural hacia la Península de Yucatán, ya que actualmente éste depende totalmente de la producción de los CPG Cactus y Nuevo Pemex (cuyos flujos y calidad de gas van en declive).



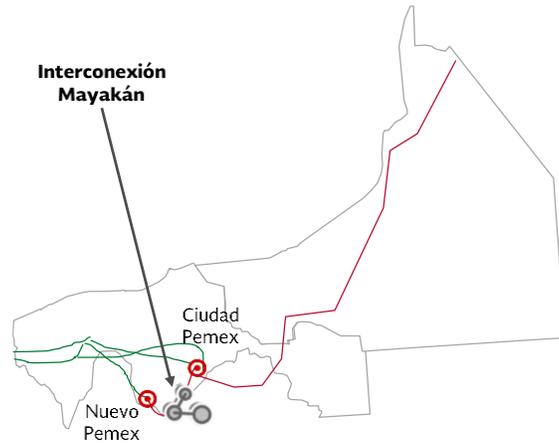


Figura 3.9. Interconexión Mayakán (Reforma, Chiapas) [58].

II. Reconfiguración de la Estación de Compresión Cempoala

Este proyecto (Figura 3.10) [58] desarrollado por CENAGAS en su carácter de Transportista tiene previsto iniciar operaciones para 2019 y permitirá que el SISTRANGAS, a través del SNG, posea capacidad de transporte de gas natural desde el Golfo de México hacia la zona sureste del país. Esto representa una disponibilidad de gas natural en los estados de Tabasco y Veracruz.

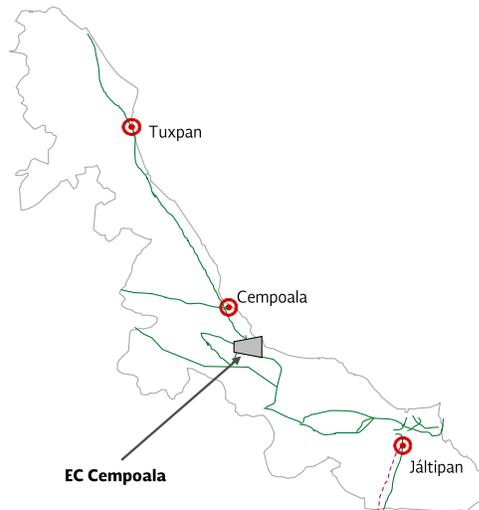


Figura 3.10. Reconfiguración de Estación de Compresión Cempoala (Veracruz) [58].

III. Interconexión Pajaritos

Este proyecto (Figura 3.11) [58] previsto para entrar en operación en enero de 2019, contempla una interconexión en Pajaritos, Veracruz al SISTRANGAS para recibir flujo solicitado por Pemex-TRI por medio de una Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado (FSRU: Floating Storage Regasification Unit).

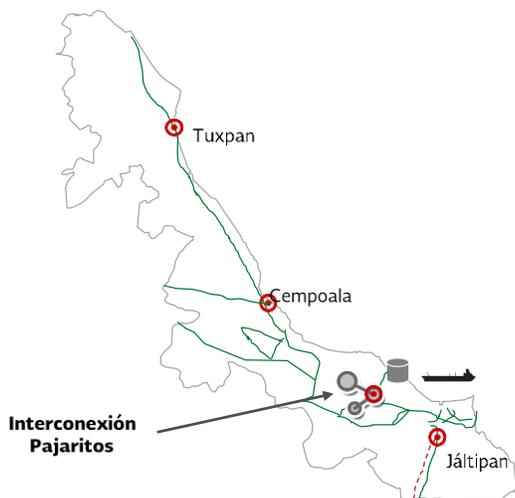


Figura 3.11. Interconexión Pajaritos (Coatzacoalcos, Veracruz) [58].

La representación de una FSRU se muestra en la imagen de la Figura 3.12 [67].



Figura 3.12. Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado (FSRU) [67].

Estos tres proyectos detonan en gran medida el posible abasto de gas en el sureste mediante inyecciones de gas provenientes de fuentes de suministro cuya calidad y contenido de metano son altas (GNL e importaciones provenientes de las cuencas de gas de lutita de los Estados Unidos).

De alguna manera el control de la calidad de gas que se inyecta al SISTRANGAS está mejor vigilado, ya que la CRE emitió en diciembre de 2014 la resolución RES/596/2014 [68] mediante la cual se establece que PEMEX y cualquier otro suministrador de gas natural, tiene la obligación de informar oportunamente a la CRE, al CENAGAS y a los permisionarios y usuarios que se puedan ver afectados, cuando el gas incumple con la NOM-001-SECRE-2010, para que puedan tomar las medidas pertinentes.

Por otra parte, el CENAGAS actualmente no tiene facultades para interpretar dicha norma y tampoco está autorizado para decir bajo qué condiciones puede aceptar GN que no cumple con los criterios normativos o qué medidas específicas se deben de considerar para minimizar las posibles afectaciones a los usuarios de la mayor red integrada de transporte de gas natural, únicamente puede sustituir (cuando sea comercial y operativamente posible) gas fuera de especificaciones por gas de buena calidad proveniente de otra fuente de suministro.

Por último, cabe resaltar que a pesar de que en la resolución RES/199/2014 [69] la CRE dictaminó la publicación de la lista de nuevos puntos de medición del gas, no se contemplan los nuevos esquemas de infraestructura ni los nuevos servicios comerciales que la Secretaría de Energía (SENER) prevé en su Plan Quinquenal [57] (o su más vigente revisión del mismo) existan en el país, tales como la instalación de una FSRU, Hub's de mezcla, servicio de Wheeling Hub, entre otros.

No solamente los consumidores están teniendo problemas en los equipos dinámicos o los procesos físico-químicos que utilizan el gas natural como materia prima o como combustible, sino que además comercialmente están pagando por gas de mala calidad; es decir, pagan por una mezcla de gas natural con alto contenido de nitrógeno y por ende tiene un menor poder calorífico.

Aunque las soluciones inmediatas que se proponen para eliminar el problema de la calidad del gas son comercialmente viables, no toda la ingeniería involucrada está necesariamente regulada, lo cual deja en claro que la normatividad técnica debe de crecer a la par de las propuestas y proyectos que se desarrollen en esta industria.

3.3 Estructura de la industria del gas natural derivada de la Reforma Energética de 2013

La Reforma Energética dio lugar a un cambio estructural que busca detonar al máximo el potencial del sector energético y contribuir al desarrollo del país, como resultado del nuevo marco legal y regulatorio se generó un cambio en la organización industrial en el sector del gas natural, que demandó una nueva metodología de precios máximos de Venta de Primera Mano (VPM)¹ (permitiendo así la apertura del mercado de gas natural mexicano) y contempló cambios trascendentales en la estructura, organización y funcionamiento de esta industria.

Actualmente la incentivación del desarrollo en el sector hidrocarburos radica en la participación de empresas privadas en la aportación de tecnologías, experiencias e inversión en la exploración, extracción, producción, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización del gas natural, así como el fortalecimiento de las Empresas Productivas del Estado (EPE) y la desintegración vertical de las actividades antes mencionadas y realizadas únicamente por PEMEX (Figura 3.13) [20].

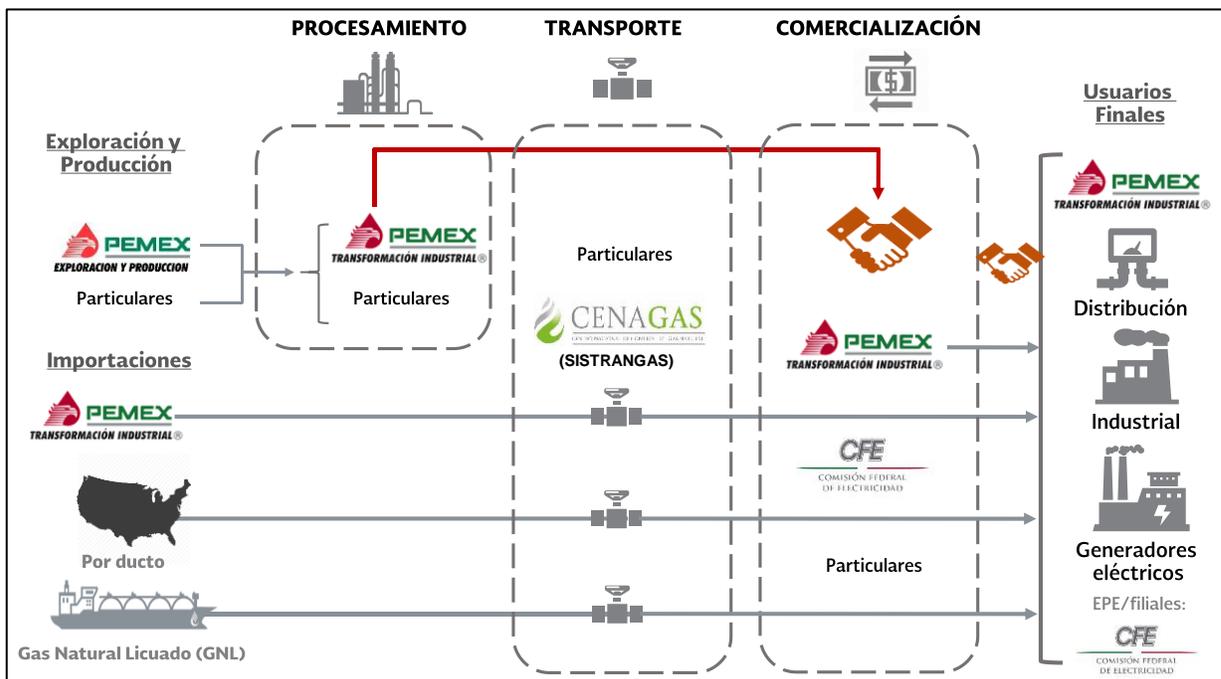


Figura 3.13. Organización industrial del gas natural con la Reforma Energética de 2013 [20].

¹ Nota: esta metodología sigue siendo una referencia a pesar de que fue dejada sin efecto por la CRE en junio de 2017 mediante el acuerdo A/026/2017 [70].

3.3.1 Impacto y avance de la Reforma Energética

El avance en materia de energía en buena parte ya estaba contemplado por el Programa Nacional de Infraestructura 2014-2018 (PNI) [71], en el cual se estableció un enfoque integral, transversal y social en seis sectores estratégicos:

1. Comunicaciones y transportes
2. Energía
3. Hidráulico
4. Salud
5. Desarrollo urbano y vivienda
6. Turismo

Con respecto al sector energía para dar seguimiento a los proyectos contenidos en el PNI se elaboró el Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019 (Plan Quinquenal), en el que participaron distintas dependencias del gobierno federal coordinadas por la SENER y el CENAGAS.

El primer Plan Quinquenal, está conformado por los siguientes trece proyectos:

1. Gasoducto Tuxpan-Tula
2. Gasoducto La Laguna-Aguascalientes
3. Gasoducto Tula-Villa de Reyes
4. Gasoducto Villa de Reyes-Guadalajara
5. Gasoducto San Isidro-Samalayuca
6. Gasoducto Samalayuca-Sásabe
7. Gasoducto Sur de Texas-Tuxpan
8. Gasoducto Jáltipan-Salina Cruz
9. Gasoducto Colombia (Texas)-Escobedo (Nuevo León)
10. Gasoducto Los Ramones-Cempoala
11. Gasoducto Salina Cruz-Tapachula
12. Gasoducto Lázaro Cárdenas-Acapulco
13. Estación de Compresión “El Cabrito”

Derivado, principalmente, al crecimiento de la demanda de gas natural correspondiente al sector eléctrico, la CFE en colaboración con empresas particulares, detonó el desarrollo de 7 de los 13 proyectos considerados inicialmente en el Plan Quinquenal, lo cual significaría aumentar la infraestructura de gas natural existente en más de 8 mil kilómetros [72].

Para la Primera Revisión del Plan Quinquenal, la SENER realizó, entre otros, los siguientes ajustes [58]:

- Retiró el proyecto de gasoducto Colombia-Escobedo debido a que el gasoducto Nueva Era atendería la demanda estimada de esa región, dado que ambos gasoductos compartirían el mismo derecho de vía.
- Retiró el proyecto de la Estación de Compresión (EC) “El Cabrito” debido a que dicha estación de compresión dejaría de tener funcionalidad operativa una vez que iniciaran operaciones los gasoductos Ojinaga-EI Encino y EI Encino-La Laguna,

El siguiente hito en el tiempo fue la Segunda Revisión del Plan Quinquenal, en la cual la SENER destacó principalmente lo siguiente [58]:

- Los gasoductos adjudicados por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) incluidos en el Plan Quinquenal: (i) San Isidro – Samalayuca, (ii) Samalayuca – Sásabe, (iii) Sur de Texas – Tuxpan, (iv) Tuxpan – Tula, (v) Tula – Villa de Reyes, (vi) Villa de Reyes – Aguascalientes – Guadalajara y (vii) La Laguna – Aguascalientes, mantenían su vigencia en el Plan Quinquenal.



- La SENER consideró pertinente continuar con la evaluación de la viabilidad técnica, económica y contractual de las posibles interconexiones del SISTRANGAS con otros sistemas de transporte. Lo anterior, como una alternativa que permitiría incrementar las fuentes de suministro del SISTRANGAS, lo que contribuye a la garantía de continuidad operativa del sistema sin detonar el desarrollo de nueva infraestructura.

Para el 28 de marzo de 2018, cuando la SENER emitió la Tercera Revisión Anual del Plan Quinquenal, los proyectos que mantuvieron su vigencia y fueron adjudicados por la CFE presentaron las siguientes características mostradas en la Tabla 3.1 [58,72].

Tabla 3.1. Proyectos adjudicados por la CFE en el Plan Quinquenal 2015-2019 [58,72].

Proyecto		Estados beneficiados	Longitud ¹ (km)	Inversión estimada (MMUSD) ²	Fecha de adjudicación ¹	Inicio de operación estimada ¹
1	Tuxpan -Tula	Hidalgo, Puebla y Veracruz	283	458	2015	2017
2	La Laguna - Aguascalientes	Aguascalientes, Zacatecas y Durango	600	473	2016	2018
3	Tula -Villa de Reyes	Hidalgo y San Luis Potosí	420	554	2015	2018
4	Villa de Reyes - Guadalajara	Aguascalientes, Jalisco y San Luis Potosí	305	294	2016	2018
5	San Isidro - Samalayuca	Chihuahua	23	109	2015	2017
6	Samalayuca - Sásabe	Chihuahua y Sonora	650	571	2015	2017
7	Sur de Texas - Tuxpan (Marino)	Tamaulipas y Veracruz	800	2,111	2016	2018

Nota: Los gasoductos que no han entrado en operación a la fecha ha sido por conflictos sociales y/o de interés que frenaron el proyecto.

(1) Conforme con la información pública emitida por la CFE

(2) Millones de dólares estadounidenses (MMUSD).

Para marzo de 2018 en la Tercera Revisión del Plan Quinquenal la SENER dio una actualización del estatus de los proyectos, del cual destaca lo siguiente:

1. El gasoducto San isidro – Samalayuca concluyó su construcción y entró en operación comercial en junio de 2017.
2. Los siguientes seis proyectos se encuentran en construcción: (i) gasoducto Samalayuca – Sásabe, (ii) gasoducto Tuxpan-Tula, (iii) gasoducto Tula – Villa de Reyes, (iv) gasoducto Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara, (v) gasoducto La Laguna – Aguascalientes, y (vi) gasoducto marino Sur de Texas – Tuxpan.



3. Los proyectos Nueva Era (que sustituyó al proyecto Colombia – Escobedo) y Salina Cruz-Tapachula, son desarrollados a cuenta y riesgo propio de empresas particulares.
4. Los siguientes tres proyectos no incluidos en el Plan Quinquenal fueron impulsados por la CFE y se encuentran en proceso de inicio de operación comercial: (i) E Encino-Topolobampo, (ii) Ojinaga-El Encino y (iii) El Encino-La Laguna.

En la Figura 3.14 [58,72] se muestra el mapa del Plan Quinquenal de Expansión del SISTRANGAS, en este mapa se aprecia el alcance nacional de la infraestructura de gasoductos de transporte y el interés tanto de los particulares, de la CFE y del gobierno federal por conectar el mayor número de entidades federativas al acceso de este hidrocarburo.

