**Análisis Costo - Beneficio**

Para justificar la aceptación de los lineamientos propuestos, *Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para el diseño, construcción, pre-arranque, operación, mantenimiento, cierre, desmantelamiento y abandono de las actividades e instalaciones de compresión, descompresión, licuefacción y regasificación de gas natural*, se realizó el análisis costo-beneficio (“ACB”) para determinar si, en efecto, los beneficios producidos por su implementación superan los costos generados para su observancia.

Esta nota expone los costos y beneficios identificados para el ACB, las premisas principales usadas en el cálculo de los mismos, las fuentes de los valores asignados a los costos y beneficios, y la metodología para su cálculo. La nota concluye con una evaluación de la relación beneficio-costo.

**1. Costos**

1.1. Identificación de Costos

Para la identificación de costos se tomó como base el Análisis de Carga Administrativa y el Análisis de Acciones Regulatorias realizados en secciones previas de la Manifestación de Impacto Regulatorio del presente lineamiento. Los artículos 2, 3, 4, 5, 112 y 150, así como los transitorios primero, segundo y cuarto, no generan ninguna obligación ya que se refieren a temas como establecer quienes son los sujetos regulados por estos lineamientos, las definiciones, la autoridad de la agencia, cuándo entran en vigor los lineamientos, el respeto a los términos de las operaciones ya existentes, el sujetarse a la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Medio Ambiente y sus Reglamentos en cuanto a autorizaciones en materia ambiental, el utilizar los plazos establecidos en el lineamiento para presentar dictámenes técnicos de operación y mantenimiento mientras la agencia no establezca otra cosa.

Los resultados de estos análisis indican que de los 160 artículos que componen el lineamiento (incluidos los 5 artículos transitorios) hay 151 de ellos que generan alguna obligación a los regulados.

Después se realizó un análisis para determinar si el cumplimiento de la obligación generada por tales artículos creaba un costo adicional a los regulados. Hay 43 artículos que retoman obligaciones que ya existían en otras normas y regulaciones, de tal forma que los regulados ya tenían dichas responsabilidades con antelación y estos lineamentos no representan un costo adicional para el cumplimiento de dichas obligaciones. Y hay otros 9 artículos que establecen una responsabilidad demasiado general como para poder identificar un costo específico. De este análisis se determinó que solamente 100 artículos generan un costo adicional. Para la cuantificación de los costos que dichos artículos generan, se decidió agruparlos en 15 categorías considerando las similitudes en los procesos o tipo de obligación. Por ejemplo, hay una serie de artículos del lineamiento que piden al regulado realizar un análisis de riesgos, o alguna de sus partes, pero al ser un proceso que se realiza de forma integral, se decidió agrupar todos los artículos implicados y costearlos conjuntamente. Otro ejemplo es los avisos que el regulado tiene que entregar al regulador previo al inicio de actividades de las diversas etapas de un proyecto de compresión, descompresión, licuefacción y regasificación de gas natural, en este caso, como es una actividad similar para todas las situaciones a las que hace referencia el lineamiento, también se decidió agruparlos para cuantificarlos conjuntamente.

En la sección siguiente se explicarán las razones de la agrupación para cada una de las categorías definidas, el valor unitario para cada costo considerado dentro de la categoría y la manera de calcularlo.

A continuación presentamos una tabla listando las categorías y los artículos agrupados en las mismas (incluyendo aquellos que no generan un costo adicional), hay categorías que solo incluyen un solo artículo porque no se encontraron puntos de similitud con otros.

**Tabla 1: Artículos incluidos en cada categoría de costo y tipo de instalación[[1]](#footnote-1)**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Categoría de costo | Todas | Compresión | Descompresión | Licuefacción | Regasificación | Marinas |
| *Gestión de riesgos* | 15, 23, 82, 88 102, 103 | 25, 26 |  | 56, 58, 60, 70 |  | 15, 122, 124, 125, 132, 138 |
| *Análisis de riesgo* | 21, 22, 79, 86, 110 |  |  | 57, 66 |  | 115, 119, 120, 128, 129, 133 |
| *Documentación y registros* | 7, 11, 13, 20, 24, 80, 81, 89, 96, 98, 100, 101, 106, 108, 141, 151, 154, 155, quinto transitorio | 37, 38 |  |  |  | 139 |
| *Verificaciones* | 24, 109, 141, 143, 144, 145, 147, 152, 153 | 37, 38 |  | 69, 105 |  | 132, 134 |
| *Equipo de seguridad* | 16, 24, 92 | 24, 32, 34, 35, 36, 40, 41, 42, 44, 88 | 24, 50, 51, 88 | 24, 55, 88, 133 | 24, 88, 133 | 17, 18 |
| *Seguridad de construcciones* |  | 27, 33 |  |  |  | 136 |
| *Diseño de instalaciones y/o equipos* | 23, 24, 81, 87, 104 | 22, 27, 28, 29, 30, 31, 39, 43, 45, 46, 47 | 22, 48, 49, 51, 53 | 54, 56, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 66, 67, 68, 69 | 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78 | 114, 116, 118, 120, 121, 122, 123, 125, 126, 127, 128, 130, 131, 133, 134, 135 |
| *Materiales* | 80 |  | 52 | 68, 134, 135, 136 | 134, 135, 136 | 117, 134, 135, 136, 137 |
| *Monitoreo* | 11 |  |  | 69, 71 |  |  |
| *Inspecciones y pruebas* | 12, 19, 98, 99, 104 | 41 |  |  |  | 137, 139, 140 |
| *Revisión de seguridad prearranque* | 79, 85 |  |  |  |  |  |
| *Aviso de inicio de actividades* | 107, 109,110, 111, 143, 146, 148, 149 |  |  |  |  |  |
| *Aviso de prearranque* | 83, 142 |  |  |  |  |  |
| *Capacitación* | 20, 91, 93, 94, 95 |  |  |  |  | 137 |
| *Disposición general* | 1, 6, 8, 9, 10, 14, 84, 90, 97, tercero transitorio |  |  | 65 |  | 113 |

Como se mencionó arriba, no todos los artículos que generan una obligación a los regulados generan un costo adicional. Los siguientes artículos imponen obligaciones ya sea de carácter general que no dan lugar a costos adicionales cuantificables para las entidades reguladas, o bien, se relacionan o complementan con obligaciones existentes establecidas por otras normas o disposiciones administrativas y sin ningún tipo de implicaciones de costos adicionales.

**Tabla 2: Obligaciones Generales que no generan costos cuantificables**

| Artículo | Contenido | Razón por la que no genera costo adicional |
| --- | --- | --- |
| 1 | Los presentes lineamientos tienen por objeto establecer las obligaciones, requisitos y elementos técnicos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente que los Regulados deberán cumplir para el diseño, construcción, pre-arranque, operación, mantenimiento, cierre, desmantelamiento y abandono de las Instalaciones de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural del Sector Hidrocarburos, con la finalidad de prevenir daños a la población, al medio ambiente y a las Instalaciones | Este artículo establece el objetivo de los lineamientos y por lo tanto una obligación general de cumplir con lo que los lineamientos establezcan. Esta obligación no es prescriptiva o suficientemente específica para asociarle un costo. La evaluación del costo total de estos lineamientos será finalmente el costo asociado a la obligación de este artículo |
| 6 | Los Regulados que realicen actividades del Sector Hidrocarburos asumen la responsabilidad directa, extracontractual y objetiva derivada del riesgo creado por las obras o actividades que desarrollen, con independencia de la causa que genere cualquier daño y/o perjuicio y de otras responsabilidades civiles, penales o administrativas que pudieran derivarse por otras causas o vías.La responsabilidad objetiva que rige en el Sector Hidrocarburos es directa respecto del generador del riesgo, con autonomía de la causa eficiente del daño actualizado. | Esta disposición establece una responsabilidad general en relación a los riesgos incurridos en la realización de actividades del sector de hidrocarburos. No implica carga específica adicional con esta regulación. |
| 8 | Las Instalaciones de Transferencia asociadas a gas natural comprimido (GNC) y gas natural licuado (GNL) deberán cumplir con lo establecido en las disposiciones que para dichos efectos emita la Agencia. | Esta provisión establece una obligación general de cumplir con otras disposiciones que emita la agencia. Esta obligación no es prescriptiva o suficientemente específica para asociarle un costo. |
| 9 | Los Regulados deberán contar con seguros y/o cualquier otro instrumento financiero para responder por los daños y/o perjuicios que se pudieran generar a terceros o al medio ambiente, durante las actividades de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural conforme a la normatividad que para tal efecto emita la Agencia | Esta provisión establece una obligación general de cumplir con otras disposiciones que emita la agencia. Esta obligación no es prescriptiva o suficientemente específica para asociarle un costo. |
| 10 | Los Regulados que realicen las actividades de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural deberán cumplir en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente con lo señalado en los presentes lineamientos, conforme a las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican, durante el ciclo de vida del Proyecto incluyendo el pre-arranque | Esta provisión establece una obligación general de cumplir con lo que estos lineamientos dicten. Esta obligación no es prescriptiva o suficientemente específica para asociarle un costo. El artículo además refuerza la obligación de cumplir con responsabilidades existentes en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos, sin agregar ningún requerimiento adicional. |
| 14 | Los Regulados deberán cumplir con las mejores prácticas de la industria para llevar a cabo las actividades de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural. Para tal efecto, se sugiere que los Regulados consideren los códigos, estándares, normas y mejores prácticas reconocidas a nivel nacional o internacional, que se encuentran en el Apéndice I de los presentes lineamientos.Sin detrimento de lo anterior, los Regulados pueden proponer a la Agencia, la adopción de prácticas operativas, estándares equivalentes o superiores a las señaladas en dicho Apéndice I, o bien, que se adecuen de la mejor forma por ser más eficientes o eficaces para las características propias de las Instalaciones. Para tal efecto, los Regulados deberán adjuntar las normas propuestas para su adopción, junto con la evaluación técnica y la documentación de soporte correspondiente. | Esta provisión establece la obligación de utilizar una serie de códigos, estándares, normas y mejores prácticas que incluyen normas mexicanas ya existentes y por lo tanto no se trata de obligaciones nuevas que puedan generar costos adicionales. Las NOM-001-SECRE-2010, NOM-013-SECRE-2012, y NOM-015-SECRE-2013 fueron escritas tomando como referencia muchas de las normas y estándares del listado del apéndice, por lo tanto el presente lineamiento refuerza las obligaciones establecidas previamente y además permite al regulado utilizar algún equivalente; las obligaciones en esta provisión no generan un costo adicional. |
| 65 | El diseño de los procesos de Licuefacción de Gas Natural debe provenir de entre aquellas tecnologías que han sido probadas a nivel internacional.Las Instalaciones de Licuefacción de Gas Natural deberán ser diseñadas y construidas con base en los códigos y estándares tales como CSA Z276, NFPA 59A, EN 1473 o su equivalentes | Esta provisión establece una obligación general de utilizar las mejores prácticas internacionales y estándares. La obligación no es prescriptiva o suficientemente específica como para poder asociarle un costo. La obligación de seguir estándares como CSA, NFPA y EN mencionados en este artículo existía anteriormente a estos lineamientos, a través de la NOM-013-SECRE-2012, su inclusión solo refuerza la obligación que ya existía. |
| 84 | Los Regulados deberán cumplir con todos los términos y condicionantes establecidos en la resolución en materia de impacto ambiental. | Esta provisión reafirma la obligación existente en el [Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regley/Reg_LGEEPA_MEIA_311014.pdf), [D.O.F. 31/10/2014](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366656&fecha=31/10/2014), sin ningún requerimiento adicional. |
| 90 | Para el caso de las Instalaciones que almacenen GNL o GNC y que realicen la transferencia de dicho producto por cualquier medio autorizado, deberán apegarse a lo establecido en la regulación y normatividad aplicable y/o en las Disposiciones Administrativas de carácter general que para tales efectos emita la Agencia | Esta provisión establece una obligación general de cumplir con lo establecido en normas aplicables y disposiciones administrativas emitidas por la Agencia. Esta obligación no es prescriptiva o suficientemente específica para poder asociarle un costo. |
| 97 | Los Regulados deberán cumplir con todos los términos y condicionantes establecidos en la resolución en materia de impacto ambiental para el mantenimiento e inspección | Esta provisión reafirma la obligación existente en el [Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regley/Reg_LGEEPA_MEIA_311014.pdf), [D.O.F. 31/10/2014](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366656&fecha=31/10/2014), sin ningún requerimiento adicional. |
| 113 | En adición a lo establecido en los presentes lineamientos, las Instalaciones Marinas de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación deberán dar cumplimiento con lo referido en el presente capítulo respecto a la Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente | Esta provisión establece una obligación general de cumplir con lo que establecen estos lineamientos. La obligación no es prescriptiva ni lo suficientemente específica para poder asociarle un costo.  |
| TERCERO | Los Regulados que cuenten con un permiso otorgado por la Comisión Reguladora de Energía para realizar las actividades de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural y se encuentren operando a la entrada en vigor de los presentes Lineamientos, contarán con un plazo de 120 días naturales para cumplir con lo previsto en los Capítulos de VII. OPERACIÓN, VIII. MANTENIMIENTO y IX. CIERRE, DESMANTELAMIENTO Y ABANDONO | Esta provisión establece una obligación general de cumplir con lo que establecen estos lineamientos. La obligación no es prescriptiva ni lo suficientemente específica para poder asociarle un costo. |

1.2 Cuantificación de Costos

1.2.1 Gestión de Riesgos

El lineamiento impone obligaciones relacionadas con la gestión de riesgos mediante diversos capítulos y artículos. Para ello se han conjugado las disposiciones de carácter general basadas en el rendimiento, las disposiciones específicas, y las disposiciones híbridas que combinan el método de fijación de objetivos con los mandatos prescriptivos. Las obligaciones de gestión de riesgos aparecen en los artículos 15, 23, 25, 26, 28, 56, 58, 60, 70, 82, 88, 102, 103, 122, 124, 125, 132, 138.

Cada una de estas disposiciones contribuye al programa global de gestión de riesgos que los operadores deben desarrollar, implementar y mantener en las instalaciones de gas natural. Aunque las obligaciones forman parte de los componentes del marco general de la gestión de riesgos, las diferentes disposiciones se aplican a la compresión, descompresión, licuefacción y regasificación. A fin de establecer una clara distinción, las obligaciones que se detallan a continuación incluyen las obligaciones de gestión de riesgos generales seguidas por las disposiciones de gestión de riesgos específicas para la compresión, descompresión, licuefacción, y regasificación.

El costo individual de las obligaciones de estas disposiciones es difícil de cuantificar, sin embargo, en conjunto representan la carga financiera agregada de los programas de gestión de riesgos que los operadores deben desarrollar, implementar y mantener. Como tal, estas obligaciones han sido agrupadas, y hemos agregado su carga de costos. Este método refleja el criterio que las entidades reguladas siguen al considerar los costos para el desarrollo de programas de gestión de riesgos y la gestión de riesgos. Los costos agregados, que se encuentran en la cifra al final de esta sección, se basan en estimaciones de IHS obtenidas con información de carácter privado y confidencial de la industria.

**Tabla 3: Obligaciones generales en lo que respecta a la gestión de riesgos**

| Articulo | Contenido | Obligación | Tipo |
| --- | --- | --- | --- |
| 15 | Los Regulados deberán realizar la identificación de peligros y el Análisis de Riesgos para las actividades de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural, conforme a lo establecido en las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican, y demás normatividad aplicable vigente que para tal efecto emita la Agencia. | Establece la obligación de la gestión de riesgos para las actividades de compresión, descompresión, licuefacción y regasificación. | General – basado en desempeño. |
| 23 | Los Regulados deberán estimar las emisiones de gases o partículas sólidas o líquidas a la atmósfera, así como definir las acciones en materia de prevención y control de la contaminación de la atmósfera.El diseño debe tomar en cuenta el cumplimiento de las emisiones máximas permisibles que serán emitidas por los Regulados | La gestión de riesgos exige que los diseños tengan en cuenta el cumplimiento con los niveles de emisiones permitidos. | General – basado en desempeño. |
| 82 | Los Regulados deberán desarrollar y aplicar la administración de la integridad mecánica y aseguramiento de calidad para el desarrollo de la construcción que permita que:I. Se valide y verifique la aplicación de los procedimientos de calidad, construcción y pruebas;II. Se verifique y atestigüe la realización de pruebas no destructivas y demás aplicables;III. Se verifique el conocimiento y habilidades del personal especializado;IV. Se atestigüen las pruebas de Pre-arranque y eventos críticos;V. Se realice la trazabilidad de materiales y equipos;VI. Se revisen y verifiquen los planos de la Instalación, yVII. Se cuente con la información requerida de los equipos | La obligación de gestionar los riesgos garantizando la integridad mecánica y la garantía de calidad de las actividades de construcción y desarrollo no es una carga adicional para las entidades reguladas. Dicho requisito ha sido establecido por la NOM-013-SECRE-2012 | Híbrido – con disposiciones basadas en desempeño y disposiciones específicas |
| 88 | Durante las operaciones normales no deberán existir emisiones de odorizante a la atmósfera y el sistema debe ser diseñado para eliminar y minimizar todas las posibles emisiones | Gestión de riesgos mediante el control de emisiones  | General – basado en desempeño. |
| 102 | Los Regulados deberán mantener el terreno de la Instalación libre de basura, escombros y otros materiales que pueden representar un Peligro a la seguridad, al medio ambiente o generar un incendio.Los Regulados debe asegurar que las vías de acceso a los sistemas de control de incendios dentro de las Instalaciones no presentan obstrucciones y que sean mantenidas adecuadamente para todas las condiciones climatológicas existentes | La obligación de establecer medidas de reducción de riesgos relacionadas al mantenimiento de los terrenos y los medios de entrada y salida, sin peligros, no es una carga adicional para las entidades reguladas. Dicho requisito ha sido establecido por la NOM-013-SECRE-2012 | Híbrido – con disposiciones basadas en desempeño y disposiciones específicas |
| 103 | Si la operación inadvertida de un componente puesto fuera de servicio puede causar una condición insegura, dicho componente debe tener un letrero en el lugar donde se controla su operación con la advertencia “No Operar”, aislarlo y bloquearlo con candado | La obligación de utilizar señalización para prevenir el uso de equipo inseguro no es una carga adicional para las entidades reguladas. Dicho requisito ha sido establecido por la NOM-013-SECRE-2012 | Específica |

**Tabla 4: Obligaciones en lo que respecta a gestión de riesgos de instalaciones de compresión**

| Articulo | Contenido | Obligación | Tipo |
| --- | --- | --- | --- |
| 25 | Las Instalaciones de GNC deberán ser diseñadas tomando las siguientes consideraciones:I. Los accesos y las salidas de las áreas operativas de la Instalación deberán estar despejados en cualquier momento;II. Se facilitarán los medios adecuados de evacuación en caso de Emergencia. En caso de que el personal autorizado pueda quedar atrapado, deben existir al menos dos salidas de emergencia con apertura hacia el exterior, estratégicamente ubicadas en relación con el Análisis de Riesgos;III. Todas las puertas deberán abrir hacia el exterior. Las puertas deberán ser lo suficientemente amplias como para proporcionar un fácil acceso y salida del personal autorizado;IV. Las puertas de emergencia deberán tener acceso hacia el exterior, no se debe permitir la entrada del personal desde el exterior y deberán estar equipadas en el interior con un mecanismo de apertura rápida.;V. Se debe impedir el acceso a todas las personas no autorizadas. VI. El perímetro de seguridad tales como vallas y paredes deberán estar construidos con materiales no combustibles | Medidas de reducción que incluyan un esquema de distribución que facilite la entrada y salida segura  | Híbrido – con disposiciones basadas en desempeño y disposiciones específicas |
| 26 | Se debe realizar un estudio de distribución de equipos e instalaciones, con base en el Análisis de Riesgos y la tabla 1 siguiente | La obligación de gestionar los riesgos asegurando la distribución adecuada de los equipos e instalaciones en base a los resultados del análisis de riesgos no es una carga adicional para las entidades reguladas. Dicho requisito ha sido establecido por PROY-NOM-010-ASEA-2016 | General – basado en desempeño |
| 28 | Las Instalaciones de GNC deberán cumplir con las siguientes especificaciones: I. Estar diseñadas para un paro seguro en el caso de una falla de energía, o en caso de sobrepasar los límites máximos o mínimos de operación;II. Cada compresor debe estar instalado de tal manera que la clasificación de área no se extienda a un área mayor a los límites de la propiedad, y III. Contar con una presión máxima de descarga hasta de 380 bar | Gestión de riesgos mediante el diseño de funciones que prevengan riesgos cuando se excedan los límites del equipo.  | General – basado en desempeño |

