

RESOLUCION ADMINISTRATIVA DE NORMAS RAN-ANH-UN N° 007/2016
La Paz, 25 de febrero de 2016

VISTOS:

El informe técnico **INF-TEC-DCD-UGM 0102/2016**, de 10 de febrero de 2016, solicita la aprobación del Anexo 3 del "Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural" y el informe legal **DPDI-UN 009/2016**, de 25 de febrero de 2016;

CONSIDERANDO I:

Que, la Constitución Política del Estado en su artículo 365 establece que una entidad estatal es responsable de regular, controlar, supervisar y fiscalizar las actividades de toda la cadena productiva en el sector hidrocarburos y, concordante con ello, la disposición final Séptima de la Ley N° 466 establece que la institución que dará cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 365 de la Constitución Política del Estado es la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, para lo cual dicha ley la faculta a emitir la normativa técnico jurídico necesaria para el cumplimiento de sus atribuciones de regulación, control, supervisión y fiscalización de todas las actividades del sector.

Que, por su parte, la Ley N° 1600, de 28 de octubre de 1994, determina que una de las atribuciones de las Superintendencias Sectoriales (entre las que se encuentra la actual Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH) es realizar los actos que sean necesarios para el cumplimiento de sus responsabilidades; en tanto que la Ley N° 3058, de 18 de mayo de 2005, Ley de Hidrocarburos, establece que la Superintendencia de Hidrocarburos (ahora Agencia Nacional de Hidrocarburos) es el ente regulador en el sector de hidrocarburos.

CONSIDERANDO II:

Que, el Decreto Supremo N° 1996, de 14 de mayo de 2014, "Reglamento de diseño, construcción, operación de redes de gas natural e instalaciones internas" en su Artículo Transitorio Único determina que "El Ente Regulador mediante Resolución Administrativa, aprobará los Anexos nombrados en el presente Reglamento Técnico, en un plazo de quince (15) días hábiles administrativos, a partir de la publicación del Decreto Supremo que aprueba el presente Reglamento, pudiendo actualizar los mismos cuando corresponda".

Que, en cumplimiento del Artículo Transitorio Único del Decreto Supremo 1996, la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH mediante Resolución Administrativa ANH N° 1447/2014, de 4 de junio de 2014, aprobó 7 Anexos que complementan el "Reglamento de diseño, construcción, operación de redes de gas natural e instalaciones internas", que son:

- Anexo 1: Diseño de Redes.
- Anexo 2: Construcción de Redes de Gas Natural.
- Anexo 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural.
- Anexo 4: Calidad de Gas.
- Anexo 5: Instalación de Categorías Domésticas y Comercial de Gas Natural.
- Anexo 6: Instalaciones Industriales de Gas Natural.
- Anexo 7: Estaciones Distritales de Regulación.

CONSIDERANDO III:

Que, conforme a los informe técnico **INF-TEC-DCD-UGM 0102/2016**, el Anexo 3 aprobado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH mediante la Resolución Administrativa ANH N° 1447/2014 necesita ser actualizado, lo que significa que, ante esta necesidad, en aplicación del Artículo Transitorio Único del Decreto Supremo N° 1996, la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH está facultada para emitir la resolución administrativa correspondiente para lograr ese fin.

La Paz, 25 de febrero de 2016

Av. 20 de Octubre N° 2685 esq. Campos • Telf.: Piloto (591-2) 243 4000 • Fax.: (591-2) 243 4007 • Casilla: 12953 • e-mail: info@anh.gob.bo
Santa Cruz: Av San Martín N° 1700, casi 4to anillo, Edif. Centro Empresarial Equipetrol • Telf.: (591-3) 345 9124 - 345 9125 • Fax: (591-3) 345 9131
Cochabamba: Calle Néstor Galindo N° 1455 • Telf.: (591-4) 448 5026 - 441 7100 - 441 7101 - 448 8013 • Fax (591-4) 448 5025
Tarija: Calle Alejandro Del Carpio N° 845 • Telf.: (591-4) 664 9966 - 666 8627 • Fax: (591-4) 664 5830
Sucre: Calle Loa N° 1013 • Telf.: (591-4) 643 1800 • Fax: (591-4) 643 5344

POR TANTO

El Director Ejecutivo Interino de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, en uso de sus facultades y atribuciones:

RESUELVE:

PRIMERO.- Aprobar la actualización del “Anexo 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural”, aprobado mediante Resolución Administrativa ANH N° 1447/2014, correspondiente al “Reglamento de diseño, construcción, operación de redes de gas natural e instalaciones internas” sancionado mediante Decreto Supremo N° 1996.

SEGUNDO.- El texto completo de la actualización del “Anexo 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural”, forma parte integrante de la presente Resolución.

TERCERO.- La actualización del “Anexo 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural” entrará en vigencia a partir de la publicación de la presente Resolución.

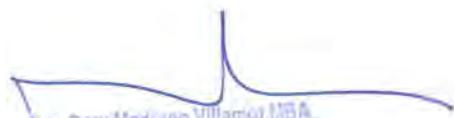
CUARTO.- Se deja sin efecto a partir de la fecha de publicación de la presente Resolución Administrativa, el “Anexo 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural” aprobado por la Resolución Administrativa ANH N° 1447/2014, de 4 de junio de 2014.

Regístrese, comuníquese y archívese.

Conforme.



Abg. Pol Willan Roman Andrade
Jefe de la Unidad de Normas a.i.
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS



Ing. Gary Mediano Villamañá M.B.A.
DIRECTOR EJECUTIVO INTERINO
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS



CÓDIGO: ANH-DS1996-A03



ANEXO 3

Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural

Aprobado mediante RA – ANH – UN N° 007/2016, de 25/02/2016

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS	
Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 2	Aprobado: RAN-ANH-UN N° 007/2016 de 25 de febrero de 2016

CONTENIDO

Capítulo I

Disposiciones Generales

1. Objeto, 3
2. Alcance, 3
3. Ámbito de aplicación, 3
4. Definiciones, 3
5. Referencias normativas, 7

Capítulo II Operaciones

6. Generalidades, 10
7. Clase de Trazado, 10
8. Programas y planes, 10
9. Presiones de operación en tuberías de acero o polietileno, 19
10. Intervenciones en tuberías bajo presión, 20
11. Control de corrosión, 20
12. Purgado de tuberías, 24
13. Intervenciones con cambios de regímenes, 25

Capítulo III Mantenimiento

14. Generalidades, 31
15. Señalización, 31
16. Recorridos de Inspección, 31
17. Medidas correctivas para el control de la corrosión en Sistemas de Distribución, 42
18. Mantenimiento de componentes, 45
19. Prevención de ignición accidental, 49

Capítulo IV

Capacitación y Entrenamiento

20. Capacitación de los operadores de Sistemas de Distribución de Gas Natural, 52
21. Capacitación de los operadores en el área de seguridad en el trabajo, 52
22. Calificación del personal, 52

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS	
Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 2	Aprobado: RAN-ANH-UN N° 007/2016 de 25 de febrero de 2016

Capítulo I

Disposiciones Generales

1. Objeto.

El presente Anexo tiene por objeto establecer las condiciones técnicas mínimas que se deben cumplir para la operación y mantenimiento de:

- Los Sistemas de Distribución de Gas Natural, City Gates de propiedad del Distribuidor.
- Líneas de Acometidas de Gas Natural, incluido el sistema de interconexión a gasoducto a la presión de distribución y PRM de Usuario Directo.
- Acometidas Industriales, incluido el sistema de interconexión a Red Primaria y PRM.

Es también objeto de este Anexo, establecer las condiciones técnicas para el abandono de redes y el cumplimiento en materia de protección del medio ambiente durante dichas tareas.

Durante la Operación y Mantenimiento de los Sistemas de Distribución de Gas Natural, la Empresa Distribuidora deberá cumplir y/o hacer cumplir con lo establecido en la Licencia Ambiental respectiva. Para este fin se deberá realizar la revisión del documento ambiental del proyecto en particular, e implementar las medidas ambientales y planes específicos correspondientes para la operación y mantenimiento.

2. Alcance.

El presente Anexo se aplicará en todo el territorio nacional y consiste en la normativa técnica de cumplimiento obligatorio para las Empresas Distribuidoras y/o personas naturales o jurídicas propietarias de Líneas de Acometida de Gas Natural y Acometidas Industriales.

3. Ámbito de aplicación.

El presente Anexo se aplicará a todos los Sistemas de Distribución de Gas Natural por tuberías y los elementos mencionados en el Objeto.

4. Definiciones.

Para la aplicación del presente Anexo, además de las definiciones contenidas en la Ley de Hidrocarburos y la reglamentación vigente se establecen las siguientes definiciones y denominaciones mismas que serán entendidas en singular y plural:

- **Acometida:** Conjunto de tuberías y accesorios que conforman la derivación de servicio, desde la interconexión a la Red Secundaria hasta la Válvula de Acometida.
- **Acometida Industrial:** Conjunto de tuberías y accesorios que conforman la derivación de servicio, desde la Válvula de Derivación incluida esta hasta la válvula de ingreso al Puente de Regulación y Medición (PRM) excluida esta.
- **Acometida de EDR:** Conjunto de tuberías y accesorios que conforman la derivación de servicio, desde la Válvula de Derivación hasta la válvula de ingreso a la Estación Distrital de Regulación (EDR).
- **Área Geográfica de Distribución:** Es el área territorial en el que la Empresa Distribuidora presta el servicio público de Distribución de Gas Natural por Redes, establecida en la Licencia de Operación.

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS	
Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 2	Aprobado: RAN-ANH-UN N° 007/2016 de 25 de febrero de 2016

- **Área Unitaria:** porción de terreno que, teniendo como eje longitudinal la tubería de gas, mide 1600 metros de largo por 400 metros de ancho.
- **City Gate (Puerta de Ciudad):** Instalaciones destinadas a la recepción, filtrado, control de calidad del Gas Natural, regulación, medición, odorización y despacho del Gas Natural, a ser distribuido a través de los sistemas correspondientes.
- **Clase de Trazado:** Área Unitaria clasificada de acuerdo a la densidad de población para el diseño y la presión de prueba de las tuberías localizadas en esa área.

La Clase de Trazado (Área Unitaria), queda determinada por la cantidad de edificios dentro de la unidad de clase de trazado. Para los propósitos de esta sección, cada unidad habitacional en un edificio de múltiples viviendas deberá ser contada como edificio separado destinado a ocupación humana.

1. Clase 1, corresponde a la unidad de clase de localización que contiene 10 o menos unidades de vivienda destinadas a ocupación humana.
 2. Clase 2, corresponde a la unidad de clase de localización que tiene más de 10, pero menos de 46 unidades de vivienda destinadas a ocupación humana.
 3. Clase 3, corresponde a:
 - a. Cualquier unidad de clase de trazado que contiene 46 o más unidades de vivienda destinadas a ocupación humana, o
 - b. Una zona donde la tubería está colocada dentro de los 100 metros de cualquiera de los siguientes casos:
 - i. Un edificio que es ocupado por 20 o más personas durante el uso normal;
 - ii. Una pequeña área abierta, bien definida, que es ocupada por 20 o más personas durante el uso normal, tales como un campo de deportes o juegos, zona de recreación, teatros al aire libre u otro lugar de reunión pública.
 4. Clase 4, corresponde a la unidad de clase de trazado donde predominen edificios con cuatro o más pisos sobre el nivel de terreno.
 5. Los límites de las clases de localización determinadas de acuerdo con los párrafos a) hasta d) de esta sección pueden ser ajustados como sigue:
 - a. Una Clase 4 finaliza a 200 m del edificio más próximo de cuatro o más pisos sobre el nivel del terreno;
 - b. Cuando un grupo de edificios destinados a ocupación humana requiere una Clase 3, ésta finalizará a 200 metros de los edificios más próximos del grupo;
 - c. Cuando un grupo de edificios destinados a ocupación humana requiere una Clase 2, ésta finalizará a 200 metros de los edificios más próximos del grupo.
- **Condiciones Estándar:** Son las condiciones establecidas en el contrato de compra venta de Gas Natural, bajo las que se mide el Gas Natural correspondiente a la presión absoluta de 1,013253 bar (14,696 psi) y 15,56 °C de temperatura (60 °F).
 - **Custodia y Control del Gas Natural:** La Distribuidora tendrá la custodia y control del Gas Natural desde el Punto de Entrega.

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS	
Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 2	Aprobado: RAN-ANH-UN N° 007/2016 de 25 de febrero de 2016

- **Distribución de Gas Natural por Redes:** Es la actividad de suministro de Gas Natural en calidad de servicio público, a los Usuarios del Área Geográfica de Distribución, así como la construcción de Redes, administración y operación del servicio bajo los términos indicados en la Ley de Hidrocarburos y el presente Reglamento.
- **Empresa Distribuidora:** Es la persona jurídica que cuenta con Licencia de Operación otorgada por el Ente Regulador, para prestar el servicio público de Distribución de Gas Natural por Redes en una determinada Área Geográfica de Distribución.
- **Ente Regulador:** Es la Agencia Nacional de Hidrocarburos, institución autárquica de derecho público, con autonomía de gestión administrativa, técnica, económica, responsable de regular, controlar, supervisar y fiscalizar las actividades de la cadena productiva hidrocarburífera hasta la industrialización.
- **Estación Distrital de Regulación (EDR):** Instalaciones destinadas a la regulación de la presión y el caudal de Gas Natural proveniente de una Red Primaria, para suministrarlo a una Red Secundaria, comprendidas desde la brida de conexión a la Red Primaria hasta la brida de conexión a la Red Secundaria, incluidas éstas.
- **Gabinete:** Recinto que es parte del Sistema de Distribución de Gas Natural, destinado a la medición y/o regulación, que en su interior consta de Válvula de Acometida, regulador, y/o medidor y accesorios para el suministro de Gas Natural a Usuarios domésticos o comerciales.
- **Gabinete de Regulación:** Recinto que es parte del Sistema de Distribución de Gas Natural, destinado a la regulación, que en su interior consta de Válvula de Acometida, regulador y accesorios para el suministro de Gas Natural a Usuarios domésticos de Viviendas Multifamiliares o a Usuarios comerciales.
- **Gabinete Técnico de Gas:** Gabinete destinado a instalaciones multifamiliares. Contiene el conjunto de tuberías, válvulas y accesorios para conectar más de un medidor domiciliario, pudiendo estar el regulador colectivo contenido en este o en un Gabinete de Regulación.
- **Gas Natural (GN):** Mezcla de hidrocarburos con predominio de metano que en condiciones normalizadas de presión y temperatura se presenta en la naturaleza en estado gaseoso.
- **Gas Natural Vehicular (GNV):** Gas Natural Comprimido destinado o utilizado como combustible en vehículos automotores.
- **Instalación Interna:** Es el conjunto de tuberías, válvulas y accesorios apropiados para conducir Gas Natural, comprendido desde la salida del medidor hasta la Válvula de Mando del aparato en instalaciones de uso doméstico o comercial y desde la Válvula de salida del PRM, excluida ésta, hasta la Válvula de Mando del aparato en instalaciones de uso industrial o GNV.
- **Licencia de Operación:** Es la autorización otorgada por el Ente Regulador mediante Resolución Administrativa, para operar en una determinada Área Geográfica de Distribución.
- **Licenciatario:** Es la persona jurídica a la que el Ente Regulador, le otorga una Licencia de Operación, para la Distribución de Gas Natural por Redes en una

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS	
Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 2	Aprobado: RAN-ANH-UN N° 007/2016 de 25 de febrero de 2016

determinada Área Geográfica.