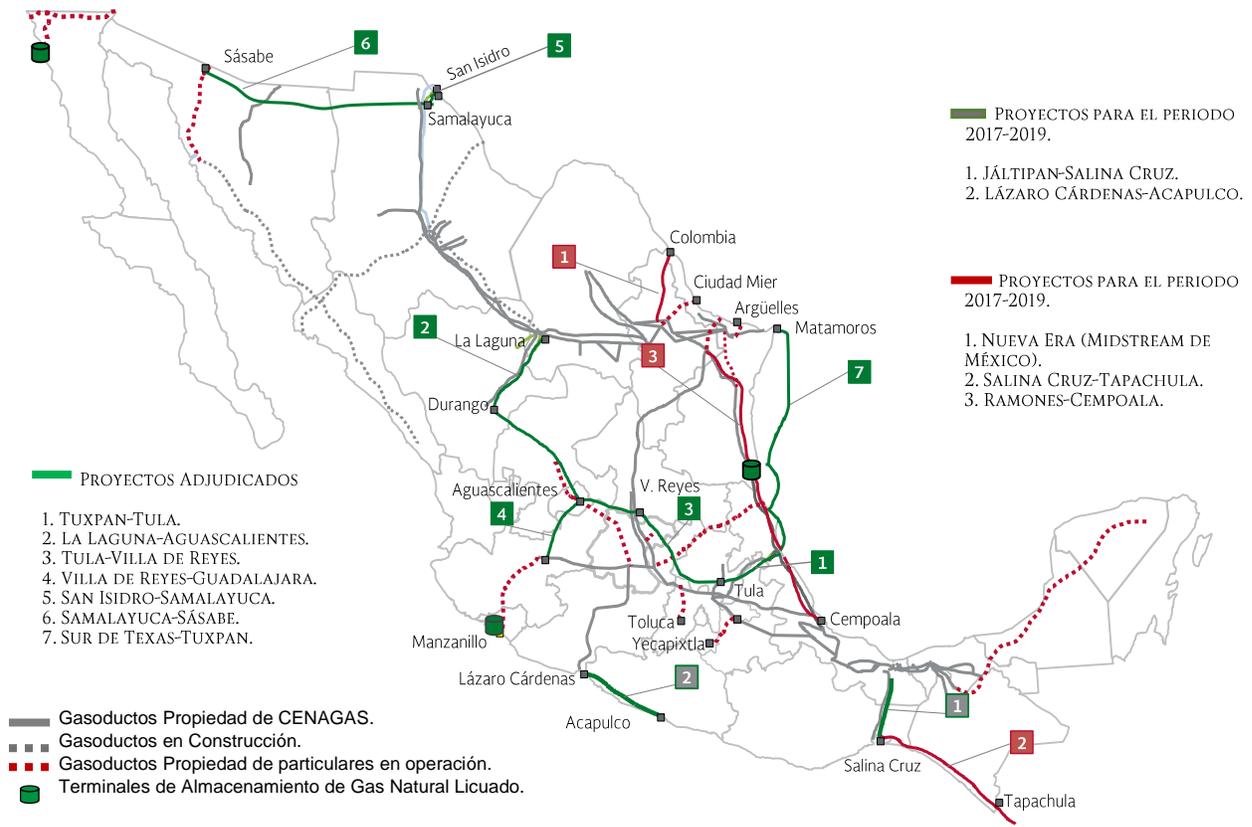


Figura 3.14. Mapa del Plan Quinquenal y Terminales de Almacenamiento de GNL [58,72].

Por último, para la Tercera Revisión del Plan Quinquenal (28 de marzo del 2018) [58] el CENAGAS evaluó la viabilidad técnica de cinco interconexiones con el SISTRANGAS y otros proyectos que el mercado ha mostrado interés en desarrollar. Con estos resultados, el CENAGAS conformó la cartera de proyectos de interconexión, desarrollo de gasoductos y de almacenamiento mostrada en la Figura 3.15 [58].

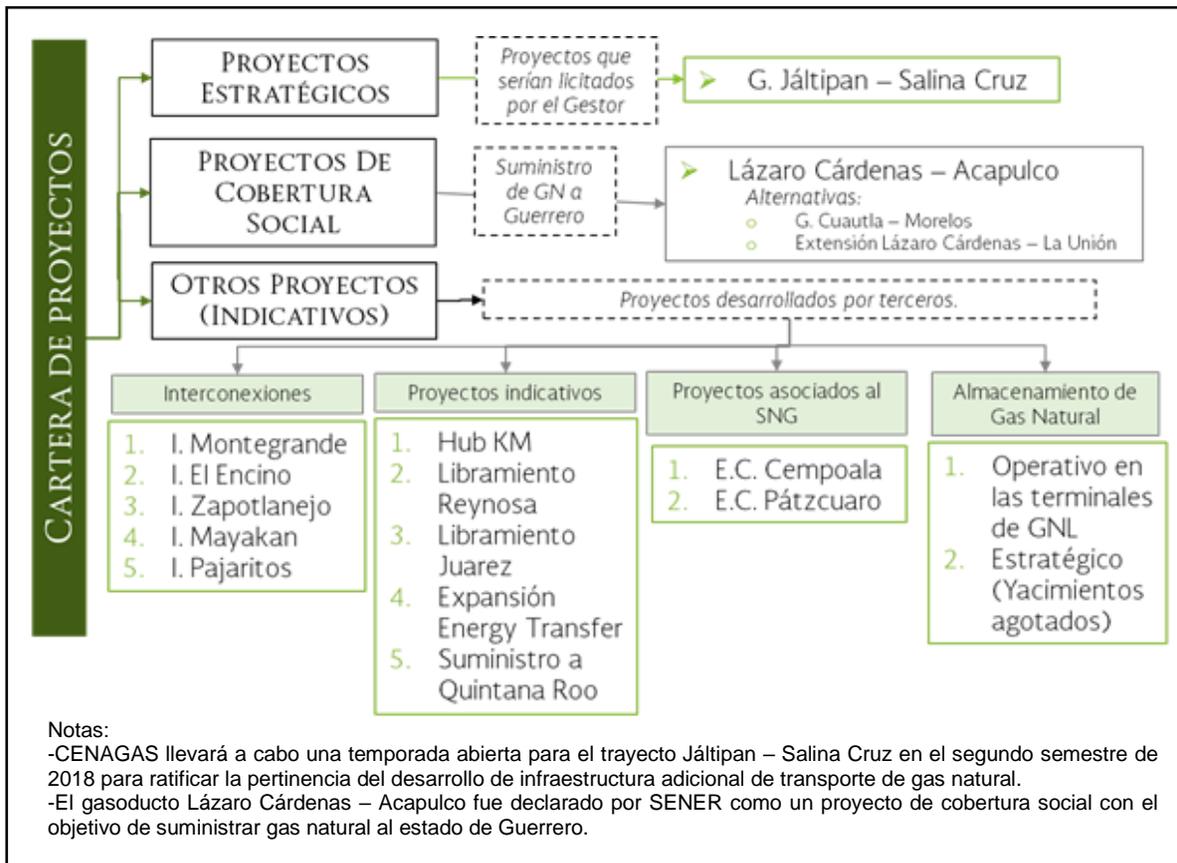


Figura 3.15. Cartera de proyectos propuesta por el CENAGAS en la Tercera Revisión del Plan Quinquenal [58].

El transporte de gas natural es el primer eslabón en la cadena para detonar un mercado de gas natural, la parte positiva del Plan Quinquenal es que se impulsa el uso del hidrocarburo en los distintos sectores de consumo, sin embargo, aunque CENAGAS evalúa la viabilidad técnica, económica y contractual de la mayor red de gasoductos, resaltan los siguientes dos aspectos negativos:

- i. El marco normativo actual se basa en procedimientos y manuales para infraestructura y manera de operar del entonces PEMEX Gas y Petroquímica básica (PGPB)
- ii. Los sistemas de transporte de gasoductos que no pertenecen al SISTRANGAS, obedecen en la mayoría de los casos la encomienda de suministrar gas al sector eléctrico del país.

Básicamente los nuevos proyectos de infraestructura que requieren configuraciones diferentes a lo establecido dentro de las Normas Oficiales Mexicanas, están siendo realizados con base en las prácticas internacionalmente reconocidas, esto en cierta forma brinda seguridad industrial y operativa, pero es mandatorio que las entes que dan certeza en materia de hidrocarburos (principalmente la CRE y la ASEA) estén capacitadas y a la vanguardia para regular el transporte, distribución y consumo del gas natural.

3.3.2 Mercado para la distribución y comercialización de gas natural

Posterior a la publicación de la Segunda Revisión Anual del Plan Quinquenal 2015-2019 entró en vigor el régimen de reserva de capacidad. Este evento fue de gran relevancia para el mercado del gas natural en México, al permitir que nuevos agentes económicos en la cadena de suministro de gas natural tuvieran certeza en el acceso y uso del SISTRANGAS.

A pesar de que desde 1995 empresas particulares pueden prestar el servicio de transporte y distribución de gas natural por medio de ductos, ahora con el hecho de tener un mercado de gas natural más competitivo es necesario brindarle las herramientas necesarias a la regulación económica, la expedición de términos y condiciones generales para la prestación de servicios y al

marco regulatorio en materia de seguridad industrial para poder enfrentar los cambios venideros que la industria del gas natural pueda tener [20].

Una de las acciones tomadas por la CRE para regular y promover el desarrollo de la industria del gas natural fue la publicación del acuerdo número A/070/2017 [73] por el que se determinó a todo el territorio nacional como zona geográfica única para fines de distribución de gas natural.

La publicación de este acuerdo resolvió lo siguiente:

- a) Todo el territorio nacional se considera como zona para distribuir gas natural mediante ductos,
- b) La instalación de redes de distribución será en función de la previa opinión de las autoridades de desarrollo urbano, la evaluación técnica y económica,
- c) Eliminación de zonas geográficas delimitadas, pues esto únicamente justificaba un contexto diferente al desarrollo de la industria permitiendo exclusividad para llevar a cabo esta actividad, y
- d) Se eliminaron los límites a la extensión de los sistemas de distribución por medio de ductos.

En términos muy generales, este acuerdo busca que se permita la oportunidad de contar con el servicio de distribución de gas a los habitantes o establecimientos productivos, siempre y cuando se haga una manifestación de interés por parte de un tercero y la CRE apruebe ésta para iniciar la solicitud de un permiso distribución y comercialización.

En gran medida se promueve la competencia entre los permisionarios, fomentando condiciones para el usuario del servicio de gas natural. Esto mandata a la Normatividad Oficial Mexicana a generar condiciones favorables para el desarrollo e instalación de la infraestructura de los sistemas de distribución de una manera confiable, segura y competitiva.

Aunque la norma NOM-002-SECRE-2010 “Instalaciones de aprovechamiento de gas natural” [27] y la NOM-003-ASEA-2016 “Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos” [28] tienen que ser utilizadas de la mejor forma posible para inspeccionar, vigilar y asegurar sus objetivos y alcances, es necesario también enfrentar un cambio regulatorio que se encuentra en transición, la necesidad de cambio de un mercado de gas natural más competitivo y afrontar que el gas natural como energético ha sido en México un hidrocarburo con menos impacto en uso en sectores como el comercial o residencial.

Un ejemplo claro del problema de seguridad industrial es la indebida regulación para construcción de casas habitación, centros comerciales, unidades habitacionales o comercios, que a su vez provoca la expansión de las manchas urbanas de las zonas metropolitanas y la controversia entre realizar la suficiente distribución de gas natural en una zona geográfica única contra un ducto al que se le tuvo que modificar su presión de operación (lo que conlleva un menor flujo de gas) debido a un cambio de clase de localización no previsto al inicio del proyecto.

Como un caso de ejemplo es el mostrado en la Figura 3.16, donde se observa que la señalización está justo pegado a una casa habitación donde persiste un riesgo a pesar de que dicho predio fue construida después de la instalación del gasoducto.





Figura 3.16. Poste de señalización de ducto de distribución de gas natural dentro del predio de una casa habitación (foto original tomada en campo).

Otro aspecto importante a considerar para mantener la seguridad, protección al medio ambiente y salud de los trabajadores o usuarios finales que utilizan o manejan gas natural, es el desafortunado empate en tiempos entre la aplicación de las Normas Oficiales Mexicanas y la pronta necesidad del usuario por tener acceso a este hidrocarburo.

Por ejemplo, en la norma NOM-002-SECRE-2010 [27] se puntualiza claramente cómo deben de estar instaladas, el tipo de material y el arreglo de las acometidas, medidores, trampas de vapor, reguladores de presión y válvulas para los equipos de aprovechamiento de gas natural en el sector residencial (Figura 3.17) [74], sin embargo, la realidad es que no todos los usuarios finales tienen instalada la tubería ni accesorios de la manera adecuada (Figura 3.18).

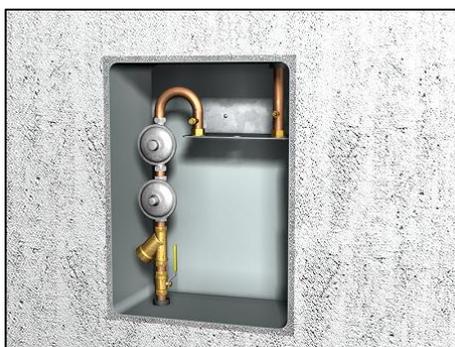


Figura 3.17. Instalación tipo de una acometida para sector residencial [74].



Figura 3.18. Instalación de sistema de medición y regulación a usuario del sector residencial (foto original tomada en campo).

Esto no significa que la normatividad sea insuficiente o con poco alcance, más bien deja en claro que el mercado mexicano está en una etapa de adaptación y crecimiento, y que los distribuidores de gas natural están expuestos a brindar en algunos casos servicios fuera de un marco normativo.

3.4 Regulación y vigilancia para la gestión integral de los ductos

La gestión de la integridad de un sistema de tuberías para transporte y distribución de gas natural es la meta primordial que debe buscar el operador de los gasoductos. La entrega segura y confiable de gas natural debe ser sin efectos adversos a los empleados, al público, los usuarios o el medio ambiente. Una operación sin incidentes es y seguirá siendo la meta de la industria del gas natural.

Un programa de gestión de integridad completo y sistemático, proporciona la información para que un operador pueda asignar con eficacia recursos para la prevención, la detección y las actividades apropiadas de mitigación, que resultarán en una seguridad mejorada y una reducción en el número de incidentes y accidentes.

Los requisitos funcionales para la gestión de integridad son incorporados en la ingeniería de sistemas nuevos de tuberías desde la planeación inicial, el diseño, la selección de los materiales y la construcción. La integridad de un sistema no solo requiere el compromiso de todo el personal de operaciones sino también de un marco regulatorio flexible y adecuado para asegurar una integridad de las instalaciones eficazmente.

En México la creación de la ASEA en 2014, permitió que se retomara la importancia de evaluar riesgos y procedimientos para identificar las deficiencias significativas del Sector Hidrocarburos, de modo que se pudieran realizar las actividades relacionadas a este sector con base en planes eficaces y prioridades en la prevención, detección y mitigación de riesgos.

En materia de transporte de gas natural, el avance progresivo en esta industria ha impulsado medidas para mantener la seguridad operativa. Por mencionar ejemplos actuales de este avance, resaltan los siguientes puntos:

- i. La obligación de odorizar el gas natural en los puntos críticos de los sistemas de transporte (según la norma NOM-007-ASEA-2016 [39])
- ii. La inversión que el CENAGAS actualmente realiza en la actualización de su Sistema de Control y Adquisición de Datos a distancia (SCADA) el cual permitirá, entre otras funciones, tener en tiempo real las condiciones de presión, temperatura y flujo de las Estaciones de Medición (EM) y el control de válvulas de seccionamiento y de seguridad en las Estaciones de Regulación (ER) en todo el SISTRANGAS [75].

Desde la creación de la ASEA, que tiene por objeto la protección de las personas, el medio ambiente y las instalaciones del Sector Hidrocarburos a través de la regulación y supervisión de:

- I. La seguridad industrial y seguridad operativa,
- II. Las actividades de desmantelamiento y abandono de instalaciones, y
- III. El control integral de los residuos y emisiones contaminantes.

Se han publicado las siguientes Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG's), aplicables a la industria del gas natural las cuales delimitan de una forma importante los procedimientos para realizar actividades relacionadas a esta industria y que además proporcionan la base de un marco regulatorio sólido:

1. DACG's que establecen los lineamientos para la gestión integral de los residuos de manejo especial del Sector Hidrocarburos [76].
2. DACG's que establecen los lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (SASISOPA) aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos [77].

Estos lineamientos son de observancia general para los Regulados que realicen las siguientes actividades del Sector Hidrocarburos:

- i. El reconocimiento y exploración superficial, y la exploración y extracción de hidrocarburos,
- ii. El tratamiento, refinación, enajenación, transporte y almacenamiento del petróleo,
- iii. El procesamiento, compresión, licuefacción, descompresión y regasificación, así como el transporte, almacenamiento y distribución de gas natural,
- iv. El transporte y almacenamiento de gas licuado de petróleo,
- v. El transporte y almacenamiento de petrolíferos, y
- vi. El transporte por ducto y el almacenamiento, que se encuentre vinculado a ductos de petroquímicos producto del procesamiento del gas natural y de la refinación del petróleo.



3. DACG's que establecen las reglas para el requerimiento mínimo de seguros a los Regulados que lleven a cabo obras o actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, tratamiento y refinación de petróleo y procesamiento de gas natural [78].

Estos lineamientos tienen por objetivo específico establecer los elementos y las características de los seguros obligatorios con los que deben contar los Regulados en materia de responsabilidad civil, responsabilidad por daño ambiental y, en su caso, control de pozos para hacer frente a daños o perjuicios que se pudieran generar durante el desarrollo de obras o actividades del Sector Hidrocarburos.

Son de observancia general y obligatoria para los Regulados que realicen las siguientes actividades:

- i. Exploración y Extracción de Hidrocarburos,
 - ii. Tratamiento y refinación de petróleo, y
 - iii. Procesamiento de Gas Natural.
4. DACG's que establecen los lineamientos para Informar la ocurrencia de incidentes y accidentes a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos [79].

Estos lineamientos tienen por objetivo general definir y establecer los mecanismos mediante los cuales los Regulados deberán informar a la ASEA la ocurrencia de incidentes y accidentes vinculados con las actividades del Sector Hidrocarburos.