**Tabla 5: Obligaciones en lo que respecta a gestión de riesgos de instalaciones de licuefacción**

| Articulo | Contenido | Obligación | Tipo |
| --- | --- | --- | --- |
| 56 | Las Instalaciones deberán ser diseñadas para eliminar o minimizar la probabilidad de emisiones accidentales de GNL y sustancias inflamables.En el control de fugas, los Regulados deberán cumplir con los siguientes requisitos: I. La Instalación y el equipo que contenga fluidos inflamables debe localizarse en un área abierta, tomando en consideración el mantenimiento y las condiciones climatológicas de la localización;II. La distribución de equipos de la Instalación debe cumplir con el estudio de ubicación de equipos y el tránsito probable;III. El sistema de tuberías debe contar con la flexibilidad mecánica obtenida en el estudio correspondiente, a efecto de operar bajo todas las condiciones operativas de la instalación;IV. El número de bridas en la tubería debe ser minimizado utilizando válvulas soldadas en línea, considerando el comisionamiento, aislamiento y mantenimiento. En los casos en los que se utilicen bridas, éstas deberán contar con empaques para servicios criogénicos que cumplan con las condiciones de operación y el servicio. Las bridas deberán estar orientadas de tal manera que si llegara a ocurrir una fuga en forma de chorro, ésta no debe incidir en equipos cercanos;V. La ubicación de las descargas de las válvulas de relevo deberán estar localizadas a una altura y distancia tal que se minimicen los Riesgos, tomando como referencia lo siguiente:a. Mitigar el ruido por posibles descargas a velocidad sónica;b. Evitar la acumulación de líquidos o condensados en el sistema de tubería de desfogue.c. Resultados del Análisis de RiesgosVI. Los sellos mecánicos utilizados en las bombas deberán ser de alta integridad y estar diseñados para el manejo de sustancias criogénicas;VII. Las superficies galvanizadas se deberán ubicar de tal manera que, en caso de un incendio, se minimice la posibilidad de que el zinc fundido contamine la tubería de acero inoxidable, provocando una fractura por fragilización o falla rápida;VIII. Los materiales que contengan zinc, aluminio y cobre deberán ser compatibles con los materiales de los equipos en donde sea necesario un contacto directo, con el fin de prevenir fenómenos que puedan causar un daño o fuga en las Instalaciones, y IX. Las válvulas de aislamiento deberán estar ubicadas cerca de las boquillas, fuera de los límites o los bordes de los faldones y sistemas de contención en los tanques | La obligación de mitigar el riesgo asegurando que las instalaciones hayan sido diseñadas para cumplir objetivos funcionales específicos no es una carga adicional para las entidades reguladas. Dicho requisito ha sido establecido por PROY-NOM-010-ASEA-2016 | Híbrido – con disposiciones basadas en desempeño y disposiciones específicas |
| 58 | La protección por Seguridad inherente debe ser provista para:I. Contener los derrames de GNL y líquidos inflamables dentro de los límites y minimizar la consecuencia de los escenarios en los cuales las nubes de vapores pudieran extenderse más allá de la periferia de la Instalación;II. Minimizar la posibilidad de que un incendio se extienda hacia otras áreas en una de las áreas de la planta, yIII. Minimizar el daño en el área inmediata de un incendio, tomando en cuenta como mínimo: a. Las distancias de separación, con base en los resultados del Análisis de Riesgos; yb. La disminución de los inventarios de sustancias inflamables que alimentarían un posible incendio, a través de válvulas de aislamiento | Gestión de riesgos para asegurar que se haya establecido la respuesta ante derrames, fugas e incendios. | General – basado en desempeño |
| 60 | Los componentes de la carcasa y cajas de cojinetes de los compresores deberán ser diseñados y fabricados para asegurar una alineación precisa sobre el montaje. El diseño de los componentes sujetos a presión y a temperaturas criogénicas, debe considerar que la aleación de los materiales sea compatible con las condiciones de operación y con el fluido a conducir, resistencia al fenómeno de fragilización a efecto de evitar fallas por dicho fenómeno.En las curvas de desempeño proporcionadas por el fabricante de los equipos se debe especificar la condición de sobrecarga. La condición de sobrecarga será de al menos el 115% de la condición nominal | La obligación de mitigar el riesgo mediante una aleación y clasificación segura no representa una carga adicional para las entidades reguladas. Dicho requisito ha sido establecido por PROY-NOM-010-ASEA-2016. Sin embargo, la condición de sobrecarga de 115% no está cubierta por PROY-NOM-010-ASEA-2016. Este aspecto se ha incluido en el paquete de costos de gestión de riesgos.  | Específica |
| 70 | El vapor generado por ebullición en los tanques debe ser reciclado por licuefacción dentro de un sistema cerrado o se deberán enviar a un sistema para su utilización; sólo en caso de emergencia debe descargarse a la atmósfera mediante un proceso que no ponga en Riesgos al personal o estructuras vecinas | Estipula múltiples estrategias de gestión de riesgos que el operador puede utilizar para la eliminación del vapor.  | General – basado en desempeño |

**Tabla 6: Obligaciones en lo que respecta a gestión de riesgos de instalaciones de licuefacción y regasificación**

| Articulo | Contenido | Obligación | Tipo |
| --- | --- | --- | --- |
| 122 | Las cargas sísmicas deberán ser consideradas con base en la evaluación específica del sitio para el diseño sísmico, tomando en cuenta los procesos geológicos activos, la sismicidad del sitio, resistencia y ductilidad del suelo conforme al API RP 2 A-WSD, su equivalente o superior. Todas las estructuras que brinden soporte a los diferentes componentes principales, tales como sistemas de paro por Emergencia y sistemas contra incendio deberán diseñarse para soportar las cargas sísmicas de tal manera que mantengan la funcionalidad para accionar el paro seguro | Gestión de riesgos mediante la consideración de las cargas sísmicas y garantía de que la estructura es suficiente para el uso.  | General – basado en desempeño |
| 124 | Se deberán considerar los siguientes elementos para la protección contra derrames criogénicos en componentes estructurales expuestos durante una liberación importante de GNL:I. Se debe evaluar la integridad de estructuras de concreto basado en el tiempo de exposición y volumen de derrame potencial;II. Se deberán proteger las estructuras de acero mediante el uso de recubrimientos apropiados como los epóxicos con sobre-espesor que actué como protección en la interfase agua-aire en la zona de mareas y oleaje. Para el caso de zona sumergida se deberán aplicar recubrimientos tipo cintas poliolefinas, recubrimientos tricapa y/o genéricos; cumpliendo con el control de calidad recomendado por el fabricante, yIII. Los pilotes que soportan las tuberías de GNL que pudieran estar expuestos a derrames hacia el agua, deberán estar protegidos mediante recubrimientos resistentes a temperaturas criogénicas, en caso de que exista la posibilidad de que la capacidad del pilote pudiera ser degradada significativamente y que ello pudiere generar Riesgos a la integridad estructural | Establece medidas de reducción de riesgos para la protección contra derrames.  | General – basado en desempeño |
| 125 | Todas las Instalaciones que manejen GNL deberán diseñarse para evitar derrames al agua con la finalidad de evitar afectaciones ambientales. Para ello, los Regulados deberán instalar un sistema de retención de flujo en caso de desconexión de Emergencia durante la transferencia de GNL o un sistema de retención de derrames, a fin de evitar derrames al agua | Introduce disposiciones en materia de gestión de riesgos para prevenir derrames.  | General – basado en desempeño |
| 132 | Para las Instalaciones de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación que se encuentren ubicadas en el litoral o en la costa del territorio nacional que reciban o envíen GNL o GNC por medio de buque-tanques, se deberán realizar, adicionalmente, estudios oceanográficos y de actividad marítima, los cuales deberán incluir al menos: I. El acceso marítimo al sitio, yII. Los movimientos de los buques de GNL o de GNC y de otras embarcaciones que, en su caso, se encuentren operando en la zona de influencia de las Instalaciones de GNL o de GNC. Asimismo, la configuración y el acceso marítimo del sitio deberán permitir las maniobras de entrada y salida de buque-tanques, en operación normal y de Emergencia, con la máxima seguridad | Establece consideraciones mínimas para los sistemas de gestión de riesgos conjuntamente con los estudios acuáticos.  | Híbrido – con disposiciones basadas en desempeño y disposiciones específicas |
| 138 | Los Regulados deberán elaborar, mantener y actualizar los procedimientos para el manejo de los buques-tanque que arriben a la Instalación marina. Los procedimientos deberán estar basados en las regulaciones marítimas, estar vigentes y deberán contar con la aprobación de la entidad portuaria local, quien debe actuar de manera conjunta con los Regulados para las acciones de conducción durante el arribo, atraque y zarpado del buque. Durante la operación de la Instalación marina, se debe procurar que el manejo de los buque - tanques que arriben a la Instalación marina, se realice conforme a los siguientes procedimientos:I. El intercambio de información, incluye la capacidad de los parachoques del Muelle,II. La preparación para el arribo,III. La entrada o salida del puerto,IV. El atraque en el amarradero del muelle,V. El amarre en Boyas cuando aplique, yVI. Los procedimientos de desenganche de emergencia. El área de las Instalaciones Marinas debe contar con un sistema de comunicación entre el buque – tanque y la Instalación marina, un sistema de atención a Emergencia el cual debe ser continuamente monitoreado durante la descarga del buque- tanque a la Instalaciones marina.Para el caso de Instalaciones costa afuera deberán estar disponibles y accesibles para todo el personal de las Instalaciones de GNL los equipos de protección personal, tales como ropa contra el fuego, chalecos y anillos salvavidas. | Introduce el requisito de establecer procedimientos para minimizar riesgos. | Híbrido – con disposiciones basadas en desempeño y disposiciones específicas |

Las disposiciones de gestión de riesgos comprenden una serie completa de funciones que deben realizar los regulados. Debido a la naturaleza integrada e interrelacionada de estas disposiciones, no es posible asignar los costos individuales. Por lo tanto, hemos agregado el costo de la gestión de riesgos basado en información de carácter privado y confidencial de la industria.

**Tabla 7: Costo de Gestión de Riesgos**

| Actividad | Costo Unitario |
| --- | --- |
| Compresión y descompresión Gestión de riesgos  | MXN $ 538,933 |
| Regasificación y licuefacción Gestión de riesgos | MXN $ 2,452,326 |

1.2.2 Análisis de Riesgo

El lineamiento impone obligaciones relacionadas con el análisis de riesgos mediante diversos capítulos y artículos. Para ello se han conjugado las disposiciones de carácter general basadas en el desempeño, las disposiciones específicas, y las disposiciones híbridas que combinan el método de fijación de objetivos con los mandatos prescriptivos. Las obligaciones que se derivan de los artículos 21, 22, 57, 66, 79, 86, 110, 115, 119, 120, 128, 129, 133, son parte del mismo proceso de análisis de riesgos para instalaciones de gas natural. Las obligaciones de los artículos antes mencionados en su mayoría se basan en el desempeño y se relacionan a todas las instalaciones del gas natural bajo este lineamiento (compresión, descompresión, licuefacción y regasificación), sin embargo, algunos artículos de análisis de riesgo son específicos para la licuefacción o regasificación. Estos artículos específicos se identifican a continuación en tablas separadas.

El costo individual de las obligaciones de estas disposiciones es difícil de cuantificar, sin embargo, en conjunto representan la carga financiera del análisis de riesgos que los operadores deben llevar a cabo durante el diseño, construcción, operación, mantenimiento y abandono de instalaciones. Como tal, estas obligaciones han sido agrupadas, y hemos agregado su carga de costos. Este método refleja el criterio que los operadores deben seguir al considerar los costos para el análisis de riesgos e impactos. Los costos agregados que se encuentran en la tabla al final de esta sección, se basan en información de carácter privado y confidencial de la industria. Algunos lineamientos ya imponen obligaciones en materia de análisis de riesgos, por lo tanto, no se anticipa un incremento en los costos de los operadores para esos artículos.

**Tabla 8: Obligaciones en lo que respecta a análisis de riesgos de instalaciones de licuefacción**

| Artículo | Contenido | Obligación | Tipo |
| --- | --- | --- | --- |
| 57 | La capacidad de los diques y los canales para la contención de derrames de GNL y sustancias inflamables de las tuberías y equipos deberán ser evaluadas como parte del Análisis de Riesgos | Impone el requisito de llevar a cabo un análisis de riesgos de las tuberías y canales especificados. | Específica. |
| 66 | Para el diseño de tanques de almacenamiento de doble contención, contención completa, contención simple y membrana se debe considerar la presión interna de operación y vacío, presión de columna hidrostática, tasas de llenado y vaciado, capacidad neta con niveles máximos de operación, así como propiedades fisicoquímicas del componente a retener, tales como densidad relativa, temperatura, toxicidad, inflamabilidad y rango permisible de ebullición a condiciones atmosféricas, de conformidad con lo siguiente:I. La selección del tipo de tanque debe ser basado en una evaluación de Riesgos; II. En las condiciones normales de funcionamiento, este contenga en su totalidad el líquido y el vapor; III. Pueda ser llenado y vaciado a las tasas especificadas; IV. La evaporación sea controlada y, en casos excepcionales esta pueda ser relevada por medio de venteo atmosférico;V. El rango de presión de operación sea constante;VI. Se impida la entrada de aire y humedad, salvo en casos excepcionales, cuando se tenga que utilizar las válvulas de alivio de vacío;VII. El rango de vaporización máximo cumpla con lo especificado, minimizando la condensación y congelación de agua en la superficie externa. Se debe evitar el congelamiento de las cimentaciones;VIII. Los Riesgos, previamente identificados en el Análisis de Riesgo, debidos a accidentes deberán ser minimizados para evitar un derrame o fuga de Gas Natural;IX. Se pueda rellenar el espacio del aislamiento debido a su posible asentamiento;X. Tenga un sistema que pueda evitar la estratificación del Gas Natural Licuado, yXI. Tome en cuenta las cargas desarrolladas por sismo, incluyendo las generadas por el movimiento del GNL durante los sismos.Los Regulados pueden tomar en consideración para el diseño, lo establecido en los criterios de las normas tales como CSA Z276, EN 14620 y NFPA 59A, sus equivalentes o superiores | Impone la obligación de tener en cuenta los resultados del análisis de riesgos en el diseño de los tanques.  | Híbrido – con disposiciones basadas en desempeño y disposiciones específicas. |

**Tabla 9: Obligaciones en lo que respecta a análisis de riesgos de instalaciones marinas**

| Artículo | Contenido | Obligación | Tipo |
| --- | --- | --- | --- |
| 115 | Los requisitos para el diseño de la Instalación marina, incluyendo la ubicación, distribución y su orientación deberán considerar los resultados de diferentes estudios, tales como: estudio de análisis de suelo y/o del lecho marino, estudio de Análisis de Riesgos que considere el evento de tsunami y estudio de batimetría. La selección de la ubicación de la Instalación marina debe realizarse conforme a lo siguiente:I. Consideraciones operativas;II. Consideraciones ambientales;III. Investigación del sitio – cimentaciones:IV. Selección del diseño de condiciones ambientales:V. Tipo de plataforma;VI. Categorías de exposición;VII. Consideraciones de seguridad;VIII. Obtención de datos geotécnicos y estudios integrados de geo ciencias;IX. Estabilidad de cimentaciones superficiales;X. Determinación de los parámetros meteorológicos y oceanográficos aplicables;XI. La profundidad del agua, las mareas y mareas de tormenta;XII. Viento;XIII. Oleaje;XIV. Corrientes, yXV. Otros factores ambientales.Establecer en la Instalación marina accesos rápidos para vehículos de Emergencia y salidas hacia un punto seguro. | Impone la obligación de tener en cuenta los resultados del análisis de riesgos en el diseño de instalaciones marinas.  | Híbrido – con disposiciones basadas en desempeño y disposiciones específicas. |
| 119 | Los Regulados deberán realizar la caracterización del sitio donde se ubicará la Instalación marina a través de un análisis en tierra y/o costa fuera del escenario geológico y condiciones geotécnicas del sitio. La caracterización debe identificar las unidades geológicas locales, estructuras y Peligros, y debe ser suficiente para evaluar todos los Riesgos que puedan afectar la Instalación marina y facilitar la evaluación exhaustiva de la actuación estática y dinámica de las estructuras esenciales, tales como marcos, piernas de plataformas, pilotes, puentes de tuberías y duques de alba incluyendo la determinación de las propiedades dinámicas del suelo y clasificación de sitios para la evaluación de respuesta del sitio. Los Peligros geotécnicos deberán ser evaluados respecto a fallas del terreno, hundimientos y asentamientos como consecuencia de un sismo. Debe evaluarse el impacto de las deformaciones de los taludes sobre las estructuras principales, tales como: pilotes, trabes, marcos, contravientos, entre otros | Establece la obligación de llevar a cabo un análisis de riesgos mediante la evaluación de los peligros geotécnicos incluidos los eventos sísmicos y fallas en los cimientos.  | Específica |
| 120 | El desempeño de las cimentaciones, sistemas de retención de tierra y estructuras auxiliares deberán ser evaluadas utilizando métodos de análisis que incluyan el comportamiento no lineal del suelo.Los Regulados deberán evaluar la interacción suelo-estructura para cargas dinámicas y estáticas | Establece el requisito de llevar a cabo un análisis de riesgos de la adecuación de los cimientos sobre la base de consideraciones específicas del sitio.  | General – basado en desempeño |
| 128 | En la determinación de la elevación mínima de cubierta, los Regulados deberán considerar, durante el diseño de las tuberías y tanques colectores que estarán instalados por debajo de la cubierta, los efectos por cargas externas (por presión y cortante) | Análisis de riesgos de las cargas externas específicas del sitio.  | General – basado en desempeño |
| 129 | Con el fin de evaluar la necesidad de construcción de una escollera, Los Regulados deberán determinar las condiciones climáticas del sitio, así como: I. Una inspección hidrodinámica detallada del sitio;II. Una investigación geotécnica del fondo marino, yIII. Una investigación de altura de olas o de predicción retrospectiva | Debe incluir las evaluaciones hidrodinámica y geotécnica como parte del análisis de riesgos  | Híbrido – con disposiciones basadas en desempeño y disposiciones específicas |
| 133 | Para el caso del diseño de las Instalaciones costa afuera, se debe tomar en cuenta las siguientes medidas de seguridad:I. Las áreas de alojamiento de personal deberán estar aisladas de las áreas de Riesgos elevado;II. El Refugio Temporal de Seguridad (RTS), debe ser un área que proporcione protección para todo el personal en la plataforma por un periodo mínimo de 2 horas en caso de un incendio u otra Emergencia que tenga lugar en las áreas de proceso;a. Esta área debe tener rutas protegidas hacia los botes salvavidas, y b. En caso de Instalaciones costa afuera, los dormitorios de la plataforma pueden estar diseñados para funcionar como RTS.III. Medios de escape del personal;a. Los planos que muestren las rutas de escape deberán estar claramente visibles en diversos puntos de las Instalaciones;b. Las rutas de escape deberán estar identificadas e iluminadas adecuadamente;c. Deberán existir por lo menos dos rutas de escape separadas desde las áreas donde hay personal regularmente hasta el RTS, y d. Las rutas de escape deberán minimizar la posibilidad de quedar bloqueadas en una situación de Emergencia.IV. Debe haber al menos 2 botes salvavidas cerrados, operados por motor diesel enfriado por agua;a. La capacidad total de los botes salvavidas debe ser al menos 150% de la cantidad máxima de personas en la plataforma y deberán tener capacidad para el 100% de las personas de la plataforma en la eventualidad que alguno de los botes salvavidas no estuviese disponible en una Emergencia, y b. Se debe tener un acceso fácil y seguro hacia los botes salvavidas desde el RTS.V. La plataforma debe tener medios de escape al mar en los dos extremos opuestos de la plataforma más distantes entre sí. a. Adicionalmente, debe tener un sistema de escape secundario ubicado en el extremo opuesto del RTS y de los botes salvavidas primarios. Este sistema de escape debe tener un tamaño adecuado para acomodar la cantidad máxima de personas que están regularmente en el área de proceso de la plataforma, yb. Se deberán proporcionar medios alternos de escape al mar, además de los botes salvavidas. Estos medios alternos de escape pueden incluir cuerdas, toboganes u otros medios de escape de última instancia. | Análisis de riesgos de la suficiencia de los planes de evacuación en caso de incendio o emergencia | Híbrido – con disposiciones basadas en desempeño y disposiciones específicas |