- **Línea de Acometida de Gas Natural:** Es la tubería utilizada para trasladar gas natural desde un ducto de transporte hasta un usuario determinado, ubicado dentro del Área Geográfica de Distribución de Gas Natural por Redes. Se aplican a esta definición las líneas a partir de una Conexión Lateral (Hot Tap) destinadas al consumo doméstico, generación de energía eléctrica que no suministre energía al Sistema Interconectado Nacional SIN y pequeña industria. Las Líneas de Acometida de Gas natural, corresponden a la actividad de Distribución de Gas natural por Redes.

- **Presión de Entrega:** Presión manométrica a la cual la empresa de Transporte debe entregar el Gas Natural para la actividad de Distribución de Gas Natural por Redes, cuyo valor máximo estará comprendido entre 20 a 42 bar, según requerimiento de la Empresa Distribuidora.

- **Presión Máxima Admisible de Operación (MAPO):** la presión máxima a la cual una tubería o tubería, o tramo de la misma, puede ser operada bajo esta Norma.

- **Punto de Entrega:**

1. Es el punto que separa el Sistema de Transporte del Sistema de Distribución ubicado de acuerdo a los siguientes casos:

- a. Del Sistema Troncal de Transporte: Aguas abajo de la Puerta de Ciudad (City Gate) a la Presión de Entrega.

- b. De un Punto de Interconexión (Hot Tap) a un ducto de transporte: Aguas abajo de la válvula de corte del Hot Tap, a la Presión de Entrega.

2. Es el punto que separa el Sistema de Transporte Virtual del Sistema de Distribución de acuerdo a lo siguiente:

- c. Estación de Regasificación/Descompresión: La válvula de corte aguas abajo del Punto de Medición, a la Presión de Entrega.

- **Punto de Interconexión (Hot Tap):** Es el punto de interconexión entre un ducto de Transporte y una Acometida de Gas Natural, comprende de manera no limitativa la válvula de interconexión al gasoducto, válvula de regulación, válvula de corte automático, accesorios funcionales y la válvula de corte; a la Presión de Entrega para la interconexión a la Acometida de Gas Natural.

- **Punto de Medición:** Es el medidor de los volúmenes de entrega a la Empresa Distribuidora.

- **Puente de Regulación y Medición (PRM):** Conjunto de equipos, instrumentos y accesorios conformado por válvulas, reguladores, accesorios y medidores que son utilizados para la reducción de presión y medición del consumo del Usuario de Categoría Industrial o GNV, comprendido entre la Válvula de Ingreso hasta la Válvula de Salida del PRM, incluidas estas.

- **Redes o Redes de Distribución:** Conjunto de Tuberías o ductos interconectados entre sí que conforman los Sistemas de Distribución destinados al suministro de Gas Natural.

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS	
Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 2	Aprobado: RAN-ANH-UN N° 007/2016 de 25 de febrero de 2016

- **Red Primaria:** Sistema de Distribución de Gas Natural que opera a presiones mayores a 4 bar hasta 42 bar inclusive, compuesta por tuberías de acero, válvulas, accesorios y cámaras de válvulas, que conforman la matriz del Sistema de Distribución.
- **Red Secundaria:** Sistema de Distribución de Gas Natural que opera a presiones mayores a 0,4 bar hasta 4 bar inclusive, compuesta por tuberías, Acometidas, válvulas, accesorios y cámaras de válvulas, aguas abajo de la brida de salida de la Estación Distrital de Regulación.
- **Reglamento:** Es el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Redes.
- **Sistema de Distribución:** Comprende el conjunto de Redes Primarias, Redes Secundarias, Estaciones Distritales de Regulación, Acometidas, Gabinetes de propiedad del Distribuidor y elementos necesarios para la Distribución a partir del Punto de Entrega.
- **Sistema Troncal de Transporte:** Es el Ducto o Sistema de Ductos definidos en el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos.
- **Suceso:** Evento que ocurre y que tiene repercusión, alterando la operación normal del Sistema de Distribución.
- **Tubería:** significa todas las partes de las instalaciones físicas a través de las cuales el gas es transportado, incluyendo tubos, válvulas y otros accesorios fijos al tubo, estaciones compresoras, estaciones de medición, regulación y derivación, recipientes, y conjuntos prefabricados.
- **TFME:** Tensión de Fluencia Mínima Especificada (SMYS).
- **Usuario:** Persona natural o jurídica que recibe el servicio público de Gas Natural por Redes.
- **Usuario Directo:** Es el usuario que esta interconectado directamente al gasoducto de transporte sean industrias, estaciones de servicio de GNV o comercios.
- **Válvula de Acometida:** Dispositivo de corte del suministro de Gas Natural ubicado en el Gabinete sobre la línea municipal, dotado de un mecanismo que permite su precintado de una manera confiable y segura en posición de cierre.
- **Válvula de Bloqueo:** Dispositivo de corte del suministro de Gas Natural ubicado en la red de distribución.
- **Válvula de Corte:** Dispositivo de corte del suministro de Gas Natural, dotado de un mecanismo que permite su precintado de una manera confiable y segura en posición de cierre.
- **Válvula de Derivación:** Dispositivo de corte del suministro de Gas Natural ubicado en la interconexión a la Acometida Industrial o Acometida de EDR a la Red Primaria.

5. Referencias normativas.

Las normas citadas a continuación se consideran referenciales en la aplicación del presente Anexo. La aplicación de estas normas no serán consideradas excluyentes entre sí y tampoco limitan la aplicación de otras normas equivalentes.

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 2	

- AGA REPORT 3 Orifice metering of natural gas and other related hydrocarbon
(Medición por Placa de Orificio de Gas Natural y otros Hidrocarburos Relacionados).
- AGA REPORT 7 Measurement of Natural Gas by Turbine Meter (Medición de Gas Natural con Medidor de Turbina).
- AGA REPORT 8 Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases (Factores de Compresibilidad del Gas Natural y otros Hidrocarburos Gaseosos Relacionados).
- AGA REPORT 9 Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters (Medición de Gas por Medidores Ultrasónicos Multiruta).
- AGA B109.1 Diaphragm Type Gas Displacement Meters – Under 500 CFH Capacity (Medidores de Gas de Desplazamiento del Tipo Diafragma – Menos de 500 CFH de Capacidad).
- AGA B109.2 Diaphragm Type Gas Displacement Meters - 500 CFH Capacity and Over (Medidores de Gas de Desplazamiento del Tipo Diafragma – 500 CFH de Capacidad y Mayores).
- AGA B109.3 Rotary Type Gas Displacement Meters (Medidores de Gas de Desplazamiento del Tipo Rotatorio).
- ANSI/ASME B31.8. Gas Transmission and Distribution Piping Systems (Sistemas de Tuberías para Transporte y Distribución de Gas).
- API 6 D Pipeline Valve Specifications (Especificaciones de Válvulas de Tubería).
- API 5L Specification for line pipe (Especificaciones de Tuberías de Línea).
- API 1104 Welding of Pipelines and Related Facilities (Soldadura de Tuberías e Instalaciones Relacionadas).
- API 570 Piping Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration of Piping System (Código de Inspección de Tuberías: Inspección, Clasificación, Reparación, Alteración de Sistemas de Tuberías en Servicio).
- ASME B31G Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines (Manual para la Determinación de la Resistencia Remanente de Tuberías Corroidas).
- ASME PCC -2 Repair of pressure equipment and piping (Reparación de equipos y tuberías de presión).
- ASTM G-57 Standard Methods for Field Measurement of Soil Resistivity Using the Wenner four Electrode Method (Métodos Estándar para la Medición de Campo de la Resistividad del Suelo Utilizando el Método Wenner de Cuatro Electrodo).

	<p style="text-align: center;">ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural</p> <p style="text-align: center;">REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS</p>		
<p>Código: ANH/DS1996-A03</p>	<p>Versión: 2</p>	<p>Aprobado: RAN-ANH-UN N° 007/2016 de 25 de febrero de 2016</p>	

D.S. N° 24335	Reglamento Ambiental para el Sector Hidrocarburos (RASH)
D.S. N° 1485	Reglamento Ambiental para la Distribución de Gas Natural por Redes.
Varios	Reglamentos Ambientales Específicos de los Gobiernos Municipales.
D.S. N° 1996	Reglamento de Distribución de Gas Natural por Redes.
D.S. N° 1996	Reglamento de Diseño, Construcción, Operación de Redes de Gas Natural e Instalaciones Internas.
D.S. N° 24721	Reglamento para el Diseño, Construcción, Operación y Abandono de Ductos en Bolivia.
Ley N° 1333/92	Ley del Medio Ambiente y su Reglamentación.
NACE RP 0375	Recommended practice Field-Applied Underground Wax Coating Systems for underground pipelines: application, performance and quality Control (Prácticas Recomendadas Campo de Aplicación Sistemas de Revestimiento de Cera Enterrados para Tuberías Enterradas: Aplicación, Rendimiento y Control de Calidad).
NACE RP 0286	Electric Isolation of Cathodically Protected Pipelines (Aislamiento Eléctrico de Tuberías con Protección Catódica).
NACE TM 0497	Measurement Techniques Related to Criteria for Cathodic Protection on Underground or Submerged Metallic Piping (Técnicas de Medición Relacionadas con los Criterios para la Protección Catódica en Tuberías Metálicas Enterradas o Sumergidas).
NACE RP 0177	Mitigation of Alternating Current and Lightning Effect on Metallic Structures and Corrosion Control Systems (Mitigación de Corriente Alterna y Efecto Luminoso sobre Estructuras Metálicas y Sistemas de Control de la Corrosión).
NACE SP 0169	Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems (Control de la Corrosión Externa en Sistemas de Tuberías Metálicas Enterradas o Sumergidas).
NAG 100	Normas Argentinas Mínimas de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas Natural y Otros gases por Cañerías.
NAG 153	Norma Argentina para la Protección Ambiental en el Transporte, Distribución y Sub Distribución de Gas Natural por cañerías.

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS	
Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	Aprobado: RAN-ANH-UN N° 007/2016 de 25 de febrero de 2016

Capítulo II

Operaciones

6. Generalidades.

Se deberá establecer por escrito un plan de operación y mantenimiento de acuerdo a los requerimientos de esta norma y llevar los registros necesarios para controlar su cumplimiento.

Será atribución del Ente Regulador el control de los planes y procedimientos de la Distribuidora, pudiendo requerir que el mismo enmiende sus planes y procedimientos como sea necesario para obtener un razonable nivel de seguridad.

Los planes de operación y mantenimiento deberán contemplar los siguientes aspectos:

1. Procedimientos técnicos de operación y mantenimiento.
2. Instructivos para el personal cubriendo procedimientos de operación y mantenimiento durante la operación normal, reparaciones rutinarias y emergencias.
3. Programas específicos relativos a las instalaciones que presenten el mayor riesgo para la seguridad pública, ya sea en caso de una emergencia o a raíz de construcciones extraordinarias o bien por requerimientos de mantenimiento.
4. Programa de inspecciones periódicas para asegurarse que la presión de operación es adecuada a la Clase de Trazado.
5. Instructivos para la ejecución de las actividades de operación y mantenimiento que están sujetas a requerimiento de informes.
6. Procedimientos para identificar condiciones que potencialmente pueden ser inseguras.
7. Programa de capacitación que brinde al personal operativo y de mantenimiento un entendimiento básico de cada elemento del plan para llevarlo a cabo a fin de cumplir con la tarea asignada. Se incluirán en los programas las políticas pertinentes, procedimientos, métodos de trabajo, materiales, herramientas y equipos involucrados.

7. Clase de Trazado.

Se deberá establecer las características de trazado en los cuales se encuentran instaladas sus tuberías, las cuales luego serán tomadas en cuenta para la determinación de las exigencias de sus planes de operación y mantenimiento.

A este efecto se utilizarán las Clases de Trazado definidas en este Anexo.

Excepto las excepciones previstas en cada caso en los párrafos siguientes, la Clase de Trazado queda determinada por la cantidad de edificios dentro de la unidad de clase de trazado. Para los propósitos de este Anexo, cada unidad de vivienda en un edificio de múltiples viviendas deberá ser contada como edificio separado destinado a ocupación humana.

8. Programas y planes.

8.1. Programa de vigilancia de instalaciones.

Se deberá establecer un procedimiento para la continua vigilancia de sus instalaciones, a fin de determinar y tomar acción inmediata en lo concerniente a cambios de clase de trazado, averías, pérdidas registradas, corrosión, cambios sustanciales en requerimientos de protección catódica y otras condiciones inusuales de operación y mantenimiento.

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

Si se encuentra que un tramo de tubería no se halla en condiciones satisfactorias, pero no existe peligro inmediato, la Empresa Distribuidora deberá iniciar un programa para su reacondicionamiento o retiro de servicio, o si el tramo no puede ser reacondicionado o sacado de servicio, se deberá reducir la Presión Máxima Admisible de Operación de acuerdo con la sección 9.

Los programas de vigilancia contemplarán las siguientes acciones: Inspección visual periódica de instalaciones de los siguientes aspectos:

1. Modificaciones en las densidades de población.
2. Efecto de la exposición o movimiento de las instalaciones de tubería.
3. Cambios en la topografía que pudieran afectar a las instalaciones de tubería.
4. Posible manipulación peligrosa, vandalismo o daños o evidencias de tales situaciones.
5. Efectos de intrusiones sobre instalaciones de tuberías.
6. Posible migración de gas a edificios desde cámaras y fosas a través de entradas de aire.
7. Inspección visual y con el equipo técnico necesario, según sea el caso (ejemplo detectores de gas para posibles fugas, hollyday para posibles daños en la tubería)
8. Control de los City Gates de propiedad de la Distribuidora, EDR y PRM.
9. Inspección de Válvulas de Derivación y PRM de Usuarios Industriales y GNV, sistema de interconexión a gasoducto a presión regulada de distribución y PRM de Usuarios Directos.

Inspección visual y de fugas después de desastres naturales (ejemplo temblores, deslizamientos e inundaciones).

Seguimiento y análisis periódico de los siguientes registros:

1. Inspecciones de equipos de odorización.
2. Inspecciones de fugas.
3. Inspecciones de válvulas
4. Inspecciones de cámaras.
5. Inspecciones de equipos de regulación, alivio y limitación de presión.
6. Inspecciones de control de corrosión.
7. Investigaciones de fallas de instalaciones.
8. Inspecciones de sistemas de medición, manómetros y termómetros.

8.2. Programa de prevención de daños.

8.2.1. Alcances del programa.

Para operar los Sistemas de Distribución se debe realizar un programa escrito para prevenir daños provenientes de actividades de excavación, perforados, construcción de túneles, relleno, remoción de estructuras sobre el terreno por medio de explosivos o medios

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

mecánicos y otras operaciones de movimiento de tierra.