5. DACG's que establecen los lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades de Expendio al Público de Gas Natural, Distribución y Expendio al Público de Gas Licuado de Petróleo y de Petrolíferos [80].

Estos lineamientos son de observancia obligatoria para los Regulados que realicen las siguientes actividades:

- i. Expendio al público de gas natural,
 - ii. Distribución y expendio al público de Gas L.P., y
 - iii. Distribución y expendio al público de petrolíferos.
6. DACG's en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural [81].
 7. DACG's en materia de medición aplicables a la actividad de transporte por ducto de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos [82].

3.5 Regulación económica del mercado de gas natural

En México, la regulación económica del transporte y la distribución por ducto de gas tiene como elemento fundamental la separación entre los servicios de conducción y la propiedad del gas. Con esta separación conocida como *unbundling* (separación de tarifas), un ducto que es monopolio natural por sus altos costos fijos, al dar acceso abierto a su capacidad de conducción, crea un espacio para el desarrollo de condiciones de competencia en la actividad de comercialización.

Para que el acceso abierto a los servicios de conducción de gas sea efectivo es importante que su precio no conlleve impedimentos para su acceso o implique un trato discriminatorio a los usuarios. Asimismo, cobra importancia que el precio sea lo suficientemente atractivo para que el dueño del sistema de transporte invierta los recursos necesarios para mantener el buen funcionamiento del ducto y se arriesgue a construir más ductos en otras regiones del país.

El objetivo de un órgano regulador en el sector hidrocarburos es fundamentalmente establecer tarifas que no signifiquen un abuso de poder de mercado por parte del inversionista y que tampoco desincentiven la inversión en el sector.

Para que los inversionistas se interesen en desarrollar un sistema de transporte o de distribución, la tarifa debe tener un nivel que sea suficiente para cubrir los costos de operación y mantenimiento, los gastos administrativos, la depreciación de la inversión realizada, una rentabilidad razonable y los impuestos asociados exclusivamente a la actividad de conducir gas.



Es de vital importancia que la regulación económica esté sustentada en evaluaciones técnico-económico-financieros que generen un rendimiento de competencia de mercado bastante estable, con presencia a nivel internacional y que puedan demostrar que las actividades de transporte, distribución y comercialización de gas natural son rentables.

Una vez que el regulador logra establecer criterios sobre costos apropiados y rentabilidad razonable de los proyectos es posible definir un ingreso requerido para el periodo regulatorio siguiente, el cual debe ser recuperable mediante el cobro de tarifas.

Al final, las revisiones de cualquier periodo regulatorio sirven para conseguir un adecuado balance entre proteger al usuario evitando que le sean trasladados indebidamente los costos de un diseño excedido y al mismo tiempo dar viabilidad financiera a las empresas reguladas para que no cese su operación.

En nuestro país, el empoderamiento de las facultades de la Comisión Reguladora de Energía y el rompimiento de la estructura vertical del sector energético permite actualmente que la economía, el desarrollo de proyectos de infraestructura de gas natural y el dinamismo del mercado de gas natural sea cada vez más grande y estable.



CONCLUSIONES

Se estudió la evolución, modificaciones y nueva estructura de la industria del gas natural en México derivado de la Reforma Energética de 2013, además, se revisó el alcance y aplicación del marco normativo actual en materia de transporte por ducto y aprovechamiento de este hidrocarburo. Se concluye lo siguiente:

El acceso del gas natural a los consumidores residencial e industrial es el precedente para que la industria de este energético detone avances tecnológicos, de infraestructura y progresos económicos, todo ello a la par de incentivar la diversificación de las fuentes de suministro con este hidrocarburo.

Las características destacables del gas natural deben cubrir (i) precios competitivos, (ii) disponibilidad en tiempo y volúmenes para los usuarios, (iii) bajo impacto al medio ambiente generado por su uso y (iv) la seguridad que se brinda en toda la cadena de valor para minimizar riesgos, accidentes e incidentes en su manejo y aprovechamiento.

La inminente dependencia de importar gas natural y satisfacer la demanda nacional, el desarrollo de nuevos proyectos de infraestructura y el cambiante terreno de la legislación dejan en claro que el marco normativo técnico aplicable debe de estar a la vanguardia para supervisar, inspeccionar y en su caso sancionar cualquier situación que pudiera dejar vulnerable la protección al medio ambiente, la salud de las personas o la seguridad industrial.

En México se tiene la obligación de atender a todo el territorio nacional como zona geográfica única para fines de distribución de gas natural (Acuerdo número A/070/2017 de la CRE), sin embargo, se trabaja en la emisión correcta, certera y justa de la normatividad para atender lo que esta enmienda pudiera conllevar.

El control del gas natural en buena parte es responsabilidad del CENAGAS, sin embargo, su rol de gestor independiente no le permite tener alcance a nivel nacional y solo lo logra dentro del SISTRANGAS, esto provoca que los sistemas de transporte que no estén integrados únicamente obedezcan a los objetivos específicos para los que fueron diseñados.

La entrada en operación de nuevas tecnologías y servicios para el transporte, almacenamiento, distribución, comercialización, procesamiento y exploración por parte de las compañías privadas puede dejar obsoleta la normatividad mexicana en caso de que dichas tecnologías se apeguen a prácticas internacionalmente reconocidas.

Para la infraestructura del gas natural instalada previa a la normatividad oficial mexicana aplicable, se vuelve un reto económico y operativo lograr su cumplimiento y en muchos casos limitaría transportar, producir o permitir el consumo de este hidrocarburo si las normas técnicas se aplicaran con todo su rigor.

Recientemente se aprobó que el gas natural debe estar odorizado en los puntos críticos o vulnerables de los sistemas de transporte.

La normatividad aprueba el uso de nuevos materiales para ductos de distribución (tales como las poliamidas).

Debido a la demanda de gas natural y a falta de capacidad de separación de nitrógeno en el gas seco, se incumple la normatividad de "Especificaciones del gas natural", que según estimaciones de Pemex, se mantendrá hasta el año 2020.

La vulnerabilidad que México está por enfrentar ante la dependencia de importar grandes volúmenes de gas natural deja en claro que las actividades de producción y procesamiento en el país no son las suficientes para atender la demanda del hidrocarburo, aún considerando que se cuentan con grandes reservas de este energético.

La normatividad y vigilancia a nivel industrial no solamente garantizan la seguridad de las personas y la protección al medio ambiente, sino también generan beneficios económicos: (i) reducen gastos innecesarios para el empresario y (ii) participan otras empresas u organismos encargados de dar cumplimiento a la normatividad.



REFERENCIAS

1. <http://naturalgas.org>, “NaturalGas.org-Background”, fecha de acceso: septiembre 2017.
2. <http://agnchile.cl/gas-natural/>, “Asociación de Distribuidores de Gas Natural”, fecha de acceso: septiembre de 2017.
3. <https://motorgas.es/gnc/>, “Motor gas- eficiente green energies”, fecha de acceso: septiembre de 2017.
4. Norma Oficial Mexicana, NOM-001-SECRE-2010 “Especificaciones del gas natural”, Diario Oficial de la Federación, 19 de marzo de 2010.
5. Prospectiva de Gas Natural 2016-2030. Secretaría de Energía (SENER), México, 2016.
6. <https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/descripcion-general>, “Descripción general del Centro Nacional de Control del Gas Natural, CENAGAS” ,fecha de acceso: octubre de 2017.
7. <https://www.gob.mx/cre/articulos/informacion-sobre-calidad-del-gas-natural-en-mexico-informes-mensuales-y-reportes-de-gas-fuera-de-especificaciones>, “Reportes e informes mensuales sobre gas fuera de especificación”, fecha de acceso: noviembre de 2017.
8. <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/estadisticas.php>, “Portal de hidrocarburos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)”, fecha de acceso: noviembre de 2017.
9. <https://datos.gob.mx/busca/dataset/reporte-de-produccion-de-gas-natural>, “Reportes de producción de gas natural”, fecha de acceso: enero de 2018.
10. Faramawy, S., Zaki, T., y Sakr, A.A., “Natural gas origin, composition and processing: A review”, Journal of Natural Gas Science and Engineering, 34 (2016) 34-54.
11. http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/u/unconventional_resource.aspx, “OilField Glossary”, fecha de acceso: septiembre de 2017.
12. Mokhatab S., Poe W., Speight J., Handbook of Natural Gas Transmission and Processing, Burlington, MA, EU: Gulf Professional Publishing, 2006.
13. Max D., Johnson H., Dillon P., Natural Gas Hydrate - Arctic Ocean Deepwater Resource Potential, Kenner, L.A., USA, Springer, 2013.
14. <https://www.eia.gov/beta/international/>, “Energy International Agency (EIA)”. Fecha de acceso: octubre de 2017.
15. <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>, “BP statistical review of world energy June 2016”, fecha de acceso: octubre 2017.
16. Prontuario Regulatorio de Gas Natural 2014-2015. Asociación Mexicana de Gas Natural, Ed. Mundi Comunicaciones, S.A. de C.V., México, noviembre 2014.
17. <http://energyatlas.iea.org/#!/tellmap/-1165808390/4>., “EIA energy atlas- Statistics”, fecha de acceso: octubre de 2017.
18. <http://www.iangv.org/current-ngv-stats/>, “Natural Vehicle Knowledge Base”, fecha de acceso: octubre de 2017.
19. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/170927/Perspectiva_del_Gas_Natural_-_Foro_Eficiencia_Energ_tica.pdf, “Perspectiva del Gas Natural”, Gas Natural Fenosa. Fecha de consulta: octubre de 2017.



20. <http://www.gob.mx/sener/articulos/presentacion-de-la-politica-publica-para-la-implementacion-del-mercado-de-gas-natural-50394>, “Política Pública para la implementación de mercado del gas natural”, Secretaría de Energía, 2016. Fecha de acceso: octubre de 2017.
21. https://www.eia.gov/energyexplained/index.cfm?page=natural_gas_delivery, “Natural Gas Delivery”, fecha de acceso: octubre de 2017.
22. https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish02/aut02/p2_19.pdf, “Almacenamiento subterráneo de Gas Natural: Oil field review”, Schlumberguer, fecha de acceso: octubre de 2017.
23. Smith, J.M., Van Ness, H.C., Abbott, M. M., Introducción a la Termodinámica en Ingeniería Química, séptima edición, McGraw Hill, México, 2007.
24. Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2017-2031. Secretaría de Energía (SENER), México, 2017.
25. Informe anual de la Comisión Federal de Electricidad, 2016. Comisión Federal de Electricidad (CFE), México, 2017.
26. Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LFMN), Diario Oficial de la Federación, 01 de julio de 1992.
27. Norma Oficial Mexicana, NOM-002-SECRE-2010 “Instalaciones de aprovechamiento de gas natural”, Diario Oficial de la Federación, 4 de febrero de 2011.
28. Norma Oficial Mexicana, NOM-003-ASEA-2016 “Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos”, Diario Oficial de la Federación, 18 de agosto de 2017.
29. http://www.generadordeprecios.info/obra_nueva/Instalaciones/Gas/Acometidas/Acometida_de_gas.html. Fecha de acceso: enero de 2017.
30. API 1104 “Standard for Welding pipelines and Related Facilities”.
31. Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos. Diario Oficial de la Federación, 11 de agosto de 2014.
32. Norma Oficial Mexicana, NOM-059-SEMARNAT-2001. Protección ambiental-Especies nativas de México de flora y fauna silvestres-Categorías de riesgo y especificaciones para su inclusión, exclusión o cambio-Lista de especies en riesgo. Diario Oficial de la Federación, 6 de marzo de 2002.
33. NMX-E-043-SCFI-2002, Tubos de polietileno para conducción de gas natural y gas licuado de petróleo. Diario Oficial de la Federación, 4 de junio de 2002.
34. NMX-X-047-SCFI-2014, Industria del gas-tubos y conexiones de poliamida sin plastificante (PA-U) para la conducción del Gas Natural (GN)- especificaciones y métodos de prueba. Diario Oficial de la Federación, 21 de noviembre de 2014.
35. <https://www.quiminet.com/articulos/las-valvulas-de-seguridad-20167.htm>, “Válvulas de seguridad”, fecha de acceso: enero 2018.
36. <http://www.blogplastics.com/valvulas-de-exceso-de-caudal-para-tuberias-de-acometida-y-de-distribucion-de-gas/>, “Válvulas de exceso de caudal”, fecha de acceso: 24 d febrero de 2018.
37. NACE Standard TM0497-2012, Measurement Techniques Related to Criteria for Cathodic Protection on Underground or Submerged Metallic Piping Systems.
38. NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones eléctricas (utilización). Diario Oficial de la Federación, 29 de noviembre de 2012.



39. NOM-007-ASEA-2016, Transporte de gas natural, etano y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos. Diario Oficial de la Federación, 05 de marzo de 2018.
40. Norma Técnica para el Sistema Geodésico Nacional, Instituto Nacional de Estadística y Geografía. Diario Oficial de la Federación, 23 de diciembre de 2010.
41. NOM-027-SESH-2010, Administración de la integridad de ductos de recolección y transporte de hidrocarburos. Diario Oficial de la Federación, 07 de abril de 2010.
42. <http://www.fermaca.com.mx/luxembourg.php>, “Blog fotográfico Fermaca Pipeline”, fecha de acceso: marzo 2018.
43. <http://www.i-sai.net/es/productos-y-soluciones/control-de-accesos/barra-antipánico/barra-antipánico-wireless>, “Barras anti-pánico”, fecha de acceso: marzo 2018.
44. <https://www.flickr.com/photos/presidenciamx/15932654131/in/photostream/>, “Inicio de operaciones del gasoducto Los Ramones”, fecha de acceso: marzo de 2018.
45. <http://www.promein.com.mx/recubrimientos-anticorrosivos>, “Tipos de recubrimientos anticorrosivos TSA”, fecha de acceso: marzo de 2018.
46. ASNT-The American Society for Nondestructive Testing, Recommended practice SNT-TC-1A “Personnel Qualification and Certification in Nondestructive Testing”.
47. Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos para informar la ocurrencia de incidentes y accidentes a la Agencia Nacional de Seguridad Industria y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA). Diario Oficial de la Federación, 04 de noviembre del 2016.
48. <https://periodicocorreo.com.mx/guachicoleros-tratan-de-crear-toma-clandestina-en-ducto-de-gas-natural/>, “Periódico correo- tomas clandestinas de gas natural en Guanajuato”, fecha de acceso: marzo de 2018.
49. <http://www.ram100.com.mx/#!/-camisas-tipo-boiler-de-diseno-especial/>, “Camisas y evolutivos para ductos”, fecha de acceso: marzo de 2018.
50. Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los sistemas de administración de seguridad industrial, operativa y protección al medio ambiente. Diario Oficial de la Federación, 04 de noviembre del 2016.
51. Riazi, M. R., Characterization and properties of Petroleum fractions, First edition, ASTM International Standards Worldwide, 2005.
52. Daubert, T.E. and Danner, R.P., Eds., API Technical Data Book-Petroleum Refining, sexta edición, American Petroleum Institute (API), Washinton, DC, 1997.
53. Norma Oficial Mexicana, NOM-010-ASEA-2016 “Gas Natural Comprimido (GNC): Requisitos mínimos de seguridad para Terminales de Carga y Terminales de Descarga de Módulos de almacenamiento de transportables y Estaciones de Suministro de vehículos automotores”, Diario Oficial de la Federación, 23 de agosto de 2017.
54. Norma Oficial Mexicana, NOM-013-SECRE-2012 “Requisitos de seguridad para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de terminales de almacenamiento de gas licuado que incluyen sistemas, equipos e instalaciones de recepción, conducción, vaporización y entrega de gas natural”, Diario Oficial de la Federación, 30 de septiembre de 2013.
55. <http://reformas.gob.mx/reforma-energetica/que-es>, “Explicación ampliada de la Reforma Energética”, fecha de acceso: abril de 2018.
56. <https://www.gob.mx/cenagas/acciones-y-programas/foro-consultivo-cenagas-2017>, “Foro consultivo CENAGAS 2017”, fecha de acceso: abril de 2018.



57. Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019. Secretaría de Energía (SENER), México, 2015.
58. Tercera Revisión Anual del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019. Secretaría de Energía (SENER), México, 2018.
59. <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/n9132mx2m.htm>, "U.S. Natural Gas Pipeline Exports to México", U.S. Energy Information Administration, fecha de acceso: abril de 2018.
60. <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&cvecua=PMXB2C04>, "Producción de gas natural por bloque y activo", Sistema de Información Energética, Secretaría de Energía (SENER), fecha de acceso: abril de 2018.
61. <http://sie.energia.gob.mx/movil.do?action=cuadro&cvecua=EC01>, "Regulación de la CNH a la quema y venteo de gas", Secretaría de Energía (SENER)-Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), fecha de acceso: abril de 2018.
62. Resolución CNH.06.001/09 "Disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y el venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos", Comisión Reguladora de Energía (CRE), México, noviembre de 2009.
63. [http://www.gas.pemex.com.mx/PGPB/Conozca+Pemex+Gas/Infraestructura/Complejos%20procesadores%20de%20gas%20\(CPG\)](http://www.gas.pemex.com.mx/PGPB/Conozca+Pemex+Gas/Infraestructura/Complejos%20procesadores%20de%20gas%20(CPG)), "Complejos Procesadores de Gas", Petróleos Mexicanos (PEMEX), fecha de acceso: abril de 2018.
64. <https://www.gob.mx/cre/articulos/informes-mensuales-de-calidad-del-gas-natural-y-reportes-fuera-de-especificaciones-transporte>, "Informes mensuales de calidad de gas natural y reportes fuera de especificaciones, Transporte", Comisión Reguladora de Energía (CRE), fecha de acceso: abril de 2018.
65. Resolución número RES/1566/2016 "Autorización a Pemex Transformación Industrial para inyectar gas natural con especificaciones distintas establecidas en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010", Comisión Reguladora de Energía (CRE), México, noviembre de 2016.
66. Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, Secretaría de Energía (SENER), Diario Oficial de la Federación, 31 de octubre de 2014.
67. <http://seanews.co.uk/floating-storage-regasification-unit-the-fsru-an-outlook/>, "Floating Storage Regasification Unit, the FSRU", fecha de acceso: abril de 2018.
68. Resolución número RES/596/2014 "Medidas que deberán implementar los suministradores y permisionarios de sistemas de transporte, distribución y almacenamiento de gas natural para dar cumplimiento a lo dispuesto en la norma oficial mexicana nom-001-secre-2010, especificaciones del gas natural, así como el sistema de alertas para informar oportunamente a sus usuarios sobre la entrega de gas natural fuera de especificaciones", Comisión Reguladora de Energía (CRE), México, diciembre de 2014.
69. Resolución número RES/199/2014 "Modificación y ordenamiento de la publicación de la lista de los puntos donde se requiere llevar a cabo la determinación de las especificaciones del gas natural y se establece el alcance de la disposición 6.7 de la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural", Comisión Reguladora de Energía (CRE), México, mayo de 2014.
70. Acuerdo número A/026/2017 "Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía que deja sin efectos la metodología para la determinación de los precios máximos de gas natural objeto de venta de primera mano, aprobada mediante la resolución RES/998/2015, y elimina el precio máximo de gas natural objeto de venta de primera mano para que se determine bajo condiciones de libre mercado", Comisión Reguladora de Energía (CRE), México, junio de 2017.



71. <https://www.gob.mx/presidencia/acciones-y-programas/programa-nacional-de-infraestructura-2014-2018>, "Programa Nacional de Infraestructura 2014-2018", Secretaría de Energía (SENER), fecha de acceso: abril de 2018.
72. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/314344/Estatus_de_gasoductos_abril_2018.pdf, "Estatus de gasoductos en México, Abril 2018", Secretaría de Energía (SENER), fecha de acceso: abril de 2018.
73. Acuerdo número A/070/2017 "Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía determina a todo el territorio nacional como zona geográfica única para fines de distribución de gas natural", Comisión Reguladora de Energía (CRE), México, enero de 2018.
74. http://www.generadordeprecios.info/obra_nueva/Instalaciones/Gas/Acometidas/Acometida_de_gas.html, "Instalaciones de gas natural", fecha de acceso: mayo de 2018.
75. <https://petroquimex.com/PDF/MarAbr16/Entrevista-Juan-Enrique-Cenagas-Transporte.pdf>, "Entrevista al CENAGAS sobre su sistema SCADA", fecha de acceso: mayo de 2018.
76. Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los lineamientos para la gestión integral de los residuos de manejo especial del Sector Hidrocarburos, Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), Diario Oficial de la Federación, 2 de mayo de 2018.
77. Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican, Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA), Diario Oficial de la Federación, 3 de mayo de 2016.
78. Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen las reglas para el requerimiento mínimo de seguros a los Regulados que lleven a cabo obras o actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, tratamiento y refinación de petróleo y procesamiento de gas natural, Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), Diario Oficial de la Federación, 23 de junio 2016.
79. Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para Informar la ocurrencia de incidentes y accidentes a la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), Diario Oficial de la Federación, 4 de noviembre 2016.
80. Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades de Expendio al Público de Gas Natural, Distribución y Expendio al Público de Gas Licuado de Petróleo y de Petrolíferos, Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), Diario Oficial de la Federación, 16 de junio 2017.
81. Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural, Comisión Reguladora de Energía, Diario Oficial de la Federación, 13 de enero de 2016.
82. Disposiciones administrativas de carácter general en materia de medición aplicables a la actividad de transporte por ducto de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, Comisión Reguladora de Energía, Diario Oficial de la Federación, 17 de diciembre de 2015.
83. http://www.naturalgasintel.com/data/data_products/daily?region_id=south-louisiana&location_id=SLAHH, "Natural Gas Intelligence Data", fecha de acceso: abril de 2018.



84. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/282633/Tarifas_enero-junio_2018.pdf, “Tarifas por trayecto de transporte de gas natural para el Sistema Integrado de Transporte y Almacenamiento Nacional de Gas Natural (enero-junio 2018)”, fecha de acceso: abril de 2018.
85. <http://www.banxico.org.mx/portal-mercado-cambiario/index.html>, “Tipo de cambio reportado por el Banco de México”, fecha de acceso: abril de 2018.
86. <http://www.nexteraenergy.com/company/subsidiaries.html>, “Boletín Electrónico de tarifas, Netmex-NextEra partners”, fecha de acceso: abril de 2018.
87. http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5514022&fecha=21/02/2018, “Lista de tarifas Tractebel DigaQro S.A. de C.V.”, fecha de acceso: abril de 2018.
88. <http://www.cre.gob.mx/ConsultaPrecios/GasLP/PlantaDistribucion.html?idiom=es>, “Precios máximos de venta para el Gas L.P. en México”, fecha de acceso: abril de 2018.



ANEXO A

GLOSARIO DE TÉRMINOS

Acceso abierto a los sistemas de transporte. Implica que cualquier usuario interesado en tener capacidad en un sistema de transporte de gas natural, tendrá el derecho de hacerlo en condiciones no indebidamente discriminatorias, cuando ello sea técnicamente factible y cumpla con los requisitos de interconexión del operador de dicho sistema.

Acceso no indebidamente discriminatorio. Acceso que implica que un interesado en conectarse a un sistema de transporte para obtener una capacidad reservada de gas natural, reciba el mismo trato que cualquier otro que se encuentre en las mismas condiciones, es decir, no se le dará prioridad en la contratación, confirmación o asignación de la capacidad del sistema bajo criterios distintos a los que se establezcan en las disposiciones jurídicas aplicables.

Acta circunstanciada. Documento expedido por una Unidad de Verificación (UV), por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) o por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA) en cada una de las verificaciones realizadas, en el cual se hará constar, como mínimo: nombre, denominación o razón social del regulado; hora, día, mes y año en que se inicie y se concluya la diligencia; calle, número, población o colonia, teléfono u otra forma de comunicación disponible, municipio o delegación, código postal y entidad federativa en que se encuentre ubicado el domicilio del regulado; número y fecha del domicilio de las personas que fungieron como testigos; datos relativos a la actuación, y nombre y firma de quienes intervinieron en la diligencia.

Atmósfera peligrosa. Es aquella que puede exponer a una persona en riesgo de muerte, incapacidad, deterioro de la capacidad de auto rescate, lesión o enfermedad grave por alguna de las siguientes causas: gases, vapores o nieblas inflamables por arriba del 20% del Límite Inferior de Inflamabilidad (LII), partículas combustibles en el aire en una concentración que excede su LLI, concentración de oxígeno en el aire por debajo del 19.5% o por arriba del 23.5% en volumen [28].

Barril de petróleo crudo equivalente (bpce). Unidad de energía que equivale a la energía liberada durante la combustión total de un barril de petróleo crudo, su uso es como factor de conversión para determinar la cantidad en volumen o masa que sería necesaria quemar de otros energéticos para generar esta misma energía.

Bombeo neumático. Sistema artificial de producción en el cual se introducen al pozo válvulas especiales colocadas en la tubería de producción y a través de las cuales se inyecta gas a presión que mezclado con el petróleo, contribuye a que éste ascienda hasta la superficie.

Btu. Unidad Térmica Británica (*British Thermal Unit*), la energía requerida para subir la temperatura de una libra (1 lb) de agua pura en un grado Fahrenheit (1°F) desde cincuenta y nueve grados Fahrenheit (59°F) hasta sesenta grados Fahrenheit (60°C) a una presión constante de 14.696 psia.

Capacidad reservada. La capacidad máxima de conducción que el usuario de un servicio de transporte contrata con el transportista para satisfacer su demanda, en uno o varios trayectos y que el transportista se obliga a tener disponible en favor del usuario.

Caída de presión. La pérdida de presión ocasionada por fricción u obstrucción al pasar el gas a través de tuberías, válvulas, accesorios, reguladores y medidores.

Ciclo combinado. Tecnología que utiliza gas natural como combustible para generar energía eléctrica. Consta de dos partes; en la primera, los gases de combustión del gas natural pasan a través de una turbina de gas para generar electricidad. En la segunda, se aprovecha la energía calorífica de los gases de escape mediante un intercambiador de calor, para producir vapor y alimentar una turbina de vapor para generar aún más electricidad.

Cogeneración. La producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria o ambas. Es la producción directa o indirecta de energía eléctrica, mediante la energía térmica no aprovechada en los procesos.

Comburente. Sustancia que provoca o favorece la combustión de otras sustancias combustibles.

Combustible. Material que genera energía térmica durante el proceso de combustión.



Combustión. Proceso químico de oxidación rápida entre un combustible y un comburente que produce la generación de energía térmica y luminosa acompañada por la emisión de gases de combustión y, en ciertos casos, de partículas sólidas.

Comercializador. La persona, que adquiere gas natural, capacidad reservada u otros servicios relacionados con el transporte de gas, para ofrecerlos a terceros.

Criogenia. Proceso de bajas temperaturas mediante el cual se separa y elimina cualquier componente del gas natural que pudiera afectar los sistemas de transporte y distribución, como lo son el dióxido de carbono (CO₂), el vapor de agua y los hidrocarburos pesados.

Darcy: Unidad de medida estándar de la permeabilidad, la cual describe la permeabilidad de un medio poroso a través del cual se produce el paso de un centímetro cúbico de fluido que tiene un centipoise de viscosidad y fluye en un segundo bajo una presión diferencial de una atmósfera, donde el medio poroso posee un área en sección transversal de un centímetro cuadrado y una longitud de un centímetro.

Densidad relativa (ρ_r): Relación de la densidad del gas natural con respecto a la densidad del aire seco a las mismas condiciones de presión y temperatura.

Dictamen de verificación. Documento emitido por la CRE, la ASEA o una UV, en el cual se resume el resultado de la verificación que se realizó al sistema para evaluar la conformidad de las normas aplicables al sector, industria, usuario o permisionario correspondiente.

Distribución de gas natural. Actividad logística relacionada con la repartición, incluyendo el traslado, de un determinado volumen de gas natural desde una ubicación determinada hacia uno o varios destinos previamente asignados, para su expendio al público o consumo final.

Emergencia Operativa. Situación cuando se presenta una falla imprevista, o cuando resulta necesario dar mantenimiento correctivo fuera del programa de mantenimiento a una instalación.

Empresa Productiva del Estado (EPE). Empresas con objeto de crear valor económico e incrementar los ingresos de la nación, cuentan con autonomía presupuestal y su estructura está con base en las mejores prácticas a nivel internacional (ejemplos, Petróleos Mexicanos y la Comisión Federal de Electricidad).

Endulzamiento. Es el proceso donde se remueven los contaminantes como el ácido sulfhídrico y el dióxido de carbono del gas húmedo amargo recibido de los pozos productores. El proceso consiste en lavar el gas amargo con una solución acuosa de Dietanolamina (DEA) o Monoetanolamina (MEA).

Estación de Medición y Regulación (EMR). Instalación destinada a cuantificar el flujo de gas natural y controlar la presión de éste dentro de límites previamente definidos.

Evaluación de la conformidad. La determinación del grado de cumplimiento de una Norma Oficial Mexicana.

Flexibilidad. Capacidad de un sistema de transporte de gas natural para adaptarse a una condición operativa, mediante dos o más alternativas, ante cambios derivados de la dinámica del mercado.

Floating Storage Regasification Unit (FSRU). Significa Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación, son plantas móviles vía marítima capaces de abastecer un mercado que demanda gas como fuente de energía desde lugares que no permiten la instalación de una planta de regasificación en tierra.

Franja de desarrollo del sistema (antes derecho de vía). Franja de terreno donde se alojan las tuberías del sistema de distribución o de transporte.

Gas inerte. Un gas inerte es un gas no reactivo bajo unas determinadas condiciones de trabajo. Los gases inertes más comunes son el nitrógeno y los gases nobles. No son corrosivos.

Gas Licuado de Petróleo (Gas L.P.). Gas que resulta de la mezcla de propano y butano. Se obtiene durante el fraccionamiento de los líquidos en las plantas procesadoras de gas natural o durante el fraccionamiento de los líquidos de refinación, es la fracción más ligera del petróleo, utilizado para uso doméstico y para carburación.



Gas Natural Comprimido (GNC). Gas natural que ha sido presurizado (aproximadamente de 200-250 atmósferas) y adicionado para su posterior almacenamiento, distribución o expendio.

Gas natural equivalente. Es el volumen de gas (u otro energético) expresado en unidades de volumen típicas del gas natural (millones de pies cúbicos, MMpc) a una temperatura de 60 grados Fahrenheit (60°F), y que equivale a la misma cantidad de energía obtenida de la combustión del petróleo crudo.

Gas Natural Licuado (GNL). Gas natural que se encuentra en estado líquido debido a las condiciones criogénicas a las que se encuentra almacenado (aproximadamente -162 °C y 2.5 atm).

Gas Natural Vehicular (GNV). Es el gas usado como combustible en los vehículos automotores, puede usarse en fase gas como GNC o en fase líquida como GNL.

Henry Hub. Punto de confluencia de ductos localizado en Luisiana, EUA. En donde el precio del energético se utiliza como referencia para establecer los contratos de futuros del gas natural que son negociados en el NYMEX (New York Mercantile Exchange).

Hub. Instalación física que funciona como punto de mezcla de diferentes corrientes, la cual tiene la versatilidad de mezclar éstas y realizar un reparto de las mismas de la mejor manera operativa y/o comercial posible.

Índice de Wobbe. Se define como la relación del poder calorífico superior (PCS) por unidad de volumen (kJ/m³, GJ/ft³, etc.) con respecto a la raíz cuadrada de la densidad relativa (ρ_r), según la siguiente fórmula:

$$W = \frac{PCS}{\sqrt{\rho_r}}$$

El Índice de Wobbe, está relacionado con la velocidad de flujo de energía a través de los conductos de entrada de los equipos que utilizan gas natural.

Límite Inferior de Inflamabilidad (LII). Es la concentración mínima de gas en el aire por debajo de la cual generar fuego no es posible.

Límite Superior de Inflamabilidad (LSI). Es la máxima concentración de gas en el aire por encima de la cual la generación de fuego no es posible.

Monopolio natural. Caso particular de los monopolios en el cual una entidad pública o una empresa privada pueden generar toda la producción del mercado con un coste menor que si fuera ofrecido por varias entidades públicas y/o empresas privadas compitiendo.

Normas Oficiales Mexicanas. Normas de carácter obligatorio que expiden las dependencias competentes sujetándose a lo dispuesto por la Ley Federal sobre Metrología y Normalización [26].

Práctica internacionalmente reconocida. Especificaciones técnicas, metodologías o lineamientos documentados y expedidos por autoridades competentes u organismos reconocidos internacionalmente que tienen relevancia en el mercado internacional de la Industria del gas natural.

Presión Máxima de Operación Permisible (PMOP) o Máxima Presión de Operación Permisible (MPOP). Es la máxima presión a la cual se puede permitir la operación de la instalación de aprovechamiento de gas natural, un sistema de distribución o de transporte, para el correcto funcionamiento de sus accesorios, aparatos y equipos en condiciones de máxima demanda.

Presión Máxima de Operación (PMO). Presión máxima de funcionamiento real, es la presión más alta a la que opera un sistema de distribución o de transporte por ducto durante un ciclo normal de operación.

Petrolíferos. Productos que se obtienen de la refinación del petróleo o del procesamiento del gas natural y que derivan directamente de hidrocarburos, tales como gasolinas, diésel, querosinas, combustóleo y gas L.P., entre otros, distintos de los petroquímicos.

Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad (PEC). Metodología establecida en las Normas Oficiales Mexicanas para realizar la evaluación de la conformidad con estas mismas.



Prueba de hermeticidad. Procedimiento utilizado para asegurar que un sistema de distribución o transporte o una parte de estos cumple con los requerimientos de no tener fugas y de resistencia.

Punto de confluencia. Punto físico en un sistema de ductos en el cual la demanda de gas, de ese punto o zona de distribución o transporte, es satisfecha mediante el suministro de gas natural proveniente de más de una corriente.

Punto de mezcla. Punto físico en un sistema de ductos, donde convergen más de una corriente, de tal forma que determinando la composición de la mezcla se caracteriza el gas que se encuentra a la totalidad de los usuarios ubicados entre este punto y la siguiente inyección al sistema en el sentido del flujo.

Punto de transferencia de custodia. Punto acordado comercialmente entre las partes en que se trasfiere la custodia del gas natural del productor, procesador o suministrador al permisionario de sistemas de transporte, almacenamiento o distribución de gas natural, de un permisionario a otro o de un permisionario a un usuario.