**Tabla 10: Obligaciones en lo que respecta a análisis de riesgos para todas las instalaciones**

| Artículo | Contenido | Obligación | Tipo |
| --- | --- | --- | --- |
| 21 | Los Regulados deberán realizar los estudios e investigaciones generales del sitio en el cual se desarrollarán las actividades de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural, con la finalidad de determinar las bases de las mismas, respecto a los aspectos que de forma enunciativa mas no limitativa se mencionan a continuación: I. Del suelo y subsuelo;II. De ríos y mantos acuíferos;III. En el caso de las Instalaciones marinas o en el litoral, climatológicos y patrones de clima severos para proyectar condiciones en un periodo de 100 años, así como un estudio de batimetría, información de movimiento de mareas y de corrientes;IV. Sismológicos, tsunami y sobre cualquier otro Peligro natural, según sean aplicables;V. Modelos de dispersión, radiación y explosión de Gas Natural, así como Análisis de Riesgos y análisis de consecuencias para definir contornos de Riesgos relativos a las Instalaciones;VI. De Riesgos de incendio de la vegetación aledaña;VII. Incidentes potenciales y medidas de mitigación de Riesgos;VIII. Actividades adyacentes que incluya entre otros, desarrollos residenciales, comerciales, de esparcimiento, industriales, desarrollos sensibles (escuelas, hospitales, casas de retiro, estadios, iglesias), e infraestructura de Transporte;IX. Vías de comunicación terrestre para unidades que transporten GNC o GNL;X. Riesgos de inundaciones;XI. Características corrosivas del aire, agua y tierra con el propósito de realizar los planes y procedimientos de recubrimiento y protección anticorrosiva, yXII. De ubicación, considerando que el mismo no se encuentre dentro de un Área natural protegida, y/o que su desarrollo no afecte Especies y poblaciones en Riesgos, en términos de la legislación aplicable | La obligación de desarrollar programas específicos del sitio para investigaciones generales no es una carga adicional para las entidades reguladas. Dicho requisito ha sido establecido en las NOM-013-SECRE-2012 y NOM-015-SECRE-2013. Solo la corrosión no ha sido incluida en las normas pre-existentes.  | General – basado en desempeño |
| 22 | El sitio en el cual se construirán las Instalaciones de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural debe ser accesible a los servicios de seguridad y de Emergencia, los cuales deberá incluir: protección civil, bomberos, policía, servicios médicos y equipo de ayuda mutua por los diferentes medios disponibles y bajo cualquier condición climática para la seguridad del personal, la protección del medio ambiente y de las Instalaciones en caso de un incendio o Accidente. De conformidad con el plan de respuesta a emergencia, se deberá determinar los límites de las condiciones climáticas bajo los cuales se tomará la decisión de evacuar con anticipación al personal de las Instalaciones de GNL o GNC, para aquellos casos en los que se prevean condiciones climáticas aún más severas que pudieran poner en Riesgos a dicho personal e impedir el acceso al sitio.Para el caso de las Instalaciones que manejan GNL, el sitio debe contar con las dimensiones, configuración y características topográficas necesarias para recolectar y retener el GNL y/o refrigerantes y sustancias inflamables derramadas dentro del límite del predio, al igual que para facilitar la conducción y el drenado de agua superficial, así como las características necesarias para garantizar que la radiación del máximo desfogue posible emitido por el quemador no dañe al personal o a la población. La distribución de los equipos en las Instalaciones de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural debe estar fundamentada en los resultados del Análisis de Riesgos del sitio, conforme a lo establecido en los presentes lineamientos | Se requiere análisis de riesgos para definir la distribución del equipo y las condiciones laborales seguras. | General – basado en desempeño |
| 79 | Previo a la construcción de cualquier Instalación de Licuefacción, Regasificación, Compresión y Descompresión, los Regulados deberán contar con el estudio de identificación de Peligros y Análisis de Riesgos conforme a la ingeniería de detalle del Proyecto, estableciendo en la ingeniería aprobada para construcción, las medidas de prevención, control y mitigación derivadas del propio estudio, conforme a lo dispuesto en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican | Se requiere análisis de riesgos para definir la distribución del equipo y las condiciones laborales seguras.  | General – basado en desempeño |
| 86 | Los Regulados deberán considerar las siguientes medidas de protección al medio ambiente:1. Identificación de Aspectos e Impactos ambientales originados en la operación de las instalaciones de proceso, áreas de servicio, almacenamiento de sustancias y materiales, entre otros, considerando las emisiones a la atmosfera de equipos de proceso y equipos de servicios auxiliares, descargas de aguas residuales de proceso, sanitarias y de servicios, generación y manejo de residuos peligrosos y no peligrosos, sitios potenciales de contaminación del suelo y subsuelo, equipos generadores de ruido, posibles venteos o fugas, entre otros;
2. Determinación de medidas de control y mitigación para reducir o eliminar los impactos ambientales identificados en el punto anterior, y
3. Evaluación de la aplicación de medidas de control y mitigación, establecidas en el punto anterior, para determinar su efectividad o la aplicación de nuevas medidas.
4. Realizar la identificación de requisitos legales aplicables a las actividades de operación en materia ambiental, que incluyan como mínimo los requisitos legales para las:

a. Emisiones de olores, gases, así como de partículas sólidas y liquidas a la atmósfera provenientes las fuentes fijas, fugitivas y móviles, tales como turbocompresores, emisiones del proceso de licuefacción, como pueden ser las corrientes de gas ácido en los procesos de desulfurización, emisiones de BTEX; quemadores; venteos; generadores de emergencia; bombas de contra incendio de combustión interna, entre otros;b. Residuos peligrosos y no peligrosos, generados en la operación y mantenimiento de las instalaciones de proceso y servicios auxiliares;c. Emisiones de ruido y vibraciones generadas por turbo-maquinaria, equipos de proceso, entre otros, yd. Control de sitios y operaciones potenciales de contaminación de suelo.1. Contar y aplicar con un Programa para el Cumplimiento de cada uno de los requisitos legales aplicables identificados en el punto anterior, y
2. Las demás obligaciones que establezca la Agencia
 | El análisis de riesgos debe incluir los riesgos ambientales de este artículo u otros riesgos ambientales específicos jurisdiccionales o del sitio.  | Híbrido – con disposiciones basadas en desempeño y disposiciones específicas |
| 110 | Los Regulados deberán dar aviso a la Agencia sobre su intención de abandono y presentar un Dictamen Técnico de un Tercero Autorizado en el que conste que el programa de actividades de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente, cumpla con el marco regulatorio aplicable. El programa deberá incluir de manera enunciativa más no limitativa:Evaluaciones, análisis de riesgo y estudios técnicos necesarios iniciales y finales, que los Regulados ejecutarán para demostrar que no existe daño, sitio contaminado o afectación ambiental; yAcciones de compensación y restitución ambiental propuestas. | Análisis de riesgos mediante la evaluación de posible impacto ambiental del sitio antes del desmantelamiento.  | General – basado en desempeño |

Las disposiciones de análisis de riesgos comprenden una serie completa de funciones que deben realizar los regulados. Debido a la naturaleza integrada e interrelacionada de estas disposiciones, no es posible asignar los costos individuales. Por lo tanto, hemos agregado el costo del análisis de riesgos basado en información de carácter privado y confidencial de la industria.

**Tabla 11: Costo del Análisis de Riesgo**

| Actividad | Costo Unitario |
| --- | --- |
| Regasificación, compresión, descompresión y licuefacción | MXN $385,210.5  |

1.2.3 Documentación y Registros

El lineamiento impone a través de 21 diversos artículos[[2]](#footnote-2) obligaciones de preparación de reportes y documentos sobre información de las actividades realizadas, los cuales deben ser almacenados, pero al mismo deben estar disponibles cuando la autoridad los requiera. En varios de estos requerimientos tan solo se trata de mantener una copia de documentos que se preparan en otros procesos, en otras ocasiones se trata de buscar información que se genera en otros procesos y preparar documentos con ella, y finalmente todos deben conservarse de una manera tal que estén disponibles cuando se requieran, lo que implica un sistema para su almacenamiento. Dado que todos compartirán el costo del sistema de almacenamiento, se decidió costearlo todos bajo un mismo esquema.

Para la cuantificación del costo para la presentación del aviso de inicio de actividades se toma como base el número de horas dedicadas para la preparación de un documento similar reportadas en un análisis de la Oficina de Administración y Presupuesto de EE.UU. sobre los costos incurridos por los operadores de instalaciones para la presentación de diversos requerimientos legales[[3]](#footnote-3).

Se ha utilizado una tasa de salario integrado por hora de MXN $129.99 para un ingeniero de instalación, y un costo de MXN $70.20 para el personal administrativo derivado del contrato colectivo (2015-2017) de PEMEX y cotejado con la base de datos de salarios de IHS Global Insight.

Para la elaboración y administración de archivos de respaldo se estiman 3 horas por año por instalación. La conservación y presentación de informes sobre pedido requiere una hora por instalación. Los artículos especifican una hoja informativa estándar que tiene un costo marginal de 0.25 horas por instalación.

El requisito específico de cada artículo se detalla en la siguiente tabla:

**Tabla 12. Obligaciones de Documentación y registros– Todas las instalaciones**

| Artículo | Contenido | Horas Requeridas | Costo de Hora de Trabajo (MXN) | Costo Unitario (MXN) |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 7 | El diseño, construcción, Pre-arranque, operación, mantenimiento, cierre, desmantelamiento y abandono de las Instalaciones de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación deberán cumplir con los requisitos que establecen los presentes lineamientos, en caso de utilizar tecnología nueva o distinta a la prevista en los presentes lineamientos, **los Regulados deberán proporcionar evidencia científica u objetiva a la Agencia**, por medio de la cual hagan constar que se realizó una investigación especial de todos los factores y se concluyó que las desviaciones propuestas cumplen con el propósito de estos lineamientos y brindan un nivel equivalente de seguridad.  | 0.25 | 70.20 | 8.09 |
| 11 | En relación con la integridad de los equipos e Instalaciones, se deberán cumplir con los siguientes principios:Los equipos e Instalaciones deberán ser estructural y mecánicamente adecuados para llevar a cabo las funciones y procesos para los cuales fueron diseñados y resistir las condiciones máximas de operación, y los Regulados deberán de implementar, documentar y operar la administración de la integridad de los activos de la Instalación con la finalidad de monitorear y administrar sus mecanismos y modos de falla, con el objetivo de mantener y asegurar la Integridad Mecánica de estos conforme a lo establecido en las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican | 0.25 | 70.20 | 8.09 |
| 13 | Los Regulados deberán **registrar y reportar** a la Agencia los Accidentes e Incidentes que se presenten en las Etapas de Desarrollo del Proyecto, de conformidad con las disposiciones administrativas que para tal efecto emita la Agencia | 0.25 | 70.20 | 17.55 |
| 20 | Los Regulados deberán establecer e implementar **procedimientos por escrito para administrar y comunicar cambios temporales o definitivos en la tecnología,** el equipo y los procedimientos, así como los cambios en la Instalación.Los procedimientos deberán asegurar que se tomaron en cuenta las siguientes consideraciones, previas a la realización de cualquier cambio:I. La base técnica para el cambio propuesto;II. Impacto del cambio en la seguridad;III. Las modificaciones a los procedimientos de operación;IV. Periodo de tiempo necesario para el cambio, yV. Los requisitos de autorización para el cambio propuesto. | 1 | 70.20 | 70.20 |
| 24 | Para el diseño de las Instalaciones de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural los Regulados deberán considerar de acuerdo a las necesidades en cada una de las Etapas de Desarrollo del Proyecto, al menos las siguientes especialidades: civil, mecánico, eléctrico, instrumentos y seguridad:I. Especialidad civil. Se deberán considerar al menos los siguientes aspectos:a. El diseño debe contener, de forma enunciativa más no limitativa lo siguiente:i. Elementos estructurales y memorias de cálculo;ii. Poligonal del predio o de la zona federal marítima, terrestre, fluvial o lacustre, indicando las coordenadas de los vértices y los rumbos de los lados, el sentido de las vialidades, accesos, carreteras o caminos colindantes;iii. Plantas arquitectónicas y azoteas de edificios;iv. Área de tanques, indicando su capacidad y producto;v. Planos del sistema contra incendios, incluyendo extintores;vi. Sistemas y planos de conjunto con la distribución de drenaje de aguas aceitosas, pluviales, químicos y sanitarios;vii. Croquis de localización, donde se indique el sentido de las vialidades internas, accesos, carreteras, calles o caminos colindantes;viii. Muelles para instalaciones marinas;ix. Señales y avisos: Las Instalaciones deberán contar con señalamientos de información que faciliten la identificación de condiciones seguras, informativas de emergencia o desastre, precaución, prohibición o restrictivas y obligación. Todos los equipos, tuberías y elementos que componen la Instalación, deberán estar plenamente identificados con una clave única, y referenciados en los planos de las diferentes disciplinas técnicas.Las tuberías deberán contar con rótulos que identifiquen plenamente el número de línea, diámetro y servicio, conforme a lo establecido en el listado de líneas inherentes al Proyecto.x. Instalaciones hidráulicas;xi. Planos de conjunto e isométrico;xii. Indicar la distribución de las líneas de agua, sus diámetros, válvulas, conexiones, especificaciones, servicios de la tubería y lista de materiales;xiii. Especificar la presión de operación máxima a que estarán sometidas las tuberías de agua, yxiv. Diagrama de la instalación incluyendo conexiones y tomas de las redes, indicando válvulas de no retorno para prevenir contra flujos.II. Especialidad mecánica. Para el diseño de tuberías y equipos se deberán considerar al menos los siguientes aspectos:a. El establecimiento de las condiciones de diseño, incluyendo: presión, temperaturas, servicio y otras condiciones, tales como la velocidad del viento, movimientos sísmicos, choques de fluido, gradientes térmicos y número de ciclos de las cargas;b. Determinación del diámetro de la tubería, de acuerdo a las condiciones del caudal, la velocidad y la presión del fluido;c. La selección de los materiales de la tubería con base en la corrosión, la fragilización y la resistencia mecánica;d. La selección de las clases de bridas y válvulas;e. El cálculo del espesor mínimo de pared de acuerdo a las temperaturas y presiones de diseño;f. El espesor adicional por corrosión;g. La configuración de soportes para el sistema de tuberías;h. El análisis de esfuerzos por flexibilidad;i. Minimizar el número de conexiones y otros posibles puntos de fuga o liberación a la atmósfera;j. Contar con un indicador de presión para cada una de las partes del sistema de tuberías;k. Contar con dispositivos que permitan una despresurización manual segura, y l. Los Regulados deberán instalar las válvulas de corte y cierre necesarias para una despresurización segura para cada equipo de la Instalación, a efecto de estar en posibilidad de realizar un paro seguro en caso de mantenimiento o pruebas.III. Especialidad eléctrica. Los Regulados deberán de contar con planos eléctricos elaborados por una persona física o moral calificada y experimentada en la materia. Los Regulados deberán evidenciar que cuentan con el dictamen donde se demuestre que las Instalaciones de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural han sido verificadas por una Unidad de Verificación de Instalaciones Eléctricas debidamente acreditada en términos de la normatividad aplicable. Dentro de la información verificada se debe cumplir, de manera enunciativa mas no limitativa con los siguientes documentos técnicos:a. El área circundante de un compresor, de una bomba, de un intercambiador de calor, tuberías y sus conexiones y contenedores pequeños así como el área circundante de un edificio o alguna otra estructura que los contenga debe estar eléctricamente clasificado; b. Diagramas unifilares que contengan la información más relevante de la instalación, relación de cargas, planos eléctricos con cortes y detalles, memorias de cálculo técnico descriptivas de corto circuito, y puesta a tierra;c. Planos de áreas clasificadas con cortes transversales y longitudinales;d. El cumplimiento de todo el equipo eléctrico con clasificación según estas áreas;e. Especificaciones para la Construcción de cuartos eléctricos;f. Fichas técnicas u hojas de datos de los equipos con certificados y aprobación para el tipo de uso que se les dará;g. Pruebas en fábrica y en sitio;h. Especificaciones de los materiales que se requieren para las subestaciones eléctricas, yi. Las especificaciones de los sistemas ininterrumpibles de energía eléctrica y bancos de baterías.IV. Especialidad de instrumentación. Las Instalaciones de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural, se deberán diseñar e instalar, de forma enunciativa más no limitativa, conforme a las siguientes especificaciones:a. Los equipos dinámicos deberán contar con los sistemas de protección mediante sensores que monitoreen y detecten condiciones anormales de variables como las siguientes: vibraciones, temperatura, presión, flujo, desplazamiento y velocidad, previstos en el estándar API STD 670, su equivalente o superior. Se debe instalar un sensor de temperatura en la descarga del compresor aguas abajo después del enfriador. b. Los equipos estáticos deberán contar con los sistemas de protección mediante sensores que monitoreen y detecten condiciones anormales de variables tales como: nivel, presión, flujo y temperatura, previstos en el estándar API RP 551, su equivalente o superior.c. La temperatura del Gas Natural después del enfriamiento posterior a su compresión no debe exceder 60 °C de acuerdo a lo indicado en el ISO/DIS 16923, su equivalente o superior. En caso de que la temperatura de descarga del Gas Natural aguas abajo del enfriador exceda los 60 °C, el compresor debe realizar el paro de operación en modo seguro.V. Especialidad de seguridad. Se deberán considerar al menos los siguientes aspectos:a. Los Regulados deberán instalar un sistema de supresión de incendios de conformidad con los resultados del Análisis de Riesgos. Para el caso de los sistemas de contención de derrames de GNL y líquidos refrigerantes inflamables, se debe contar con sistemas de espuma de alta expansión.b. Los Regulados deberán instalar detectores de Gas Natural y fuego de conformidad con los resultados del Análisis de Riesgos;c. Los equipos de detección de Gas Natural deberán ser instalados de acuerdo al resultado del Análisis de Riesgos. El número, tipo y localización de los detectores de Gas Natural y sustancias inflamables en cada espacio debe considerar aspectos tales como el tamaño de la Instalación, la distribución de la ventilación de la Instalación y el tipo de gas. En el caso de detectores de gas y fuego, éstos deberán tener comunicación con el sistema de paro por Emergencia y con el sistema de control;d. Una alarma audible y visible debe ser activada automáticamente cuando la concentración de vapor alcance el 20% del Límite Inferior de Inflamabilidad (LEL) o bien el sistema de paro por emergencia sea activado al 50% del LEL. El diseño, construcción y aspectos de montaje debe apegarse a los estándares internacionales aplicables, e. Los Regulados deberán contar con un sistema de paro por Emergencia diseñado de conformidad con los resultados obtenidos del Análisis de Riesgos, con el objeto de mitigar cualquier condición anormal y llevar a la Instalación a una condición de paro seguro. Dentro del Análisis de Riesgos se debe documentar la configuración del sistema de paro por Emergencia que minimizará cualquier liberación y prevendrá el escalamiento descontrolado. El sistema de paro por Emergencia debe ser capaz de detener la operación en cualquier momento durante la operación, ya sea manualmente o vía remota. Se debe establecer una comunicación efectiva entre el sistema de paro por Emergencia y el sistema de gas y fuego. El sistema de paro por emergencia debe estar conformado por un control lógico programable exclusivo necesario para realizar el paro de Emergencia de las Instalaciones;f. Los botones de paro por Emergencia de activación manual deberán estar ubicados acorde al resultado del Análisis de Riesgo, típicamente puede ser: cerca del patín de Compresión o de bombeo, y en su caso en las instalaciones marinas, así como dentro del cuarto de control de la Instalación. La filosofía del sistema de paro por Emergencia debe definirse con base en un estudio de Análisis de Riesgos y un estudio de Nivel de Integridad de Seguridad. | La obligación de las especialidades civil y mecánicas no imponen ninguna carga adicional a las entidades reguladas. La obligación fue impuesta por las normas NOM-005-ASEA-2016, NOM-007-SECRE-2010, y NOM-013-SECRE-2012.  |
| 80 |  Los Regulados deberán mantener la Integridad Mecánica y aseguramiento de la calidad de los activos y equipos de proceso, instalados o nuevos y sus refacciones en toda las Etapas de Desarrollo del Proyecto a través del cumplimiento de sus especificaciones de diseño, fabricación, transporte al sitio de instalación, almacenamiento e instalación conforme a lo establecido por los fabricantes; así como **la generación de los registros documentales correspondientes de cada una de estas etapas**, en conjunto con su Sistema de Administración autorizado conforme a lo establecido en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican. | 3 | 70.20 |  |
| 81 | En la construcción de Instalaciones y equipos, los Regulados deberán asegurarse que los equipos para las aplicaciones de proceso cumplen con las especificaciones de diseño, las pruebas de aceptación en fábrica, las pruebas de aceptación en sitio. **Los resultados y documentación de dichas pruebas deberán mantenerse disponibles para la evaluación correspondiente**. | 1 | 70.20 | 70.20 |
| 89 | Las Instalaciones de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural deberán contar con un manual de operación. conforme a lo indicado a continuación y debe contener procedimientos documentados para:1. El arranque inicial de la operación;
2. La operación normal;
3. El paro y vuelta a servicio de las Instalaciones;
4. Operaciones de transferencia de auto-tanques, buque-tanques, semirremolques y carro-tanques, según aplique;
5. Establecer las responsabilidades del personal que operará cada subsistema o Instalación;
6. Monitoreo de las condiciones de operación para mantenerlas dentro de los límites establecidos y acciones necesarias para reestablecerlas en caso de que éstas salgan de control;
7. La operación de los sistemas de seguridad de las Instalaciones;
8. El enfriamiento de los componentes que estarán sometidos a temperaturas criogénicas, y
9. i. El monitoreo de la operación de cada sistema y la Integridad Mecánica de las estructuras en las cuales existe Peligro para las personas, medio ambiente o propiedades si se detecta funcionamiento indebido o inadecuado, fuga o fuego por sustancias inflamables
 | La obligación de manuales de operación y procedimientos documentados no impone una carga adicional a las entidades reguladas. La obligación fue impuesta por la NOM-013-SECRE-2012. |
| 96 |  Durante la operación **los registros** de operación y seguridad se deberán **conservar por un periodo de al menos cinco años.** | La obligación de sistemas de almacenamiento no impone una carga adicional a las entidades reguladas. La obligación fue impuesta por la norma NOM-013-SECRE-2012. |
| 98 | Los Regulados deberán contar con un programa de mantenimiento documentado que establezca los requisitos del programa de inspección y mantenimiento para cada componente identificado utilizado en sus Instalaciones de acuerdo a las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican, para cada uno de los modelos siguientes: I. Predictivo;II. Preventivo, yIII. Correctivo.Los Regulados deberán realizar las inspecciones periódicas, pruebas, o ambos, en un horario que se incluya en el programa de mantenimiento de los componentes y sus sistemas de apoyo identificados que requieran inspección y/o mantenimiento. Los Regulados deberán determinar un programa de mantenimiento que tome en consideración el diseño particular de las Instalaciones, las instrucciones del fabricante, las condiciones ambientales, las horas de operación, la frecuencia de uso y otros factores que afectan el uso del equipo y el desgaste. **Los resultados del mantenimiento deberán ser almacenados y estar disponibles para su inspección para cuando la Agencia lo requiera**. | La obligación de documentar las operaciones y el programa de mantenimiento no impone una carga adicional a las entidades reguladas. La obligación fue impuesta por la norma NOM-013-SECRE-2012. |
| 100 | Las Instalaciones de Gas Natural **deberán tener un manual** que especifique el mantenimiento que se debe realizar a equipos, componentes y sistemas para garantizar la seguridad de las personas, la protección al medio ambiente y la integridad de las Instalaciones | La obligación de tener un manual de mantenimiento no impone una carga adicional a las entidades reguladas. La obligación fue impuesta por la norma NOM-013-SECRE-2012. |
| 101 | El manual de mantenimiento, además de establecer las políticas, y mecanismos de administración de mantenimiento adoptados por los Regulados, deberán incluir los procedimientos de mantenimiento, inspección y reparación, así como los procedimientos para la seguridad del personal y de la instalación. Las reparaciones deberán llevarse a cabo, independientemente que el equipo se encuentre en funcionamientoEl manual de mantenimiento y el programa respectivo, debe ser actualizado cuando ocurran cambios en las instalaciones y/o procesos. Los cambios en el programa de mantenimiento de los equipos de seguridad deberán estar justificados técnicamente y quedar documentados | La obligación de tener un manual de mantenimiento no impone una carga adicional a las entidades reguladas. La obligación fue impuesta por la norma NOM-013-SECRE-2012. |
| 106 | Durante la operación, los registros de mantenimiento y seguridad se deberán conservar para cuando la Agencia lo requiera | La obligación de mantener los registros de mantenimiento y seguridad no impone una carga adicional a las entidades reguladas. La obligación fue impuesta por la norma NOM-013-SECRE-2012. |
| 108 | "Los Regulados deberán mantener los registros, ubicación, fecha de Cierre y Desmantelamiento, y métodos empleados para que las Instalaciones, equipos y Sistemas queden en condición segura. Asimismo, los Regulados deberán mantener señalizadas las Instalaciones que se encuentren fuera de servicio, por cierre definitivo. Éstas deberán estar rotuladas con información sobre su contenido anterior, método empleado para recuperar los vapores" | 3 | 70.20 | 210.60 |
| 141 | Los Regulados deben obtener un Dictamen Técnico de un Tercero Autorizado por la Agencia, de la ingeniería de detalle, conforme a lo establecido en los presentes lineamientos y en el Sistema de Administración. Esta evaluación debe ser entregada a la Agencia con por lo menos 45 días hábiles, previos al inicio de actividades de construcción. En el caso de modificación de Instalaciones por ampliación de instalaciones o modificaciones al proceso, se debe ingresar a la Agencia, el dictamen correspondiente, al menos cinco días previos a la puesta en operación. Los Dictámenes Técnicos de diseño deben ser conservados por el Regulado durante el ciclo de vida de la instalación.Los Dictámenes Técnicos a los que se refiere el párrafo anterior podrán ser presentados, en su oportunidad, a las autoridades correspondientes para acreditar que el diseño de las instalaciones o equipos son acordes con la normativa aplicable y las mejores prácticas" | 3 | 70.20 | 210.60 |
| 151 | Los Regulados deberán conservar las evidencias de cumplimiento de lo previsto en el presente lineamiento durante la vigencia del permiso y hasta 12 años después de abandonado el sitio | 1 | 70.20 | 70.20 |
| 154 | Los Regulados deberán conservar y tener disponible para supervisión e inspección por parte de la Agencia, la información documental del cumplimiento de los presentes lineamientos, durante todas las Etapas de Desarrollo del Proyecto, incluyendo el Pre-arranque, y durante los diez años posteriores al abandono de las Instalaciones | 1 | 70.20 | 70.20 |
| 155 | La Agencia puede solicitar a los Regulados cualquier información documental que considere necesaria para determinar el cumplimiento de los presentes lineamientos. Los Regulados deberán conservar la información documental en la Instalación para presentarla por medios impresos o digitales durante el proceso de supervisión y/o inspección, así como facilitar a los inspectores de la Agencia los mecanismos para la determinación de la conformidad | 1 | 70.20 | 70.20 |
| QUINTO | En tanto no se cuente con Terceros Autorizados para realizar los dictámenes técnicos y evaluaciones técnicas previstos en los presentes lineamientos, los Regulados podrán someter a consideración de la Agencia, por Proyecto, la documentación que demuestre la experiencia de una persona física o moral, con reconocimiento nacional o internacional, para que éstos emitan una opinión en materia de Seguridad Industrial, Operativa y protección al medio ambiente respecto de la Etapa de Desarrollo del Proyecto evaluada.Para demostrar la experiencia se deberán incluir, al menos, acreditaciones profesionales, certificaciones, reconocimientos y cursos de actualización. Asimismo, se deberá adjuntar la declaratoria de no existencia de conflicto de interés. | 2 | 129.99 | 259.98 |