El programa de prevención de daños debe cumplir como mínimo:

1. La identificación sobre una base general de las entidades y/o personas que normalmente están comprometidas en actividades de excavación dentro del área en la cual las Redes están ubicadas.
2. Proveer la información o medios necesarios para notificación al público dentro de la vecindad de la tubería y notificación real de las entidades y personas identificadas en el párrafo anterior, de lo siguiente, y tan a menudo como sea necesario, para hacer que ellos estén actualizados del programa de prevención de daños:
 - a. Existencia del programa y su propósito.
 - b. Cómo identificar las señales de ubicación de tuberías enterradas antes de que comiencen las actividades de excavación.
3. Asegurar medios de recepción y registro de las notificaciones de actividades de excavación planeadas.
4. Promover la comunicación con las empresas o personas que planean realizar tareas de excavación, previo a su realización, con el objeto de proveer la información necesaria y tomar las acciones preventivas correspondientes.
5. Suministrar información sobre la ubicación de tuberías enterradas en el área aledaña a la zona de excavación a solicitud del gobierno municipal, empresas constructoras y otras, previo a los trabajos de excavación.
6. Prever, en caso de posible daño de la tubería durante la excavación, inspección como se indica en los siguientes puntos:
 - a. La inspección debe ser hecha tan frecuentemente como sea necesario durante y después de las actividades de excavación, para verificar la integridad de la tubería.
 - b. En el caso de voladura, cualquier inspección debe incluir investigación de fugas.
7. No se requiere un programa de prevención de daños de acuerdo con esta sección para las siguientes tuberías:
 - a. Tuberías dentro de clases de trazado 1 o 2.
 - b. Tuberías en las cuales el acceso está físicamente controlado por la Empresa Distribuidora.

8.2.2. Métodos para informar al público y a las entidades acerca del programa.

Para informar al público y a las entidades deberán incluir uno o más de los siguientes métodos:

1. Entidades que realizan excavaciones.
 - a. Correspondencia dirigida a la entidad que realiza la excavación.
 - b. Teléfono.

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

- c. Medio fehaciente (Fax, Comunicación electrónica).
 - d. Visita personal.
2. Se deberán documentar todas estas acciones. Se establecerán procedimientos para la notificación periódica a las entidades que realizan excavaciones en base a lo establecido en el programa.
 3. El público.
 - a. Correspondencia.
 - b. Comunicación electrónica.
 - c. Facturas.
 - d. Panfletos.
 - e. Avisos de radio, televisión, revistas y diarios.
 - f. Programas de educación pública.
 - g. Señalización en el lugar.

8.2.3. Información a comunicar.

Se deberá informar a las entidades que se dediquen a actividades de excavación, la existencia y el propósito del programa y cómo detectar la ubicación de tuberías subterráneas antes de iniciar las actividades de excavación.

Se informará también los mecanismos de comunicación con la Empresa Distribuidora y la información a solicitar previo al inicio de la excavación.

8.2.4. Gestión ante solicitud de información.

8.2.4.1. Recepción de la notificación de excavación.

Se deberá establecer un número telefónico, dirección y correo electrónico para la recepción de las notificaciones de actividades planeadas de excavación. Se deberá mantener el registro de todas las notificaciones recibidas.

La notificación debería incluir:

1. Nombre del notificador.
2. Nombre de la empresa que realizará las actividades de excavación.
3. Número telefónico para comunicarse con la empresa.
4. Ubicación de las actividades de excavación planeadas.
5. Cronograma de las actividades de excavación.
6. Tipo y alcance de las actividades de excavación.
7. Información técnica de los equipos y herramientas que se utilizaran en la excavación.

8.2.4.2. Respuesta a la notificación de excavación.

1. Preparación de la respuesta.

Se deberá responder a las notificaciones de excavación considerando lo

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

siguiente:

- a. La información sobre la ubicación de las instalaciones se obtendrá de los planos, registros o investigaciones de campo.
- b. Se elaborarán pautas para el marcado de instalaciones, de manera compatible con las condiciones de campo (incluyendo ítems tales como uso de pintura en áreas pavimentadas y estacas, señales o banderas en áreas no pavimentadas).

2. Respuesta

Cuando las instalaciones se encuentren en la zona de excavación, la Empresa Distribuidora responderá a la notificación antes del comienzo planeado de la actividad. Se deberá documentar las respuestas, las que incluirán:

- a. Ubicación de las tuberías existentes en plano de la zona de excavación.
- b. Si hubiera posibilidad de malos entendidos con respecto a la ubicación de las instalaciones, se deberá realizar una reunión en obra.
- c. Se deberá señalar que el marcado representa sólo la posición horizontal aproximada de las instalaciones y que las mismas deberán ser detectadas mediante excavación manual para verificar su ubicación.
- d. Todo plano, dibujo o registro proporcionado a una empresa de excavaciones para ayudarla a detectar las instalaciones subterráneas, será revisado para verificar la exactitud.

8.2.4.3. Inspección del Sistema de Distribución en el lugar de trabajo.

Se deberá evaluar cada notificación recibida, identificando la necesidad y alcance de la inspección en el lugar de realización de las tareas de excavación.

La inspección podrá incluir la vigilancia periódica o permanente, pudiendo incluir análisis de fugas. Se deberá considerar mantener el contacto con la empresa de excavaciones durante las actividades para evitar potenciales problemas y resolver rápidamente cualquier cuestión que pudiera surgir.

Dentro de la evaluación a realizar deberán considerarse los siguientes aspectos:

1. Tipo de equipo de excavación.
2. Tipo de zona donde se realiza la excavación.
3. Posibilidad de que se produzca un serio incidente en caso de daño.
4. Posibilidad de que se produzca un daño que no pudiera ser fácilmente reconocido por la empresa de excavaciones, como por ejemplo, apoyo incorrecto durante la excavación y el relleno.

8.3. Planes de emergencia.

Se deberán establecer procedimientos escritos para reducir al mínimo los peligros resultantes de una emergencia en el sistema de distribución.

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

8.3.1. Situaciones de emergencia.

A los efectos del presente Anexo, se considerarán situaciones de emergencia a aquellas condiciones de la operación que pongan en riesgo a personas, al medio ambiente, a bienes o a la propia continuidad del suministro.

Se deberán considerar, al menos, las siguientes situaciones de emergencia:

1. Fuego ubicado cerca de una instalación del Sistema de Distribución de gas o que directamente la comprenda.
2. Explosión que ocurra cerca de una instalación del Sistema de Distribución de gas o que directamente la comprenda.
3. Desastre natural.
4. Interrupción total o parcial de suministro al Sistema de Distribución.
5. Fuga de gas en el lugar y/o fugas de gas percibidas pero no encontradas.
6. Sobrepresiones en la Red, PRM, EDR o City Gate de la Empresa Distribuidora, dando lugar a un descontrol de presión.
7. Caída de presión en el suministro del Sistema de Distribución.
8. Conflictos sociales.

8.3.2. Procedimientos.

Los procedimientos escritos deben establecer el propósito y objetivos del plan de emergencia, brindando las bases de instrucción al personal apropiado. El objetivo del plan deberá ser el de asegurar que el personal que pudiera verse involucrado en una emergencia, esté preparado para reconocer y manejar situaciones de manera expeditiva y segura. A fin de garantizar la seguridad del público, en general se considerará lo siguiente (según corresponda):

Los procedimientos deberán prever, como mínimo, los siguientes aspectos:

1. Recepción, identificación y clasificación de informes de Sucesos que requieran respuesta inmediata de la Distribuidora.

Se adoptaran las medidas necesarias para asegurar el manejo rápido y adecuado de todas las llamadas relativas a emergencias, provenientes tanto de los usuarios como del público, trabajadores de la Empresa Distribuidora u otras fuentes. Se incluirá lo siguiente:

- a. Medidas para recibir notificaciones de emergencias a cualquier hora del día.
- b. Directivas a empleados que reciben llamadas, incluyendo lo siguiente:

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS	
Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	Aprobado: RAN-ANH-UN N° 007/2016 de 25 de febrero de 2016

- i. La información a obtener de quien llame: lugar, ubicación y de ser posible la descripción del hecho.
- ii. La designación del personal de la Empresa Distribuidora (de acuerdo con el tipo de emergencia) a quien debe dirigirse la información.

Las instrucciones deberán asegurar que la información recibida se evalúe a efectos de determinar la prioridad de acción. Algunas situaciones pueden exigir el envío de personal para realizar investigaciones en el lugar de la escena. Otras más significativas pueden requerir priorizar la notificación al personal de bomberos o alguna otra medida.

2. Delimitación de zonas de seguridad en el área de afectación de la emergencia.

Se describirán las acciones que el empleado primero en llegar al lugar del hecho, deberá adoptar para proteger a las personas y a la propiedad.

Se describirán también las medidas para detectar y brindar seguridad contra cualquier peligro real o potencial.

3. Establecimiento y mantenimiento de medios adecuados de comunicación con bomberos, policías, hospitales y otros funcionarios públicos.

Se deberán describir las medidas adoptadas para establecer y mantener adecuadas comunicaciones públicas y entre compañías, las que deberán incluir los medios de comunicación con bomberos, policía, hospitales y funcionarios públicos.

4. Respuesta rápida y efectiva ante un aviso de cada tipo de emergencia y disponibilidad de personal, equipos, herramientas y materiales necesarios donde se produzca una emergencia.

Deberán describirse las medidas adoptadas para asegurar la disponibilidad de personal, equipo, herramientas y materiales que puedan necesitarse (de acuerdo con el tipo de emergencia). Se incluirá la asignación de responsabilidades para coordinar, dirigir y llevar a cabo las funciones de emergencia.

5. Corte de emergencia y reducción de presión en cada tramo del sistema de distribución del operador para reducir al mínimo los peligros para la vida o la propiedad.

Se describirán las medidas adoptadas para el cierre de emergencia y reducción de la presión en el sistema de distribución, necesarias para minimizar los riesgos.

Los planes de emergencia para el Sistema de Distribución deberán incluir la consideración de riesgos potenciales asociados con la salida de operación y la necesidad de reducir la amplitud de la misma,

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS	
Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	Aprobado: RAN-ANH-UN N° 007/2016 de 25 de febrero de 2016

acelerando la reanudación del servicio.

6. Restablecimiento seguro de cualquier paralización del servicio.

En la planificación para el restablecimiento seguro del servicio a todas las instalaciones afectadas por la emergencia, luego de que hayan sido tomadas las medidas correctivas apropiadas, se deberá incluir la consideración de los puntos que se mencionan a continuación:

- a. Cierre y reapertura del servicio a los clientes, incluyendo un estricto control de las órdenes de cierre y apertura a fin de garantizar la seguridad de la operación.
- b. Purgado y re-presurización de las instalaciones de tuberías.
- c. Nueva revisión del área afectada por un problema de escape a fin de detectar la existencia de otras posibles pérdidas.

La ejecución de las tareas de reparación y de restablecimiento del servicio necesitará ser planificadas.

7. Elaboración de informes de investigación de las causas y consecuencias de la emergencia. Las instrucciones para iniciar las investigaciones de la emergencia, deberían incluir, en la medida que corresponda lo siguiente:

- a. Redacción de un diario de los acontecimientos y acciones significativas emprendidas.
- b. Conservación de instalaciones o equipos averiados para realizar los análisis apropiados.
- c. Obtención y presentación de información requerida por los organismos reguladores jurisdiccionales.

8.3.3. Entrenamiento del personal.

Respecto de los procedimientos incluidos en los planes de emergencia, se deberá:

1. Proporcionar a sus supervisores que sean responsables ante acciones de emergencia, una copia de la parte de la última edición de los procedimientos de emergencia establecidos, que resulte necesaria de acuerdo con esos procedimientos.
2. Entrenar al personal de operación correspondiente para asegurar que esté bien informado de los procedimientos de emergencia y verificar que la capacitación sea efectiva, documentando la misma.
3. Revisar las actividades del personal para determinar si los procedimientos fueron efectivamente seguidos en cada emergencia.
4. Realizar simulacros de emergencias y registrar los tiempos de respuesta, conforme los procedimientos establecidos por la Empresa Distribuidora.

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

8.3.4. Contacto con organismos públicos.

La Empresa Distribuidora establecerá y mantendrá contacto con los servidores públicos correspondientes (bomberos, policías y otros) con el objeto de establecer las siguientes acciones:

1. Estudiar la posibilidad y recursos de cada organización gubernamental que pueda responder a una emergencia en el sistema de distribución de Gas Natural.
2. Informar a los servidores públicos sobre la capacidad de la Empresa Distribuidora para responder a una emergencia en su Sistema de Distribución.
3. Establecer mecanismos de comunicación y notificación de emergencias en el Sistema de Distribución a los responsables de cada organismo.
4. Programar acciones conjuntas entre la Empresa Distribuidora y los organismos públicos para coordinar una mutua asistencia y disminuir al mínimo los peligros para la vida, el medio ambiente o la propiedad.

8.3.5. Comunicación a los usuarios del sistema.

Se deberá establecer un programa continuado de información para permitir a los usuarios y el público reconocer una emergencia en el Sistema de Distribución de Gas Natural. El programa y los medios usados deberán ser tan amplios como fueran necesarios para llegar a todas las zonas a las cuales la Empresa Distribuidora preste su servicio.

La comunicación de la información general debe incluir lo siguiente:

1. Datos sobre el gas distribuido o transportado.
2. Importancia de reconocer e informar una emergencia.
3. Forma de informar la emergencia a la Empresa Distribuidora.
4. Acciones a tomar en una emergencia o cuando se detectan fugas.
5. Identificación de mojones y sistemas de señalización de tuberías de Gas Natural.

8.4. Programa de investigación de averías.

Se deberán establecer procedimientos para analizar accidentes y averías, incluyendo la selección de muestras de las instalaciones o equipos averiados, para su estudio en laboratorio cuando fuera pertinente a fin de determinar las causas de las mismas y reducir al mínimo la posibilidad de una repetición.

Estos procedimientos deberán contemplar los siguientes aspectos:

1. Rápida respuesta en la recolección y tratamiento para preservar la integridad de los elementos de información que pudieran obtenerse.

2. Designación de equipo de investigación calificado en los procedimientos adecuados para dicho fin.
3. Recopilación de datos sobre el incidente.
4. Como resultado de la investigación de averías deberán emitirse informes técnicos sobre los siguientes aspectos:
 1. Determinación de la causa probable del incidente.
 2. Evaluación de la respuesta inicial.
 3. Necesidad de mejoras en el sistema, si corresponde.
 4. Necesidad de mejoras en la respuesta, manejo e investigación de incidentes.

En caso de requerirse la elaboración o toma de probetas para ensayo, se preparará un procedimiento para seleccionar, recopilar, preservar, rotular y manipular las mismas.

9. Presiones de operación en tuberías de acero o polietileno.

La Máxima Presión Admisible de Operación (MAPO) para cualquier tramo de tubería de acero o polietileno estará definida por aquella que cumpla con la menor condición de las siguientes:

1. La presión de diseño del elemento más débil en el tramo.
2. La presión que resulta al dividir la presión a la cual el tramo fue probado después de construido de acuerdo a lo siguiente:
 - a. Para tubería de polietileno en toda Clase de Trazado, la presión de prueba dividida por un factor de 1,5.
 - b. Para tubería de acero que operen a 4 bar o más, la presión de prueba dividida por un factor determinado de acuerdo con la siguiente Tabla:

Tabla 1.

Clase de Trazado	Factor
1	1,25
2	1,25
3	1,5
4	1,5

3. La más alta presión real de operación a la cual el tramo estuvo sujeto durante los cinco últimos años a menos que el tramo fuera probado de acuerdo con el párrafo 2. de esta sección.
4. La presión determinada por la Empresa Distribuidora como la presión máxima de

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

seguridad después de considerar el historial del tramo, particularmente conocidas la corrosión y la presión real de operación.

10. Intervenciones en tuberías bajo presión.

Toda intervención que implique perforación en una tubería bajo presión, deberá ser realizada por personal especializado competente y de acuerdo con el procedimiento correspondiente.

Previo al inicio de los trabajos deberán realizarse las siguientes verificaciones:

1. Ubicación exacta del ducto de distribución a intervenir, incluyendo válvulas.
2. Identificación y ubicación de otras instalaciones aéreas o subterráneas en la zona.
3. Verificación de las condiciones de seguridad indicadas en el procedimiento de trabajo.
4. Aptitud del personal a cargo de las tareas.