Ramal. Tubería secundaria conductora de gas que se deriva de la tubería principal, formando redes o circuitos que suministran gas a las tomas de servicio de los usuarios.

Redundancia. Existencia de infraestructura adicional que fortalece de manera integral a un sistema de transporte de gas natural, cumpliendo la misma función que otros componentes del sistema.

Regulados. Las empresas productivas del Estado, las personas físicas y morales de los sectores público, social y privado que realicen actividades reguladas en materia de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos [31].

Reservas. Son las cantidades de hidrocarburos (gas y petróleo) que se prevé serán recuperadas comercialmente, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, de acumulaciones conocidas, desde una cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas.

Reservas probadas (1P). Son cantidades estimadas de petróleo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos de geociencias y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas y de operación existentes a una fecha específica. Su porcentaje de recuperación es hasta de 50%.

Estas reservas son las que aportan producción y tienen mayor certidumbre que las reservas Probables y las Posibles. Su porcentaje de recuperación alcanza el 90%.

Reservas probables (2P). Son aquellas reservas cuya cantidad de hidrocarburos estimada a una fecha específica en trampas perforadas y no perforadas, definidas por métodos geológicos y geofísicos, localizadas en áreas adyacentes a yacimientos productores en donde se considera que existen probabilidades de obtener técnica y económicamente producción de hidrocarburos.

Reservas posibles (3P). Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. Su porcentaje de recuperación no sobrepasa el 10%.

Reservas totales. Son la adición de reservas probadas, probables y posibles.

Resistencia mínima de cedencia (RMC). Es el valor del esfuerzo aplicado a un material, después del cual éste sufre una deformación sin incremento sensible del esfuerzo.

Sector Hidrocarburos. Significa las actividades siguientes:

- i. El reconocimiento y exploración superficial, la exploración y extracción de hidrocarburos;
- ii. El tratamiento, refinación, enajenación, comercialización, transporte y almacenamiento del petróleo;
- iii. El procesamiento, compresión, licuefacción, descompresión y regasificación, así como el transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público de gas natural;
- iv. El transporte, almacenamiento, distribución y expendio al público de petrolíferos, y



- v. El transporte por ducto y el almacenamiento, que se encuentre vinculado a ductos de petroquímicos producto del procesamiento del gas natural y de la refinación del petróleo.

Seguridad industrial. Área multidisciplinaria que se encarga de identificar, reducir, evaluar, prevenir, mitigar, controlar y administrar los riesgos en el Sector Hidrocarburos, mediante un conjunto de normas que incluyen directrices técnicas sobre las instalaciones, y de las actividades relacionadas con aquellas que tengan riesgos asociados, cuyo principal objetivo es preservar la integridad física de las personas, de las instalaciones, así como la protección al medio ambiente.

Seguridad operativa. Área multidisciplinaria que se encarga de los procesos contenidos en las disposiciones y normas técnicas, administrativas y operativas, respecto de la tecnología aplicada, así como del análisis, evaluación, prevención, mitigación y control de los riesgos asociados de proceso, desde la fase de diseño, construcción, arranque y puesta en operación, operación rutinaria, paros normales y de emergencia, mantenimiento preventivo y correctivo.

También incluye los procedimientos de operación y prácticas seguras, entrenamiento y desempeño, investigación y análisis de incidentes y accidentes, planes de respuesta a emergencias, auditorías, aseguramiento de calidad, pre-arranque, integridad mecánica y administración de cambios, entre otros, en el Sector Hidrocarburos.

Servicio de transporte de gas natural. La actividad de recibir gas natural en un punto de recepción de un sistema y conducirlo en el mismo para su entrega en un punto de entrega en términos de un permiso de transporte y de los Términos y Condiciones de Prestación de Servicios (TCPS) de la empresa prestadora del servicio de transporte.

Servicio en Base Firme. Modalidad del servicio de transporte de gas natural, que no puede ser objeto de reducciones o suspensiones, excepto bajo condiciones previamente establecidas en los Términos y Condiciones para la Prestación de Servicios (TCPS) del sistema de transporte.

Servicio en Base Interrumpible. Modalidad del servicio de transporte de gas natural, que puede ser objeto de reducciones o suspensiones, es decir, no asegura la disponibilidad del servicio al usuario.

Sistemas de Control y Adquisición de Datos a Distancia (SCADA). Sistema instrumentado de seguridad para monitorear y controlar un sistema de transporte a distancia, en un cuarto de control, cuyo objetivo es mantener una apropiada vigilancia, operación e integridad del sistema.

Tarifa de transporte de gas. Los precios y cargos, aprobados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), para cada tipo de usuario y modalidad del servicio de transporte de gas natural que preste una empresa transportista.

Temporada abierta. Se refiere al proceso mediante el cual un permisionario de transporte de gas natural pone a disposición del mercado la capacidad disponible del sistema, recibe propuestas de reserva de capacidad por parte de los usuarios, y la asigna bajo un esquema transparente y no discriminatorio que asegure el acceso abierto.

Transporte de gas natural. La actividad de recibir, entregar y, en su caso, conducir gas natural, de un lugar a otro por medio de ductos y otros medios, que no conlleva la enajenación o comercialización de dichos productos por parte de quien la realiza a través de ductos. Se excluye de esta definición la distribución de gas.

Unidad de Verificación (UV). La empresa o persona acreditada y aprobada en los términos de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización (LMFN) [26].

Usuario final. Persona que adquiere gas natural para su consumo.

Válvula de seccionamiento. Dispositivo instalado en la tubería para controlar o bloquear el flujo de gas hacia cualquier sección del sistema de distribución.

Válvula de seguridad. Válvula de apertura o cierre por sobrepresión o por baja presión.

Venta de Primera Mano (VPM). Se entiende como la primera enajenación, en territorio nacional, que realice Petróleos Mexicanos, sus organismos subsidiarios o divisiones, y cualquier otra Empresa Productiva del Estado, o una persona moral por cuenta y orden del Estado a un tercero.

Wheeling Hub. Servicio de suministro de gas de un sistema de transporte a otro, en el que se aprovecha la diferencia de presión entre éstos para hacer el intercambio físico-comercial.



ANEXO B

PODER CALORÍFICO Y PRECIO DEL GAS NATURAL

B.1 Poder calorífico del metano

El poder calorífico se define como la energía liberada por la combustión u oxidación completa de una masa o volumen de un combustible, para ciertas condiciones de presión y temperatura de los compuestos y/o elementos que reaccionan.

El poder calorífico expresa la energía máxima que puede liberar la reacción química entre un combustible y el comburente y es igual a la energía que mantenía unidos los átomos en las moléculas del combustible, menos la energía utilizada en la formación de nuevas moléculas (generalmente gases) durante la combustión.

La magnitud del poder calorífico puede variar según como se mida, para ello se utilizan las siguientes dos expresiones:

- Poder Calorífico Superior (PCS)

Energía liberada por la oxidación o combustión completa de una masa o volumen de combustible, en donde el agua en los gases de combustión se encuentra en fase líquida.

- Poder Calorífico Inferior (PCI)

Energía liberada por la oxidación o combustión completa de una masa o volumen de combustible, donde el agua en los gases de combustión se encuentra en fase gaseosa.

Para calcular el PCS y el PCI de cualquier combustible gaseoso y líquido se pueden utilizar correlaciones matemáticas reportadas en literatura, sin embargo, para sustancias con composición o estructura química conocida se utilizan los calores de formación (ΔH_{298}^f).

La reacción de combustión estequiométrica del metano es la siguiente:



En la Tabla B.1 se muestran las entalpías de formación a 298 K (ΔH_{298}^f) y la masa molecular de los compuestos involucrados en la reacción de oxidación del metano, así como el valor del calor latente de vaporización del agua (λ) [51].

Tabla B.1. Propiedades térmicas de compuestos gaseosos [51].

Compuestos gaseosos	Entalpía de formación a 298 K y 1 atm (kJ/mol)	Calor latente de vaporización (kJ/mol)
CH ₄	-74.85	-
O ₂	0	-
CO ₂	-393.51	-
H ₂ O	-241.81	43.97
N ₂	0	-

El calor de combustión del metano se calcula de la siguiente forma:

$$\Delta H_c = (\sum \alpha \Delta H_f^{298})_{\text{Productos}} - (\sum \alpha \Delta H_f^{298})_{\text{Reactivos}}$$

$$\Delta H_c = 2\Delta H_f^{298}(\text{H}_2\text{O}) + \Delta H_f^{298}(\text{CO}_2) - \Delta H_f^{298}(\text{CH}_4) - \Delta H_f^{298}(\text{O}_2)$$

$$\Delta H_c = 2(-241.81 \text{ kJ/mol}) + (-393.51 \text{ kJ/mol}) - (-74.85 \text{ kJ/mol}) - (0 \text{ kJ/mol}) = -802.30 \text{ kJ/mol}$$

Donde α es el coeficiente estequiométrico de los reactivos y productos involucrados en la reacción.

Como los reactivos y productos de la reacción se encuentran en fase gaseosa el calor liberado de la combustión del metano corresponde al poder calorífico inferior (PCI) y se obtiene el valor absoluto de ΔH^c , por lo tanto:

$$\text{PCI} = |\Delta H_c| = 802.30 \text{ kJ/mol}$$



El valor del PCS es entonces la suma del PCI más el producto entre el valor del calor latente de vaporización del agua y el coeficiente estequiométrico de esta sustancia en la reacción de combustión, para el caso del metano se calcula de la siguiente manera:

$$PCS = PCI + \lambda$$

$$PCS = 802.296 \text{ kJ/mol} + 2(43.97 \text{ kJ/mol})$$

$$PCS = 890.236 \text{ kJ/mol}$$

El mismo procedimiento se aplica para cualquier compuesto puro sometido a una combustión

El poder calorífico de una mezcla se calcula como una propiedad aditiva con base en la siguiente ecuación:

$$PCI_m = \sum_{i=1}^n PCI_i Xw_i$$

$$PCS_m = \sum_{i=1}^n PCS_i Xw_i$$

Donde Xw_i es la fracción peso para cada componente i .

B.1.1 Poder calorífico del gas natural

Siendo que el metano es el principal componente del gas natural y considerando la composición tipo de éste reportada en literatura es posible calcular su poder calorífico superior e inferior en función de los calores de formación (ΔH_{298}^f) y las reacciones de combustión de cada una de sus componentes (Tabla B.2) [51,52].

Tabla B.2. Composición másica y molar del gas natural [51,52].

Componentes presentes en el gas natural	Fracción mol (X_{mol_i})	Fracción peso (X_{w_i})	Peso Molecular (g/mol)	Entalpía de formación a 298 K y 1 atm (kJ/mol)
Metano	0.9490	0.8963	16.043	-74.85
Etano	0.0223	0.0395	30.070	-83.82
Propano	0.0047	0.0122	44.096	-104.68
n-Butano	0.0011	0.0038	58.123	-126.23
i-Butano	0.0005	0.0017	58.123	-125.6
n-Pentano	0.0003	0.0013	72.150	-146.53
i-Pentano	0.0003	0.0013	72.150	-179
n-Hexano	0.0001	0.0005	86.177	-167.3
Nitrógeno	0.0135	0.0223	28.014	0
Dióxido de carbono	0.0082	0.0212	44.010	-393.51
TOTAL	1.0	1.0		

Considerando la composición del gas natural, la masa molecular y entalpías que se muestran en la Tabla A.2, se calcularon el PCI y el PCS resultando tener un valor de 48.6 y 53.8 kJ/g (825.2 y 913.4 kJ/mol), respectivamente.

En la Tabla B.3 se muestra el poder calorífico del gas natural (PCS) y de los combustibles de uso más común a nivel comercial.



Tabla B.3. Poder calorífico de combustibles de uso común.

Combustible	Poder Calorífico (kJ/g)
Gas natural	53.8
Gas L.P.	42.6
Gasolina	41.3
Carbón	35.1
Leña	18.0

Como puede apreciarse, el gas natural es que posee el valor más alto de poder calorífico lo que significa que derivado de la combustión de éste se obtiene más energía con respecto a la cantidad de materia que se someta a combustión.

B.2. Precio al público del gas natural

El gas natural (GN) se compra y se paga por unidad de energía consumida, es decir, el flujo volumétrico de GN se considera una medida dinámica mientras que el poder calorífico una medida estática y para poder determinar la cantidad total de energía entregada y vendida, es necesario combinar las dos propiedades anteriores. Así la determinación de la cantidad de energía entregada requiere de lecturas de un medidor volumétrico, que también este volumen puede medirse como Poder Calorífico (PC).

El precio al público del gas natural se calcula mensualmente para cada una de las zonas tarifarias definidas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para todo el territorio nacional. Para realizar el cálculo de transportar gas natural a una cierta entidad federativa, es necesario definir los posibles trayectos por dónde fluirá la molécula de gas, el sistema de transporte y la compañía de distribución para así finalmente hacer que el energético llegue a un usuario final.

A continuación se muestra un ejemplo del cálculo del precio del gas para un usuario del sector residencial cuyo consumo se encuentra en la Ciudad de Querétaro, la metodología considera lo siguiente:

1. El precio de la molécula de gas está en función del promedio del Henry Hub reportado por la plataforma *Natural Gas Intelligence* para el mes de marzo de 2018 [83].
2. El SISTRANGAS, en específico el Sistema Ramones (Gasoductos del Noreste, TAG Pipelines Norte, TAG Pipelines Sur), es uno de los sistemas de transporte disponibles para llevar molécula a esta entidad federativa y por tanto es utilizado.
3. La tarifa de transporte del SISTRANGAS, es la autorizada por la CRE y publicada en el DOF el 20 de diciembre de 2017 [84].
4. El tipo de cambio para el dólar estadounidense (USD) es el equivalente al promedio del mes de marzo de 2018 y es igual a \$18.66 pesos mexicanos [85].
5. El servicio de transporte es en base firme.
6. Las unidades estándar utilizadas por la CRE son pesos por GigaJoule (\$/GJ).
7. El comercializador en la zona de Querétaro es la empresa Tractebel DigaQro S.A. de C.V.
8. Por practicidad, el servicio al usuario residencial es considerando la tarifa que incluye distribución y comercialización.
9. El poder calorífico del gas natural es igual a 1,030 Btu por cada pie cúbico [5].



De manera general, el precio del gas natural en cada zona de distribución se resume en la Figura B.1:

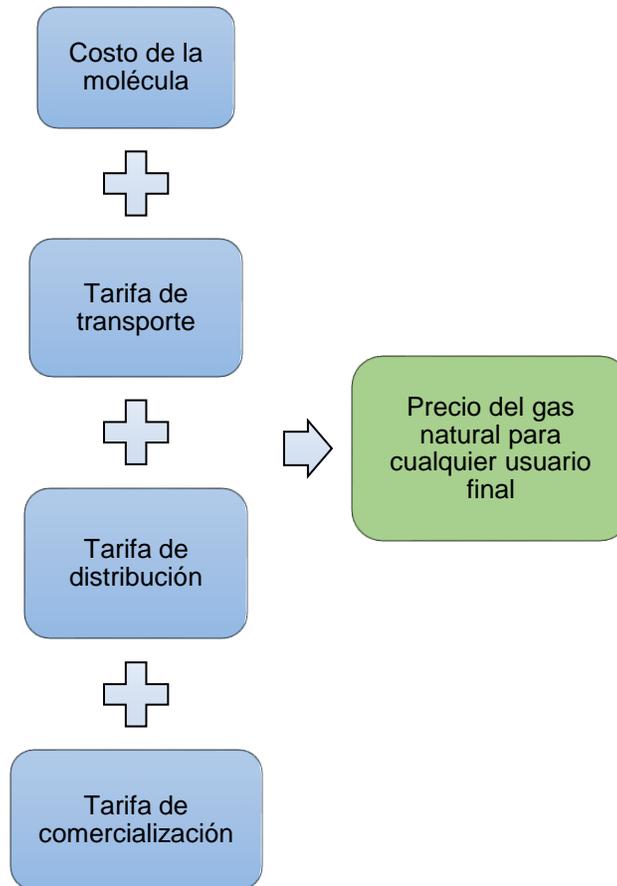


Figura B.1. Desglose del precio del gas natural para un usuario final.

A continuación se muestra la metodología para el cálculo del precio del gas natural para un usuario final del sector residencial en la Ciudad de Querétaro:

1. **Costo de la molécula (Henry Hub):** 2.62 USD/MMBtu, equivalente a 46.33 \$/GJ.
2. **Tarifa de transporte de Netmex** (transportista suministrador del lado estadounidense del Sistema Ramones): 0.31 USD/MMBtu = 5.48 \$/GJ [86].
3. **Tarifa de transporte del SISTRANGAS:** considerando las zonas de distribución para transporte y las tarifas aprobadas por la CRE mostradas en la Figura B.2 [84] y Tabla B.4 [84], respectivamente.

Tabla B.4. Tarifas de transporte del SISTRANGAS y estampilla nacional [84].