**Tabla 13: Obligaciones de Documentación y registros– Compresión**

| Artículo | Contenido | Horas Requeridas | Costo de Hora de Trabajo (MXN) | Costo Unitario (MXN) |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 37 | Los recipientes a presión de GNC pueden ser fabricados con acero o aluminio, tomando en consideración para su diseño el cálculo, la selección de materiales y fabricación incluyendo soldadura, tratamientos térmicos, instalación, inspección y pruebas, así como contar con documentación y certificación | 0.25 | 70.20 | 17.55 |
| 38 | Para recipientes fabricados con materiales compuestos por medio de polímeros, se debe considerar para su diseño el cálculo a los límites de presión y temperatura, método de fabricación, inspección y pruebas, así como su documentación y certificación | El costo ya ha sido incluido en el artículo 37. Este requisito es el mismo en el artículo 37 para los recipientes a presión de GNC, pero con materiales compuestos por medio de polímeros en lugar de acero o aluminio.  |

**Tabla 14: Obligaciones de Documentación y registros– Instalaciones marinas**

| Articulo | Contenido | Horas Requeridas | Costo de Hora de Trabajo (MXN) | Costo Unitario (MXN) |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 139 | Los Regulados deberán desarrollar y mantener actualizados los procedimientos de mantenimiento y establecer los intervalos de inspección de la Instalación marina de acuerdo a las recomendaciones del fabricante. Asimismo, los Regulados deberán mantener los registros de la evidencia del cumplimiento del mantenimiento disponibles para revisión por la Agencia en caso de ser requeridos. | La documentación es la misma del artículo 99, pero específica para operaciones marinas. No se impone una carga adicional de costos administrativos más allá de la obligación impuesta por el artículo 99.  |

1.2.4 Verificaciones

El lineamiento impone obligaciones relacionadas con la verificación de los diversos aspectos de la actividad de exploración y producción en tierra y en alta mar, incluidos el diseño, la fabricación y la construcción de planos, integridad mecánica, y la verificación de abandono. Los costos se basaron en datos de carácter privado y confidencial de la industria. Los artículos 141, 143, y 144 fueron agrupados ya que son parte del mismo proceso de verificación de nuevas instalaciones. Los artículos 37 y 38 se agruparon como parte de la verificación de los materiales.

Dada la falta de datos históricos relacionados con la verificación e inspección en la industria petrolera en México, para evaluar los costos asociados a la verificación realizada por terceros, nos basamos en estimaciones de costos utilizados por la Oficina Estadounidense de Seguridad y Control de normas ambientales (BSEE). Tales datos reflejan el costo para la industria en los EE.UU. y en todo el mundo y nosotros anticipamos que costos similares se aplicarán a la industria del petróleo y de gas en México. Los datos de BSEE mostraron el costo promedio ponderado de las auditorías a través de 130 operadores en los EE.UU., realizado cada 3 años por el operador[[4]](#footnote-4). El costo promedio ponderado de auditoría fue ajustado a la inflación y dividido entre 3 para calcular un promedio anual aplicado por instalación activa. Esto se utilizó como fuente para el costo de permitir acceso a las instalaciones de conformidad con los artículos 152-153.

El requisito específico de cada artículo se detalla en la siguiente tabla:

**Tabla 15: Obligaciones para las verificaciones – Todas las instalaciones**

| Artículo | Contenido | Precio Fijo (MXN) | Costo Unitario (MXN) |
| --- | --- | --- | --- |
| 24 | III. Especialidad eléctrica. Los Regulados deberán de contar con planos eléctricos elaborados por una persona física o moral calificada y experimentada en la materia. Los Regulados deberán evidenciar que cuentan con el dictamen donde se demuestre que las Instalaciones de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural han sido verificadas por una Unidad de Verificación de Instalaciones Eléctricas debidamente acreditada en términos de la normatividad aplicable | La obligación de verificar las instalaciones eléctricas no impone ninguna carga adicional a las entidades reguladas. Dicho costo ha sido establecido por NOM-001-SEDE. |
| 141 | Los Regulados deben obtener un Dictamen Técnico de un Tercero Autorizado por la Agencia, de la ingeniería de detalle, conforme a lo establecido en los presentes lineamientos y en el Sistema de Administración. Esta evaluación debe ser entregada a la Agencia con por lo menos 45 días hábiles, previos al inicio de actividades de construcción. En el caso de modificación de Instalaciones por ampliación de instalaciones o modificaciones al proceso, se debe ingresar a la Agencia, el dictamen correspondiente, al menos cinco días previos a la puesta en operación. Los Dictámenes Técnicos de diseño deben ser conservados por el Regulado durante el ciclo de vida de la instalación.Los Dictámenes Técnicos a los que se refiere el párrafo anterior podrán ser presentados, en su oportunidad, a las autoridades correspondientes para acreditar que el diseño de las instalaciones o equipos son acordes con la normativa aplicable y las mejores prácticas | 705,315 | 705,315 |
| 143 | Los Regulados deben adjuntar al Aviso de Inicio de Operaciones un dictamen técnico emitido por un Tercero Autorizado por la Agencia en el que conste que las instalaciones y los equipos cumplen con lo previsto en los presentes lineamientos para las etapas de diseño y construcción, en términos de las disposiciones administrativas aplicables | Costo de verificación de terceros considerado en el Artículo 142.  |
| 144 |  El dictamen técnico al que se refiere el artículo anterior podrá ser presentado, en su oportunidad, a las autoridades correspondientes para acreditar que el diseño de las instalaciones o equipos son acordes con la normativa aplicable y las mejores prácticas | Costo de verificación de terceros considerado en el Artículo 142. |
| 145 | Los Regulados deben realizar Dictamen Técnico de operación y mantenimiento por un Tercero Autorizado, en el que conste el cumplimiento de la totalidad de los requisitos establecidos en los presentes lineamientos, mismo que debe ser entregado a la Agencia durante el primer trimestre de cada año por medio electrónico. Los Regulados deben conservar esta información durante el ciclo de vida de la instalación | 18,085 | 18,085 |
| 147 | Los avisos a los que se refiere el artículo anterior, deberán acompañarse del dictamen técnico de un Tercero Autorizado en el que conste que el Programa de Actividades de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y de protección al medio ambiente para la etapa que corresponda, cumple con el marco regulatorio aplicable.Los programas deberán contener, por lo menos, lo siguiente:I. Los resultados y recomendaciones del análisis de Riesgos actualizado para esa etapa, conforme a los previsto en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los lineamientos para la para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente y otras aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican;II. Lo previsto en la normatividad aplicable en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y de protección al medio ambiente, y III. Los términos y condicionantes en materia de Seguridad Industrial, Operativa y protección al medio ambiente bajo los cuales fue autorizado el Proyecto | 18,085 | 18,085 |
| 152 | La Agencia puede realizar inspecciones, en cualquier Etapa de Desarrollo en que se encuentren las actividades de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural para verificar que las operaciones cumplan con los presentes lineamientos y demás normativa aplicable | Esta obligación esta combinada con el Artículo 154 |
| 153 | "Los Regulados están obligados a permitir el acceso a los inspectores de la Agencia a sus instalaciones y facilitar los medios para la realización de las actividades de supervisión del cumplimiento de los presentes lineamientos, en las mismas condiciones en las que el personal labora habitualmente en el sitio, las cuales se realizarán dentro de la Instalación, y proveer a los inspectores de la Agencia los servicios de comunicación necesarios para desarrollar sus funciones. Los inspectores de la Agencia pueden realizar las actividades de supervisión en la Instalación con el objetivo de allegarse de los elementos necesarios para verificar que los Regulados cumplen con la normatividad aplicable" | 135,499 | 135,499 |

**Tabla16: Obligaciones para las Verificaciones –Compresión**

| Artículo | Contenido | Precio Fijo (MXN) | Costo Unitario (MXN) |
| --- | --- | --- | --- |
| 37 | Los recipientes a presión de GNC pueden ser fabricados con acero o aluminio, tomando en consideración para su diseño el cálculo, la selección de materiales y fabricación incluyendo soldadura, tratamientos térmicos, instalación, inspección y pruebas así como contar con documentación y certificación | 90,425 | 90,425 |
| 38 | Para recipientes fabricados con materiales compuestos por medio de polímeros, se debe considerar para su diseño el cálculo a los límites de presión y temperatura, método de fabricación, inspección y pruebas, así como su documentación y certificación | Costo incluido en los costos de materiales de verificación en el Artículo 37. |

**Tabla 17: Obligaciones para las Verificaciones– Licuefacción**

| Artículo | Contenido | Precio Fijo (MXN) | Costo Unitario (MXN) |
| --- | --- | --- | --- |
| 69 | Se debe instalar un sistema de monitoreo de la temperatura en el fondo del tanque, con la finalidad de :Medir la temperatura en puntos predeterminados sobre toda el área superficial; Verificar la eficiencia del aislamiento del fondo, y Verificar el sistema de calentamiento de los cimientos del tanque. Este sistema se usará para efectuar un estudio de temperaturas del fondo del tanque a los seis meses de que éste haya sido puesto en servicio, y posteriormente se realizara cada año. Dicho estudio se realizara en caso de ocurrir un sismo en el que los esfuerzos de los elementos estructurales provocados puedan alcanzar el límite elástico, conforme a las escalas Richter, Mercalli, Shindo u otros, y en caso de indicios de un área anormalmente fría | 36,170 | 36,170 |
| 105 | Las superficies exteriores de los tanques de GNL deberán ser inspeccionadas y probadas de conformidad con lo establecido en el manual de mantenimiento para verificar de manera enunciativa mas no limitativa los siguientes aspectos: : I. Que no existan fugas de GNL del tanque interior a través de los detectores de temperatura y gas instalados en el espacio anular en el que se aloja el aislamiento;II. Realizar monitoreo frecuente para determinar los niveles de aislamiento térmico, los cuales deberán mantenerse conforme al origen del Proyecto; corroborar la ausencia de condensación constante o prolongada en las paredes y domo del tanque externo. En caso de presentar puntos o zonas de condensación, se debe hacer una medición de temperatura en dichas zonas y realizar un estudio para determinar la causa del fenómeno, yIII. Que el sistema de calentamiento para la base del tanque mantenga su funcionamiento conforme a los parámetros siguientes: a. Temperaturas de diseño en los elementos de calentamiento, yb. Corriente eléctrica de diseño en los elementos de calentamiento, en caso de aplicar | La obligación de los tanques de inspección no impone carga adicional a las entidades reguladas. Dicho costo ha sido establecido por NOM-013-SECRE-2012. |

**Tabla 18: Obligaciones para las Verificaciones– Instalaciones marinas**

| Artículo | Contenido | Precio Fijo (MXN) | Costo Unitario (MXN) |
| --- | --- | --- | --- |
| 132 | Para las Instalaciones de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación que se encuentren ubicadas en el litoral o en la costa del territorio nacional que reciban o envíen GNL o GNC por medio de buque-tanques, se deberán realizar, adicionalmente, estudios oceanográficos y de actividad marítima, los cuales deberán incluir al menos: I. El acceso marítimo al sitio, yII. Los movimientos de los buques de GNL o de GNC y de otras embarcaciones que, en su caso, se encuentren operando en la zona de influencia de las Instalaciones de GNL o de GNC.Asimismo, la configuración y el acceso marítimo del sitio deberán permitir las maniobras de entrada y salida de buque-tanques, en operación normal y de Emergencia, con la máxima seguridad | 271,275 | 271,275 |
| 134 | Los Regulados deberán demostrar mediante pruebas de laboratorio y certificados de calidad que confirmen la resistencia y durabilidad de los materiales seleccionados conforme a las condiciones de operación y climáticas a las que estará sometido, de tal manera que se garantice la vida útil | 90,425 | 90,425 |

1.2.5 Equipo de Seguridad

El lineamiento requiere que las entidades reguladas apliquen ciertas normativas de equipos de seguridad en sus instalaciones. Estas características de seguridad tienen como objetivo reducir el daño a las instalaciones, disminuir los derrames y mantener la seguridad del personal. Las características deben estar incluidas como parte del diseño de la instalación e incluir monitores y sensores de vibraciones, temperatura y desplazamiento; instalaciones de retención y barreras suficientes para prevenir los derrames; el almacenamiento seguro de sustancias inflamables; la reducción de situaciones de peligro; sistemas de gestión de presión; equipo de protección personal; y vías de escape para el personal. Las obligaciones del equipo de seguridad se abordan en los artículos 16, 17, 18, 24, 32, 34, 35, 36, 40, 41, 42, 44, 50, 51, 55, 88, 92 y 133. Estos artículos han sido agrupados porque detallan los distintos equipos de seguridad que deben incluir las instalaciones.

La evaluación del costo incremental se basa en un aumento del 1 al 5% en el costo a granel o equipo según el modelo de estratificación de costos para instalaciones de gas del Sistema de Encuestas de Mercado de IHS. El modelo proporciona estratificación de costos para el suministro de elementos de materias primas (hormigón), artículos a granel (acero, sistemas eléctricos) y equipo (intercambiadores de calor, tanques de almacenamiento, válvulas) como porcentajes del gasto de capital total para instalaciones nuevas de licuefacción, regasificación, compresión y descompresión de gas natural. Para los casos que requerían elementos de diseño, la estimación de las horas de mano de obra necesarias se hizo para asegurar el cumplimiento de los requisitos específicos de los lineamientos. Este método de estimación de componentes de costo se utiliza normalmente en labores de consultoría de EPC (las siglas en inglés de Ingeniería, Suministros y Construcción) realizados por IHS.

Las instalaciones de gas natural deben incluir ciertos equipos de seguridad para una protección ambiental y de seguridad adecuada. Muchos de estos requisitos son elementos que deben ser incorporados en el diseño de las instalaciones, incluida la adición de barreras y tanques para prevenir derrames, sensores para detectar situaciones anómalas y equipo para monitorear y reducir la presión, la temperatura y las emisiones. Los costos se desglosan en las tablas inferiores según la instalación: compresión, descompresión, licuefacción, regasificación o todas las instalaciones. Estos costos son mínimos porque muchos componentes ya están incorporados y en funcionamiento. Esta sección sólo incluye los costos de equipo cuando el requisito existente no incluye el equipo de seguridad requerido.

Los requisitos de los Artículos 16, 24, 34, 35, 36, 40, 41 y 51 corresponden a los requisitos existentes previamente bajo la ley de México y no requerirán costos incrementales asociados para su cumplimiento.