En todos los casos el personal que realice la intervención bajo presión deberá:

1. Estar familiarizado con las limitaciones de presión del equipo a utilizar.
2. Estar correctamente capacitado en los procedimientos mecánicos y en las precauciones de seguridad relacionadas con el uso del equipo en cuestión.
3. Contar con supervisión de personal asignado a tareas de seguridad, quien verificará en todo momento el cumplimiento de los procedimientos y las condiciones de entorno al área de trabajo.

11. Control de corrosión.

Se deberá ejecutar planes de trabajo para llevar a cabo los requisitos de esta sección. Los procedimientos de operación y mantenimiento de los sistemas de protección catódica deberán ser llevados a cabo bajo la responsabilidad y dirección de una persona con experiencia y conocimiento en los métodos de control de corrosión de tuberías.

Estos procedimientos así como la dirección de obra deberán ajustarse a las normas y especificaciones técnicas vigentes.

11.1. Control de corrosión externa para tuberías metálicas enterradas o sumergidas.

Todo sistema de tuberías sometido a un medio electrolítico (enterradas o sumergidas), deberá contar, a fin de minimizar los riesgos de corrosión externa, con los siguientes medios de protección ante la corrosión:

1. Revestimiento aislante o cobertura exterior de acuerdo a los requisitos de construcción.
2. Sistema de protección catódica de tipo galvánico y/o de corriente impresa. Para asegurar el funcionamiento efectivo de la protección catódica se realizarán evaluaciones, adecuaciones y optimizaciones.

11.1.1. Criterios de protección catódica.

A continuación se indican los criterios y metodologías a emplear en la protección catódica, para las estructuras de acero.

1. Un potencial negativo (catódico) de por lo menos 850 mV, con la protección

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

catódica aplicada.

El mismo estará referido a un electrodo de $\text{Cu}/\text{SO}_4\text{Cu}$ saturado. Las caídas de tensión distintas de las producidas en la interface estructura-electrolito, deben ser determinadas para la interpretación válida de este criterio. Dichas caídas de tensión serán determinadas por alguno de los siguientes métodos:

- a. Por medición o cálculo.
- b. Por revisión del comportamiento histórico del sistema de protección catódica.
- c. Por evaluación de las características físicas y eléctricas de la tubería y su entorno.
- d. Por determinación de evidencias físicas de corrosión.

2. Un potencial negativo de polarización de por lo menos 850 mV con respecto a un electrodo de referencia de $\text{Cu}/\text{SO}_4\text{Cu}$ saturado. La medición de este potencial se hará sin la aplicación de la corriente de protección (para el caso de existir el aporte de más de una fuente, se deberán interrumpir las mismas simultáneamente y en forma periódica).

3. Un mínimo de 100 mV de polarización catódica entre la superficie de la estructura y un electrodo de referencia estable en contacto con el electrolito.

En algunas situaciones tales como presencia de sulfhídricos, bacterias, elevadas temperaturas, medios ácidos y materiales disímiles, los criterios indicados pueden no ser suficientes, por lo tanto para:

- a. En caso de operarse con altas temperaturas, los valores fijados deberán incrementarse en 3 mV/°C a partir de 25°C (temperatura de la estructura).
- b. En caso de presencia bacteriana, los valores indicados se incrementarán en 100 mV.

11.1.2. Programa de control de potenciales.

La Empresa Distribuidora deberá establecer programas continuos de control de potenciales paso a paso de estructuras-suelo, métodos “OFF” (sin corriente aplicada) y “ON” (con corriente aplicada), en los siguientes casos:

1. Cuando no se pueda garantizar los potenciales entre los puntos kilométricos de monitoreo.
2. En aquellas zonas donde se registren fallas por corrosión no concordantes con los datos históricos de los niveles de protección catódica en ellas.
3. En todos aquellos casos en que se detecten problemas de interferencia de cualquier tipo y las mismas no puedan ser mitigadas.

La frecuencia del control de potenciales será responsabilidad de la Empresa Distribuidora y deberá garantizar el control anticorrosivo. En ningún caso el lapso entre monitoreos será mayor de cinco años.

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

11.1.3. Control de corrosión en componentes de acero aislados en sistemas de tuberías de polietileno.

Los componentes de acero aislados en sistemas de tuberías de polietileno, deberán ser protegidos toda vez que no pueda comprobarse que los mismos no se ven afectados de corrosión. Para tal fin podrán utilizarse las siguientes medidas de protección:

Un ánodo galvánico conectado directamente al componente de acero, debiendo contar con un punto de prueba. El cable del monitoreo deberá ser independiente del cable del ánodo.

1. Las líneas de transición de acero que conectan el EDR a la red secundaria, se podrán proteger de la corrosión mediante la interconexión con cable desde la red primaria.

11.2. Examen de tuberías enterradas cuando están al descubierto.

En todos los casos en que una parte de tubería enterrada esté o fuese puesta al descubierto, deberá inspeccionarse la misma, con el objeto de:

1. Detectar la presencia de procesos activos de corrosión externa.
2. Examinar el revestimiento exterior, verificándose las características y estado del mismo.

Las inspecciones deberán realizarse bajo la responsabilidad de personal calificado, que deberá informar posteriormente al sector correspondiente.

En el caso de verificarse la presencia de procesos activos de corrosión externa, deberán tomar las medidas correspondientes para su corrección y control.

11.3. Recubrimiento protector.

La característica del revestimiento para tuberías, accesorios y válvulas de acero responderá al estándar ASME B31.8 según las exigencias del servicio, y su selección se hará en base a la agresividad del medio y a las condiciones operativas a las cuales se verá sometido.

1. Todo recubrimiento de protección exterior, aplicado con el propósito de evitar la corrosión externa, deberá:
 - a. Aplicarse sobre una superficie previamente acondicionada de acuerdo lo indicado en la normativa correspondiente.
 - b. Tener una adecuada adhesión a la superficie metálica a fin de evitar la migración de humedad bajo la película.
 - c. Tener una ductilidad adecuada para resistir agrietamientos.
 - d. Tener resistencia mecánica suficiente para evitar daños debidos al manipuleo y a las tensiones provocadas por el terreno.
 - e. Tener propiedades compatibles con la protección catódica.
2. Todo revestimiento externo protector del tipo aislante eléctrico, deberá tener baja absorción de humedad y alta resistencia eléctrica.

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

El revestimiento de protección, deberá ser inspeccionado con el equipo técnico necesario, como la prueba de holiday, debiendo ser reparadas de forma inmediata las fallas detectadas y notificar las fallas más graves como corrosión de la parte externa de la tubería o abolladuras.

Para toda reparación o unión de tramos soldados, se utilizará un revestimiento de similares características al empleado en el conducto principal.

La inspección de cada fase de aplicación del revestimiento, incluyendo la preparación de la superficie e inspección final será realizada por personal calificado.

Todo revestimiento externo deberá ser protegido contra los deterioros que podrían resultar de las malas condiciones del fondo de zanja (acondicionamiento de zanja y protección mecánica exterior).

Se deberán tomar las precauciones necesarias para reducir al mínimo las posibilidades de roturas y/o deterioros del revestimiento durante la instalación de la tubería.

Si el caño revestido se instala por perforación, hincado u otro método similar, deberán tomarse las precauciones para reducir al mínimo el deterioro del revestimiento durante la instalación.

11.4. Mediciones.

11.4.1. Monitoreo de potenciales.

Todo sistema de distribución, protegido catódicamente, deberá contar con cajas de medición de potenciales (CMP) a través de las cuales se determinará el nivel de la protección.

Las CMP deberán tener puntos fijos de conexionado eléctrico a la tubería, para la medición y registro del potencial de protección estructura-medio. La distancia máxima entre puntos será de 1.000 metros sobre la línea, además de los puntos singulares tales como válvulas, cruces con estructuras ajenas, caños camisa, juntas aislantes, etc.

Se podrá seleccionar para prueba cualquier ubicación para puntos de contacto (como válvulas, tubos de purga, medidores, acometidas industriales, reguladores y venteos de reguladores, que sean eléctricamente continuos con la estructura que se ensaya) en la medida en que se determine efectivamente el nivel de protección catódica.

Las ubicaciones típicas de las CMP incluyen:

1. Instalaciones de encamisado de caños.
2. Cruces de estructuras metálicas ajenas.
3. Uniones aislantes.
4. Cruces de cursos de agua.
5. Cruces de puentes.
6. Cruces de caminos.
7. Instalaciones de ánodos galvánicos.

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

8. Instalaciones de ánodos de corriente impresa.

Toda tubería enterrada que esté bajo protección catódica, deberá ser controlada por lo menos una (1) vez cada año, no excediendo intervalos de quince (15) meses, para determinar que la protección catódica satisfaga los requerimientos de esta sección. Este control se realizará según el procedimiento de la Empresa Distribuidora que deberá incluir el número de puntos de control.

11.4.2. Monitoreo de unidades de corriente impresa.

Toda unidad de protección catódica por corriente impresa, deberá inspeccionarse para verificar su funcionamiento cada dos meses.

Toda interconexión eléctrica directa o a través de dispositivos especiales cuya avería pueda comprometer la protección de la estructura, deberá ser controlada para verificar su correcto funcionamiento en el intervalo mencionado.

11.5. Control de corrosión interna.

Toda vez que una tubería sea removida por cualquier razón de una línea enterrada, deberá inspeccionarse su superficie interna a fin de detectar la existencia de corrosión. Si se encuentra corrosión interna se deberán tomar las siguientes acciones:

1. Las tuberías adyacentes deberán ser examinadas, para determinar la extensión de la corrosión interna.
2. Deberán tomarse las medidas necesarias para reducir al mínimo la corrosión interna.

11.6. Control de corrosión atmosférica.

Toda tubería o tramo de tubería instalada y expuesta a la atmósfera, deberá contar con un revestimiento adecuado para la prevención de la corrosión atmosférica.

1. La necesidad de revestimiento se determinará por la experiencia en el mismo ambiente u otro esencialmente idéntico, basándose en la inspección visual de las instalaciones.
2. El grado de preparación de superficie, la selección de los materiales de revestimiento, y los procedimientos de aplicación se elegirán para lograr la vida útil deseada del sistema de revestimiento.

12. Purgado de tuberías.

1. Cuando se purgue el aire de una tubería por medio de gas natural, éste deberá ser inyectado en un extremo de la línea con flujo moderadamente rápido y continuo a una velocidad aproximada de 15 m/s. Si el gas natural no puede ser suministrado en cantidad suficiente como para impedir la formación de una mezcla peligrosa de gas y aire, deberá introducirse en la línea un bolsón de gas inerte adelante del gas natural.
2. Cuando se purgue el gas natural de una tubería por medio de aire, éste deberá ser inyectado en el punto de la línea desde el que se efectúe el trabajo, o inducido (aspirado) por los extremos; el flujo deberá ser moderadamente rápido y continuo a una velocidad aproximada de 15 m/s. Si el aire no puede ser suministrado en cantidad suficiente como para evitar la formación de una mezcla peligrosa de gas natural y aire, deberá introducirse en la línea un bolsón de gas inerte delante del aire.

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

3. Cuando el trazado de la tubería sea de clase tres o cuatro, deberá introducirse en la línea nueva un bolsón de gas inerte, para formar un bache con una longitud según la Tabla 2. Cuando el purgado con gas o con aire en estas clases de trazado resulte imposible, las líneas deben purgarse con gas inerte a opción de la supervisión técnica responsable de los trabajos.

Tabla 2.
Volumen en m³ del tapón de nitrógeno o dióxido de carbono (*) requeridos para varios diámetros y longitudes de tubería.

Longitud tubería m		Diámetro nominal de la tubería mm (pulg.)										
		102 (4")	152 (6")	203 (8")	254 (10")	305 (12")	406 (16")	457 (18")	508 (20")	559 (22")	610 (24")	762 (30")
Desde	Hasta											
--	2500	1	2	4	7	12	25	40	50	70	90	180
2501	6000	1	3	7	15	25	50	75	100	150	180	340
6001	9000	1	4	10	25	30	70	100	150	200	250	500
9001	15000	2	7	15	35	50	100	150	250	300	400	800
15001	24000	3	10	25	50	100	200	250	350	450	600	1200

(*) Para tapón de gases de combustión agregar 20% más.

Nota: Velocidad del tapón: 1 m/s.

13. Intervenciones con cambios de regímenes.

13.1. Modificación de la presión de operación.

1. Se deberá realizar un estudio de cada tramo de tubería que trabaje con una Presión Máxima Admisible de Operación que produzca una tensión circunferencial mayor del 40% de la TFME. Ese estudio determinará la clase de trazado actual en que se encuentran esos tramos de tubería y la tensión circunferencial que se origina a la presión máxima admisible de operación.

2. Si la tensión circunferencial correspondiente a la Presión Máxima Admisible de Operación establecida en un tramo de cañería, no es compatible con la actual clase de trazado y el tramo está en condiciones físicas satisfactorias, la Presión Máxima Admisible de Operación de ese tramo de cañería deberá ser confirmada o revisada como sigue:

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS	
Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	Aprobado: RAN-ANH-UN N° 007/2016 de 25 de febrero de 2016

a. Si el tramo involucrado ha sido previamente probado en el lugar por un período no menor que 8 horas, la Presión Máxima Admisible de Operación es 0,8 veces la presión de prueba en trazados clase 2; 0,667 veces la presión de prueba en trazados clase 3; ó 0,555 veces la presión de prueba en trazados clase 4. La correspondiente tensión circunferencial no debe exceder el 72 % de la TFME en trazados clase 2, el 60% en trazados clase 3 ó 50 % en trazados clase 4.

b. La Presión Máxima Admisible de Operación del tramo involucrado debe ser reducida de manera que la correspondiente tensión circunferencial no sea mayor que la admisible establecida por este Anexo para tramos nuevos de cañerías en la existente clase de trazado.

c. El tramo involucrado debe ser probado de acuerdo con los requerimientos aplicables del Anexo 2 y su Presión Máxima Admisible de Operación debe por lo tanto ser establecida de acuerdo con los siguientes criterios:

i. La Máxima Presión Admisible de Operación después de la prueba de recalificación es 0,8 veces la presión de prueba para trazados clase 2, 0,667 veces la presión de prueba para trazados clase 3 y 0,555 veces la presión de prueba para trazados clase 4.

ii. La Máxima Presión Admisible de Operación confirmada o modificada de acuerdo con esta Sección, no puede exceder la Presión Máxima Admisible de Operación establecida antes de la confirmación o revisión.

iii. La correspondiente tensión circunferencial no puede exceder el 72 % de la TFME de la cañería en trazados clase 2; 60 % de la TFME en trazados clase 3, ó 50 % de la TFME en trazados clase 4.

3. La confirmación o revisión de la Máxima Presión Admisible de Operación de un tramo de cañería de acuerdo con esta Sección, no excluye la aplicación de las Secciones 13.3.1. y 13.3.2.

4. La confirmación o revisión de la Máxima Presión Admisible de Operación que se requiera como resultado de un estudio realizado de acuerdo con la Sección 13.2., debe ser completada dentro de los 18 meses del cambio en la clase de trazado.

La reducción de la presión de acuerdo a 2. a. ó 2. b. de esta Sección dentro del período de 18 meses no excluye el establecimiento de una Presión Máxima Admisible de Operación de acuerdo 2. c. de esta Sección, como fecha más lejana.