Zona Tarifaria	Estampilla Servicio en Base Firme (\$/GJ)
Norte	5.98887
Centro	3.99788
Occidente	3.47063
Nacional	0.73389
TOTAL	14.1912



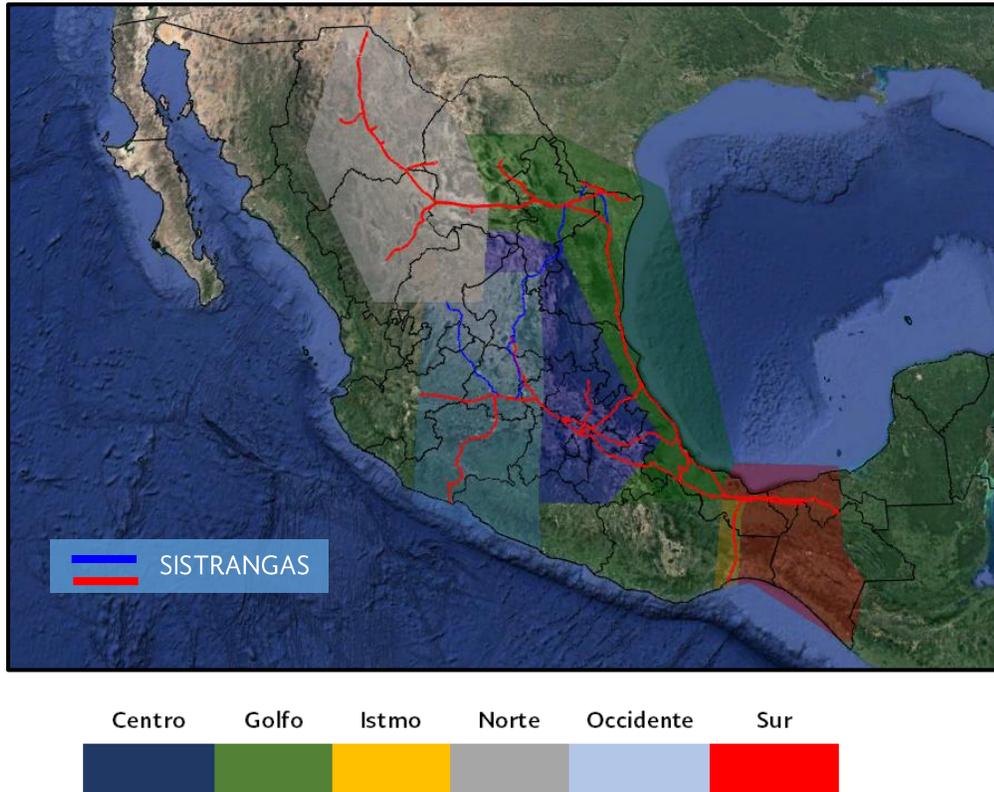


Figura B.2. Zonas Tarifarias en el SISTRANGAS válidas del 1° de enero al 30 de junio de 2018 [84].

4. **Costo de distribución con comercialización**, considerando las tarifas autorizadas por la CRE el 9 de febrero de 2018 para la empresa Tractebel DigaQro S.A. de C.V.: 79.18 \$/GJ [87].

Finalmente el costo total que vería reflejado el usuario final del sector residencial sería de 145.2 \$/GJ. Considerando que el consumo de gas natural promedio mensual en el estado de Querétaro a nivel residencial en el 2017 fue de 989 ft³ (28 m³), entonces, el usuario del desglose de cálculos anterior pagaría al mes \$156.2 [5].

Este consumo de energía para el mismo período de tiempo, pero utilizando como combustible gas L.P. sería pagado por el usuario en \$368.2 [88].

ANEXO C

CÓDIGOS, NORMAS, MÉTODOS Y PRUEBAS DE REFERENCIA

1. American Society for Testing and Materials (ASTM)

- ASTM A106. Standard Specification for Seamless Carbon Steel Pipe for High-Temperature Service
- ASTM A193. Standard Specification for Alloy-Steel and Stainless Steel Bolting for High temperature or High pressure service and other special purpose applications
- ASTM A194. Standard Specification for Carbon Steel, Alloy Steel, and Stainless Steel Nuts for Bolts for high pressure or high temperature service, or both
- ASTM A307. Standard Specification for Carbon Steel Bolts, Studs, and Threaded Rod 60,000 PSI Tensile Strength
- ASTM A320. Standard Specification for Alloy-Steel and Stainless Steel Bolting for Low temperature service
- ASTM A333/A 333M. Standard Specification for Seamless and Welded Steel Pipe for Low-Temperature Service
- ASTM A354. Standard Specification for quenched and tempered alloy steel bolts, studs, and other externally threaded fasteners
- ASTM A381. Standard Specification for Metal-Arc-Welded Steel Pipe for Use with High-Pressure Transmission Systems
- ASTM A672. Standard Specification for Electric-Fusion-Welded Steel Pipe for High-Pressure Service at Moderate Temperatures
- ASTM A691. Standard Specification for Carbon and Alloy Steel Pipe, Electric-Fusion-Welded for High-Pressure Service at High Temperatures
- ASTM A53. Standard Specification for pipe, steel, black and hot dipped, zinc coated welded and seamless
- ASTM D1142. Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels by Measurement of Dew Point Temperature
- ASTM D2513. Standard Specification for Polyethylene (PE) gas pressure pipe, tubing, and fittings
- ASTM D4084. Standard Method for Analysis of Hydrogen Sulfide in Gaseous Fuels (Lead Acetate Reaction Rate Method)
- ASTM D4468. Standard Test Method for Total Sulfur in Gaseous Fuels by Hydrogenolysis and Rateometric Colorimetry
- ASTM D5454. Standard Test Method for Water Vapor Content of Gaseous Fuels Using Electronic Moisture Analyzers
- ASTM D5504. Standard Test Method for Determination of Sulfur Compounds in Natural Gas and Gaseous Fuels by Gas Chromatography and Chemiluminescence
- ASTM F2785. Standard Specification for Polyamide 12 gas Pressure Pipe, Tubing, and Fittings
- ASTM F2785-12a. Standard Specification for Polyamide 11 gas Pressure Pipe, Tubing, and Fittings
- ASTM F714. Standard Specification for polyethylene (PE) plastic pipe (SDR-PR). Based on Outside Diameter.



2. American Petroleum Institute (API)
 - API 5L-2000. Specification for line pipe
 - API RP 5L1-1996. Recommended practice for railroad transportation of line pipe
 - API 1104. Soldadura de Tuberías e Instalaciones Relacionadas
 - API RP 521. Guía para los sistemas de Alivio de presión y despresurización
 - API RP 526. Válvulas de Alivio de presión al acero dulce bridadas
 - API 6D. Specification for Pipeline and Piping valves.
3. American Society of Mechanicals Engineers (ASME)
 - ASME B 31.8. Gas transmission and distribution piping system
 - ASME B16.9. Factory made wrought steel butt-welding fittings
 - ASME B16.33. Manually Operated Metallic gas valves for use in gas piping systems up to 175 psig (Size NPS ½ through NPS 2)
 - ASME B16.34. Valves-Flanged, Threaded, and Welded End
 - ASME B16.38. Large Metallic Valves for gas distribution (Manually operated, NPS 1/2 to 12, 125 psig maximum).
4. Gas Processors Association (GPA)
 - GPA 2166-86. Obtaining Natural Gas Samples for Analysis by Gas Chromatography
 - GPA 2286-95. Tentative Method of Extended Analysis for Natural Gas and Similar Gaseous Mixtures by Temperature Programmed Gas Chromatography.
5. International Standard Organization (ISO)
 - ISO 13949-97. Method for the assessment of the degree of pigment dispersion in polyolefin pipes, fittings and compounds
 - ISO 14313. Petroleum and natural gas industries-Pipeline transportation systems-Pipeline valves
 - ISO 14723. Petroleum and natural gas industries-Pipeline transportation systems-Subsea pipeline valves
 - ISO 15590-2. Petroleum and natural gas industries induction bends, fitting and flanges for pipeline transportation systems
 - ISO 15590-3. Petroleum and natural gas industries induction bends, fitting and flanges for pipeline transportation systems Part 3: Flanges
 - ISO 16486. Plastics piping systems for the supply of gaseous fuels-plasticized polyamide (PA-U) piping systems with fusion jointing and mechanical jointing
 - ISO 18453:2004. Natural Gas-Correlation between water content and water dew point
 - ISO 4437:2007. Buried polyethylene (PE) pipes for the supply of gaseous fuel-Metric series-Specification
 - ISO 6326-3:1989. Natural Gas-Determination of Sulfur Compounds-Part 3: Determination of Hydrogen sulfide, mercaptan and carbonyl sulfide sulfur by potentiometry
 - ISO 6976-1995. Natural Gas-Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition
 - ISO 6327:1981. Gas analysis-Determination of the water dew point of natural gas-Cooled surface condensation hygrometers
 - ISO 7005-1. Steel flanges for industrial and general service piping systems



- ISO 3183. Petroleum and natural gas industries- Steel pipe for pipeline transportation systems.
6. National Association of Corrosion Engineers (NACE)
- NACE Standard TM0497-2012. Measurement Techniques Related to Criteria for Cathodic Protection on Underground or Submerged Metallic Piping Systems.
7. Normas Mexicanas (NMX)
- NMX-B-010-1986. Industria siderúrgica tubos de acero al carbono sin costura o soldados, negros o galvanizados por inmersión en caliente para usos comunes
 - NMX-B-177-1990. Tubos de acero con o sin costura, negros y galvanizados por inmersión en caliente
 - NMX-B-179-1983. Productos siderúrgicos, tubos de acero con o sin costura, series dimensionales
 - NMX-E-043-SCFI-2002. Tubos de polietileno para conducción de gas natural y gas licuado de petróleo
 - NMX-X-043-SCFI-2017 (Cancela y sustituye a la NMX-E-043-SCFI-2002). Industria del gas-Tubos de polietileno (PE) para la conducción de gas natural (GN) y gas licuado de petróleo (GLP)-Especificaciones y métodos de prueba
 - NMX-X-021-SCFI-2014. Industria del gas-Tubos multicapa de Polietileno-Aluminio-Polietileno (PE-AL-PE) para la conducción de gas natural (GN) y gas licuado de petróleo (GLP)-Especificaciones y métodos de ensayo
 - NMX-X-044-SCFI-2008. Industria del gas-Tubos multicapa de policloruro de vinilo clorado-aluminio-policloruro de vinilo clorado para la conducción de gas natural y gas licuado de petróleo -Especificaciones y métodos de prueba
 - NMX-H-022-1989. Conexiones roscadas de hierro maleable clase 1.03 MPa (150 psi) y 2.07 MPa (300 psi)
 - NMX-W-018-SCFI-2006. Productos de cobre y sus aleaciones.- Tubos de cobre sin costura para conducción de fluidos a presión, especificaciones y métodos de prueba
 - NMX-W-101/1-SCFI-2004. Productos de cobre y sus aleaciones-Conexiones de cobre soldables- Especificaciones y métodos de prueba
 - NMX-W-101/2-SCFI-2004. Productos de cobre y sus aleaciones-Conexiones soldables de latón- Especificaciones y métodos de prueba
 - NMX-X-002-1-1996. Productos de cobre y sus aleaciones-Conexiones de latón roscadas y con abocinado a 45°-Especificaciones y métodos de prueba
 - NMX-X-031-SCFI-2005. Industria del gas-Válvulas de paso-Especificaciones y métodos de prueba
 - NMX-X-032-SCFI-2006. Industria del gas-Reguladores para gas natural-Especificaciones y métodos de prueba
 - NMX-X-047-SCFI-2014. Industria del gas-tubos y conexiones de poliamida sin plastificante (PA-U) para la conducción del Gas Natural (GN)- especificaciones y métodos de prueba.
8. Normas Oficiales Mexicanas (NOM)
- NOM-001-SEDE-2012. Instalaciones eléctricas (utilización)
 - NOM-059-SEMARNAT-2001. Protección ambiental-Especies nativas de México de flora y fauna silvestres-Categorías de riesgo y especificaciones para su inclusión, exclusión o cambio-Lista de especies en riesgo



- NOM-001-STPS-2010. Edificios, locales, instalaciones y áreas en los centros de trabajo, condiciones de seguridad
- NOM-006-STPS-2014. Manejo y almacenamiento de materiales, condiciones de seguridad y salud en el trabajo
- NOM-022-STPS-2008. Electricidad estática en los centros de trabajo, condiciones de seguridad
- NOM-017-STPS-2008. Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo
- NOM-026-STPS-2008. Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.

9. Manufacturers Standardization Society (MSS)

- MSS SP-44. Steel pipe flanges
- MSS SP-75. Specification for high test wrought but welding fitting.



ANEXO D

APÉNDICES NORMATIVOS: (I) ODORIZACIÓN DEL GAS NATURAL Y GAS L.P., (II) CONTROL DE LA CORROSIÓN EXTERNA EN TUBERÍAS DE ACERO ENTERRADAS Y/O SUMERGIDAS Y (III) MONITOREO, DETECCIÓN Y CLASIFICACIÓN DE FUGAS DE GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETRÓLEO EN DUCTOS

D.1 APÉNDICE NORMATIVO I: Odorización del gas natural y gas L.P.

Este Apéndice tiene como objetivo dejar en claro las características del proceso mediante el cual se le aplica un odorizante al gas. El proceso de odorización y monitoreo del gas es responsabilidad del Regulado, cuando el sistema de distribución no reciba el gas odorizado, esto se debe realizar de acuerdo con este Apéndice normativo.

Para efectos de este Apéndice un odorizante será aquella sustancia química compuesta por mercaptanos y debe cumplir como mínimo con los requisitos siguientes:

- a) Contar con un grado de pureza tal que permita ser detectado por el olfato cuando las concentraciones alcancen una quinta parte del límite inferior de explosividad, o cuando la proporción de gas en aire sea de 1%,
- b) Ser compatible con los materiales de fabricación del equipo utilizado para la odorización,
- c) Ser estable física y químicamente para asegurar su presencia como vapor dentro de la corriente de gas,
- d) No ser tóxico ni nocivo para las personas y equipos en la concentración especificada en el inciso a,
- e) Permitir la combustión dentro del intervalo recomendado por el fabricante,
- f) Contar con el grado de penetrabilidad que permita detectar fugas de una tubería enterrada por medio de la mancha que deja en el suelo,
- g) Tener una solubilidad en agua menor a 2.5% masa,
- h) Contar con un olor que proporcione al gas el aroma característico y persistente, y
- i) Los productos de la combustión del odorizante no deben ser corrosivos a los materiales expuestos ni ser nocivos para la salud de la población.

Sistemas de odorización

El equipo de odorización debe cumplir con lo siguiente:

- a) La cantidad de odorizante dosificado debe ser proporcional al volumen de gas, independientemente de las condiciones de presión y temperatura,
- b) Los materiales deben ser resistentes a la corrosión química y atmosférica,
- c) El equipo debe tener la capacidad para manejar un amplio intervalo de flujos, y
- d) Los recipientes que contienen el odorizante deben estar provistos por un dique de contención de derrames con una capacidad volumétrica al 100% de la capacidad del recipiente.

El olor del gas debe monitorearse en puntos determinados del sistema de distribución, así como en el punto más lejano de donde se realiza la dosificación del odorizante, para verificar que la concentración del odorizante sea estable y se perciba cuando la proporción de gas en el aire sea del 1% o una quinta parte del límite inferior de explosividad.

El control de la odorización se puede lograr (i) en forma directa por el consumo de odorizante o (ii) mediante el análisis del contenido de odorizante en el gas medido en diferentes puntos del sistema.



D.1.1 Medidas generales de seguridad para el manejo de odorizantes

A manera general, para prevenir la combustión accidental de los vapores del odorizante se debe utilizar herramienta a prueba de chispa y el tanque de almacenamiento, equipo de odorización, tuberías y accesorios, deben ser fabricados con materiales resistentes a la corrosión.

En caso de derrames, éstos se deben de neutralizar mediante la aplicación de una sustancia química, por ejemplo, mediante la adición de una solución acuosa de hipoclorito de sodio. Asimismo, se debe emplear un agente evanescente para enmascarar el olor y tierra, arena fina o aserrín para absorber dicho odorizante o el producto que recomiende el fabricante.

Para el almacenamiento del odorizante, los tambores que lo contienen deben de estar almacenados en lugares abiertos, secos y bien ventilados de tal manera que no se expongan a los rayos solares.

Los tambores deben de ser enfriados antes de ser abiertos para no provocar una fuga de odorizante en fase vapor, ya que la presión de vapor aumenta rápidamente con el incremento de temperatura (Tabla D.1).

Tabla D.1. Presiones de vapor del odorizante en función de la temperatura.

Temperatura K (°C)	Presión de vapor del odorizante kPa (atm)
293 (20°C)	2.05 (0.02)
253 (80°C)	27.38 (0.27)



D.2 APÉNDICE NORMATIVO II: Control de la corrosión externa en tuberías de acero enterradas y/o sumergidas

Las estructuras metálicas o tuberías de acero enterradas y/o sumergidas están expuestas a los efectos de la corrosión externa como consecuencia del proceso electroquímico, que ocasiona el flujo de iones del metal de la tubería al electrolito que lo rodea.

Para reducir este efecto, es necesario ejercer un control de los factores que influyen en el proceso de corrosión donde la adecuada selección del material de la tubería y la aplicación de los recubrimientos son los primeros medios utilizados para evitar dicho daño.

La función del recubrimiento recae en aislar la superficie metálica de la tubería con el electrolito con el que interactúa. Además, como medida adicional se aplica otra capa de protección mediante el uso de protección catódica.

D.2.1 Control de la corrosión externa en tuberías de acero

La estructura a proteger del efecto de la corrosión y las medidas mínimas que se deben de tomar para lograr el objetivo se detallan en la Tabla D.2.