El requisito específico de cada artículo se detalla en la siguiente tabla:

**Tabla 19: Obligaciones para el equipo de seguridad – Todas las instalaciones**

| Artículo  | Contenido | Costo Unitario (MXN) |
| --- | --- | --- |
| 16 | Los Regulados deberán diseñar y construir un sistema para el relevo de presión de acuerdo a las condiciones de operación de las instalaciones de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural.Los medios para el relevo de presión mencionados deberán ser diseñados y calculados considerando la capacidad máxima de diseño de la instalación.El sistema de relevo de presión debe ser independiente de cualquier otro sistema de control operativo utilizado para controlar la presión durante las operaciones.En el establecimiento de la distribución y localización de las salidas de los venteos, se deberán considerar factores tales como rutas de evacuación, presencia de personal durante la operación normal y la cercanía de equipos. Los venteos como parte del sistema de desfogue deberán ser conducidos a una altura tal que no ponga en Riesgos al personal y a la Instalación. Estos deberán ser operados únicamente bajo condiciones de Emergencia, de acuerdo con los procedimientos de operación establecidos por los Regulados. Cuando se utiliza un solo dispositivo de relevo de presión, éste debe ser ajustado para operar a una presión que no exceda la máxima presión de trabajo permisible. Cuando la capacidad requerida es abarcada por más de un dispositivo de relevo de presión, sólo se necesita ajustar un dispositivo a una presión igual o menor de la máxima presión de trabajo permisible, y los dispositivos adicionales pueden ser ajustados para operar a presiones mayores, pero en ningún caso a una presión del 5% por encima de la máxima presión de trabajo permisible. En caso que los dispositivos estén expuestos a incendios (fuego directo) o alguna otra fuente de calor, deberán estar ajustados para operar a una presión no mayor del 10% por encima de la máxima presión de trabajo permisible. Además de lo anterior, para el adecuado dimensionamiento y diseño de los dispositivos y sistemas de liberación de presión, se puede tomar en consideración el API STD 520 parte I y el API-STD-521, estándares equivalentes o superiores. | La obligación de sistemas de liberación de presión no impone una carga adicional. Dicho requisito fue impuesto por NOM-013-SECRE-2012, NOM-015-SECRE, NOM-007-SECRE -2010, PROY-NOM-010-ASEA-2016 yNOM-093-SCFI. |
| 92 |  El personal que potencialmente puede estar expuesto al contacto con GNL , GNC, sustancias contaminantes o peligrosas debe portar el equipo de protección personal que se indica:I. Casco;II. Botas de seguridad;III. Pantalón, camisola, overall o bata de materiales retardantes al fuego; IV. Guantes;V. Lentes de seguridad, yVI. Tapones auditivos.Este equipo debe ser compatible con el tipo de actividad a realizar, así como resistente y aislante de los materiales a los que el personal estará expuesto. En adición el personal debe hacer uso del equipo de protección que resulte del análisis de seguridad en el trabajo. | La obligación de equipo de protección personal no impone una carga adicional. Dicha obligación fue impuesta por NOM- 017-STPS – 2008. |

**Tabla 20: Obligaciones para el equipo de seguridad - Compresión**

| Artículo | Contenido | Costo Unitario (MXN) | Equipo |
| --- | --- | --- | --- |
| 24 | Para el diseño de las Instalaciones de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural los Regulados deberán considerar de acuerdo a las necesidades en cada una de las Etapas de Desarrollo del Proyecto, al menos las siguientes especialidades: civil, mecánico, eléctrico, instrumentos y seguridad:1. Especialidad civil. Se deberán considerar al menos los siguientes aspectos:
2. El diseño debe contener, de forma enunciativa más no limitativa lo siguiente:
3. Elementos estructurales y memorias de cálculo;
4. Poligonal del predio o de la zona federal marítima, terrestre, fluvial o lacustre, indicando las coordenadas de los vértices y los rumbos de los lados, el sentido de las vialidades, accesos, carreteras o caminos colindantes;
5. Plantas arquitectónicas y azoteas de edificios;
6. Área de tanques, indicando su capacidad y producto;
7. Planos del sistema contra incendios, incluyendo extintores;
8. Sistemas y planos de conjunto con la distribución de drenaje de aguas aceitosas, pluviales, químicos y sanitarios;
9. Croquis de localización, donde se indique el sentido de las vialidades internas, accesos, carreteras, calles o caminos colindantes;
10. Muelles para instalaciones marinas;
11. Señales y avisos:

Las Instalaciones deberán contar con señalamientos de información que faciliten la identificación de condiciones seguras, informativas de emergencia o desastre, precaución, prohibición o restrictivas y obligación. Todos los equipos, tuberías y elementos que componen la Instalación, deberán estar plenamente identificados con una clave única, y referenciados en los planos de las diferentes disciplinas técnicas.Las tuberías deberán contar con rótulos que identifiquen plenamente el número de línea, diámetro y servicio, conforme a lo establecido en el listado de líneas inherentes al Proyecto.1. Instalaciones hidráulicas;
2. Planos de conjunto e isométrico;
3. Indicar la distribución de las líneas de agua, sus diámetros, válvulas, conexiones, especificaciones, servicios de la tubería y lista de materiales;
4. Especificar la presión de operación máxima a que estarán sometidas las tuberías de agua, y
5. Diagrama de la instalación incluyendo conexiones y tomas de las redes, indicando válvulas de no retorno para prevenir contra flujos.
6. Especialidad mecánica. Para el diseño de tuberías y equipos se deberán considerar al menos los siguientes aspectos:
7. El establecimiento de las condiciones de diseño, incluyendo: presión, temperaturas, servicio y otras condiciones, tales como la velocidad del viento, movimientos sísmicos, choques de fluido, gradientes térmicos y número de ciclos de las cargas;
8. Determinación del diámetro de la tubería, de acuerdo a las condiciones del caudal, la velocidad y la presión del fluido;
9. La selección de los materiales de la tubería con base en la corrosión, la fragilización y la resistencia mecánica;
10. La selección de las clases de bridas y válvulas;
11. El cálculo del espesor mínimo de pared de acuerdo a las temperaturas y presiones de diseño;
12. El espesor adicional por corrosión;
13. La configuración de soportes para el sistema de tuberías;
14. El análisis de esfuerzos por flexibilidad;
15. Minimizar el número de conexiones y otros posibles puntos de fuga o liberación a la atmósfera;
16. Contar con un indicador de presión para cada una de las partes del sistema de tuberías;
17. Contar con dispositivos que permitan una despresurización manual segura, y
18. Los Regulados deberán instalar las válvulas de corte y cierre necesarias para una despresurización segura para cada equipo de la Instalación, a efecto de estar en posibilidad de realizar un paro seguro en caso de mantenimiento o pruebas.
19. Especialidad eléctrica. Los Regulados deberán de contar con planos eléctricos elaborados por una persona física o moral calificada y experimentada en la materia. Los Regulados deberán evidenciar que cuentan con el dictamen donde se demuestre que las Instalaciones de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural han sido verificadas por una Unidad de Verificación de Instalaciones Eléctricas debidamente acreditada en términos de la normatividad aplicable. Dentro de la información verificada se debe cumplir, de manera enunciativa mas no limitativa con los siguientes documentos técnicos:
20. El área circundante de un compresor, de una bomba, de un intercambiador de calor, tuberías y sus conexiones y contenedores pequeños así como el área circundante de un edificio o alguna otra estructura que los contenga debe estar eléctricamente clasificado;
21. Diagramas unifilares que contengan la información más relevante de la instalación, relación de cargas, planos eléctricos con cortes y detalles, memorias de cálculo técnico descriptivas de corto circuito, y puesta a tierra;
22. Planos de áreas clasificadas con cortes transversales y longitudinales;
23. El cumplimiento de todo el equipo eléctrico con clasificación según estas áreas;
24. Especificaciones para la Construcción de cuartos eléctricos;
25. Fichas técnicas u hojas de datos de los equipos con certificados y aprobación para el tipo de uso que se les dará;
26. Pruebas en fábrica y en sitio;
27. Especificaciones de los materiales que se requieren para las subestaciones eléctricas, y
28. Las especificaciones de los sistemas ininterrumpibles de energía eléctrica y bancos de baterías.
29. Especialidad de instrumentación. Las Instalaciones de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural, se deberán diseñar e instalar, de forma enunciativa más no limitativa, conforme a las siguientes especificaciones:
30. Los equipos dinámicos deberán contar con los sistemas de protección mediante sensores que monitoreen y detecten condiciones anormales de variables como las siguientes: vibraciones, temperatura, presión, flujo, desplazamiento y velocidad, previstos en el estándar API STD 670, su equivalente o superior. Se debe instalar un sensor de temperatura en la descarga del compresor aguas abajo después del enfriador.
31. Los equipos estáticos deberán contar con los sistemas de protección mediante sensores que monitoreen y detecten condiciones anormales de variables tales como: nivel, presión, flujo y temperatura, previstos en el estándar API RP 551, su equivalente o superior.
32. La temperatura del Gas Natural después del enfriamiento posterior a su compresión no debe exceder 60 °C de acuerdo a lo indicado en el ISO/DIS 16923, su equivalente o superior. En caso de que la temperatura de descarga del Gas Natural aguas abajo del enfriador exceda los 60 °C, el compresor debe realizar el paro de operación en modo seguro.
33. Especialidad de seguridad. Se deberán considerar al menos los siguientes aspectos:
34. Los Regulados deberán instalar un sistema de supresión de incendios de conformidad con los resultados del Análisis de Riesgo. Para el caso de los sistemas de contención de derrames de GNL y líquidos refrigerantes inflamables, se debe contar con sistemas de espuma de alta expansión.
35. Los Regulados deberán instalar detectores de Gas Natural y fuego de conformidad con los resultados del Análisis de Riesgos;
36. Los equipos de detección de Gas Natural deberán ser instalados de acuerdo al resultado del Análisis de Riesgos. El número, tipo y localización de los detectores de Gas Natural y sustancias inflamables en cada espacio debe considerar aspectos tales como el tamaño de la Instalación, la distribución de la ventilación de la Instalación y el tipo de gas. En el caso de detectores de gas y fuego, éstos deberán tener comunicación con el sistema de paro por Emergencia y con el sistema de control;
37. Una alarma audible y visible debe ser activada automáticamente cuando la concentración de vapor alcance el 20% del Límite Inferior de Inflamabilidad (LEL) o bien el sistema de paro por emergencia sea activado al 50% del LEL. El diseño, construcción y aspectos de montaje debe apegarse a los estándares internacionales aplicables,
38. Los Regulados deberán contar con un sistema de paro por Emergencia diseñado de conformidad con los resultados obtenidos del Análisis de Riesgos, con el objeto de mitigar cualquier condición anormal y llevar a la Instalación a una condición de paro seguro. Dentro del Análisis de Riesgos se debe documentar la configuración del sistema de paro por Emergencia que minimizará cualquier liberación y prevendrá el escalamiento descontrolado. El sistema de paro por Emergencia debe ser capaz de detener la operación en cualquier momento durante la operación, ya sea manualmente o vía remota. Se debe establecer una comunicación efectiva entre el sistema de paro por Emergencia y el sistema de gas y fuego. El sistema de paro por emergencia debe estar conformado por un control lógico programable exclusivo necesario para realizar el paro de Emergencia de las Instalaciones;
39. Los botones de paro por Emergencia de activación manual deberán estar ubicados acorde al resultado del Análisis de Riesgos, típicamente puede ser: cerca del patín de Compresión o de bombeo, y en su caso en las instalaciones marinas, así como dentro del cuarto de control de la instalación. La filosofía del sistema de paro por Emergencia debe definirse con base en un estudio de Análisis de Riesgos y un estudio de Nivel de Integridad de Seguridad.
 | 5,896 | Equipo general |
| 32 | Los equipos dinámicos deberán cumplir con los sistemas de protección mediante sensores que detecten condiciones anormales de variables como las siguientes: vibraciones, temperatura, presión, flujo, desplazamiento y velocidad, previstos en el estándar API STD 670, su equivalente o superior. | 2,948 | Equipo general |
| 34 | El Gas Natural introducido en cualquier Instalación debe ser odorizado a una concentración tal que permita ser detectado por el olfato cuando las concentraciones alcancen una quinta parte del límite inferior de explosividad, o cuando la proporción de gas en aire sea de 1%.En caso que los Regulados no reciban en sus Instalaciones Gas Natural previamente odorizado, los Regulados deberán instalar un sistema para su odorización previo a la alimentación de los equipos y aguas abajo de la válvula de entrada a la Instalación de Compresión | La obligación del sistema para contar con gas odorizado no impone una carga adicional en las entidades Reguladas. Dicha obligación fue impuesta por NOM-003-SECRE-2011. |
| 35 | Los tanques de almacenamiento de odorizante y sus sistemas de dosificación deberán estar localizados dentro de un área delimitada para contención en caso de derrame o fuga.Los tanques de almacenamiento de odorizante pueden ser suministrados desde auto-tanques o contenedores portátiles.Los flujos de inyección deberán ser monitoreados y controlados para asegurar que el grado mínimo de odorización es de 1%.El sistema de odorización de Gas Natural debe contemplar lo siguiente:I. El tipo de odorizante a utilizar, el cual debe ser compatible con los materiales del equipo de odorización;II. El sistema de odorización debe ser resistente a la corrosión química y a la corrosión atmosférica;III. Debe permitir la fácil transferencia del odorizante;IV. Debe permitir su enfriamiento, yV. Debe tener instalado los instrumentos necesarios para monitorear y controlar la dosificación de odorizante al Gas Natural. | La obligación del sistema para contar con gas odorizado no impone una carga adicional en las entidades Reguladas. Dicha obligación fue impuesta por NOM-003-SECRE-2011. |
| 36 | Los Regulados deberán seleccionar los sistemas de secado y filtrado necesarios para que el GNC cumpla con una calidad de contenido de humedad máxima de 110 mg/m3 | La obligación de la instalación para secar o filtrar sistemas no impone una carga adicional. Dicha obligación fue impuesta por PROY-NOM-010-ASEA-2016.  |
| 40 | Cada recipiente a presión debe poseer los componentes de protección contra presión excesiva necesarios, conforme a lo siguiente:I. Debe contar con un sistema de relevo de presión;II. Debe contar con válvulas de purga;III. Debe contar con un sistema que permita dar mantenimiento a cualquier componente de protección sin que el recipiente se quede sin la protección requerida;IV. La tasa mínima de descarga de los Dispositivos de Relevo de Presión (DRP) en recipiente debe cumplir con al menos los siguientes requisitos: Presión de Relevo, presión de flujo crítico, tamaño del área de orificio requerido para desfogue, capacidad nominal de descarga del área del orificio seleccionado | La obligación de sistemas de regulación de presión para contenedores no impone una carga adicional. Dicha obligación fue impuesta por PROY-NOM-010-ASEA-2016. |
| 41 | Las Válvulas de Relevo de Presión (VRP) en los recipientes a presión para servicio de GNC:* 1. a. No deberán contar con dispositivos de levantamiento;
	2. Si el ajuste de presión es externo, se debe precintar para evitar manipulación;
	3. Si ha sido necesario romper el sello del precintado, la válvula se debe retirar de servicio hasta que sea reajustada y precintada nuevamente, el recipiente debe estar protegido por una válvula de relevo de presión en todo momento;
	4. Los ajustes de las VRP deberán ser realizados únicamente por el fabricante.
1. Las VRP deberán contar con una etiqueta en la que se especifique la capacidad y la fecha en que se realizó el ajuste de presión de relevo, y
2. Las VRP que protegen recipientes a presión que cumplen con ASME sección VIII Division 1, deberán ser reparadas, ajustadas y probadas de conformidad con lo siguiente: evidenciar que el dispositivo no se encuentre fugando o sellando inapropiadamente, que los sellos o candados se encuentren intactos y no muestren evidencia de manipulación, que los pernos de conexión se encuentren ajustados e intactos. La VRP deberán ser periódicamente probadas para asegurar que se encuentran en condiciones para operar.
 | La obligación de válvulas de liberación de presión no impone una carga adicional. Dicha obligación fue impuesta por n PROY-NOM-010-ASEA-2016. |
| 42 | Los equipos dinámicos deberán cumplir con los sistemas de protección mediante sensores que detecten condiciones anormales de variables como las siguientes: vibraciones, temperatura, presión, flujo, desplazamiento y velocidad previstos en el estándar API STD 670, su equivalente o superior |  2,948  | Equipo general |
| 44 | Para evitar la descarga de GNC de los recipientes de almacenamiento en caso de una ruptura entre la línea de compresión y el almacenamiento debe contar con los mecanismos necesarios para la retención de flujo | 3,145 | Tanques |
| 88 | Durante las operaciones normales no deberán existir emisiones de odorizante a la atmósfera y el sistema debe ser diseñado para eliminar y minimizar todas las posibles emisiones | 2,948 | Equipo general |

**Tabla 21: Obligaciones para el equipo de seguridad - Descompresión**

| Artículo | Contenido | Costo Unitario (MXN) | Equipo |
| --- | --- | --- | --- |
| 24 | IV. Especialidad de instrumentación. Las Instalaciones de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural, se deberán diseñar e instalar, de forma enunciativa más no limitativa, conforme a las siguientes especificaciones:a. Los equipos dinámicos deberán contar con los sistemas de protección mediante sensores que monitoreen y detecten condiciones anormales de variables como las siguientes: vibraciones, temperatura, presión, flujo, desplazamiento y velocidad, previstos en el estándar API STD 670, su equivalente o superior. Se debe instalar un sensor de temperatura en la descarga del compresor aguas abajo después del enfriador. b. Los equipos estáticos deberán contar con los sistemas de protección mediante sensores que monitoreen y detecten condiciones anormales de variables tales como: nivel, presión, flujo y temperatura, previstos en el estándar API RP 551, su equivalente o superior.c. La temperatura del Gas Natural después del enfriamiento posterior a su compresión no debe exceder 60 °C de acuerdo a lo indicado en el ISO/DIS 16923, su equivalente o superior. En caso de que la temperatura de descarga del Gas Natural aguas abajo del enfriador exceda los 60 °C, el compresor debe realizar el paro de operación en modo seguro. | 7,050 | Equipo general |
| 50 | Los Regulados deberán contar con un sistema de reducción y regulación de presión que puede tener uno o más pasos; mismo que debe estar diseñado para soportar las condiciones máximas de presión y mínimas de temperaturaEl cálculo y diseño de las válvulas reguladoras, contempla como mínimo espesores, resistencia eléctrica, y torque. La selección de los materiales de sus componentes, tales como vástago, bonete, estopero, asiento y sellos se seleccionarán de acuerdo al servicio a transportar."  | 3,525 | Equipo general |
| 51 | En las Instalaciones de Descompresión se deberán incluir intercambiadores y sus fuentes de calor, así como un sistema de control para mantener la temperatura de salida y evitar congelamiento de componentes en los sistemas aguas abajo.Los materiales para los serpentines de calentadores indirectos, incluyendo el serpentín de calentamiento, en su caso, deberán ser de tubo sin costura conforme a una de las siguientes especificaciones, su equivalente o superior: I. API 5L Grado B, sin costura;II. ASTM A53 Grado B, sin costura, yIII. ASTM A106 Grado B o Grado C, sin costura.Los accesorios tales como acoplamientos, codos y uniones en T deberán cumplir con las especificaciones establecidas en el estándar ASTM A234 Grado WPB o WPC o su equivalente, o en los estándares de los fabricantes, según aplique. El área del flujo de los codos y uniones en T no debe ser menor al 90% del área del flujo de la tubería del serpentín | La obligación para la instalación de intercambiadores de calor no impone una carga adicional. El requisito fue impuesto por PROY-NOM-010-ASEA-2016.  |
| 88 | Durante las operaciones normales no deberán existir emisiones de odorizante a la atmósfera y el sistema debe ser diseñado para eliminar y minimizar todas las posibles emisiones | 3,525 | Equipo general |

**Tabla 22: Obligaciones para el equipo de seguridad - Licuefacción**

| Artículo | Contenido | Costo Unitario (MXN) | Equipo |
| --- | --- | --- | --- |
| 17 | Las instalaciones de Licuefacción y Regasificación se deberán diseñar para soportar las condiciones de vacío. Los Regulados debe instalar válvulas de alivio de vacío, para evitar o minimizar daños, en caso de que esto ocurra | 444,934 | Válvulas |
| 18 | Las instalaciones de Licuefacción y Regasificación deberán contar con medios de retención de Gas Natural Licuado tales como barreras naturales, diques, excavación, muros o una combinación de éstos, más un sistema de drenaje natural o artificial | 9,966,527 | Tanques |
| 24 | IV. Especialidad de instrumentación. Las Instalaciones de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural, se deberán diseñar e instalar, de forma enunciativa más no limitativa, conforme a las siguientes especificaciones:a. Los equipos dinámicos deberán contar con los sistemas de protección mediante sensores que monitoreen y detecten condiciones anormales de variables como las siguientes: vibraciones, temperatura, presión, flujo, desplazamiento y velocidad, previstos en el estándar API STD 670, su equivalente o superior. Se debe instalar un sensor de temperatura en la descarga del compresor aguas abajo después del enfriador. b. Los equipos estáticos deberán contar con los sistemas de protección mediante sensores que monitoreen y detecten condiciones anormales de variables tales como: nivel, presión, flujo y temperatura, previstos en el estándar API RP 551, su equivalente o superior.c. La temperatura del Gas Natural después del enfriamiento posterior a su compresión no debe exceder 60 °C de acuerdo a lo indicado en el ISO/DIS 16923, su equivalente o superior. En caso de que la temperatura de descarga del Gas Natural aguas abajo del enfriador exceda los 60 °C, el compresor debe realizar el paro de operación en modo seguro. | 9,343,619 | Equipo general |
| 55 | Los sistemas de despresurización de equipos de alta presión deberán permitir que la presión de uno o más elementos del equipo sean reducidos rápidamente; los venteos deberán ser enviados al sistema de quemadores, los cuales deberán ser capaces de manejar las bajas temperaturas que se generen durante la despresurización.La Instalación debe de ser construida y provista con válvulas de aislamiento automáticas, de manera que la unidad se pueda aislar en varios sub-sistemas, siempre que sea necesario aislar los equipos principales de proceso, definidos en el Análisis de Riesgos" | 5,116,744 | Equipo general |
| 88 | Durante las operaciones normales no deberán existir emisiones de odorizante a la atmósfera y el sistema debe ser diseñado para eliminar y minimizar todas las posibles emisiones | 4,671,810 | Equipo general |
| 133 | Para el caso del diseño de las Instalaciones costa afuera, se debe tomar en cuenta las siguientes medidas de seguridad:I. Las áreas de alojamiento de personal deberán estar aisladas de las áreas de Riesgo elevado;II. El Refugio Temporal de Seguridad (RTS), debe ser un área que proporcione protección para todo el personal en la plataforma por un periodo mínimo de 2 horas en caso de un incendio u otra Emergencia que tenga lugar en las áreas de proceso;a. Esta área debe tener rutas protegidas hacia los botes salvavidas, y b. En caso de Instalaciones costa afuera, los dormitorios de la plataforma pueden estar diseñados para funcionar como RTS.III. Medios de escape del personal;a. Los planos que muestren las rutas de escape deberán estar claramente visibles en diversos puntos de las Instalaciones;b. Las rutas de escape deberán estar identificadas e iluminadas adecuadamente;c. Deberán existir por lo menos dos rutas de escape separadas desde las áreas donde hay personal regularmente hasta el RTS, y d. Las rutas de escape deberán minimizar la posibilidad de quedar bloqueadas en una situación de Emergencia.IV. Debe haber al menos 2 botes salvavidas cerrados, operados por motor diesel enfriado por agua;a. La capacidad total de los botes salvavidas debe ser al menos 150% de la cantidad máxima de personas en la plataforma y deberán tener capacidad para el 100% de las personas de la plataforma en la eventualidad que alguno de los botes salvavidas no estuviese disponible en una Emergencia, y b. Se debe tener un acceso fácil y seguro hacia los botes salvavidas desde el RTS.V. La plataforma debe tener medios de escape al mar en los dos extremos opuestos de la plataforma más distantes entre sí. a. Adicionalmente, debe tener un sistema de escape secundario ubicado en el extremo opuesto del RTS y de los botes salvavidas primarios. Este sistema de escape debe tener un tamaño adecuado para acomodar la cantidad máxima de personas que están regularmente en el área de proceso de la plataforma, yb. Se deberán proporcionar medios alternos de escape al mar, además de los botes salvavidas. Estos medios alternos de escape pueden incluir cuerdas, toboganes u otros medios de escape de última instancia | 1,085,100 | Botes salvavidas[[5]](#footnote-5) |