13.2. Cambios en Clase de Trazado.

Cuando un aumento de densidad de población o modificaciones en las características de la zona geográfica señalen un cambio en la clase de trazado para un tramo de tubería de acero existente que esté operando a una tensión circunferencial mayor del 40% de la TFME, o señale que la tensión circunferencial correspondiente a la presión máxima admisible de operación no es compatible con la clase de trazado presente, la Empresa Distribuidora deberá hacer inmediatamente un estudio para determinar:

1. La nueva Clase de Trazado que corresponde al tramo involucrado.
2. El diseño, la construcción y el procedimiento de prueba seguidos en la

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

construcción original y la comparación de estos procedimientos con los requeridos por las previsiones aplicables de esta norma para la nueva clase de trazado.

3. Las condiciones físicas del tramo, en la medida en que pueda ser determinado por medio de registros disponibles.
4. El historial de operación y mantenimiento del tramo.
5. La presión máxima actual de operación y su correspondiente tensión circunferencial de operación, tomando en cuenta el gradiente de presión para el tramo de cañería involucrada.
6. El área actual afectada por el aumento de densidad de la población y las barreras físicas u otros factores que podrían limitar expansiones futuras del área por mayor densidad de población.

13.3. Incremento de la presión de operación.

13.3.1. Aspectos generales.

1. Cuando los requisitos de esta sección exijan que un aumento de la presión de operación deba ser efectuado por incrementos parciales, el aumento de presión se realizará en forma gradual y a un régimen que pueda ser controlado.
2. Finalizado cada aumento parcial, la presión deberá ser mantenida constante mientras todo el tramo de la tubería en prueba es controlado por posibles fugas.
3. En caso de detectarse una fuga, la misma deberá ser reparada antes de efectuar un nuevo aumento de presión.
4. Toda Empresa Distribuidora que incremente la presión de un tramo de tubería, deberá retener durante la vida útil del tramo un registro de cada investigación requerida por esta sección, todo trabajo ejecutado y de cada prueba de presión realizada concernientes al aumento de presión.
5. Toda Empresa Distribuidora que eleve la presión de un tramo de tubería deberá establecer un procedimiento escrito que asegure el cumplimiento de todos los requisitos aplicables de esta sección. El mismo contemplará como mínimo los siguientes aspectos:
 - a. Propósito del aumento del régimen de presión.
 - b. Cantidad de incremento y MAPO (máxima presión admisible de operación) propuesta.
 - c. Clase o Clases de Trazado del tramo al que se aumentará la presión.
 - d. Revisión de los requisitos de la Sección 9. para asegurarse de que se puede adoptar la nueva MAPO propuesta.
 - e. Descripción de la instalación.
 - f. Plan de trabajos propuestos, listando las etapas previstas para cumplir con el aumento de presión.
 - g. Definición y asignación de responsabilidad para cumplir con las diversas etapas para la elevación del régimen de presión en un tramo.
 - h. Documentación que indique los trabajos necesarios para aislar de las

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

tuberías adyacentes el sistema en el cual se ha de aumentar la presión.

i. Notificación a todos los clientes afectados con suficiente anticipación a la fecha de comienzo de los trabajos, para asegurar un máximo de accesibilidad a las propiedades durante la operación de elevación del régimen de presión.

j. Se tomarán precauciones a fin de proteger a obreros, empleados y al público en general durante las operaciones de aumento de presión.

k. El control de la presión en las instalaciones adyacentes asegurará que no existan conexiones del sistema de alta presión al sistema de baja presión, sin los equipos reductores de presión.

l. Se hará una revisión final de detección de fugas para asegurarse de la integridad de la instalación después de que se haya completado la operación de elevación de presión.

m. Lista de las ubicaciones de válvulas seccionadoras a instalarse donde sea necesario.

n. Lista de todos los usuarios que se encuentran sobre los tramos principales cuyo régimen de presión será elevado.

6. Una nueva Presión Máxima Admisible de Operación establecida bajo esta sección, no podrá exceder la máxima que sería admisible para un tramo nuevo de tubería construido de iguales materiales en la misma ubicación.

13.3.2. Incremento de la presión hasta una tensión circunferencial del 30% o más de la TFME en tuberías de acero.

1. A menos que los requisitos de esta sección hayan sido satisfechos, no se podrá someter a un tramo de tubería de acero a una presión de operación que produzca una tensión circunferencial del 30% o más de la TFME y que sea superior a la Presión Máxima Admisible de Operación establecida.

2. Antes de incrementar la presión de operación por sobre la Presión Máxima Admisible de Operación establecida, la Empresa Distribuidora deberá:

a. Revisar el historial de diseño, operación y mantenimiento, y las pruebas previas del tramo de tubería, y determinar cuál de los incrementos propuestos es seguro y concordante con los requerimientos de este Anexo.

b. Efectuar toda reparación, reemplazo o modificación en el tramo de tubería que sea necesario para la operación segura con la presión aumentada.

c. Considerar aislar otros tramos de tubería que tengan menor presión.

3. Después del cumplimiento del párrafo 2. de esta sección, la Empresa Distribuidora podrá incrementar la Presión Máxima Admisible de Operación de un tramo de tubería, a la máxima permitida bajo la Sección 9., tomando como presión de prueba la mayor a la cual el tramo de tubería fue previamente sometido (indistintamente en la prueba de resistencia, o durante la operación normal).

4. Cuando se incrementa la presión de un tramo de tubería de acuerdo con los incisos anteriores de esta sección, los aumentos de presión deberán ser realizados en incrementos parciales que sean iguales a:

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

- a. 10% de la presión anterior al aumento; o
- b. 25% del incremento total de presión; de las dos, la que produzca el menor número de incrementos.

13.3.3. Incremento de presión hasta una tensión circunferencial menor que el 30% de la TFME en tuberías de acero y polietileno.

1. A menos que los requisitos de esta sección hayan sido cumplidos, no se podrá someter:

- a. Un tramo de tuberías de acero a una presión de operación que produjera una tensión circunferencial menor del 30% de la TFME y que esté por encima de la Presión Máxima Admisible de Operación previamente establecida.
- b. Un tramo de tubería de polietileno, a una presión de operación que esté por encima de la Presión Máxima Admisible de Operación, previamente establecida.

2. Antes de incrementar la presión de operación por encima de la máxima admisible previamente establecida, la Empresa Distribuidora deberá:

- a. Revisar el diseño, operación e historial de mantenimiento del tramo de la tubería.
- b. Realizar un reconocimiento para la localización de fugas (si ha pasado más de 1 año desde la última inspección) y reparar cualquier fuga que sea encontrada, pero una fuga que se ha determinado no ser potencialmente peligrosa, no necesita ser reparada si es controlada durante el aumento de presión y no se torna potencialmente peligrosa.
- c. Realizar todas las reparaciones, reemplazos o modificaciones en el tramo de la tubería que sean necesarias para la seguridad de la operación a la presión incrementada. Realizar las pruebas pertinentes, después de la reparación o modificación.

3. Después del cumplimiento con el párrafo 2. de esta sección, el aumento de la Presión Máxima Admisible de Operación deberá efectuarse en incrementos que sean iguales a 0,7 bar o el 25% del total del aumento de presión, de ambos, el que produzca menor número de incrementos. Luego de cada incremento se deberá realizar la inspección de fugas para asegurar que no exista peligro potencial.

13.4. Desactivado y rehabilitación de tramos de red.

Cuando se requiera desactivar un tramo de tubería se aplicaran los procedimientos de abandono establecidos en el presente Anexo, en lo que sea aplicable.

La Distribuidora deberá incluir disposiciones en su Plan de Mantenimiento y Operación para proseguir con el mantenimiento de las tuberías desactivadas.

Todo tramo de red temporalmente desconectado de la línea principal y sobre el que se discontinuará su suministro durante más de 180 días, deberá ser probado como si fuera nuevo, antes de su reconexión.

13.5. Abandono de instalaciones.

1. Se deberá tener en cuenta el abandono de instalaciones en sus planes de operación y mantenimiento, incluyendo el cumplimiento de los requerimientos de esta

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

sección.

2. Toda tubería abandonada en el lugar debe ser desconectada de todas las fuentes y suministros de gas, sellada en los extremos y purgada de gas utilizando agua o gases inertes. Si se utiliza aire para el purgado, la Empresa Distribuidora deberá asegurarse que no quede mezcla explosiva después del mismo, siguiendo lo dispuesto en la Sección 12.
3. Siempre que se interrumpa un servicio a un cliente, deberá cumplirse una de las siguientes indicaciones:
 - a. La válvula que bloquea el flujo de gas hacia el cliente deberá estar provista con un dispositivo de traba o diseñada para evitar su operación por personas no autorizadas.
 - b. Tener un dispositivo mecánico o accesorio que impida el flujo de gas hacia la línea de servicio o al conjunto medidor.
 - c. La tubería de gas del cliente deberá desconectarse físicamente de la fuente de suministro y los extremos abiertos serán sellados.
4. Para el sellado se utilizarán alguno de los siguientes métodos:
 - a. Cierres normales de extremos (tales como casquetes soldados o roscados, tapones roscados, bridas ciegas, casquetes y tapones con junta mecánica).
 - b. Soldadura de chapa de acero en los extremos del caño.
 - c. Llenado de los extremos con un material de obturación adecuado.
 - d. Cierre de los extremos por aplastamiento.
5. Todas las válvulas enterradas que se dejen en los tramos abandonados deberán cerrarse. Si el segmento es largo y existen pocas válvulas de línea, se tomará en consideración taponar el mismo a intervalos.
6. Todas las instalaciones aéreas como válvulas, prolongaciones, cámaras y cajas de cobertura de válvulas deberán ser removidas. Las cámaras y las cajas para válvulas vacías se rellenarán con un material compactado adecuado.
7. Para el abandono de Acometidas, estas serán obturadas con un casquete en su extremo más cercano a la pared. No es necesario remover la tubería de la pared a menos que así se requiera por circunstancias particulares.
8. No deberá completarse el abandono hasta que no se determine que el volumen de Gas Natural contenido en la sección abandonada no plantee un riesgo potencial.

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

Capítulo III Mantenimiento

14. Generalidades.

Los sistemas de distribución de Gas Natural deberán ser mantenidos de forma tal de garantizar la seguridad en su operación durante la vida útil de los mismos.

Para ello se deberá ejecutar los planes de mantenimiento adecuados, dando cumplimiento a los requisitos mínimos establecidos en el presente Anexo y adicionando aquellos que considere necesarios para el objetivo enunciado.

Todo tramo de tubería que no ofrezca seguridad deberá ser reemplazado, reparado o retirado del servicio.

Ante la detección de un daño o deterioro sobre parte de la instalación que representara un peligro, deberán tomarse inmediatamente las medidas provisorias a fin de proteger el público, el medio ambiente y la propiedad. Para aquellos casos donde no fuera posible realizar una reparación definitiva en el momento de detectar el problema, se deberán tomar las medidas provisorias en forma inmediata, pudiendo diferir la solución definitiva manteniendo las condiciones de seguridad bajo control.

15. Señalización.

La señalización de los Sistemas de Distribución, deberán ser mantenidas de forma de asegurar su calidad de información y visualización.

En caso de reposición, adición y reubicación de la señalización, se deberá cumplir con lo establecido en el Anexo 2.

16. Recorridos de Inspección.

16.1. Generalidades.

Se establecerá programas de recorrido de inspección de sus sistemas a fin de observar los factores que afectan la seguridad de la operación y posibilitan la corrección de condiciones potencialmente peligrosas.

Dentro de los programas de inspección deberá considerarse, además de la evidencia visual de las fugas, la observación e información de peligros potenciales tales como los siguientes:

1. Excavación, nivelación, demolición, u otras actividades de construcción que pudieran derivar en daño a la red.
2. Deterioro físico de tuberías expuestas, luz de las tuberías y apoyos estructurales (tales como suspensión, pilotaje, intersección de paredes, camisas y cimientos).
3. Hundimiento de la tierra, desprendimiento, erosión del suelo, inundación, condiciones climáticas y otras causas naturales que pudieran provocar aplicación de cargas secundarias.
4. Necesidad de identificaciones y marcaciones adicionales en líneas de distribución en servidumbre de paso y zonas rurales.
5. Ante caídas de presión, presentes en el Sistema de Distribución, que no tengan una explicación técnica (posible fuga no detectada).

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

La frecuencia del recorrido de inspección de las redes será determinada por la Empresa Distribuidora en función de la severidad de las condiciones que pudieran causar roturas o pérdidas con el consiguiente peligro para la seguridad pública.

16.2. Programación.

El recorrido de inspección del sistema se realizará junto con los análisis de fugas, inspecciones programadas y otras actividades de rutina.

En las zonas o ubicaciones consideradas potencialmente peligrosas se incrementará la frecuencia de recorrido tanto como se considere necesario de acuerdo con la probable gravedad, duración y momento en que se produzca el peligro.

Se elaborarán informes indicando las condiciones peligrosas observadas, las medidas correctivas adoptadas o recomendadas y la índole y localización de cualquier deficiencia.

16.3. Reconocimiento por fugas y procedimientos.

1. La Empresa Distribuidora deberá prever en su Plan de Operación y Mantenimiento el reconocimiento periódico por fugas.

2. La frecuencia de los estudios de fugas, se deberá basar sobre la experiencia de operación, buen criterio, y un buen conocimiento del sistema. Una vez establecidas, las frecuencias se deberán revisar periódicamente para garantizar que todavía siguen siendo apropiadas. La frecuencia de los estudios de fugas, deberá por lo menos cumplir con los siguientes puntos:

a. El sistema de distribución en un Área Comercial, deberá estudiarse por lo menos una vez por año. Tales estudios pueden efectuarse utilizando un detector de gas y deberán incluir pruebas de la atmósfera, lo cual indicará la presencia de gas en entradas de hombre, cámaras, en grietas del pavimento y aceras, y en otras ubicaciones que brinden oportunidades de hallar fugas de gas.

b. El sistema de distribución subterránea fuera de las áreas cubiertas por el inciso anterior, deberá estudiarse con la frecuencia que la experiencia indique como necesaria, aunque no debe ser mayor a una vez cada 5 años.

3. Se define como Área Comercial a las zonas que cumplan las siguientes condiciones:

a. Aquélla en la que el público general es regularmente congregado por motivos económicos, industriales, religiosos, educacionales, de sanidad o de recreación.

b. Cualquier otra ubicación o sitio que a juicio de la Empresa Distribuidora deba ser así designado.

4. La actualización de Áreas Comerciales nuevas y existentes deberá realizarse anualmente y sobre ella se establecerán los programas de reconocimiento de fugas.

5. La Empresa Distribuidora deberá elaborar y cumplir un plan de trabajo para la periódica detección de fugas.

6. La frecuencia de las inspecciones de detección de fugas, se podrán aumentar en base a las circunstancias y condiciones particulares; que por razones de seguridad indiquen la necesidad del incremento.

7. Entre los factores a ser considerados para establecer la frecuencia en la inspección de fugas, se incluyen las siguientes:

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

- a. Sistema de tuberías: antigüedad de la tubería, materiales, tipo de instalaciones, presión de operación, registros históricos de fugas y otros estudios.
- b. Corrosión: zonas conocidas de corrosión significativa o áreas donde se tienen identificados ambientes corrosivos.
- c. Ubicación de tuberías: proximidad con edificios u otras estructuras, tipo y uso de los edificios.
- d. Proximidad con áreas de concentración de personas.
- e. Condiciones ambientales y actividad de la construcción: condiciones que podrían incrementar el potencial de fugas o que podrían provocar que el gas migre a una zona donde existe un riesgo (tales como condiciones climáticas, pavimento de pared a pared, condiciones porosas del suelo, zonas de alta actividad de la construcción, voladuras, equipo pesado de movimiento de tierra, tránsito intenso, suelo inestable o zonas sujetas a movimientos sísmicos).
- f. Otros: cualquier otra condición conocida por la Empresa Distribuidora que tenga significativo potencial para iniciar una fuga o permitir que el gas migre a una zona donde conduciría a una situación peligrosa (tales como terremotos, hundimiento, inundación o incremento de la presión operativa).