Tabla D.2. Requisitos necesarios para la protección contra la corrosión según el tipo de estructura.

Tuberías nuevas	Tuberías existentes
<ul style="list-style-type: none"> • Ser recubiertas externamente y protegidas catódicamente, • Si se demuestra mediante un estudio técnico que los materiales son resistentes al ataque corrosivo del medio ambiente en el que son instalados, y • Cuando existan varias tuberías y se requiere protegerlas catódicamente, se deben puentear eléctricamente, siempre y cuando las dependencias, órganos o empresas encargados de los sistemas de tuberías estén de acuerdo y previamente se hayan realizado los estudios correspondientes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se deben establecer métodos y acciones preventivas de acuerdo con las condiciones prevalecientes y éstos deben incluir como mínimo lo siguiente: <ul style="list-style-type: none"> a) Evaluación: <p>Se deben revisar, analizar y evaluar los resultados de la inspección y mantenimiento normales de las tuberías protegidas catódicamente en búsqueda de indicios de corrosión.</p> <p>Los métodos de medición eléctrica más comunes incluyen (i) potencial tubo/suelo, (ii) resistividad del suelo y (iii) potencial tubo/suelo por el método de dos electrodos.</p> b) Medidas correctivas: <p>Si se comprueba la existencia de áreas de corrosión en la tubería, se deben tomar medidas correctivas para inhibirla, como por ejemplo:</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Provisiones convenientes para la operación adecuada y continua del sistema de protección catódica, ○ Mejoramiento del recubrimiento anticorrosivo, ○ Instalación complementaria del sistema de ánodos de sacrificio, ○ Delimitación con aislamientos eléctricos, y ○ Control de corrientes parásitas.

Como parte de los métodos que propician la prevención de la corrosión en tuberías de acero se encuentra el uso de recubrimientos anticorrosivos, el cual debe ser aplicado a la tubería enterrada o sumergida que esté expuesta a la superficie en la parte de transición entre el tramo aéreo y el enterrado (interfase suelo-aire) de tal manera que quede perfectamente adherido.



Para el caso de las tuberías alojadas bajo la superficie del terreno o en el lecho de un cuerpo de agua, a excepción de las instaladas en el lecho marino, la protección contra la corrosión se lleva a cabo mediante la aplicación de los siguientes dos tipos de sistemas de protección catódica, los cuales se pueden emplear en forma individual o combinada:

i. Ánodos galvánicos o de sacrificio

La fuente de corriente eléctrica del sistema de ánodos de sacrificio utiliza la diferencia de potencial de oxidación entre el material del ánodo y la tubería, esta protección se produce a consecuencia de la corriente eléctrica que drena el ánodo durante su consumo.

ii. Corriente impresa

El sistema de corriente impresa consiste en introducir corriente eléctrica directa a una tubería enterrada mediante el empleo de una fuente y una cama de ánodos inertes que pueden ser de hierro, grafito, ferrosilicio, plomo y plata, entre otros. La fuente de corriente eléctrica directa se conecta en su polo positivo a una cama de ánodos inertes y el polo negativo a la tubería a proteger.

Las tuberías de acero a proteger deben quedar eléctricamente aisladas de cualquier otro tipo de estructura metálica o de concreto que no esté considerada en la implementación del sistema de protección catódica, también deben de tener instaladas juntas aislantes en los lugares siguientes:

- a) En cabezales de pozos,
- b) En el origen de ramales,
- c) En la entrada y salida de la tubería de estaciones de medición y/o regulación de presión, de compresión,
- d) En las uniones de metales diferentes para protección contra la corrosión galvánica,
- e) En el origen y al final del sistema de tuberías que se deseen proteger para prevenir la continuidad eléctrica con otro sistema metálico, y
- f) En la unión de una tubería recubierta con otra tubería descubierta.

Para proteger catódicamente las tuberías enterradas y/o sumergidas se recomienda aplicar las técnicas de medición indicadas en el código NACE Standard TM0497-2012 [37], además, una vez instalado el sistema de protección catódica se debe verificar el nivel de protección a lo largo de la trayectoria de la tubería, cuyos valores deben cumplir como mínimo con alguno de los criterios siguientes:

- a) Un potencial tubo/suelo (catódico) mínimo de -850 milivolts, medido respecto de un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO_4), en contacto con el electrolito. La determinación de este voltaje se debe hacer con la corriente eléctrica de protección aplicada,
- b) Un potencial tubo/suelo (catódico) de -950 milivolts, medido respecto de un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO_4), cuando el área circundante de la tubería se encuentre en condiciones anaerobias y estén presentes bacterias sulfato-reductoras.

Para una interpretación válida se debe efectuar la corrección a que haya lugar debido a la caída de voltaje originada durante la medición, y

- c) Un cambio de potencial de polarización mínimo de -100 milivolts, medido entre la superficie de la tubería y un electrodo de referencia de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO_4) en contacto con el electrolito

Este cambio de potencial de polarización se debe determinar interrumpiendo la corriente eléctrica de protección y midiendo el abatimiento de la polarización. Al interrumpir la corriente eléctrica ocurre un cambio inmediato de potencial. La lectura del potencial después del cambio inmediato se debe usar como base de la lectura a partir de la cual se mide el abatimiento de la polarización.

El valor del potencial tubo/suelo máximo permisible no debe exceder al potencial de desprendimiento catódico o a valores de potencial más negativos que originen problemas colaterales.



D.2.2 Mediciones de corriente eléctrica

Durante las etapas de implementación, pruebas de campo, construcción, puesta en operación y seguimiento de la efectividad de los sistemas de protección catódica de tuberías enterradas y/o sumergidas, se deben realizar estudios que involucren la medición de variables eléctricas tales como potencial tubo/suelo (natural y de polarización), resistividad, resistencia y corriente.

a) Medición de potenciales tubo/suelo.

Para la protección catódica de las tuberías metálicas enterradas y/o sumergidas en un electrolito, es necesario conocer la diferencia de potencial adquirida en la interfase tubo/suelo, tanto en ausencia de corriente eléctrica de protección, como en la impresión de la misma.

En los casos donde se utilicen electrodos de referencia diferentes al de cobre/sulfato de cobre saturado (Cu/CuSO₄) se debe tomar en cuenta el potencial equivalente.

Entre los electrodos de referencia más usados se encuentran los potenciales equivalentes siguientes:

- i. KCl saturado (calomel) con un valor mínimo de potencial equivalente de -0.78 volts, y
- ii. Plata/cloruro de plata con un valor mínimo de potencial equivalente de -0.80 volts.

Los voltímetros utilizados en la medición de la diferencia de potencial tubo/suelo deben tener una alta impedancia de entrada, se recomienda no sean menores a 10 mega ohms.

b) Medición de resistividad

Se deben realizar mediciones de la resistividad del suelo, para ser usadas como apoyo en la implementación del sistema de protección catódica.

En la Tabla D.3 se proporcionan datos indicativos de los efectos de la corrosividad del suelo referidos a la resistividad del mismo.

Tabla D.3. Relación entre la resistividad y corrosividad del terreno.

Resistividad del suelo (ohms/cm)	Corrosividad del suelo
0-1.000	Altamente corrosivo
1.000-5.000	Corrosivo
5.000-10.000	Poco corrosivo
10.000-en adelante	Muy poco corrosivo

c) Medición de corriente eléctrica

Durante las diferentes etapas de la implementación de un sistema de protección catódica para un sistema de tubería se deben efectuar, con la periodicidad indicada en los programas de operación y mantenimiento de la empresa, las mediciones siguientes:

- I. Corriente eléctrica alterna de alimentación al rectificador,
- II. Corriente eléctrica directa en la tubería protegida,
- III. Corriente eléctrica directa de salida del rectificador, y
- IV. Corriente eléctrica directa que drena cada ánodo y la que drena la cama anódica.

D.2.3 Funcionalidad del sistema de protección catódica

Para que un sistema de protección catódica sea efectivo debe proporcionar una corriente eléctrica suficiente y una distribución uniforme al sistema de tubería a proteger, evitando interferencias, corto circuitos en encamisados metálicos y daños en los aislamientos eléctricos así como en el recubrimiento anticorrosivo.

Para determinar la eficacia del sistema de protección catódica, la tubería debe contar con estaciones de registro eléctrico para la medición de potenciales tubo/suelo. Cuando la tubería esté instalada en



campo traviesa, dichas estaciones deben instalarse cada kilómetro sobre el derecho de vía de la tubería y en todos los cruzamientos con estructuras metálicas enterradas, carreteras, vías de ferrocarril y ríos, en caso de ser posible.

Cuando la tubería se encuentre en zonas urbanas, las estaciones de registro eléctrico se pueden instalar en banquetas (Figura D.1), registros de válvulas o acometidas, en caso de ser posible.



Figura D.1. Estación de registro eléctrico (foto original tomada en campo).

Las estaciones deben contar con puntas de prueba, a efecto que faciliten la medición de la corriente eléctrica del sistema de protección catódica en cada uno de los puntos donde se aplique el sistema de protección seleccionado, previendo las conexiones para la medición de la corriente eléctrica drenada por cada ánodo y la total de la cama anódica. Las mediciones se deben de realizar como mínimo una vez al año.

D.2.3.1 Interferencias con otros sistemas

Previo a instalar un sistema de protección catódica de una tubería nueva se debe notificar a todas las compañías que tengan estructuras metálicas enterradas o sumergidas cerca del área en donde se vaya a alojar la tubería por proteger, con la finalidad de predecir cualquier interferencia.

Para mitigar los efectos mutuos entre las líneas de transmisión eléctrica y las tuberías de acero enterradas, la separación entre la pata de la torre o sistema de tierras de la estructura de la línea de transmisión eléctrica y el ducto debe ser mayor de 15 metros para líneas de transmisión eléctrica de 400 kilovolts, y mayor de 10 metros para líneas de transmisión eléctrica de 230 kilovolts y menores.

Si no es posible lograr las distancias mínimas recomendadas, se debe realizar un estudio del caso particular para determinar e implementar el refuerzo del recubrimiento de la tubería donde sea necesario y, por ningún motivo, la distancia debe ser menor a 3 metros respecto de la pata de la línea de transmisión eléctrica.

D.2.3.2 Cruzamientos

Se debe conocer el funcionamiento del sistema de protección en los puntos de cruzamiento como son: calles, carreteras, vías de ferrocarril y ríos, debido a que en estos lugares, si tienen camisa metálica, se puede propiciar la puesta a tierra que provocaría una reducción en la efectividad del sistema de protección catódica.

D.2.3.3 Defectos en el recubrimiento anticorrosivo

Debido a que el recubrimiento anticorrosivo de la tubería está expuesto a daños y deterioros por factores tales como: absorción de humedad, esfuerzos del terreno y desprendimiento catódico, se deben de realizar investigaciones tendentes a identificar, cuantificar y valorar los defectos del recubrimiento dieléctrico y sus efectos en la demanda de corriente eléctrica.

Cuando se detecten daños en el recubrimiento anticorrosivo que sean de magnitud que justifique su reposición, se deben aplicar recubrimientos anticorrosivos compatibles con el existente (Figura D.2).



Figura D.2. Aplicación de recubrimiento en zona corroída en tubería (fotos originales tomadas en campo).

D.2.4 Operación, inspección y mantenimiento del sistema de protección catódica

Con el propósito de mantener la integridad de los sistemas de tuberías enterrados y/o sumergidos, el Regulado debe establecer, instrumentar y cumplir con los programas de inspección y mantenimiento periódicos de los elementos que conforman los sistemas de protección catódica.

a) Fuentes de energía eléctrica

Cuando el sistema de protección es a base de corriente impresa con rectificador, las fuentes de energía eléctrica se deben inspeccionar cuando menos seis veces cada año calendario a intervalo que no excedan de dos meses y medio. Para tal efecto, se deben llevar registros de las condiciones de operación, así como cualquier ajuste operacional en el voltaje y/o corriente eléctrica de salida.

b) Camas anódicas

Los dispositivos anódicos, por lo general, son instalados de forma permanente y no requieren de mantenimiento. Se debe verificar la corriente eléctrica de salida de los ánodos y la corriente eléctrica total de la cama anódica, a fin de determinar si la cama anódica está funcionando correctamente.

Cuando se requiera, los ánodos de la cama anódica se deben humectar con la adición de agua limpia.

c) Conexiones eléctricas

Todas las conexiones eléctricas e interruptores de corriente eléctrica se deben revisar como mínimo una vez al año y, en caso de existir alguna anomalía, se debe eliminar o corregir.

d) Aislamientos eléctricos

Los dispositivos de aislamiento eléctrico se deben verificar cuando menos una vez al año y reemplazar en caso de falla.

e) Recubrimientos

Se deben realizar inspecciones cuando menos cada seis meses del recubrimiento dieléctrico en todos los tramos de las tuberías que se encuentren en la superficie y en áreas expuestas. Cuando el recubrimiento se encuentre deteriorado se debe reemplazar o reparar.

f) Levantamiento de potenciales

Se deben efectuar mediciones de potenciales tubo/suelo a lo largo de la trayectoria de la tubería, a intervalos máximos de seis meses para zonas a campo travesía y cada tres meses en zonas urbanas.

D.2.5 Seguridad en los sistemas de protección catódica

Los sistemas de protección catódica durante sus distintas etapas involucran el uso de equipo energizado, dispositivos de aislamiento eléctrico, puentes eléctricos y mediciones de parámetros eléctricos los cuales pueden provocar daños al personal operativo por descargas eléctricas. Por ello estos trabajos deben de ser efectuados por personal calificado y con experiencia en materia de obras e instalaciones eléctricas.

a) Medidas generales

Las medidas generales de seguridad deben considerar que se tiene la posibilidad de descargas eléctricas, cortocircuito, producción de chispas debidas a arcos eléctricos que puedan generar riesgos de incendio, toxicidad debida a la generación de cloro en camas anódicas, voltajes y corrientes eléctricas inducidas por líneas de transmisión eléctrica o sistemas de tierra, por lo que se deben de tomar las medidas de seguridad siguientes:

- i. Cuando se instalen dispositivos de aislamiento eléctrico en áreas donde se anticipe una atmósfera peligrosa, se debe evitar la formación de arco eléctrico conectando a tierra las instalaciones,
- ii. Los rectificadores utilizados en los sistemas de protección catódica deben ser de doble devanado y conectados a tierra,
- iii. Las terminales energizadas deben estar aisladas para prevenir un contacto accidental por parte del personal operativo, y
- iv. Para reducir el riesgo de daño a las personas por el gradiente de voltaje en la superficie del suelo circundante de las camas anódicas, se deben (i) enterrar como mínimo a 90 cm y (ii) aislar totalmente y proteger de daños mecánicos los cables eléctricos de interconexión.

b) Generación de gases peligrosos

En los sistemas de protección catódica en los que se instalen ánodos en pozo profundo se deben incluir venteos para evitar la acumulación de gases de hidrógeno y cloro producto del desprendimiento.

c) Instalación en atmósferas peligrosas

La naturaleza eléctrica de los sistemas de protección catódica representa el riesgo de una fuente de ignición en atmósferas peligrosas, por lo que su instalación en esas áreas debe satisfacer la clasificación eléctrica de áreas de la NOM-001-SEDE-2012 [38] o aquella que la modifique o sustituya.

d) Corto circuitos en instalaciones eléctricas

EL cortocircuito de juntas constituye un riesgo potencial, por lo que, en caso de ser posible, dichas juntas se deben instalar fuera de áreas peligrosas.

La tubería protegida catódicamente tiene una corriente eléctrica fluyendo a través de ella, cualquier desconexión, separación o ruptura de la tubería interrumpe el flujo de corriente eléctrica, lo que puede provocar la generación de un arco eléctrico.

D.2.6 Documentación

El Regulado debe contar con la documentación que respalde todas las acciones realizadas desde la implementación, operación y mantenimiento del sistema. Esta documentación debe contener como mínimo lo siguiente:



a) Implementación:

- Objetivo del sistema de protección catódica,
- Especificaciones del recubrimiento dieléctrico así como de su instalación,
- Ubicación y especificaciones de dispositivos de aislamiento eléctrico,
- Pruebas previas a la implementación: (i) localización de la tubería, (ii) estudios de resistividades del suelo, (iii) resultados de pruebas de requerimiento de corriente eléctrica, ubicación y características de camas anódicas provisionales y (iv) ubicación de estructuras metálicas ajenas a la tubería a proteger.
- Memoria técnica del sistema de protección catódica, y
- Resultados de las pruebas de interacción con otros sistemas eléctricos ajenos al sistema de protección catódica.

b) Instalación:

- Planos y diagramas del sistema de protección catódica tal y como fue instalado,
- Permisos externos e internos,
- Afectaciones a otras estructuras y/o sistemas de protección a terceros,
- Modificaciones constructivas, adecuaciones, y
- Resultados de las pruebas durante la puesta en operación del sistema de protección catódica y ajustes en campo.

D.2.7 Registros

Los registros de control de la corrosión deben documentar en forma clara, concisa y metódica la información relacionada a la operación, mantenimiento y efectividad del sistema de protección catódica.

a) Funcionalidad del sistema de protección catódica

Se debe registrar la fecha de puesta en servicio, los levantamientos de potencial, inspecciones y pruebas realizadas para comprobar que no existen interferencias y asegurar que los aislamientos, recubrimientos y encamisados se encuentran funcionando satisfactoriamente.

b) Modificaciones al sistema original

Todas las modificaciones que se efectúen al sistema de protección catódica original deben registrarse anotando la fecha y modificación realizada.

c) Reparación o reemplazo de algún componente

Se deben registrar las reparaciones o reemplazos cuando las inspecciones y pruebas periódicas realizadas indiquen que la protección no es efectiva.