**Tabla 23: Obligaciones para el equipo de seguridad - Regasificación**

| Artículo | Contenido | Costo Unitario | Equipo |
| --- | --- | --- | --- |
| 17 | Las Instalaciones de Licuefacción y Regasificación se deberán diseñar para soportar las condiciones de vacío. Los Regulados debe instalar válvulas de alivio de vacío, para evitar o minimizar daños, en caso de que esto ocurra | 444,934 | Válvulas |
| 18 | Las instalaciones de Licuefacción y Regasificación deberán contar con medios de retención de Gas Natural Licuado tales como barreras naturales, diques, excavación, muros o una combinación de éstos, más un sistema de drenaje natural o artificial | 9,966,527 | Tanques |
| 24 | IV. Especialidad de instrumentación. Las Instalaciones de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural, se deberán diseñar e instalar, de forma enunciativa más no limitativa, conforme a las siguientes especificaciones:a. Los equipos dinámicos deberán contar con los sistemas de protección mediante sensores que monitoreen y detecten condiciones anormales de variables como las siguientes: vibraciones, temperatura, presión, flujo, desplazamiento y velocidad, previstos en el estándar API STD 670, su equivalente o superior. Se debe instalar un sensor de temperatura en la descarga del compresor aguas abajo después del enfriador. b. Los equipos estáticos deberán contar con los sistemas de protección mediante sensores que monitoreen y detecten condiciones anormales de variables tales como: nivel, presión, flujo y temperatura, previstos en el estándar API RP 551, su equivalente o superior.c. La temperatura del Gas Natural después del enfriamiento posterior a su compresión no debe exceder 60 °C de acuerdo a lo indicado en el ISO/DIS 16923, su equivalente o superior. En caso de que la temperatura de descarga del Gas Natural aguas abajo del enfriador exceda los 60 °C, el compresor debe realizar el paro de operación en modo seguro. | 1,837,622  | Equipo general |
| 89 | Durante las operaciones normales no deberán existir emisiones de odorizante a la atmósfera y el sistema debe ser diseñado para eliminar y minimizar todas las posibles emisiones | 918,811 | Tanques |
| 133 | Para el caso del diseño de las Instalaciones costa afuera, se debe tomar en cuenta las siguientes medidas de seguridad:I. Las áreas de alojamiento de personal deberán estar aisladas de las áreas de Riesgo elevado;II. El Refugio Temporal de Seguridad (RTS), debe ser un área que proporcione protección para todo el personal en la plataforma por un periodo mínimo de 2 horas en caso de un incendio u otra Emergencia que tenga lugar en las áreas de proceso;a. Esta área debe tener rutas protegidas hacia los botes salvavidas, y b. En caso de Instalaciones costa afuera, los dormitorios de la plataforma pueden estar diseñados para funcionar como RTS.III. Medios de escape del personal;a. Los planos que muestren las rutas de escape deberán estar claramente visibles en diversos puntos de las Instalaciones;b. Las rutas de escape deberán estar identificadas e iluminadas adecuadamente;c. Deberán existir por lo menos dos rutas de escape separadas desde las áreas donde hay personal regularmente hasta el RTS, y d. Las rutas de escape deberán minimizar la posibilidad de quedar bloqueadas en una situación de Emergencia.IV. Debe haber al menos 2 botes salvavidas cerrados, operados por motor diesel enfriado por agua;a. La capacidad total de los botes salvavidas debe ser al menos 150% de la cantidad máxima de personas en la plataforma y deberán tener capacidad para el 100% de las personas de la plataforma en la eventualidad que alguno de los botes salvavidas no estuviese disponible en una Emergencia, y b. Se debe tener un acceso fácil y seguro hacia los botes salvavidas desde el RTS.V. La plataforma debe tener medios de escape al mar en los dos extremos opuestos de la plataforma más distantes entre sí. a. Adicionalmente, debe tener un sistema de escape secundario ubicado en el extremo opuesto del RTS y de los botes salvavidas primarios. Este sistema de escape debe tener un tamaño adecuado para acomodar la cantidad máxima de personas que están regularmente en el área de proceso de la plataforma, yb. Se deberán proporcionar medios alternos de escape al mar, además de los botes salvavidas. Estos medios alternos de escape pueden incluir cuerdas, toboganes u otros medios de escape de última instancia | 289,360 | Botes salvavidas1 |

1.2.6 Seguridad de Construcciones

Durante el período de construcción, el sitio para las instalaciones de gas natural debe incluir ciertas medidas de seguridad con el fin de proporcionar una adecuada seguridad y protección del medio ambiente. Muchos de estos requisitos son los elementos de diseño que deben estar incluidos en el diseño de las instalaciones para reducir al mínimo las alteraciones del medio ambiente.

Se ha utilizado una tasa de salario integrado por hora de MXN $129.99 para el ingeniero de la instalación, MXN $70.20 para el personal administrativo, y MXN $32.35 para la mano de obra no calificada derivado del contrato colectivo de trabajo de PEMEX (2015-2017) y cotejado con la base de datos de salarios de IHS Global Insight.

La evaluación de los costos incrementales se basa en un aumento del 1 al 5% en el costo de los equipos según el modelo de estratificación de costos para instalaciones de gas del Sistema de Encuestas de Mercado de IHS. El modelo proporciona estimaciones de estratificación de costos para materias primas (cemento), artículos a granel (acero, sistemas eléctricos), y equipos (intercambiadores de calor, tanques de almacenamiento, válvulas) de los costos totales de construcción para nuevas instalaciones de licuefacción, regasificación, compresión, y descompresión de gas. Para los casos que requerían elementos de diseño específicos, la estimación de las horas de mano de obra necesarias se hizo para asegurar el cumplimiento de los requisitos de los lineamientos. Muchos de estos elementos de diseño deben estar incluidos en el plan original de una nueva instalación. En estos casos hemos evaluado generalmente de 1 a 2.5 horas de trabajo de un ingeniero calificado por elemento de diseño requerido para asegurarse de que los diseños estén conformes al presente lineamiento mexicano.

Los costos se desglosan en las tablas a continuación según la instalación, de compresión, descompresión, licuefacción, regasificación, o para todas las instalaciones. Estos costos son mínimos, ya que muchos componentes ya están instalados y en funcionamiento. Esta sección sólo incluye los costos de material cuando el requisito actual no incluye la medida de seguridad de construcción requerida.

El requisito específico de cada ítem se detalla en las siguientes tablas:

**Tabla 24: Obligaciones para seguridad en la construcción- Compresión**

| Artículo | Contenido | Costo Unitario (MXN) |
| --- | --- | --- |
| 27 | Los componentes de la Instalación de GNC expuestos a Riesgos de colisión de vehículos deberán ser protegidos con barreras u otros mecanismos contra colisión, los cuales pueden ser banquetas, muros o barras de contención.  | 21,737 |
| 33 | Los Regulados deberán considerar las medidas estructurales necesarias para mitigar la vibración de los equipos, tales como la instalación de equipos en cimentaciones independientes, tacones de neopreno de alta densidad o juntas expansoras en el concreto. | 12,535 |

**Tabla 25: Obligaciones para seguridad en la construcción – Instalaciones marinas**

| Artículo | Contenido | Horas Requeridas | Costo de Hora de Trabajo (MXN) | Costo Unitario (MXN) |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 136 | Los Regulados deberán contar con un plan de calidad para la construcción de estructuras de concreto, el cual debe incluir de manera enunciativa más no limitativa lo siguiente: I. Preparación del sitio previo al colado, que a su vez debe incluir: a. Confirmación de las especificaciones del acero de refuerzo;b. Confirmación de las dimensiones de cada sección de colado;c. Dosificación, mezcla y colocación de concreto;d. Juntas térmicas, pretensado y mampostería;e. Desencofrado y curado de concreto, yf. Instalación de estructura principal.g. Estanqueidad | 1 | 129.99 | 129.99 |

1.2.7 Diseño de Instalaciones y/o Equipos

El lineamiento requiere que las instalaciones de las entidades reguladas cumplan ciertos parámetros de diseño de equipo e instalación. El fin de estos parámetros de diseño es dirigir a los operadores en cuanto a los diseños adecuados para las instalaciones y el equipo necesario. En la mayoría de los casos, las mejores prácticas internacionales cumplirán con estos requisitos. No obstante, es importante que dichos requisitos se establezcan bajo la ley para la seguridad y protección pública y del medio ambiente de México.

Para las instalaciones, los requisitos de diseño tienen como objetivo construir las instalaciones de modo seguro, limitar las emisiones a la atmósfera, proteger de explosiones e incendios, asegurar el almacenamiento seguro de materiales y ubicaciones del equipo, prevenir la corrosión, proteger al personal en el sitio de situaciones de peligro, proteger contra fugas y daños y poder resistir ante condiciones climáticas extremas durante el ciclo de vida. Para el equipo, los requisitos de diseño deben instalarse y mantenerse de acuerdo con los lineamientos del fabricante y tienen como objetivo prevenir la corrosión, limitar la posibilidad de daños y tener monitores y válvulas de seguridad adecuados. Tanto las instalaciones marítimas como las terrestres están mencionadas en el lineamiento. Los requisitos de diseño del equipo y las instalaciones aparecen en los Artículos 22,23, 24, 27, 28, 29, 30, 31,39, 43, 45, , 46, 47, 48, 49, 51, 53, 54, 56, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 66, 67, 68, 69, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 81, 87, 104, 114, 116,118, 120, 121, 122, 123, 125, 126, 127, 128, 130, 131, 133, 134, 135. Estos artículos están agrupados porque detallan diferentes requisitos de diseño de equipo e instalaciones que son necesarios en las instalaciones de compresión, descompresión, licuefacción y regasificación.

Se ha utilizado una tasa de salario integrado por hora de MXN $129.99 para el ingeniero de la instalación, MXN $70.20 para el personal administrativo, y MXN $32.35 para la mano de obra no calificada derivado del contrato colectivo de trabajo de PEMEX (2015-2017) y cotejado con la base de datos de salarios de IHS Global Insight.

La evaluación del costo incremental se basa en un aumento del 1 al 5% en el costo a granel o equipo según el modelo de estratificación de costos para instalaciones de gas del Sistema de Encuestas de Mercado de IHS. El modelo proporciona estratificación de costos para el suministro de elementos de materias primas (hormigón), artículos a granel (acero, sistemas eléctricos) y equipo (intercambiadores de calor, tanques de almacenamiento, válvulas) como porcentajes del gasto de capital total para instalaciones nuevas de licuefacción, regasificación, compresión y descompresión de gas natural. Para los casos que requerían elementos de diseño, la estimación de las horas de mano de obra necesarias se hizo para asegurar el cumplimiento de los requisitos específicos de los lineamientos. Este método de estimación de componente de costo se utiliza normalmente en labores de consultoría de EPC (las siglas en inglés de Ingeniería, Suministros y Construcción) realizados por IHS.

Muchos de estos elementos de diseño deben ser incluidos en el plan original de una instalación nueva. En estos casos, se han evaluado generalmente 2.5 horas de trabajo de un ingeniero cualificado por elemento de diseño requerido, para asegurar que los diseños cumplen con este lineamiento de México.

Las instalaciones de gas natural deben incluir ciertos equipos de seguridad para una protección ambiental y de seguridad adecuada. Muchos de estos requisitos son elementos que deben ser incluidos en el diseño de las instalaciones, incluyendo la adición de barreras y tanques para prevenir derrames, sensores para detectar situaciones anómalas y equipo para monitorear y reducir la presión, la temperatura y las emisiones. Los costos se desglosan en las tablas inferiores según la instalación: compresión, descompresión, licuefacción, regasificación o todas las instalaciones. Estos costos son mínimos porque muchos componentes ya están incorporados y en funcionamiento. Esta sección sólo incluye los costos de equipo cuando el requisito existente no incluye el equipo de seguridad requerido.

Los requisitos de los Artículos 22 (sólo licuefacción y regasificación), 23, 28, 30, 39, 45 (fracciones VII y VIII), 59, 61, 69, 72, 74, 77, 78, 87 y 104 corresponden a los requisitos existentes previamente bajo la ley de México y no requerirán costos incrementales asociados para su cumplimiento.

El requisito específico de cada artículo se detalla en las siguientes tablas:

**Tabla 26: Obligaciones para el diseño del equipo y la instalación – Todas las instalaciones**

| Artículo | Contenido | Horas Requeridas | Costo de Hora de Trabajo (MXN) | Costo Fijo (MXN) | Costo Unitario (MXN) | Equipo |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 23 |  Los Regulados deberán estimar las emisiones de gases o partículas sólidas o líquidas a la atmósfera, así como definir las acciones en materia de prevención y control de la contaminación de la atmósfera.El diseño debe tomar en cuenta el cumplimiento de las emisiones máximas permisibles que serán emitidas por los Regulados" | La obligación de las acciones de prevención de contaminación y estimación de emisiones no impone una carga adicional. Este requisito fue impuesto por el Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al medio ambiente en materia de prevención y control de la contaminación a la atmósfera. Artículos 17, 18, 19, 21, 23, 24, 25, 26 y 27. |
| 24 | Para el diseño de las Instalaciones de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural los Regulados deberán considerar de acuerdo a las necesidades en cada una de las Etapas de Desarrollo del Proyecto, al menos las siguientes especialidades: civil, mecánico, eléctrico, instrumentos y seguridad:I. Especialidad civil. Se deberán considerar al menos los siguientes aspectos:a. El diseño debe contener, de forma enunciativa más no limitativa lo siguiente:i. Elementos estructurales y memorias de cálculo;ii. Poligonal del predio o de la zona federal marítima, terrestre, fluvial o lacustre, indicando las coordenadas de los vértices y los rumbos de los lados, el sentido de las vialidades, accesos, carreteras o caminos colindantes;iii. Plantas arquitectónicas y azoteas de edificios;iv. Área de tanques, indicando su capacidad y producto;v. Planos del sistema contra incendios, incluyendo extintores;vi. Sistemas y planos de conjunto con la distribución de drenaje de aguas aceitosas, pluviales, químicos y sanitarios;vii. Croquis de localización, donde se indique el sentido de las vialidades internas, accesos, carreteras, calles o caminos colindantes;viii. Muelles para instalaciones marinas;ix. Señales y avisos: Las Instalaciones deberán contar con señalamientos de información que faciliten la identificación de condiciones seguras, informativas de emergencia o desastre, precaución, prohibición o restrictivas y obligación. Todos los equipos, tuberías y elementos que componen la Instalación, deberán estar plenamente identificados con una clave única, y referenciados en los planos de las diferentes disciplinas técnicas.Las tuberías deberán contar con rótulos que identifiquen plenamente el número de línea, diámetro y servicio, conforme a lo establecido en el listado de líneas inherentes al Proyecto.x. Instalaciones hidráulicas;xi. Planos de conjunto e isométrico;xii. Indicar la distribución de las líneas de agua, sus diámetros, válvulas, conexiones, especificaciones, servicios de la tubería y lista de materiales;xiii. Especificar la presión de operación máxima a que estarán sometidas las tuberías de agua, yxiv. Diagrama de la instalación incluyendo conexiones y tomas de las redes, indicando válvulas de no retorno para prevenir contra flujos.II. Especialidad mecánica. Para el diseño de tuberías y equipos se deberán considerar al menos los siguientes aspectos:a. El establecimiento de las condiciones de diseño, incluyendo: presión, temperaturas, servicio y otras condiciones, tales como la velocidad del viento, movimientos sísmicos, choques de fluido, gradientes térmicos y número de ciclos de las cargas;b. Determinación del diámetro de la tubería, de acuerdo a las condiciones del caudal, la velocidad y la presión del fluido;c. La selección de los materiales de la tubería con base en la corrosión, la fragilización y la resistencia mecánica;d. La selección de las clases de bridas y válvulas;e. El cálculo del espesor mínimo de pared de acuerdo a las temperaturas y presiones de diseño;f. El espesor adicional por corrosión;g. La configuración de soportes para el sistema de tuberías;h. El análisis de esfuerzos por flexibilidad;i. Minimizar el número de conexiones y otros posibles puntos de fuga o liberación a la atmósfera;j. Contar con un indicador de presión para cada una de las partes del sistema de tuberías;k. Contar con dispositivos que permitan una despresurización manual segura, y l. Los Regulados deberán instalar las válvulas de corte y cierre necesarias para una despresurización segura para cada equipo de la Instalación, a efecto de estar en posibilidad de realizar un paro seguro en caso de mantenimiento o pruebas.III. Especialidad eléctrica. Los Regulados deberán de contar con planos eléctricos elaborados por una persona física o moral calificada y experimentada en la materia. Los Regulados deberán evidenciar que cuentan con el dictamen donde se demuestre que las Instalaciones de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural han sido verificadas por una Unidad de Verificación de Instalaciones Eléctricas debidamente acreditada en términos de la normatividad aplicable. Dentro de la información verificada se debe cumplir, de manera enunciativa mas no limitativa con los siguientes documentos técnicos:a. El área circundante de un compresor, de una bomba, de un intercambiador de calor, tuberías y sus conexiones y contenedores pequeños así como el área circundante de un edificio o alguna otra estructura que los contenga debe estar eléctricamente clasificado; b. Diagramas unifilares que contengan la información más relevante de la instalación, relación de cargas, planos eléctricos con cortes y detalles, memorias de cálculo técnico descriptivas de corto circuito, y puesta a tierra;c. Planos de áreas clasificadas con cortes transversales y longitudinales;d. El cumplimiento de todo el equipo eléctrico con clasificación según estas áreas;e. Especificaciones para la Construcción de cuartos eléctricos;f. Fichas técnicas u hojas de datos de los equipos con certificados y aprobación para el tipo de uso que se les dará;g. Pruebas en fábrica y en sitio;h. Especificaciones de los materiales que se requieren para las subestaciones eléctricas, yi. Las especificaciones de los sistemas ininterrumpibles de energía eléctrica y bancos de baterías.IV. Especialidad de instrumentación. Las Instalaciones de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural, se deberán diseñar e instalar, de forma enunciativa más no limitativa, conforme a las siguientes especificaciones:a. Los equipos dinámicos deberán contar con los sistemas de protección mediante sensores que monitoreen y detecten condiciones anormales de variables como las siguientes: vibraciones, temperatura, presión, flujo, desplazamiento y velocidad, previstos en el estándar API STD 670, su equivalente o superior. Se debe instalar un sensor de temperatura en la descarga del compresor aguas abajo después del enfriador. b. Los equipos estáticos deberán contar con los sistemas de protección mediante sensores que monitoreen y detecten condiciones anormales de variables tales como: nivel, presión, flujo y temperatura, previstos en el estándar API RP 551, su equivalente o superior.c. La temperatura del Gas Natural después del enfriamiento posterior a su compresión no debe exceder 60 °C de acuerdo a lo indicado en el ISO/DIS 16923, su equivalente o superior. En caso de que la temperatura de descarga del Gas Natural aguas abajo del enfriador exceda los 60 °C, el compresor debe realizar el paro de operación en modo seguro.V. Especialidad de seguridad. Se deberán considerar al menos los siguientes aspectos:a. Los Regulados deberán instalar un sistema de supresión de incendios de conformidad con los resultados del Análisis de Riesgo. Para el caso de los sistemas de contención de derrames de GNL y líquidos refrigerantes inflamables, se debe contar con sistemas de espuma de alta expansión.b. Los Regulados deberán instalar detectores de Gas Natural y fuego de conformidad con los resultados del Análisis de Riesgo;c. Los equipos de detección de Gas Natural deberán ser instalados de acuerdo al resultado del Análisis de Riesgo. El número, tipo y localización de los detectores de Gas Natural y sustancias inflamables en cada espacio debe considerar aspectos tales como el tamaño de la Instalación, la distribución de la ventilación de la Instalación y el tipo de gas. En el caso de detectores de gas y fuego, éstos deberán tener comunicación con el sistema de paro por Emergencia y con el sistema de control;d. Una alarma audible y visible debe ser activada automáticamente cuando la concentración de vapor alcance el 20% del Límite Inferior de Inflamabilidad (LEL) o bien el sistema de paro por emergencia sea activado al 50% del LEL. El diseño, construcción y aspectos de montaje debe apegarse a los estándares internacionales aplicables, e. Los Regulados deberán contar con un sistema de paro por Emergencia diseñado de conformidad con los resultados obtenidos del Análisis de Riesgos, con el objeto de mitigar cualquier condición anormal y llevar a la Instalación a una condición de paro seguro. Dentro del Análisis de Riesgos se debe documentar la configuración del sistema de paro por Emergencia que minimizará cualquier liberación y prevendrá el escalamiento descontrolado. El sistema de paro por Emergencia debe ser capaz de detener la operación en cualquier momento durante la operación, ya sea manualmente o vía remota. Se debe establecer una comunicación efectiva entre el sistema de paro por Emergencia y el sistema de gas y fuego. El sistema de paro por emergencia debe estar conformado por un control lógico programable exclusivo necesario para realizar el paro de Emergencia de las Instalaciones;f. Los botones de paro por Emergencia de activación manual deberán estar ubicados acorde al resultado del Análisis de Riesgo, típicamente puede ser: cerca del patín de Compresión o de bombeo, y en su caso en las instalaciones marinas, así como dentro del cuarto de control de la Instalación. La filosofía del sistema de paro por Emergencia debe definirse con base en un estudio de Análisis de Riesgo y un estudio de Nivel de Integridad de Seguridad" | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98  |  |
| 81 | En la construcción de Instalaciones y equipos, los Regulados deberán asegurarse que los equipos para las aplicaciones de proceso cumplen con las especificaciones de diseño, las pruebas de aceptación en fábrica, las pruebas de aceptación en sitio. Los resultados y documentación de dichas pruebas deberán mantenerse disponibles para la evaluación correspondiente | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98  |  |
| 87 | Los Regulados deberán emplear Instalaciones diseñadas para soportar las condiciones operativas y climatológicas en su caso, específicas de la zona, considerando al menos los elementos siguientes: I. Operación de los equipos de acuerdo a lo descrito en las especificaciones técnicas de los mismos, y II. Programa de mantenimiento de las Instalaciones | La obligación de requerir instalaciones adecuadas para el programa de mantenimiento y funcionamiento no impone una carga adicional a las entidades Reguladas. Dicho requisito ha existido antes de este lineamiento y fue impuesto por NOM-013-SECRE-2012. |
| 104 | Los Regulados deberán asegurarse de que los componentes metálicos de la Instalación de Gas Natural que puedan verse afectados de manera adversa, con respecto a su integridad o su confiabilidad debido a la corrosión durante su vida de servicio:I. Son protegidos contra la corrosión, de acuerdo con las mejores prácticas de la industria en relación con el servicio y condiciones ambientales; yII. Son inspeccionados y en caso de ser necesario reparados o reemplazados en virtud del programa de mantenimiento, de acuerdo con el manual de mantenimiento | La obligación de requerir protección ante la corrosión para todos los elementos metálicos y las inspecciones necesarias no supone una carga adicional. Dicho requisito fue impuesto por NOM-013-SECRE-2012. |