16.4. Métodos para el reconocimiento de fugas.

Los siguientes métodos de detección de pérdidas de gas pueden utilizarse en forma separada o combinados, según las condiciones de los sistemas de distribución.

16.4.1. Inspección para la detección de gas en la superficie.

Se realizará mediante muestreo continuo de la atmósfera a nivel del terreno o cerca de éste en instalaciones de gas enterradas y adyacentes a las instalaciones sobre el nivel del terreno con un sistema detector de gas capaz de detectar una concentración menor o igual a 50 ppm de gas en el aire en cualquier punto de muestreo.

El equipo utilizado para realizar estas inspecciones podrá ser portátil o móvil. Para tubería enterrada, el muestreo de la atmósfera debe efectuarse sobre la superficie del terreno, de acuerdo a las especificaciones del equipo detector. En zonas donde la tubería está bajo pavimento, las muestras deben efectuarse también en la línea del cordón, aberturas disponibles en la superficie del terreno (tales como entradas de hombre, bocas de tormenta, abertura de ductos, de tendido de líneas telefónicas, eléctricas y redes cloacales, cajas de señales de tránsito y de incendios o grietas en el pavimento o en la acera) u otros lugares donde sea probable que se produzca el venteo de gas. En tuberías expuestas, el muestreo debe ser adyacente a éstas.

El uso de este método de inspección debe limitarse por condiciones adversas (tales como viento excesivo, humedad excesiva del suelo o sellado de la superficie por causa del hielo o agua).

La inspección debe realizarse a velocidades lo suficientemente pausadas para posibilitar que un muestreo adecuado se obtenga continuamente mediante la colocación del equipo de muestreo sobre los puntos de venteo más lógicos,

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

prestando especial atención a la ubicación de las instalaciones de gas y cualquier condición que pudiera existir.

16.4.2. Inspección para la detección de gas bajo la superficie.

Se realizará mediante muestreo de la atmósfera bajo la superficie con un equipo Indicador de Gas Combustible (IGC) u otro dispositivo capaz de detectar 0,5% de gas en aire en el punto de muestreo.

La inspección se realizará por medio de pruebas con IGC en una serie de aberturas disponibles y/o perforaciones sobre o adyacente a la red de gas. La ubicación de la red de gas y su proximidad a los edificios y a otras estructuras deben ser tenidas en cuenta en la determinación del espaciado de los puntos de muestreo. Estos deben estar tan próximos como sea posible a la red de gas y no más lejos de 4,5 m lateralmente. A lo largo de la ruta de la red de gas, los puntos de muestreo deben ser colocados a dos veces la distancia entre la tubería y la pared del edificio más cercano, ó a 9 m, cualquiera de ambas, la que sea menor, pero en ningún caso el espaciado necesita ser menor de 3 m. El modelo de muestreo debe incluir puntos adyacentes a las Acometidas, intersecciones de calles y conexiones de derivaciones conocidas, así como sobre o próximos a Acometidas Industriales y Acometidas de EDR, junto a la pared del edificio.

16.4.3. Inspección de la vegetación.

Se realizará mediante inspecciones visuales efectuadas para detectar indicaciones anormales o inusuales en la vegetación.

Todas las indicaciones visuales deben evaluarse empleando un IGC. El personal que realiza estas inspecciones debe tener una visibilidad clara total del área de la zona revisada y su velocidad de traslado debe adecuarse al tipo de vegetación y condiciones de visibilidad existentes.

Este método de inspección debe limitarse a zonas donde el crecimiento adecuado de la vegetación está firmemente establecido.

Esta inspección debe realizarse bajo las siguientes condiciones:

1. Cuando el contenido de humedad del suelo es anormalmente alto.
2. Cuando la vegetación está en período de latencia.
3. Cuando la vegetación está en un período de crecimiento acelerado, tal el caso del comienzo de la primavera.

16.4.4. Ensayo de detección de fugas por burbujeo.

Se realizara mediante la aplicación de una solución de agua jabonosa que forme espuma u otro tipo similar sobre la tubería de acero o polietileno expuesta, accesorios o elementos de medición y regulación para determinar la existencia de una fuga.

Los sistemas de tuberías, conexiones y/o elementos expuestos deben estar razonablemente limpios y completamente cubiertos con la solución. Las fugas se detectan por la presencia de burbujas.

El método de ensayo puede emplearse para lo siguiente:

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

1. Tramos del Sistema de Distribución incluyendo Acometidas Industriales y PRM, expuestos sobre el terreno.
2. Prueba de una reparación de unión o de fuga no incluida en una prueba de presión.
3. En elementos y conexiones al interior de los gabinetes de medición.

16.5. Instrumentos de detección de fugas.

La tabla siguiente resume las características a cumplir por los diversos tipos de instrumentos que podrán ser utilizados para las tareas de detección de fugas de Gas Natural.

Tabla 3.

Tipo de instrumento	Nivel inferior de Sensibilidad			Nivel superior de Sensibilidad			Método de muestreo	Caudal de muestreo
	PPM	% LEL	% GAS	PPM	% LEL	% GAS		
Tipo catalítico (hilo caliente % LEL)	5.000	10	5	50.000	100	5	Aspiración manual	---
Conductividad Térmica (% GAS)	25.000	50	2.5	---	---	100	Aspiración manual	---
Conductividad Térmica amplificada	50	1	---	---	---	25	Bomba	3 L/min
Detector Infrarrojo	5	---	---	1000	---	0.1	Bomba	2-5 L/min
Detector por Ionización de Llama de Hidrógeno	1	---	---	10.000 a 50.000	20 a 100	1 a 5	Bomba	2-5 L/min

Nota: Esta tabla no es limitativa a instrumentos de mayor sensibilidad.

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

1. Cada instrumento utilizado para detección de fugas y evaluación, debe operarse de acuerdo con las instrucciones operativas recomendadas por el fabricante y:

- a. Debe controlarse periódicamente mientras está en funcionamiento para asegurar que se consiguen los requisitos de funcionamiento recomendados.
- b. Debe probarse diariamente o previamente al uso, para asegurar una operación adecuada, para confirmar que el sistema de muestreo está libre de pérdidas, y para asegurar que los filtros no estén obstruyendo el flujo de muestreo.
- c. Los sistemas de Ionización de Llama de Hidrógeno (ILH) deben ser probados cada arranque.

2. Cada instrumento utilizado para la detección y evaluación de fugas debe calibrarse de acuerdo con las instrucciones de calibración recomendadas por el fabricante, cumpliéndose lo siguiente:

- a. Calibración después de cualquier reparación o reemplazo de partes.
- b. En una planificación regular que preste atención al tipo y uso de instrumento involucrado. Los sistemas de ionización de llama de hidrógeno deben controlarse para su calibración al menos una vez por mes mientras esté en uso.
- c. En cualquier momento que se sospeche que la calibración del instrumento ha cambiado.

16.6. Localización y clasificación de las fugas

Toda fuga de gas detectada debe ser localizada y clasificada dentro de las 24 horas de su detección, tomando las acciones consecuentes, en función de su riesgo potencial, de acuerdo con esta sección.

16.6.1. Localización de la fuga.

La localización de fugas es el procedimiento tendiente a determinar el lugar exacto de la ubicación de la fuga y su área de influencia en el terreno.

Al iniciar los trabajos tendientes a la localización del punto o de los puntos de fugas en una presunta pérdida, se tendrá primeramente en cuenta la ubicación de la tubería enterrada, como asimismo, la de los accesorios que puede contener: válvulas de bloqueo, válvulas de sacrificio, monturas, tes, servicios, derivaciones, etc. Luego determinar, de ser posible, la presencia de otros servicios públicos subterráneos en la zona como: red cloacal, conductos de líneas telefónicas, redes eléctricas y de agua, etc.

El método de trabajo a desarrollar incluirá la realización de una serie de perforaciones en el terreno, con aparatos manuales o mecánicos. Estas perforaciones se efectuarán en las adyacencias de las instalaciones de gas, tratando de determinar el “perfil de fugas” el cual tiene por objeto conocer la distribución de la “densidad de gas en el terreno” y así llegar a localizar el punto de fuga de la tubería.

El objeto de las perforaciones es determinar el área afectada, el centrado de la “superficie potencial de fugas” y la ubicación final del punto de fuga.

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

Las perforaciones siempre deberán ser realizadas hasta una profundidad menor a la ubicación de la tubería.

Conocido el lugar exacto en el cual el detector indica la máxima lectura se actuará según el caso:

Sobre Acometida

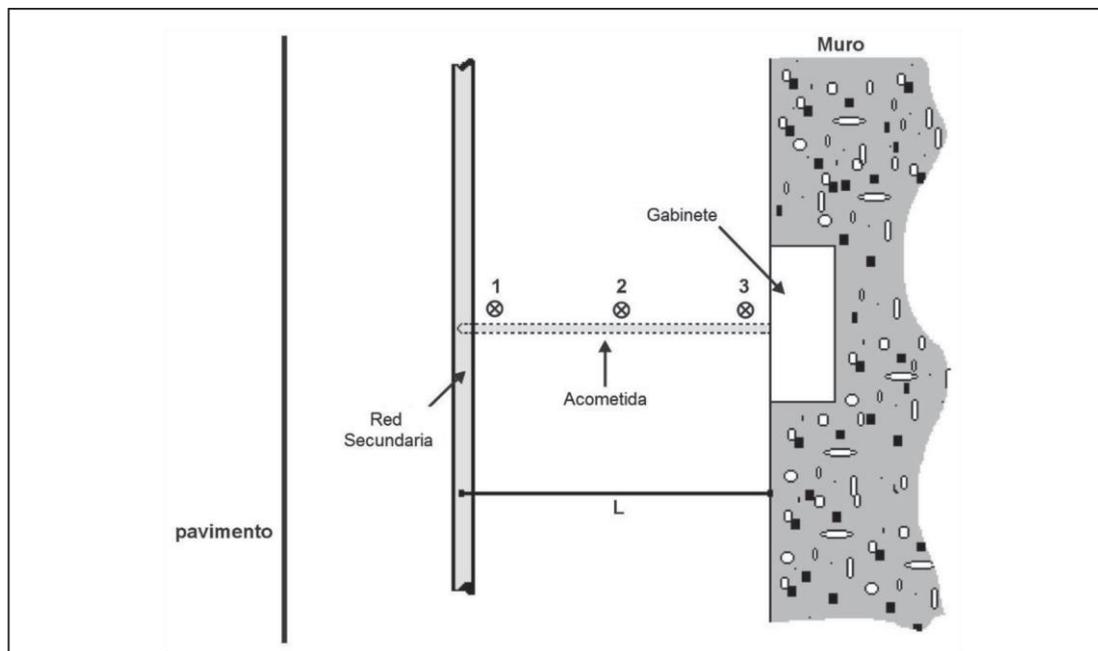
Se perfora primero en el punto donde el detector ha dado su máxima lectura, luego en la línea de la acometida y por último en la línea municipal (ver Figura 1.). Con estas tres lecturas podemos definir donde está el escape.

En caso de aún existir dudas sobre la ubicación de la fuga, el operador incrementará el número de perforaciones hasta lograr su correcta localización.

Sobre la red de distribución

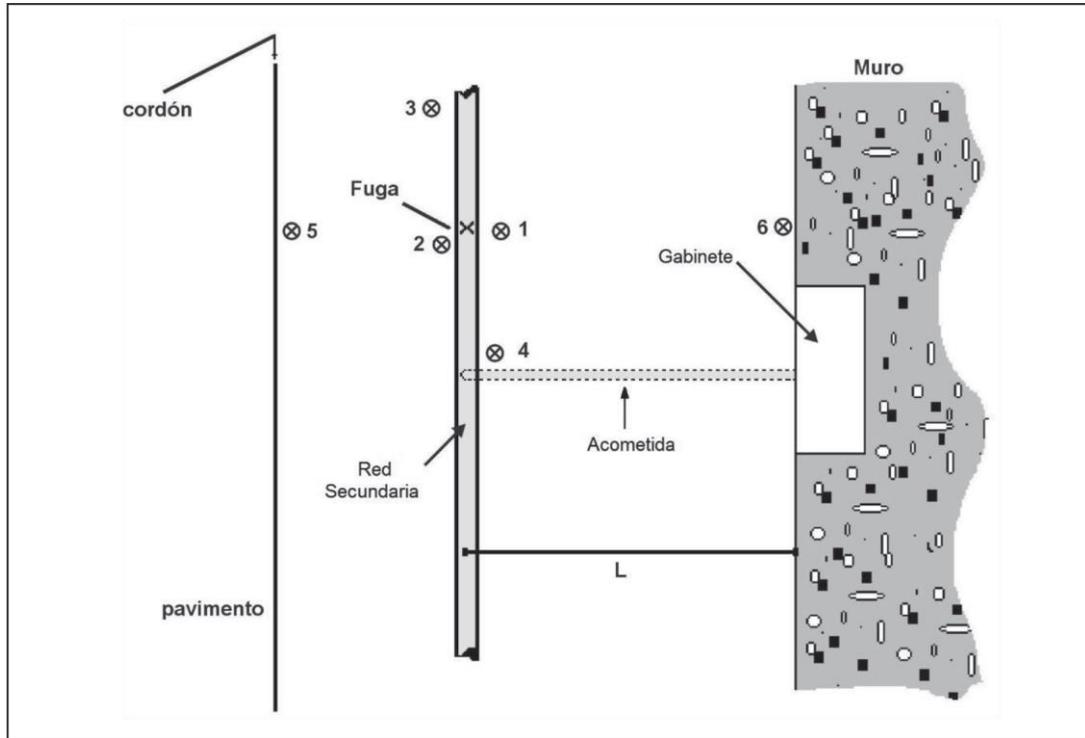
Se harán tantas perforaciones y evaluaciones como sea necesario, tratando de tener suficientes valores para poder dibujar la planta del perfil de fugas en la superficie, esto significa conocer el máximo valor y los puntos cero de la periferia (ver Figura 2.).

**Figura 1.
Sondeo para fuga en Acometida**



	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

Figura 2.
Sondeo para fuga en Red Secundaria



16.6.2. Clasificación de la fuga.

Basada en una evaluación de la ubicación y de la magnitud de una fuga, uno de los grados de fugas siguientes debe ser asignado, estableciendo así la prioridad de reparación de la misma.

Grado 1

Son fugas que representan un riesgo importante para las personas, el medio ambiente y la propiedad y requiere inmediata acción y una atención continua mientras persista la condición de peligro.

Grado 2

Fugas que en el momento de la detección se reconoce como no peligrosa, pero que requiere una reparación programada, basada en probables riesgos futuros.

Grado 3

Fugas que no son peligrosas en el momento de la detección y se presume, razonablemente, que continuará en las mismas condiciones.

16.6.3. Criterios de clasificación de las fugas.

Las siguientes secciones indican pautas para la clasificación y control de pérdidas. Los ejemplos de condiciones de fugas provistos en las tablas se presentan como

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

pautas y no son excluyentes. El juicio del personal de la empresa en el lugar es de vital importancia en la determinación del grado asignado a una fuga.