D.2.8 Estudios especiales

Se deben registrar los resultados obtenidos de investigaciones especiales como son, entre otros: estudios de potenciales a intervalos cortos, inspección del recubrimiento dieléctrico mediante gradiente de voltaje de corriente eléctrica directa, así como cualquier otra investigación referente a la efectividad del sistema de protección catódica.



D.3 APÉNDICE NORMATIVO III: Monitoreo, detección y clasificación de fugas de gas natural y gas licuado de petróleo en ductos

Para la aplicación de este Apéndice normativo en la Tabla D.4 se establecen los valores de concentración en porcentaje/volumen para los límites de explosividad de gas natural y gas L.P. con aire.

Tabla D.4. Límites de inflamabilidad en porcentaje/volumen de concentración de gas en aire.

Límite de inflamabilidad	Gas Natural	Gas Licuado de Petróleo ¹
Límite Inferior de Inflamabilidad (LII)	5	1.9
Límite Superior de Inflamabilidad (LSI)	15	9.5

(1) Se refiere a las propiedades del gas propano.

Atención a reportes de fugas

El Regulado debe investigar en forma inmediata cualquier notificación o aviso a terceros o propios en el que se reporte olor a gas, fuga, incendio o explosión que pueda involucrar a tuberías de gas u otras instalaciones del sistema de distribución.

Si la investigación confirma una fuga, ésta se debe clasificar inmediatamente para su atención, tomar acción correspondiente e informar a la ASEA.

a) Olores o indicaciones de otros combustibles

Cuando existan indicaciones de fuga de combustibles derivados del petróleo originados en otras instalaciones, se deben tomar las acciones siguientes para proteger la integridad física de las personas y a las instalaciones:

- Informar de inmediato al Regulado de la instalación y, si es necesario, a los bomberos, policía y protección civil, y
- Cuando la tubería esté conectada a una instalación ajena que tenga fuga de gas, el Regulado debe tomar de inmediato las acciones necesarias.

b) Proporcionar recursos necesarios para efectuar la inspección

El Regulado, para realizar la inspección de sus instalaciones, debe disponer de los recursos (i) humanos y (ii) materiales siguientes:

- Recursos humanos. Debe contar con personal suficiente, que reúna la calificación y experiencia requeridas para aplicar el método de inspección que se utilice,
- Recursos materiales. Para la inspección de fugas de un sistema de ductos, se debe disponer de lo siguiente:
 - Planos vigentes del sistema de distribución con escala y grado de detalle adecuados,
 - Equipos de detección de fugas adecuados para obtener información necesaria para la localización y cuantificación de fugas de acuerdo con las características de sus instalaciones y los métodos de inspección que se aplique, y
 - Equipo de transporte adecuado para la atención de fugas.



c) Métodos de detección de fugas

El Regulado puede aplicar para la detección de fugas en sus instalaciones, individualmente o combinados, los métodos descritos en la Tabla D.5.

Tabla D.5. Métodos de detección de fugas.

Método de detección de fugas		Características
Indicadores de gas combustible	Sobre la superficie del suelo	<p>Para instalaciones subterráneas se debe tomar un muestreo de la atmósfera al nivel del suelo sobre o lo más cerca posible de la instalación.</p> <p>Para instalaciones arriba del nivel del suelo, se debe tomar un muestreo de la atmósfera adyacente a dicha instalación.</p> <p>a) Para instalaciones subterráneas, se deben tomar muestras de la atmósfera a no más de 5 centímetros (cm) de la superficie del suelo, cuando sea posible, y en todas aquellas irregularidades del terreno que faciliten que el gas aflore.</p> <p>b) El muestreo de la atmósfera superficial con indicador de gas se debe realizar a la velocidad y en condiciones atmosféricas adecuadas para que dicho muestreo sea correcto.</p>
	Debajo de la superficie del suelo	<p>El muestreo se debe realizar en aberturas existentes y/o sondeos arriba y/o adyacentes a la tubería. Los pozos de muestreo se deben perforar lo más cerca posible a la tubería y lateralmente a no más de 5 metros (m) del eje de la misma.</p> <p>A lo largo de la tubería los puntos de prueba se deben localizar a no más del doble de la distancia entre la tubería y la pared del edificio más cercano o 10 m, la que sea más corta, pero en ningún caso el espaciamiento debe ser menor de 3 m.</p>
Inspección visual de la vegetación		<p>Este método tiene por objeto detectar indicaciones anormales o inusuales en la vegetación que puedan haber sido causadas por la migración de gas. Dichas indicaciones deben confirmarse usando un indicador de gas combustible.</p> <p>Asimismo, este método solo se puede aplicar en áreas donde el crecimiento de la vegetación está bien definido. No se debe emplear cuando el grado de humedad del suelo sea anormalmente alto, la vegetación inactiva, o cuando está en periodo de crecimiento acelerado (como en época de primavera).</p>
Caída de presión		<p>Se aplica para determinar si una sección aislada de la instalación de gas pierde presión por fugas. La sección seleccionada debe tener solamente una presión de operación y dicha sección debe aislarse antes de efectuar esta prueba.</p> <p>Para determinar los parámetros de esta prueba, se deben tomar en cuenta los criterios siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Presión de prueba. Si la prueba se realiza únicamente con el propósito de detectar de fugas en la sección aislada, se debe hacer cuando menos a la presión de operación,



	<ul style="list-style-type: none"> • Medio de prueba. El medio debe de ser compatible con los materiales de la tubería, debe estar libre de materiales sedimentarios y no debe dejar residuos que puedan dañar la instalación. Además, no debe ser inflamable, puede ser agua, aire o gas inerte, excepto cuando se utiliza el GN o el Gas L.P. que conduce la tubería, y • Duración de la prueba. El tiempo de la prueba debe ser suficiente para detectar la caída de presión debida a fugas, para ello se deben considerar los siguientes factores: <ul style="list-style-type: none"> ➤ Tiempo y volumen requerido para que el medio de prueba alcance la presión de prueba, ➤ El tiempo necesario para que el medio de prueba establezca su temperatura, y ➤ La sensibilidad del instrumento de prueba. <p>Este método no localiza fugas, por lo que se requiere de una evaluación posterior con otro procedimiento que permita hacerlo.</p>
<p>Detección por burbujeo</p>	<p>Este método consiste en cubrir totalmente la tubería con una solución tensoactiva que forme burbujas, entre otras, agua jabonosa para señalar las fugas sobre la superficie expuesta de la instalación.</p> <p>La solución no debe dañar ni dejar residuos que posteriormente puedan producir corrosión en los materiales sometidos a prueba.</p>
<p>Detección por ultrasonido</p>	<p>Este método consiste en la instalación de sensores ultrasónicos espaciados a lo largo de la tubería que pueden detectar la ocurrencia de una fuga en tiempo real, por la energía ultrasónica que se genera desde el momento en que ocurre.</p> <p>Para probar un ducto de esta manera se debe considerar lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Presión en la tubería. Los sensores deben de ser adecuados para la presión de trabajo de la instalación, • Localización de la instalación. Los objetos alrededor de la instalación bajo prueba pueden reflejar o atenuar la energía ultrasónica generada, • Cantidad de fugas. La capacidad de detección de este método se reduce conforme se incrementa el número de fugas en un área determinada, ya que pueden producir un alto nivel de ruido ultrasónico, y • Tipo de instalación. Los equipos neumáticos y los operados por gas generan energía ultrasónica. Se debe conocer la localización, cantidad y características de dichos equipos para determinar si el ruido que producen puede causar interferencia.



Detección por fibra óptica	Consiste en la instalación de sensores y cable de fibra óptica en los ductos para monitorear, detectar y diagnosticar el desempeño de dichas instalaciones. Se usa para detectar y monitorear fugas en tiempo real.
Detección por termografía infrarroja terrestre o aérea	Este método se usa en tuberías superficiales y subterráneas. Mide la energía térmica del gas mediante un espectrómetro de banda de infrarrojo como elemento primario de detección.
Detección por medio de perros adiestrados	La raza labrador es la más comúnmente usada ya que puede detectar el odorizante adicionado en la corriente del fluido. El perro localiza y rastrea el olor que sale por la fuga hasta el punto de máxima concentración.

D.3.1 Instrumentos para detección de fugas

El Regulado es responsable de utilizar los instrumentos indicadores de gas combustible adecuados para los métodos de detección de fugas que aplique en sus instalaciones, con el objeto de obtener información veraz, confiable y completa sobre las fugas de gas.

En ese sentido y para lograr el objetivo, el mantenimiento de estos instrumentos se debe efectuar de acuerdo con las instrucciones del fabricante y, entre otras acciones, se deben cumplir las siguientes:

- Cada instrumento utilizado para evaluar y detectar fugas de gas se debe operar de acuerdo con los instructivos del fabricante,
- Revisar periódicamente los instrumentos cuando están en uso para asegurar que el suministro de energía eléctrica para su funcionamiento es adecuado,
- Probar los instrumentos antes de usarse para asegurar que el sistema de muestreo esté libre de fugas y que los filtros no obstruyan el flujo de la muestra, y
- Los instrumentos de ionización de flama de hidrógeno se deben probar cada vez que se encienden y durante su inspección.

Los instrumentos deben de estar calibrados.

D.3.2 Clasificación de fugas y criterios de acción

Cuando se detecta una fuga, el primer paso debe ser la delimitación del área afectada por la fuga. Cuando se confirma la fuga, se debe atender inmediatamente para localizarla, evaluarla y clasificarla de acuerdo con lo siguiente:

A. Clasificación de las fugas

Basados en la evaluación realizada de la localización y magnitud de la fuga, ésta se debe clasificar con objeto de establecer la prioridad de su reparación, la clasificación es la siguiente:

- i. Grado 1. Son aquellas fugas que representan un peligro inminente para las personas o propiedades, por lo que, cuando se detectan deben de ser reparadas inmediatamente y/o realizar acciones continuas hasta lograr que las condiciones dejen de ser peligrosas (con probabilidad de asfixia, incendio o explosión en el área afectada).
- ii. Grado 2. Esta clase de fugas no son peligrosas cuando se detectan, pero representan un riesgo probable para el futuro, por lo que se requiere programar su reparación para prevenir que se vuelvan peligrosas.
- iii. Grado 3. Esta clase de fugas no son peligrosas cuando se detectan y tampoco representan un riesgo probable para el futuro, por lo que, solo es necesario reevaluarlas periódicamente hasta que sean reparadas.



B. Criterios de acción

Para tomar acción correspondiente a la atención de fugas de acuerdo con el grado al que corresponden, a continuación se muestra en las Tablas D.6 a D.8, los ejemplos comunes de fugas y los criterios de acción a tomar, para los grados 1, 2 y 3, respectivamente.

Con base en las Tablas D.6 a D.8 cualquier ejemplo de fuga que se presente se ejercerá el mismo criterio de acción mostrado en la columna del lado derecho de cada tabla.

Tabla D.6. Criterios de acción para fugas de grado 1.

Ejemplo	Criterio de acción
<ol style="list-style-type: none">1. Cualquier fuga que, a juicio del personal operativo en el sitio, se considere un peligro inmediato.2. Cualquier escape de gas que se haya encendido.3. Cualquier indicación de presencia de gas en el lado exterior de la pared de un edificio, o donde es probable que el gas migre al lado exterior de la pared de un edificio.4. Cualquier indicación de que el gas haya migrado al interior o debajo de un edificio o dentro de un túnel.5. Cualquier lectura mayor o igual que 80% del Límite Inferior de Explosividad del gas en un espacio confinado.6. Cualquier lectura mayor o igual del Límite Inferior de Explosividad del gas en otras subestructuras pequeñas, no asociadas con el gas por las cuales es probable que el gas migre al lado exterior de la pared de un edificio.7. Cualquier fuga que pueda ser detectada por medio de la vista, oído u olfato, y que está en una localización que puede ser peligrosa para las personas y sus bienes.	<p>Requiere acciones inmediatas para proteger la vida y propiedades de las personas, y de acciones continuas hasta lograr que las condiciones dejen de ser peligrosas.</p> <p>Debe notificarse a las autoridades competentes como son la ASEA, bomberos, policía y protección civil.</p> <p>La acción inmediata en algunos caso puede requerir de uno o más de los pasos siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none">a) Puesta en marcha y coordinación del plan de emergencia de los Regulados,b) Evacuación del área,c) Acordonamiento del área,d) Desviación del tráfico,e) Eliminación de las fuentes de ignición,f) Ventilación del área, yg) Suspensión del flujo de gas cerrando las válvulas o por otros medios.



Tabla D.7. Criterios de acción para fugas de grado 2.

Ejemplo	Criterio de acción
<p>1. Fugas que requieren tomar acciones antes de que ocurran cambios adversos en las condiciones de venteo del suelo, por ejemplo: una fuga que cuando se congele el suelo, es probable que el gas migre al lado exterior de la pared de un edificio.</p> <p>2. Se requieren tomar acciones en un plazo no mayor de 6 meses para reparar las fugas, cuando las lecturas del indicador de gas combustible, en porcentaje del Límite Inferior de Explosividad, tengan los valores siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Mayor o igual a 40% de las banquetas en una calle cubierta de pared a pared con piso terminado, por ejemplo, pavimento y/o concreto y la fuga no se califica como grado 1; b) Mayor o igual de 100% debajo de la calle cubierta de pared a pared con piso terminado, por ejemplo, pavimento y/o concreto, que tiene una migración de gas significativa y la fuga no se califica como grado 1, c) Menor de 80% dentro de subestructuras pequeñas no asociadas con el gas, donde es probable que el gas migre para crear un peligro futuro, d) Entre 20% y 80% en un espacio confinado, e) Cualquier valor en una tubería que opere a 30% o más de su Resistencia Mínima a la Cedencia (RMC), localizada en clase 3 o 4, de acuerdo con esta Norma Oficial Mexicana y la fuga no se clasifica como grado 1, f) Mayor o igual de 80% en una subestructura asociada con el gas, g) Cualquier fuga que a juicio del personal operativo en el sitio de la fuga, considere que tiene la magnitud suficiente para programar su reparación. 	<p>Estas fugas se deben reparar en el transcurso de un año calendario pero en un tiempo no mayor a 15 meses de la fecha que fue reportada.</p> <p>Para determinar la prioridad en la reparación se deben seguir los criterios siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Cantidad y migración del gas, b) Proximidad del gas a edificios y estructuras debajo del suelo, c) Extensión del piso terminado, d) Tipo de suelo y condiciones del mismo (capa congelada, humedad y venteo natural), y e) Concentración de fugas en un tramo de la instalación. <p>Las fugas de grado 2 se deben reevaluar cuando menos una vez cada 6 meses, hasta que sean reparadas. La frecuencia de reevaluación se debe determinar de acuerdo con su localización, magnitud y condiciones de la fuga.</p>



Tabla D.8. Criterios de acción para fugas grado 3.

Ejemplo	Criterio de acción
<p>Fugas que causen que las lecturas del indicador de gas combustible, en porcentaje del Límite Inferior de Explosividad, tengan los valores siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Menor de 80% en subestructuras asociadas al gas, b) Cualquier valor debajo de la calle en áreas que no están pavimentadas completamente, donde no es probable que el gas pudiera migrar al lado exterior de la pared de un edificio, y c) Menor de 20% en un espacio confinado. 	<p>Estas fugas deberán ser reevaluadas periódicamente en los siguientes monitoreos programados, dependiendo de la localización de la fuga o en los 15 meses siguientes a la fecha en que fue reportada, lo que ocurra primero, hasta que la fuga sea reclasificada o no haya más lecturas.</p>

D.3.3 Historial de fugas y lineamientos para autoevaluación

El Regulado debe conservar por un periodo de 5 años y disponible para la ASEA cuando ésta la requiera, la documentación actualizada que demuestre cada monitoreo de fugas de acuerdo con los resultados, conclusiones y acciones realizadas.

Asimismo, el Regulado debe contar con programas para monitoreo de fugas, con equipos detectores de gas combustible, en registros y pozos de visita de estructuras subterráneas. El monitoreo de fugas de las instalaciones debe realizarse de manera periódica según lo siguiente:

a) Tuberías de acero

- i. Tubería de acero con protección catódica en clases 3 y 4, se debe inspeccionar al menos 1 vez cada 2 años, y
- ii. Tubería de acero sin protección catódica, en clase 1, 2,3 y 4 se debe inspeccionar al menos 1 vez cada seis meses.

b) Tubería de polietileno y otros materiales distintos al acero

- i. Tubería en clase 1 y 2 se deben inspeccionar al menos 1 vez cada 4 años, y
- ii. Tubería en clase 3 y 4 se deben inspeccionar al menos 1 vez cada 2 años.

Finalmente, el Regulado debe evaluar su programa de monitoreo de fugas realizaos para determinar la efectividad de dicho programa. Esta autoevaluación debe realizarse cuando menos una vez al año de acuerdo con el procedimiento siguiente:

- a) Programa de monitoreo de fugas.
- b) Efectividad del monitoreo.
- c) Programa de reparación.
- d) Efectividad de la reparación.
- e) Registro histórico de fugas.