**Tabla 27: Obligaciones para el diseño del equipo y la instalación - Compresión**

| Artículo | Contenido | Horas Requeridas | Costo de Hora de Trabajo (MXN) | Costo Fijo (MXN) | Costo Unitario (MXN) | Equipo |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 22 | El sitio en el cual se construirán las Instalaciones de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural debe ser accesible a los servicios de seguridad y de Emergencia, los cuales deberá incluir: protección civil, bomberos, policía, servicios médicos y equipo de ayuda mutua por los diferentes medios disponibles y bajo cualquier condición climática para la seguridad del personal, la protección del medio ambiente y de las Instalaciones en caso de un incendio o Accidente. De conformidad con el plan de respuesta a emergencia, se deberá determinar los límites de las condiciones climáticas bajo los cuales se tomará la decisión de evacuar con anticipación al personal de las Instalaciones de GNL o GNC, para aquellos casos en los que se prevean condiciones climáticas aún más severas que pudieran poner en Riesgo a dicho personal e impedir el acceso al sitio.Para el caso de las Instalaciones que manejan GNL, el sitio debe contar con las dimensiones, configuración y características topográficas necesarias para recolectar y retener el GNL y/o refrigerantes y sustancias inflamables derramadas dentro del límite del predio, al igual que para facilitar la conducción y el drenado de agua superficial, así como las características necesarias para garantizar que la radiación del máximo desfogue posible emitido por el quemador no dañe al personal o a la población. La distribución de los equipos en las Instalaciones de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural debe estar fundamentada en los resultados del Análisis de Riesgos del sitio, conforme a lo establecido en los presentes lineamientos | 2.5 | 129.99 | n/a | 324.98 |  |
| 27 | Los componentes de la Instalación de GNC expuestos a Riesgo de colisión de vehículos deberán ser protegidos con barreras u otros mecanismos contra colisión, los cuales pueden ser banquetas, muros o barras de contención. | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98 |  |
| 28 | Las Instalaciones de GNC deberán cumplir con las siguientes especificaciones: I. Estar diseñadas para un paro seguro en el caso de una falla de energía, o en caso de sobrepasar los límites máximos o mínimos de operación;II. Cada compresor debe estar instalado de tal manera que la clasificación de área no se extienda a un área mayor a los límites de la propiedad, y III. Contar con una presión máxima de descarga hasta de 380 bar.  | La obligación del diseño de la instalación de compresión de CNG no impone una carga adicional. El requisito fue impuesto por PROY-NOM-010-ASEA-2016. |
| 29 | Los compresores y sus componentes deberán ser diseñados y construidos bajo las condiciones de presión, temperatura, flujo y características fisicoquímicas del servicio a transportar, con base en las disposiciones contenidas en códigos reconocidos tales como API-Std-617, API-Std-618, API-Std-619, sus equivalentes o superiores | n/a | n/a | 34,817 | n/a | Compresores |
| 30 | Los compresores pueden contar con una caseta para instalarse en el exterior o instalarse dentro de un recinto.En caso de que se instalen dentro de un recinto se deberán cumplir las siguientes condiciones:I. La separación entre compresores y equipos debe ser de al menos 2 m;II. Debe existir un muro divisorio entre los compresores de mampostería de 0.3 m de espesor de piso a techo o altura de acuerdo con el recinto;III. Alrededor de cada equipo de compresión debe existir espacio suficiente para facilitar su montaje y mantenimiento. El pasillo alrededor de cada equipo de compresión no debe ser menor a 0.9 m;IV. El piso debe ser de cemento con acabado superficial antiderrapante;V. La superficie de ventilación no debe ser menor al 5% de la superficie de los muros;VI. La ventilación debe ser superior a 80% e inferior a 20%, yVII. Las puertas del recinto deberán ser diseñadas e instaladas estratégicamente. | La obligación de los recintos de compresión de CNG no es una carga adicional para las entidades reguladas. Dicho requisito ha sido establecido por la PROY-NOM-010-ASEA-2016. |
| 31 | El nivel de ruido máximo de los compresores, debe ser de 85 dB(A) medidos a 1.5 m de distancia. Los Regulados debe obtener los valores máximos esperados de nivel de presión y nivel de potencia sonora en bandas de octava, además de indicar las medidas especiales de control del ruido que sean necesarias para cumplir con el nivel especificado | 2.5 | 129.99 |  | 324.98 |  |
| 39 | Los recipientes a presión deberán estar permanentemente marcados con las siglas “GNC” por el fabricante | La obligación del etiquetado del recipiente de presión no es una carga adicional para las entidades reguladas. Dicho requisito ha sido establecido por la PROY-NOM-010-ASEA-2016. |
| 43 | Los intercambiadores de calor enfriados por aire deberán ser de tiro forzado o de tiro inducido y deberán contar con todos sus auxiliares tales como escaleras, pasillos y plataformas. Los Regulados deberán suministrar al fabricante todos los datos ambientales pertinentes para el diseño del intercambiador. Estos factores deberán ser tomados en cuenta en el diseño del lado aire.El diseño debe considerar el cálculo, selección de materiales, fabricación, instalación, inspección y pruebas y embalaje conforme al ISO 13706, su equivalente o superior | n/a | n/a | 44,925 | 44,925 | Intercambiadores de calor |
| 45 | Los contenedores del área de almacenamiento de GNC deberán cumplir con lo siguiente:I. Localizarse a la intemperie o en recintos con ventilación y drenaje.II. Estar instalados sobre cimientos, a nivel del suelo y ser de materiales no combustibles.III. No tener más de dos puntos de apoyo longitudinal.IV. En áreas sujetas a inundaciones, estar anclados para prevenir la flotación.V. Ser instalado sobre cimientos con sistemas de anclaje diseñados para resistir las condiciones sísmicas y de viento del sitio.VI. Estar protegidos con recubrimiento u otros medios necesarios para inhibir la corrosión.a. Los contenedores de materiales compuestos no deberán ser recubiertos sin previo permiso del fabricante | 2.5 | 129.99 | n/a | 324.98 |  |
| 45 | VII. Los contenedores del área de almacenamiento instalados horizontalmente no deberán tener contacto directo entre ellos.VIII. Los contenedores del área de almacenamiento fabricados de materiales compuestos deberán ser protegidos de la radiación ultra violeta de acuerdo a las recomendaciones del fabricante | La obligación del almacenamiento de los contenedores de CNG no es una carga adicional para las entidades reguladas. Dicho requisito ha sido establecido por la PROY-NOM-010-ASEA-2016. |
| 46 | Se deberán proveer los medios para prevenir el flujo o acumulación de líquidos inflamables o combustibles bajo los contenedores del área de almacenamiento, tales como canaletas, colchas o guarniciones | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98 |  |
| 47 | Los contenedores del área de almacenamiento o equipos de compresión no deberán estar localizados bajo líneas eléctricas de alta tensión o donde puedan estar expuestos a fallas de estos | 1 | 129.99 | n/a | 129.99 |  |

**Tabla 28: Obligaciones para el diseño del equipo y la instalación - Descompresión**

| Artículo | Contenido | Horas Requeridas | Costo de Hora de Trabajo (MXN) | Costo Fijo (MXN) | Costo Unitario (MXN) | Equipo |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 48 | Los regulados debe cumplir con las distancias mínimas entre equipos de acuerdo a lo establecido en Tabla 1 de los presentes lineamientos | La obligación para el diseño de las tuberías de procesamiento no impone una carga adicional. Dicha obligación fue impuesta por PROY-NOM-010-ASEA-2016. |
| 49 | El diseño de las tuberías de proceso debe realizarse de acuerdo a lo establecido en la fracción II del Artículo 24 de los presentes lineamientos | La obligación para el diseño de las tuberías de procesamiento no impone una carga adicional. Dicha obligación fue impuesta por NOM-005-ASEA-2016, NOM-007-SECRE - 2010, NOM-013-SECRE-2012. |
| 51 |  En las Instalaciones de Descompresión se deberán incluir intercambiadores y sus fuentes de calor, así como un sistema de control para mantener la temperatura de salida y evitar congelamiento de componentes en los sistemas aguas abajo.Los materiales para los serpentines de calentadores indirectos, incluyendo el serpentín de calentamiento, en su caso, deberán ser de tubo sin costura conforme a una de las siguientes especificaciones, su equivalente o superior: I. API 5L Grado B, sin costura;II. ASTM A53 Grado B, sin costura, yIII. ASTM A106 Grado B o Grado C, sin costura.Los accesorios tales como acoplamientos, codos y uniones en T deberán cumplir con las especificaciones establecidas en el estándar ASTM A234 Grado WPB o WPC o su equivalente, o en los estándares de los fabricantes, según aplique. El área del flujo de los codos y uniones en T no debe ser menor al 90% del área del flujo de la tubería del serpentín | n/a | n/a | 4,230  | 4,230 | Intercambiadores de calor |
| 53 | El diseño de los recipientes a presión debe considerar el fluido, el flujo, la presión y, la temperatura, para especificar el material, el espesor, las dimensiones y la fabricación incluyendo soldadura y tratamientos térmicos, instalación, inspección y pruebas | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98  |  |