Líneas de distribución.

A los efectos prácticos, la tabla siguiente especifica los criterios mínimos de clasificación.

Tabla 4.

Grado 1	Cualquier medición en línea de edificación o a una distancia menor a 20 cm de la misma. Cuando no pueda accederse a la línea de edificación se considerará la medición en Línea Municipal.
	Cualquier indicación de presencia de gas en el interior o debajo de una edificación o en túneles.
	Mediciones mayores de 80 % LEL en espacios confinados o subestructuras no asociadas al gas.
	Cualquier medición en líneas de presión de trabajo superior a 4 bar ubicadas en clase de trazado 3 ó 4.
Grado 2	Medición de 80 % de LEL o más en cualquier lugar, que no cumpla con ninguna condición de Grado 1.
	Lecturas entre 20 % y el 80 % de LEL en cualquier lugar.
Grado 3	Cualquier medición no indicada en Grado 1 y Grado 2.

Ante la posible existencia de situaciones agravantes, el responsable de la clasificación evaluará el aumento del riesgo que esto involucra.

En ningún caso se podrán considerar atenuantes sobre la clasificación que surja de la medición obtenida.

Ejemplos de situaciones agravantes:

- Cuando se verifique que el gas ha ingresado a un edificio, sótano, túnel, pasillo, etc.
- Cuando existe posibilidad de que el gas que fluye de la fuga, pueda ingresar a un edificio.
- Cuando se verifique una lectura del 80 % LEL o más en las cámaras o canales de otros servicios que no sea al asociado al gas, a partir de los cuales se podría llegar hasta la pared exterior de un edificio.
- Cuando se verifique la existencia de fuentes de ignición cercanas al punto de fuga.
- Cuando la impermeabilidad del suelo facilite la generación de bolsones subterráneos de gas.

Gabinete en Línea Municipal.

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

A los efectos prácticos, la siguiente tabla especifica los criterios mínimos de clasificación.

Tabla 5.

Grado 1	Mediciones mayores de 60 % de LEL.
Grado 2	Lecturas entre 20 % y 60% de LEL.
Grado 3	Indicaciones no contempladas en los puntos anteriores.

En todos los casos en los que se detecte fuga deberá verificarse la estanqueidad del interior del Gabinete de medición y/o de regulación y Gabinete Técnico.

Ante fallas en la estanqueidad del mismo que posibilitaran la migración de gas al interior de la vivienda, se clasificará la fuga como Grado 1, actuando en consecuencia.

16.6.4. Criterios de acción ante la presencia de fugas de gas en Sistemas de Distribución. La Empresa Distribuidora establecerá procedimiento de trabajo que asegure el tratamiento de las fugas localizadas y clasificadas de acuerdo a las pautas indicadas a continuación:

Fugas Grado 1

Deberá realizarse una acción inmediata y continua hasta eliminar la condición de riesgo.

El personal a cargo de la clasificación evaluará y determinará la acción inmediata a tomar, pudiendo efectuar alguna o varias de las acciones siguientes:

1. Venteo de la fuga en condiciones seguras.
2. Bloqueo del flujo de gas mediante cierre de válvulas u otro medio.
3. Evacuación de la zona de riesgo.
4. Aislamiento de la zona de riesgo.
5. Eliminación de posibles fuentes de ignición.
6. Acción de emergencia según el plan preestablecido.

La acción y fecha de contención deberán ser registradas adecuadamente.

Fugas Grado 2

Las fugas clasificadas como Grado 2 deberán ser reparadas o eliminadas dentro de los doce meses a partir de la fecha en que fueron detectadas.

Para la programación de las reparaciones deberán establecerse criterios de prioridad en función de las condiciones de riesgo evaluadas durante la clasificación.

Deberá realizarse una reevaluación al menos cada tres meses, hasta su reparación, con el objeto de verificar las condiciones de riesgo. En caso de detectarse modificación en las condiciones de riesgo que aumenten el mismo hasta los niveles

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

de clasificación Grado 1, la fuga deberá ser reclasificada y tomar las acciones consecuentes de acuerdo al punto anterior.

Fugas Grado 3

Las fugas clasificadas como Grado 3 deberán ser sometidas a un proceso de control hasta su eliminación.

Dicho programa debe incluir reevaluaciones al menos cada seis meses, verificando las condiciones de riesgo existentes.

En todos los casos en que se realicen reevaluaciones de fugas, estas deberán ser realizadas con los mismos criterios utilizados para la evaluación inicial.

16.7. Verificación de reparaciones.

Con el objeto de la verificación de la calidad de reparación de fugas y la ausencia de una segunda fuga en otro sitio, que puede haber sido enmascarada por la ya reparada, la Empresa Distribuidora establecerá un programa de control de reparaciones de acuerdo a lo establecido en esta sección.

La verificación será realizada por personal calificado para la tarea de localización y clasificación.

La verificación en fugas en Gabinetes o instalaciones de superficie, se realizará inmediatamente después de su reparación.

Para las fugas reparadas en Sistemas de Distribución enterradas se seguirán las siguientes pautas:

1. En todas las fugas reparadas, el evaluador efectuará una inspección de seguimiento una vez que el gas haya tenido tiempo de disiparse fuera del suelo, siguiendo el procedimiento descrito para localización de fugas.
2. La verificación de la reparación de la fuga se realizará dentro de los 15 días de su reparación y con anterioridad a la reparación de la vereda.

La fuga se considerará reparada en el momento en que la verificación arroje un resultado positivo.

16.8. Mantenimiento de registros.

La Empresa Distribuidora mantendrá un registro de toda fuga localizada y clasificada, indicando como mínimo los siguientes datos:

1. Fecha de detección.
2. Fecha de reparación.
3. Fecha(s) de la revisión luego de la reparación.
4. Ubicación de la fuga.
5. Grado de la fuga.
6. Método de detección de la fuga.
7. Parte del Sistema de Distribución donde se produjo la fuga.
8. Causa de la fuga.

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

9. Tipo de la reparación.
10. Fecha de la instalación de la red.
11. ¿Con protección catódica? (si-no)
12. Magnitud de la indicación del I.G.C.

16.9. Informes de fuentes externas.

Cualquier notificación de una fuente externa (tales como el departamento de bomberos y la policía otra compañía, contratista, cliente o público en general), que informa una fuga, explosión o incendio, que puedan involucrar tuberías de gas u otras instalaciones de gas, deben investigarse prontamente. Si la investigación revela una fuga, ésta debe clasificarse y debe tomarse una acción de acuerdo con las pautas establecidas en la Sección 16.6.4.

16.10. Interferencias con otras instalaciones.

Cuando se originan indicaciones de fugas (tales como vapores de nafta, gases de desechos cloacales, gas de petróleo o de los pantanos) desde una fuente o instalación ajena o desde la tubería de un particular, deben tomarse medidas inmediatas donde sea necesario, para proteger la vida, el medio ambiente y la propiedad.

Las pérdidas potencialmente riesgosas deben ser informadas al operador de la instalación y cuando sea apropiado, al departamento de policía, el cuartel de bomberos o a otra agencia gubernamental. Cuando la tubería de la empresa está conectada a una instalación ajena (tal como la tubería de un cliente) debe tomarse una medida necesaria (tal como desconectar o cortar el flujo de gas a la instalación) para eliminar el riesgo potencial.

17. Medidas correctivas para el control de la corrosión en Sistemas de Distribución.

17.1. Reparaciones.

Todo reemplazo y reparación de tramos en tuberías existentes (enterradas o sumergidas) debido a problemas de corrosión externa, deberá protegerse catódicamente y aislarse del medio corrosivo de acuerdo a lo indicado en la Sección 11.

17.2. Corrosión generalizada.

Todo tramo de línea de transporte con corrosión general y con un espesor remanente de pared menor que el requerido por la Presión Máxima Admisible de Operación de la tubería, deberá ser reemplazado o la presión de operación ser reducida adecuadamente a la resistencia mecánica de la tubería basada en el espesor de pared remanente.

Si la zona de corrosión general es pequeña, el caño corroído podrá ser reparado.

Picaduras por corrosión tan estrechamente agrupadas como para afectar la resistencia total de la tubería se consideran corrosión generalizada.

17.3. Picaduras de corrosión localizada en tuberías de acero

Todo tramo de tubería con picadura por corrosión localizada en un grado que podría

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

ocasionar una pérdida, deberá ser reemplazado o reparado, o la presión de operación deberá ser reducida adecuadamente, conforme a la resistencia de la tubería, basado en el espesor de pared remanente en la zona de picaduras.

Cuando la inspección indica que existen picaduras que podrían resultar en pérdidas, la Empresa Distribuidora debe considerar:

1. Examinar los informes sobre el desarrollo de la corrección y los registros de fugas, para comprobar si ésta información adicional llega a justificar el reemplazo de un segmento de esta tubería de distribución.
2. Instalar grampas apropiadas para anular fugas, encima de las picaduras.
3. Limpiar y revestir la tubería expuesta de acuerdo con las especificaciones correspondientes.
4. Aplicar protección catódica.
5. Instalar testigos o cupones de corrosión de prueba para controlar el comportamiento de la protección catódica.

17.4. Dimensión máxima de la picadura por corrosión.

Las dos secciones anteriores deben considerar lo establecido a continuación:

La profundidad de una picadura por corrosión puede expresarse como un porcentaje del espesor nominal de la pared del caño según la siguiente fórmula:

$$\% \text{ de profundidad de la picadura} = 100 (d/t)$$

donde:

d = profundidad máxima del área corroída.

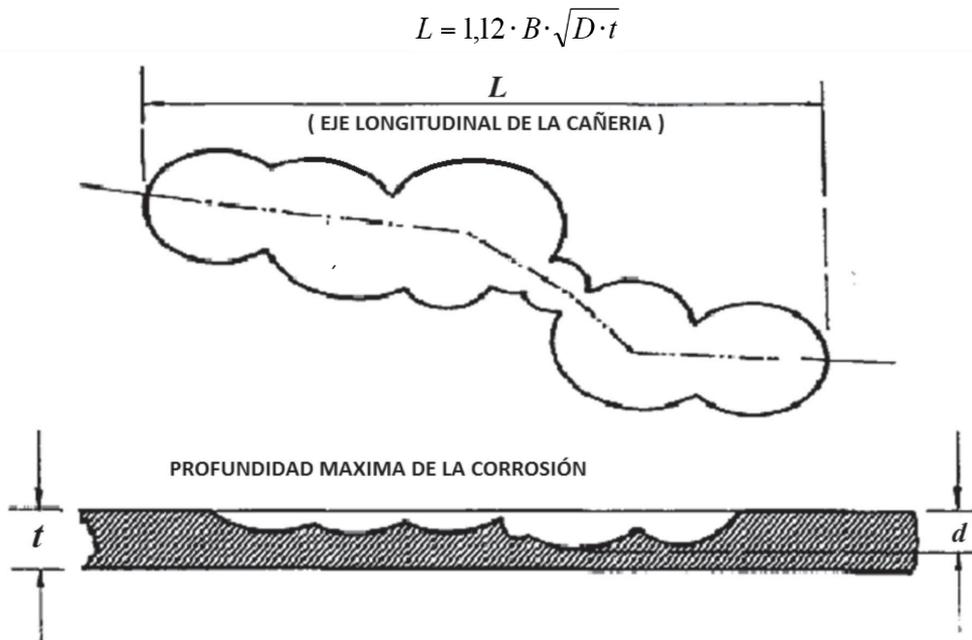
t = espesor nominal de pared especificado de la cañería.

Figura 3.

Profundidad y largo de una picadura

El área corroída contigua con una profundidad mayor del 10% pero menor que el 80% del espesor de pared especificado del caño no deberá extenderse a lo largo del eje longitudinal del caño por una distancia mayor que la calculada a partir de la fórmula:

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	



Siendo:

L = extensión longitudinal del área corroída, en pulgadas, medida como se muestra en la Figura 3.

D = diámetro exterior nominal del caño, en pulgadas.

B = valor que puede determinarse por medio de la fórmula:

$$B = \sqrt{\left(\frac{d/t}{1,10 \cdot d/t - 0,15}\right)^2 - 1}$$

Con la salvedad de que B no puede exceder el valor 4. Si la profundidad de la corrosión está entre el 10% y el 17,5% usar $B = 4,0$ para determinar L .

17.5. Registro de control de corrosión.

Los siguientes registros deberán ser conservados durante la totalidad del tiempo que la tubería permanezca en servicio:

1. Planos indicando la ubicación de la tubería protegida catódicamente, dispositivos y sistemas de protección catódica y las estructuras próximas conectadas al mismo sistema.

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

2. Informe de ensayos, levantamientos e inspecciones de los sistemas de protección catódica, potenciales y cobertura aislante.
3. Informe de las reparaciones y cambios de tuberías efectuados.
4. Informes de siniestros y fugas.
5. Informes de los monitoreos continuos de espesores efectuados sobre la línea y los resultados del mismo.

18. Mantenimiento de componentes.

18.1. Estaciones reguladoras de presión (EDR y PRM).

Toda estación reguladora de presión, dispositivo de alivio (excepto discos de ruptura) y sus equipos, deberán estar sujetos a inspecciones y pruebas a intervalos que no excedan de 1 año, para determinar que:

1. Se hallan en buenas condiciones mecánicas.
2. Son adecuados en capacidad y confiabilidad de operación para el servicio al cual están destinados.
3. Están calibrados para actuar a la presión correcta.
4. Se hallan instalados adecuadamente y protegidos contra el polvo, líquidos u otras condiciones que podrían afectar la operación correcta.

18.2. Inspección visual

Para determinar la existencia de condiciones satisfactorias que permitan la correcta operación del equipo deberán realizarse inspecciones visuales. Tales inspecciones deben incluir los siguientes puntos donde sea necesario, sin limitarse necesariamente a ellos:

1. Condición general para los sistemas de apoyo de la tubería de la estación, fosas y cámaras e indicaciones de hundimiento del suelo antes de entrar a una cámara que tenga aberturas restringidas - tales como entradas de hombre- o tenga profundidades mayores que 1,20 m y durante el trabajo dentro de ella, deben realizarse ensayos de su atmósfera de acuerdo con la Sección 18.3.
2. Puertas y portones de estaciones, tapas de fosas y cámaras, para asegurar que funcionen correctamente, que el acceso es adecuado y que está libre de obstáculos.
3. Sistemas de ventilación instalados en cámaras o en recintos de estaciones, para constatar su correcta operación y controlar la acumulación de agua, hielo, nieve u otras obstrucciones.
4. Líneas de control, de sensores y de suministro, por condiciones en las cuales pudieron resultar con averías.
5. Todos los dispositivos de cerraduras que operen correctamente.
6. Esquemas informativos de la estación.

18.2.1. Válvulas de bloqueo

Debe realizarse una inspección y/o un ensayo de las válvulas de bloqueo

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

a fin de determinar que están en su posición correcta y que operan debidamente (deben tomarse precauciones para evitar efectos indeseables sobre las presiones durante los trabajos de comprobación). Tal inspección debe incluir los siguientes puntos sin limitarse necesariamente a ellos:

1. Válvulas de entrada, salida y de “by pass” de la estación.
2. Válvulas aislantes de los dispositivos de alivio.
3. Válvulas de líneas de control, instrumentación y alimentación.

18.2.2. Reguladores de presión.

Condiciones generales de operación.

Se deberá inspeccionar y/o probar todo regulador que se utilice para reducir o limitar presión. El procedimiento deberá asegurar que cada regulador esté en buen estado de funcionamiento, controlando la presión fijada, operando suavemente y cerrando dentro de los límites esperados y aceptados. Si durante la prueba de funcionamiento no se logra una aceptable prestación, se deberá determinar la causa del desperfecto y ajustar, reparar o reemplazar, según corresponda, los componentes apropiados. Después de reparado, se deberá controlar el correcto funcionamiento del regulador.

Condiciones especiales.

1. El cuerpo de los reguladores que estén sujetos a servicio en condiciones erosivas, puede requerir una inspección visual de su interior.
2. Se pueden requerir inspecciones adicionales o más frecuentes con motivo de efectuarse obras o ensayos hidrostáticos corriente arriba.
3. Se pueden requerir inspecciones adicionales o más frecuentes, con motivo de producirse cambios anormales en las condiciones operativas, caudales inusuales o velocidades de circulación no habituales.
4. Siempre que se haya sometido a los dispositivos de caudal o presión, a presiones no habituales, se deberá investigar el incidente y determinar la necesidad de efectuar una inspección y/o reparaciones.

18.2.3. Dispositivos de alivio.

1. La inspección y/o prueba deberá asegurar:
 - a. La correcta fijación de la presión en los dispositivos de alivio (ver inciso 2 para el control de la correcta fijación de la presión).
 - b. El nivel correcto de líquido en los sellos hidráulicos.
 - c. Que los tubos de venteo estén libres de obstrucciones.
 - d. Prueba o revisión y cálculo de la capacidad requerida por los

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS	
Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	Aprobado: RAN-ANH-UN N° 007/2016 de 25 de febrero de 2016

dispositivos de alivio.

2. Para la correcta regulación de la presión de actuación de las válvulas de alivio pueden emplearse uno de los métodos enumerados más abajo. Las conexiones para la prueba incluirán un manómetro o balanza de peso muerto colocado de forma tal que la presión a la cual la válvula se vuelve operativa, pueda ser leída y registrada.

a. Puede incrementarse la presión en el tramo hasta que accione la válvula. Durante la prueba se tendrá cuidado en asegurar que la presión en el tramo protegido por el dispositivo de alivio no exceda el límite especificado.

b. El dispositivo puede transportarse a un taller para probarlo y luego reintegrarlo al servicio. Cuando el elemento está siendo probado en el taller, o bien si resultó inoperable, se mantendrá una adecuada protección de sobre-presión de los tramos afectados, durante el período en que el dispositivo esté fuera de servicio.

18.2.4. Inspección final.

El procedimiento de inspección final deberá incluir lo siguiente:

1. Un control de la correcta posición de todas las válvulas. Se deberá poner especial atención en las válvulas de “by-pass” de la estación reguladora de presión, en las válvulas de aislamiento de los dispositivos de alivio y en las de las líneas sensoras, de control y de suministro.

2. Restauración de la posición correcta de todos los dispositivos de traba y seguridad.

18.3. Mantenimiento de válvulas de Sistemas de Distribución.

Toda válvula, cuyo uso podría ser necesario para la seguridad de la operación durante una emergencia de un Sistema de Distribución, deberá ser controlada y operada a intervalos que no excedan de un año.

Deberá controlarse la adecuada lubricación de las válvulas y su correcta alineación para permitir el uso de llaves comunes o palancas.

La caja o la cámara de la válvula debe estar libre de escombros, agua, desechos u otros objetos que pudieran interferir o retardar la operación de la misma.

18.4. Mantenimiento de cámaras.

1. Toda cámara que aloje equipos de regulación y de limitación de presión, deberá ser inspeccionada a intervalos que no excedan de un (1) año, para controlar sus condiciones físicas y verificar su adecuada ventilación.

2. Si llegara a detectarse gas en la cámara, se efectuará una revisión completa de los equipos y cualquier fuga deberá ser reparada.

3. Los equipos de ventilación deberán también ser inspeccionados a fin de comprobar su adecuado funcionamiento.

4. Toda tapa de cámara deberá ser inspeccionada para asegurar que no ofrece

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

peligro a la seguridad pública.

5. La cámara deberá mantenerse libre de agua.

18.4.1. Prácticas de seguridad en cámaras.

Los siguientes procedimientos no son aplicables, salvo en raras ocasiones, a cámaras con tapa de apertura total y de profundidades no mayores de 1,20 m. En cambio sí se aplican a cámaras con aberturas estrechas, tales como entradas de hombre o de una profundidad mayor de 1,20 m.

Dentro de tales recintos puede existir una atmósfera peligrosa debido a pérdidas del fluido dentro de la cámara misma, infiltración desde la parte exterior de la cámara, de Gas Natural, nitrógeno, otros gases, gasolina u otros vapores, emanaciones o humos.

Deberán desarrollarse procedimientos para probar la atmósfera antes de entrar y durante el trabajo en la cámara para tomar las medidas de seguridad adecuadas, los que incluirán como mínimo lo siguiente.

Procedimientos previos a la entrada.

1. Los escapes de los motores deben mantenerse alejados de la abertura de la cámara.
2. Debe alejarse del área toda fuente posible de inflamación tales como llamas abiertas, sopletes, cigarrillos, sin limitarse a estos, excepto lo que se requiera en la ejecución del trabajo y de acuerdo con la Sección 19.
3. Debe estar disponible en la zona un adecuado número de equipos, tales como extinguidores de incendio químico del tipo seco, aparatos de respiración, cinturones de seguridad, etc.
4. Deben utilizarse tipos aprobados de linternas, lámparas portátiles, artefactos de iluminación o extensiones.
5. Antes de retirar la tapa de la cámara se debe realizar un ensayo para detectar la presencia de gas combustible y/o la deficiencia de oxígeno en la atmósfera de la cámara, a una profundidad de 0,30 m por debajo de la cubierta. El primer ensayo debe realizarse empleando los agujeros de ventilación, de reconocimiento, o levantando ligeramente el borde de la tapa para introducir la sonda de prueba. En las entradas de hombre con doble tapa es necesario quitar primero la tapa exterior y luego levantar parcialmente la interior para realizar la prueba.
6. Inmediatamente después de quitar la tapa deben realizarse ensayos a los diversos niveles a que puede accederse desde la superficie, tanto para determinar la falta de oxígeno como la existencia de gases peligrosos.
7. Los resultados de los ensayos realizados de acuerdo con los dos puntos anteriores deben considerar lo siguiente:

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

- a. Combustibles a 60% L.E.L. (3,0 % de Gas Natural en aire) o menos: se puede ingresar a la cámara sin aparatos respiradores después de establecer mediante ensayos que existe un nivel de oxígeno seguro o manteniendo continuamente ventilación forzada.
- b. Combustibles que excedan el 60% L.E.L.: no se puede ingresar a la cámara a menos que la ventilación mantenga el nivel de combustible debajo del 60% L.E.L. y exista un nivel de oxígeno seguro.
- c. En el caso de que la cámara no pueda ser adecuadamente ventilada y la instalación no pueda ser retirada de servicio para efectuar las reparaciones necesarias, se puede ingresar a ella mediante el uso de aparatos respiradores adecuados y cinturones de seguridad.

Entrada y trabajo en la cámara.

1. Para entrar a la cámara o salir de ella, deben usarse escaleras.
2. Al entrar a una cámara se debe inspeccionar y/o realizar ensayos en su interior a fin de detectar condiciones anormales o de peligro.
3. En todos los casos, cuando el personal entra a una cámara, por lo menos uno de ellos debe quedar fuera. Este último no debe, en circunstancias corrientes, abandonar el lugar de trabajo. En el caso de que el personal necesite aparatos respiradores y cinturones de seguridad, por lo menos dos de ellos deben permanecer fuera, uno de ellos en una posición tal que pueda observar la actividad dentro de la cámara en todo momento.
4. En todos los casos, cuando el personal ingresa a una cámara, la atmósfera debe volver a ser ensayada a fin de detectar la presencia de gases combustibles y/o deficiencias de oxígeno, a intervalos no mayores de una hora o de lo contrario, se debe utilizar instrumental de control continuo.
5. Deben utilizarse únicamente linternas y/o lámparas portátiles, equipos de comunicación o equipos de iluminación antiexplosivos. Las conexiones y desconexiones eléctricas, deben realizarse fuera de la cámara.

19. Prevención de ignición accidental.

Todo personal debe tomar medidas para reducir al mínimo el riesgo de ignición accidental de gas en cualquier construcción o zona donde la presencia de un fluido constituya un peligro de incendio o explosión, incluyendo lo siguiente:

1. Cuando se ventea a cielo abierto una cantidad peligrosa de gas, toda fuente potencial de ignición deberá ser retirada de la zona y deberá contarse con un extinguidor de incendio adecuado.
2. No podrá realizarse soldadura o corte por medio de arco eléctrico o gas, en

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

tuberías o en componentes que contengan una mezcla explosiva de gas y aire en la zona de trabajo.

3. Fijar letreros de advertencia donde sea necesario.

19.1. Fumar y llamas abiertas.

Las llamas abiertas y el fumar estarán prohibidos:

1. En estructuras o áreas que contengan instalaciones de gas, donde las posibles pérdidas o la presencia del mismo constituya un riesgo de incendio o explosión.
2. A cielo abierto, donde la inflamación accidental de la mezcla aire-gas pudiera causar daños a las personas, al medio ambiente o a la propiedad.

19.2. Arcos eléctricos accidentales

Para evitar la ignición accidental por arco eléctrico, deberá tomarse en consideración lo siguiente:

1. Las linternas, lámparas portátiles, cables de prolongación y toda otra herramienta o equipo deberá ser del tipo para uso en atmósferas peligrosas.
2. Los motores de combustión interna de camiones, automóviles, compresores, bombas, generadores y otros equipos, no deberán funcionar donde se conozca o sospeche la existencia de atmósferas peligrosas.
3. Se deberá considerar la unión de ambos lados de todos los cortes que separen tuberías metálicas que puedan contener Gas Natural, a fin de proporcionar continuidad eléctrica. Esta unión se instalará antes del corte y será mantenida hasta que se completen todas las reconexiones o hasta que el ambiente esté libre de gas. Los cables de unión serán instalados en forma de asegurar que no puedan ser desconectados durante la construcción y que proporcionen la mínima resistencia entre los tramos de tubería.
4. La posible inflamación del gas que puede ser causada por cargas de electricidad estática inducidas en la superficie exterior de las tuberías plásticas deberá eliminarse durante las operaciones de corte. Los métodos aceptables para cumplir esto último incluyen cubrir la superficie de la tubería con trapos húmedos o pulverizar sobre todo la tubería expuesta un líquido compatible eléctricamente conductor o agua.
5. Las cargas de electricidad estática inducidas sobre la superficie interior de las tuberías plásticas por la circulación del gas, no pueden ser eliminadas por los métodos descritos en el punto anterior. Se deberán tomar las medidas adecuadas, tales como el control del flujo desde una ubicación situada a una distancia segura de la localización del escape, a fin de minimizar la salida de gas y proteger al personal de los peligros potenciales.

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

19.3. Otras fuentes de ignición.

Se deberá tener cuidado al seleccionar las herramientas de mano adecuadas para empleo en atmósferas peligrosas y al manejarlas, a fin de reducir el riesgo de producir una chispa.

19.4. Soldadura, corte y otros trabajos en caliente.

Antes de soldar dentro o alrededor de una estructura o un área que contenga instalaciones de gas, debe realizarse un control total empleando un indicador de gas combustible a fin de determinar la posible presencia de mezcla explosiva. La soldadura sólo debe iniciarse cuando se confirme que existen condiciones de seguridad.

19.4.1. Tubería llena con gas.

Cuando una tubería sea mantenida llena de gas durante un proceso de soldadura o de corte se recomienda poner en práctica los siguientes procedimientos:

1. Mantener un ligero flujo de gas moviéndose a través del lugar donde se está realizando la operación de corte o soldadura.
2. La presión del gas en el lugar del trabajo debe ser controlada con medios adecuados.
3. Inmediatamente después de realizado el corte, cerrar todas las rendijas y extremos abiertos con cintas adhesivas, lona atada bien apretada u otro material adecuado, a efectos de impedir la entrada de aire dentro de la tubería, con lo cual se produciría mezcla explosiva.
4. No permitir que dos aberturas queden descubiertas al mismo tiempo.

19.4.2. Tuberías que contengan aire.

5. Antes de comenzar el trabajo y a intervalos a medida que éste se desarrolla, se deberá controlar la atmósfera, en la cercanía de la zona a ser calentada, con un indicador de gas combustible u otros medios adecuados.
6. A menos que un medio apropiado, tal como un soplador de aire, se emplee para evitar la formación de mezcla explosiva en la zona de trabajo, la soldadura, corte u otras operaciones que podrían ser una fuente de ignición, no se realizarán sobre una tubería o aparato auxiliar que contenga aire y esté conectado a un suministro de gas.
7. Cuando no se utilicen los medios señalados en el punto anterior, se sugiere adoptar, según las circunstancias propias del trabajo, una o más de las siguientes precauciones.
 - a. La tubería u otro equipo sobre el cual se está efectuando el corte o la soldadura deberá purgarse con un gas inerte.
 - b. La tubería u otro equipo sobre el cual se está efectuando el corte o la soldadura será continuamente purgado con aire de forma tal de evitar la formación de una mezcla explosiva en la zona de trabajo de la instalación.

	ANEXO 3: Operación y Mantenimiento de Redes de Gas Natural REGLAMENTO DE DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, OPERACIÓN DE REDES DE GAS NATURAL E INSTALACIONES INTERNAS		
	Código: ANH/DS1996-A03	Versión: 1	

Capítulo IV

Capacitación y Entrenamiento.

Se deberá implementar un programa de capacitación y entrenamiento en forma permanente y estará dirigido al personal de operación y mantenimiento.

20. Capacitación de los operadores de Sistemas de Distribución de Gas Natural.

Los programas de capacitación de personal a cargo de tareas de operación y mantenimiento de Sistemas de Distribución deberán contemplar, como mínimo, los siguientes temas:

1. Procedimientos de operación, mantenimiento y emergencia, establecidos en este Anexo, relacionadas con sus funciones.
2. Conocimiento de la naturaleza del Gas Natural y los riesgos potenciales del producto distribuido.
3. Potencialidad de emergencias en cada operación.
4. En el caso de personal de mantenimiento, las precauciones aplicables en procedimientos de reparaciones.
5. Utilización de equipamiento para atención de emergencias relacionadas con las tareas de operación del Sistema de Distribución, de acuerdo a los planes de emergencia desarrollados en este Anexo.

21. Capacitación de los operadores en el área de seguridad en el trabajo.

Los programas de capacitación de personal a cargo de tareas de operación y mantenimiento de Sistemas de Distribución deberán contemplar además de lo establecido en el punto 19, aspectos vinculados con la seguridad en el trabajo.

En tal aspecto considerarán, como mínimo, los siguientes temas:

1. Utilización de elementos de protección personal.
2. Prevención de incendios y uso apropiado de equipos de lucha contra incendios.
3. Primeros auxilios.

De acuerdo a los riesgos inherentes a las tareas desarrolladas, se establecerán programas específicos de capacitación al personal involucrado en dichas tareas, los cuales deberán estar de acuerdo a las pautas legalmente aceptadas.

Dichos programas deberán estar coordinados y dirigidos por profesionales del área de seguridad.

22. Calificación del personal.

El personal a cargo de tareas de operación y/o mantenimiento de sistemas de distribución de Gas Natural deberá ser calificado por la Empresa Distribuidora.

Dicha calificación deberá estar documentada y sometida a control periódico.