**Tabla 29: Obligaciones para el diseño del equipo y la instalación - Licuefacción**

| Artículo | Contenido | Horas Requeridas | Costo de Hora de Trabajo (MXN) | Costo Fijo (MXN) | Costo Unitario (MXN) | Equipo |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 22 | El sitio en el cual se construirán las Instalaciones de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural debe ser accesible a los servicios de seguridad y de Emergencia, los cuales deberá incluir: protección civil, bomberos, policía, servicios médicos y equipo de ayuda mutua por los diferentes medios disponibles y bajo cualquier condición climática para la seguridad del personal, la protección del medio ambiente y de las Instalaciones en caso de un incendio o Accidente. De conformidad con el plan de respuesta a emergencia, se deberá determinar los límites de las condiciones climáticas bajo los cuales se tomará la decisión de evacuar con anticipación al personal de las Instalaciones de GNL o GNC, para aquellos casos en los que se prevean condiciones climáticas aún más severas que pudieran poner en Riesgo a dicho personal e impedir el acceso al sitio.Para el caso de las Instalaciones que manejan GNL, el sitio debe contar con las dimensiones, configuración y características topográficas necesarias para recolectar y retener el GNL y/o refrigerantes y sustancias inflamables derramadas dentro del límite del predio, al igual que para facilitar la conducción y el drenado de agua superficial, así como las características necesarias para garantizar que la radiación del máximo desfogue posible emitido por el quemador no dañe al personal o a la población. La distribución de los equipos en las Instalaciones de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural debe estar fundamentada en los resultados del Análisis de Riesgos del sitio, conforme a lo establecido en los presentes lineamientos | La obligación para la contención de LNG en una situación de emergencia no impone una carga adicional. Esta obligación fue impuesta por NOM-013-SECRE-2012. |
| 54 | Las descargas procedentes de los dispositivos convencionales de seguridad tales como válvulas de seguridad o válvulas de alivio, deberán ser dirigidos hacia los sistemas de quemadores, venteos o a los tanques de almacenamiento. En caso de que los desfogues de las válvulas de seguridad de los tanques, no puedan ser enviados a los sistemas de quemadores o venteos, éstos deberán ser dirigidos a la atmósfera a partir de una altura que no ponga en peligro a las personas y a las Instalaciones, determinado de conformidad con el Estudio de Riesgos, **pero no menor a 3.7 m a partir de nivel de suelo adyacente.****La contrapresión total calculada por la comunicación de dos o más sistemas de venteo, de baja y alta presión, no debe reducir la capacidad de relevo de cualquiera de los dispositivos de relevo de presión, por debajo de la cantidad requerida para proteger dicho equipo o tubería contra la sobrepresión.****El sistema de relevo de presión y despresurización debe ser diseñado y dimensionado tomando en cuenta como mínimo los siguientes componentes del sistema:****I. Quemador****II. Chimeneas de venteo****III. Cabezal y tuberías de desfogue****IV. Tanques separadores** **V. Desfogues****VI. Válvulas de desfogue****VII. Venteos** |  |  | 889,869[[6]](#footnote-6) | 889,869 | Válvulas |
| 56 | Las instalaciones deberán ser diseñadas para eliminar o minimizar la probabilidad de emisiones accidentales de GNL y sustancias inflamables.En el control de fugas, los Regulados deberán cumplir con los siguientes requisitos: I. La Instalación y el equipo que contenga fluidos inflamables debe localizarse en un área abierta, tomando en consideración el mantenimiento y las condiciones climatológicas de la localización;II. La distribución de equipos de la instalación debe cumplir con el estudio de ubicación de equipos y el tránsito probable;III. El sistema de tuberías debe contar con la flexibilidad mecánica obtenida en el estudio correspondiente, a efecto de operar bajo todas las condiciones operativas de la instalación;IV. El número de bridas en la tubería debe ser minimizado utilizando válvulas soldadas en línea, considerando el comisionamiento, aislamiento y mantenimiento. En los casos en los que se utilicen bridas, éstas deberán contar con empaques para servicios criogénicos que cumplan con las condiciones de operación y el servicio. Las bridas deberán estar orientadas de tal manera que si llegara a ocurrir una fuga en forma de chorro, ésta no debe incidir en equipos cercanos;V. La ubicación de las descargas de las válvulas de relevo deberán estar localizadas a una altura y distancia tal que se minimicen los Riesgos, tomando como referencia lo siguiente:a. Mitigar el ruido por posibles descargas a velocidad sónica;b. Evitar la acumulación de líquidos o condensados en el sistema de tubería de desfogue.c. Resultados del Análisis de RiesgosVI. Los sellos mecánicos utilizados en las bombas deberán ser de alta integridad y estar diseñados para el manejo de sustancias criogénicas;VII. Las superficies galvanizadas se deberán ubicar de tal manera que, en caso de un incendio, se minimice la posibilidad de que el zinc fundido contamine la tubería de acero inoxidable, provocando una fractura por fragilización o falla rápida;VIII. Los materiales que contengan zinc, aluminio y cobre deberán ser compatibles con los materiales de los equipos en donde sea necesario un contacto directo, con el fin de prevenir fenómenos que puedan causar un daño o fuga en las Instalaciones, y IX. Las válvulas de aislamiento deberán estar ubicadas cerca de las boquillas, fuera de los límites o los bordes de los faldones y sistemas de contención en los tanques. | n/a | n/a | 30,683,930 | 30,683,930  | Tuberías, válvulas |
| 59 | La tubería y sus soportes deberán ser diseñados tomando en consideración los fenómenos de tensión de línea, golpe de ariete y electricidad estática.El diseño debe adaptarse para evitar cualquier transmisión de bajas temperaturas de la tubería hacia la estructura sobre la que se apoye.Las válvulas deberán estar diseñadas bajo las condiciones de presión y temperatura así como del servicio a transportar usando códigos reconocidos tales como ASME B31.3, ISO 21011, CSA Z245, ASME B31.5, API Spec. 6D o sus equivalentes, para el cálculo y diseño de la válvula, espesores, resistencia eléctrica, torque, así como la selección de los materiales de sus componentes, tales como vástago, bonete, estopero, asiento y sellos. El sistema de control, debe ser diseñado de acuerdo a la norma IEC-60534, su equivalente o superior | La obligación del diseño de tuberías y tubos no impone una carga adicional. Esta obligación fue impuesta por NOM-013-SECRE-2012. |
| 60 | Los componentes de la carcasa y cajas de cojinetes de los compresores deberán ser diseñados y fabricados para asegurar una alineación precisa sobre el montaje. El diseño de los componentes sujetos a presión y a temperaturas criogénicas, debe considerar que la aleación de los materiales sean compatibles con las condiciones de operación y con el fluido a conducir, resistencia al fenómeno de fragilización a efecto de evitar fallas por dicho fenómeno.En las curvas de desempeño proporcionadas por el fabricante de los equipos se debe especificar la condición de sobrecarga. La condición de sobrecarga será de al menos el 115% de la condición nominal | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98  |  |
| 61 |  Las bombas y sus componentes deberán ser diseñadas y construidas bajo las condiciones de presión, temperatura, flujo y características fisicoquímicas del servicio a transportar considerando el cálculo, selección de materiales, construcción, inspección, pruebas y embalaje, de acuerdo con lo establecido en los códigos API Std 676, API Std 674, API Std 610, ISO 16330, ISO 24490 o sus equivalentes. En caso de sistemas de bombeo que funcionen en paralelo, se debe instalar una válvula de retención en la descarga de cada bomba. Asimismo, se deberán tomar las medidas necesarias para evitar el fenómeno de tensión de línea o golpe de ariete considerando de manera enunciativa más no limitativa lo siguiente:I. Realizar un cierre y apertura gradual de válvulas;II. Evitar altas velocidades de flujo, y III. Evitar incrementos repentinos de la presión.El diseño de la bomba debe considerar cuando menos lo siguiente:I. Sistemas de protección de paro automático por bajo flujo para evitar el daño mecánico, de acuerdo a lo mencionado en el API-STD-610, su equivalente o superior.II. Contar con alivio de presión por descarga bloqueada. | La obligación del diseño de bombas no impone una carga adicional. Esta obligación fue impuesta por NOM-013-SECRE-2012. |
| 62 | El diseño de los turboexpansores y componentes debe considerar el flujo y las propiedades físicas del Gas Natural, la presión máxima de operación, así como la temperatura mínima alcanzada debido a la caída de presión.Los Regulados deberán limitar la tasa de condensación mediante un diseño por varias etapas, para que esta no afecte la integridad mecánica del equipo. De la misma manera, se debe instalar en paralelo al expansor una válvula Joule Thomson misma que se debe utilizar durante el arranque para asegurar una correcta puesta en marcha del expansor y como respaldo cuando el expansor se encuentre fuera de servicio. | 2.5 | 129.99  | 88,987  | 89,312  | Válvulas |
| 63 |  El Gas Natural que llega a una Instalación de Licuefacción podrá requerir que ciertos contaminantes tales como el mercurio, ácido sulfhídrico, dióxido de carbono, mercaptanos y aromáticos sean removidos antes de que pueda ser licuado para evitar fenómenos como: corrosión, formación de amalgamas, partículas sólidas, hidratos y daño a los equipos y tuberías. El contenido máximo de contaminantes en el Gas Natural aguas arriba correspondiente al proceso de Licuefacción debe ser determinado conforme a la tabla siguiente: Propiedad Unidades ComposiciónHumedad (H2O) Mg/m3 <1Bióxido de Carbono (CO2) Mg/m3 < 100Ácido Sulfhídrico (H2S) Mg/m3 < 4Mercurio (Hg) µg/Nm3 < .01Asimismo, las unidades de endulzamiento, de deshidratación y de remoción de mercurio deberán ser diseñadas considerando el cálculo, selección de materiales, y fabricación incluyendo soldadura y tratamientos térmicos, instalación, inspección y pruebas de conformidad con lo establecido en el código ASME Sección VIII o equivalente | n/a | n/a | 4,671,810  | 4,671,810  | Equipo general |
| 64 | En la separación de Metano, los siguientes equipos deberán ser diseñados y fabricados conforme a lo siguiente: I. El diseño del re-hervidor debe ser conforme al flujo, incremento en la tasa de vapor, presión y temperatura del compuesto a calentar, así como de las propiedades fisicoquímicas del agente de calentamiento a emplearse. Lo anterior conforme a lo siguiente: cálculo, selección de materiales, y fabricación incluyendo soldadura y tratamientos térmicos, instalación, inspección y pruebas de acuerdo a lo dispuesto en el código de diseño de la Asociación de Fabricantes de Intercambiadores Tubulares TEMA, códigos ASME o equivalentes.II. Los componentes de los intercambiadores de coraza y tubos, tales como haz de tubos, deflectores, carcasa, cabeza flotante, cabeza fija y placa tubular, deberán ser diseñados bajo criterios de selección para una adecuada combinación de condiciones de operación, efectos de tensión térmicas, las características de corrosión de los fluidos, el ensuciamiento y facilidad de limpieza, los cuales deberán estar diseñados y fabricados de acuerdo con las disposiciones del código de diseño de la asociación de Fabricantes de Intercambiadores Tubulares TEMA, el código ASME Sección VIII o su equivalente. En caso de que la operación de los intercambiadores de calor sea de manera cíclica, los Regulados los deberán diseñar considerando el tipo y magnitud de variaciones en la presión, temperatura y velocidad de flujo, el tiempo de variación (horas, semanas, meses, etc.) y el número de ciclos o la frecuencia de la variación esperada durante la vida útil del equipo.III. Los intercambiadores de aluminio así como los intercambiadores de placas deberán considerar en el diseño el número y tamaño de las placas y ser fabricados considerando que la velocidad de flujo genere la turbulencia necesaria, minimizando o eliminando la transmisión de pulsaciones y vibraciones mecánicas. En el diseño del intercambiador, se debe de considerar las propiedades físicas de los fluidos, la caída de presión, y la configuración de transferencia de temperatura, de conformidad con las disposiciones del código ALPEMA, ASME Sección VIII o equivalentes. IV. Los intercambiadores de espiral, deberán estar diseñados considerando el cálculo, selección de materiales, y fabricación incluyendo soldadura y tratamientos térmicos, instalación, inspección y pruebas de acuerdo con el código ASME Sección VIII o equivalente.V. Los tanques atmosféricos para líquidos inflamables deberán ser diseñados considerando los requerimientos para materiales, fabricación, montaje y pruebas; de acuerdo con los estándares API Std 650, API 12F o su equivalente.VI. Los recipientes sujetos a presión para almacenar líquidos y refrigerantes inflamables deberán ser diseñados y construidos de acuerdo con el servicio a manejar, considerando el cálculo, selección de materiales, y fabricación incluyendo soldadura y tratamientos térmicos, instalación, inspección y pruebas de acuerdo con el código ASME Sección VIII o equivalente | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98  |  |
| 66 | Para el diseño de tanques de almacenamiento de doble contención, contención completa, contención simple y membrana se debe considerar la presión interna de operación y vacío, presión de columna hidrostática, tasas de llenado y vaciado, capacidad neta con niveles máximos de operación, así como propiedades fisicoquímicas del componente a retener, tales como densidad relativa, temperatura, toxicidad, inflamabilidad y rango permisible de ebullición a condiciones atmosféricas, de conformidad con lo siguiente:I. La selección del tipo de tanque debe ser basado en una evaluación de Riesgos; II. En las condiciones normales de funcionamiento, este contenga en su totalidad el líquido y el vapor; III. Pueda ser llenado y vaciado a las tasas especificadas; IV. La evaporación sea controlada y, en casos excepcionales esta pueda ser relevada por medio de venteo atmosférico;V. El rango de presión de operación sea constante;VI. Se impida la entrada de aire y humedad, salvo en casos excepcionales, cuando se tenga que utilizar las válvulas de alivio de vacío;VII. El rango de vaporización máximo cumpla con lo especificado, minimizando la condensación y congelación de agua en la superficie externa. Se debe evitar el congelamiento de las cimentaciones;VIII. Los Riesgos, previamente identificados en el Análisis de Riesgos, debidos a accidentes deberán ser minimizados para evitar un derrame o fuga de Gas Natural;IX. Se pueda rellenar el espacio del aislamiento debido a su posible asentamiento;X. Tenga un sistema que pueda evitar la estratificación del Gas Natural Licuado, yXI. Tome en cuenta las cargas desarrolladas por sismo, incluyendo las generadas por el movimiento del GNL durante los sismos.Los Regulados pueden tomar en consideración para el diseño, lo establecido en los criterios de las normas tales como CSA Z276, EN 14620 y NFPA 59A, sus equivalentes o superiores | n/a | n/a | 9,966,527  | 9,966,527  | Tanques |
| 67 | Respecto a las Instalaciones de GNL, los tanques deberán instalarse sobre cimientos diseñados y construidos considerando como mínimo lo siguiente:I. El diseño de las silletas y piernas debe incluir las cargas por transporte, cargas de erección, cargas de viento y cargas térmicas.II. Los cimientos y soportes deberán tener una resistencia al fuego no menos de 2 horas y deberán ser resistentes a los chorros de agua de las mangueras contra incendioIII. Los recipientes de almacenamiento de gas natural licuado instalados en un área sujeta a inundaciones deberán ser asegurados para evitar la liberación de GNL o la flotación del recipiente en el caso de una inundación | 2.5 | 129.99 | n/a | 324.98 |  |
| 68 | El fondo del tanque externo debe estar sobre el nivel del manto freático, o bien protegerse del contacto con el agua. El material del fondo externo del tanque, en contacto con el suelo, debe contar con las siguientes características:I. Los materiales deberán ser seleccionados para minimizar la corrosión;II. Estar recubierto o protegido para minimizar la corrosión, yIII. Contar con un sistema de protección catódica | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98  |  |
| 69 | Cuando un tanque externo esté en contacto con el suelo, se debe instalar un sistema de calentamiento que evite que la isoterma de 0°C alcance al suelo. El sistema de calentamiento se debe diseñar para:I. Permitir la verificación de su funcionamiento;II. Ser instalado de manera que se pueda reemplazar cualquier elemento del sistema, y III. Contar con medios de protección contra los efectos adversos de la acumulación de humedad que puedan causar deterioro dentro del conducto o de los elementos del calefactor.Cuando los cimientos se diseñen de tal manera que proporcionen circulación de aire, el fondo del tanque externo debe ser de un material compatible con las temperaturas a las que será sometido | La obligación de condiciones mínimas para el sistema de calentamiento de los tanques no impone una carga adicional. La obligación fue establecida por NOM-013-SECRE-2012. |
| 114 | La Instalación marina debe ser diseñada para soportar Cargas dinámicas: por sismo, oleaje, mareas, corrientes marinas, viento; las cargas estáticas: y las condiciones ambientales normales y anormales, durante el tiempo de vida de la Instalación marina | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98  |  |
| 116 | Las Instalaciones marinas deberán ser diseñadas para resistir las cargas aplicadas durante toda la vida útil y condiciones climáticas extremas. Se deberán considerar de manera enunciativa mas no limitativa, las siguientes cargas y fuerzas aplicadas:I. Operación normal / cargas funcionales;II. Cargas por variación de temperatura;III. Características de olas y viento;IV. Corrientes predominantes y amplitud de mareas;V. Las variaciones de nivel y profundidad de agua en el muelle y canal de acceso;VI. Carga máxima permisible durante el atraque;VII. Carga máxima debida al amarre;VIII. Velocidad y ángulo de aproximación del buque-tanque;IX. Los efectos de los buque-tanques en tránsito u otros objetos flotantes, yX. Condiciones naturales extremas como terremotos o tsunami.Los factores y combinación de cargas deberán ser desarrollados conforme al estándar API RP 2 A-WSD o su equivalente. | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98  |  |
| 118 | Se deberán considerar los distintos fenómenos de corrosión que afectan los diferentes elementos que conforman las Instalaciones marinas.Los sistemas de protección anticorrosiva deberán considerar el recubrimiento como una barrera primaria para garantizar la protección de las estructuras.Las estructuras enterradas o sumergidas deberán contar con un sistema de protección catódica como segunda barrera de protección, el cual debe ser diseñado con base en lo siguiente: I. El tipo de materiales a proteger;II. Accesibilidad a la estructura;III. Datos de pruebas de corrosión como medición de potenciales;IV. Integridad del recubrimiento externo V. La selección y especificación de los materiales y su práctica de instalación que aseguren su instalación y operación segura, y VI. Selección de la localización propuesta para la instalación de ánodos de sacrificio, cable, estaciones de prueba, y otros equipos donde la posibilidad de perturbación o daño es mínima. | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98  |  |
| 121 | Para el diseño de las estructuras de retención de tierras, se debe determinar el tipo de suelo a través de los ensayos proctor, de compresión axial y ensayos de carga puntual, para conocer la presión lateral de tierra que actúa sobre los sistemas de retención, amarres de anclas, y cimentaciones como función de un sistema de flexibilidad, interacción suelo – estructura, así como tener en cuenta la influencia de la carga dinámica. | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98 |  |
| 122 | Las cargas sísmicas deberán ser consideradas con base en la evaluación específica del sitio para el diseño sísmico, tomando en cuenta los procesos geológicos activos, la sismicidad del sitio, resistencia y ductilidad del suelo conforme al API RP 2 A-WSD, su equivalente o superior. Todas las estructuras que brinden soporte a los diferentes componentes principales, tales como sistemas de paro por Emergencia y sistemas contra incendio deberán diseñarse para soportar las cargas sísmicas de tal manera que mantengan la funcionalidad para accionar el paro seguro. | 2.5 | 129.99 | n/a | 324.98 |  |
| 123 | El diseño de los sistemas de defensa y amarre debe considerar la gama de buque-tanques que podrían ser atracados en la Instalación marina, considerando la longitud del puerto y el estribor del buque-tanque. | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98 |  |
| 125 | Todas las Instalaciones que manejen GNL deberán diseñarse para evitar derrames al agua con la finalidad de evitar afectaciones ambientales. Para ello, los Regulados deberán instalar un sistema de retención de flujo en caso de desconexión de Emergencia durante la transferencia de GNL o un sistema de retención de derrames, a fin de evitar derrames al agua. | n/a | n/a | 18,535,309 | 18,535,309 | Tanques |
| 126 | El diseño estructural debe tomar en cuenta cualquier efecto de socavación en el lecho marino debido a corrientes, olas u otros motivos | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98  |  |
| 127 | La elevación de la cubierta de la plataforma debe ser determinada con base a los datos históricos recabados, con la finalidad de evitar inundaciones durante marea alta o que la misma sea cubierta por olas de gran dimensión. El elemento más bajo de la estructura para el cual no ha sido considerado en el diseño de las fuerzas de las olas, debe estar situado por lo menos 1.5 m por encima de la máxima elevación de las cresta de las olas. | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98  |  |
| 128 | En la determinación de la elevación mínima de cubierta, los Regulados deberán considerar, durante el diseño de las tuberías y tanques colectores que estarán instalados por debajo de la cubierta, los efectos por cargas externas (por presión y cortante) | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98  |  |
| 130 | Una vez determinada la necesidad de construir una escollera, Los Regulados deberán realizar las siguientes actividades, previo al inicio de la construcción:I. Una evaluación de las necesidades de materiales, yII. La determinación del diseño transversal de la estructura | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98  |  |
| 131 | Los postes de amarre fijos deberán ser diseñados para cargas muertas, cargas vivas, fuerzas de atraque y condiciones de amarre durante la noche, considerando como mínimo el cálculo estructural, la cimentación, la selección de materiales, la construcción que incluye la fabricación y soldadura, transporte, instalación y la inspección | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98  |  |
| 133 | Para el caso del diseño de las Instalaciones costa afuera, se debe tomar en cuenta las siguientes medidas de seguridad:I. Las áreas de alojamiento de personal deberán estar aisladas de las áreas de Riesgo elevado;II. El Refugio Temporal de Seguridad (RTS), debe ser un área que proporcione protección para todo el personal en la plataforma por un periodo mínimo de 2 horas en caso de un incendio u otra Emergencia que tenga lugar en las áreas de proceso;a. Esta área debe tener rutas protegidas hacia los botes salvavidas, y b. En caso de Instalaciones costa afuera, los dormitorios de la plataforma pueden estar diseñados para funcionar como RTS.III. Medios de escape del personal;a. Los planos que muestren las rutas de escape deberán estar claramente visibles en diversos puntos de las Instalaciones;b. Las rutas de escape deberán estar identificadas e iluminadas adecuadamente;c. Deberán existir por lo menos dos rutas de escape separadas desde las áreas donde hay personal regularmente hasta el RTS, y d. Las rutas de escape deberán minimizar la posibilidad de quedar bloqueadas en una situación de Emergencia.IV. Debe haber al menos 2 botes salvavidas cerrados, operados por motor diesel enfriado por agua;a. La capacidad total de los botes salvavidas debe ser al menos 150% de la cantidad máxima de personas en la plataforma y deberán tener capacidad para el 100% de las personas de la plataforma en la eventualidad que alguno de los botes salvavidas no estuviese disponible en una Emergencia, y b. Se debe tener un acceso fácil y seguro hacia los botes salvavidas desde el RTS.V. La plataforma debe tener medios de escape al mar en los dos extremos opuestos de la plataforma más distantes entre sí. a. Adicionalmente, debe tener un sistema de escape secundario ubicado en el extremo opuesto del RTS y de los botes salvavidas primarios. Este sistema de escape debe tener un tamaño adecuado para acomodar la cantidad máxima de personas que están regularmente en el área de proceso de la plataforma, yb. Se deberán proporcionar medios alternos de escape al mar, además de los botes salvavidas. Estos medios alternos de escape pueden incluir cuerdas, toboganes u otros medios de escape de última instancia | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98 |  |
| 134 | Las Instalaciones marinas deberán ser construidas con materiales no combustibles……… El diseño estructural debe considerar las cargas de construcción, incluyendo las cargas de izaje durante el traslado y erección durante la construcción | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98 |  |
| 135 | Los Regulados deberán contar con un plan de calidad para la construcción de estructuras de acero, el cual debe incluir de manera enunciativa mas no limitativa lo siguiente: I. Calidad de materiales y trazabilidad;II. Conformado de acero;III. Calificación y registro de soldadores;IV. Especificación de procedimientos de soldadura y calificación;V. Inspección de soldadura;VI. Tolerancias y alineamiento;VII. Sistemas de control de corrosión;VIII. Hermeticidad y métodos de prueba hidrostática, eIX. Instalación de estructura principal | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98  |  |

**Tabla 30: Obligaciones para el diseño del equipo y la instalación - Regasificación**

| Artículo | Contenido | Horas Requeridas | Costo de Hora de Trabajo (MXN) | Costo Fijo (MXN) | Costo Unitario (MXN) | Equipo  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 22 | El sitio en el cual se construirán las Instalaciones de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural debe ser accesible a los servicios de seguridad y de Emergencia, los cuales deberá incluir: protección civil, bomberos, policía, servicios médicos y equipo de ayuda mutua por los diferentes medios disponibles y bajo cualquier condición climática para la seguridad del personal, la protección del medio ambiente y de las Instalaciones en caso de un incendio o Accidente. De conformidad con el plan de respuesta a emergencia, se deberá determinar los límites de las condiciones climáticas bajo los cuales se tomará la decisión de evacuar con anticipación al personal de las Instalaciones de GNL o GNC, para aquellos casos en los que se prevean condiciones climáticas aún más severas que pudieran poner en Riesgo a dicho personal e impedir el acceso al sitio.Para el caso de las Instalaciones que manejan GNL, el sitio debe contar con las dimensiones, configuración y características topográficas necesarias para recolectar y retener el GNL y/o refrigerantes y sustancias inflamables derramadas dentro del límite del predio, al igual que para facilitar la conducción y el drenado de agua superficial, así como las características necesarias para garantizar que la radiación del máximo desfogue posible emitido por el quemador no dañe al personal o a la población. La distribución de los equipos en las Instalaciones de Compresión, Descompresión, Licuefacción y Regasificación de Gas Natural debe estar fundamentada en los resultados del Análisis de Riesgos del sitio, conforme a lo establecido en los presentes lineamientos | La obligación para la contención de LNG en una situación de emergencia no impone una carga adicional. Dicha obligación fue establecida por NOM-013-SECRE-2012.  |
| 72 |  Las Instalaciones de Regasificación deberán ser diseñadas conforme los siguientes requerimientos:I. Deberán contar con un sistema de control de derrames y fugas;II. Los equipos que contengan GNL, refrigerantes o gases inflamables, deberán instalarse al aire libre para facilitar su operación, el combate contra incendios y la dispersión de gases y líquidos inflamables. Dichos equipos pueden también instalarse en estructuras cerradas en donde el flujo de aire de ventilación sea de por lo menos 5 l/s por m2 de superficie de piso;III. Las bombas y compresores deberán ser construidos de materiales que resistan las condiciones de diseño de presión y temperatura; IV. Las bombas y compresores deberán tener instaladas válvulas para permitir que dichos equipos sean aislados para darles mantenimiento;V. Cuando las bombas y compresores estén conectados en paralelo, cada una de las líneas de descarga debe estar equipada con una válvula de no retorno; VI. Cada bomba debe estar equipada con un dispositivo de venteo o relevo de presión o ambos para prevenir sobrepresión en la carcasa de la bomba. La descarga de los dispositivos de venteo o relevo debe estar dirigida a una zona segura y a una altura donde no dañe a las personas y a la instalación, conforme a los resultados del Análisis de Riesgos;VII. Las instalaciones para almacenamiento de refrigerantes y líquidos inflamables deberán ser diseñados y construidos de acuerdo con el servicio a manejar, considerando el cálculo, selección de materiales, y fabricación incluyendo soldadura y tratamientos térmicos, instalación, inspección y pruebas;VIII. El diseño de las calderas debe considerar el flujo, presión y temperatura del vapor requerido; así como la fuente de energía disponible para especificar el flujo de agua, la eficiencia de la combustión, sus emisiones contaminantes, la especificación de materiales, espesores y dimensiones de acuerdo a lo establecido en el código ASME Sec. I, su equivalente o superior. Los Regulados deberán de tomar las previsiones necesarias con respecto a la calidad del agua, con el fin de evitar incrustaciones y taponamientos en las tuberías de las calderas;IX. El diseño de los recipientes a presión debe considerar el cálculo, selección de materiales y fabricación, incluyendo soldadura, tratamientos térmicos, instalación, inspección y pruebas de acuerdo al código ASME Sección VIII, su equivalente o superior;X. La carcasa y la tubería de los intercambiadores de calor deberán cumplir con lo establecido en la fracción II del Artículo 64;XI. Los motores de combustión interna y de turbinas de gas deberán como mínimo:a. Estar ubicados en lugares de fácil acceso para darles mantenimiento, reparación y en caso de combate contra fuego;b. Ser alimentados a través de un sistema que garantice que no fugará el combustible;c. Tener instalado el sistema de escape de gases de tal manera que se prevenga el escape de chispas, flamas o gases al nivel del motor o turbina;d. Tener la descarga del sistema de escape en un punto tal que los gases calientes, chispas o productos de la combustión no causen Riesgos o daño:e. Contener un sistema de instrumentación y control de velocidad automático, un paro automático por baja lubricación si aplica, un control y paro automático del suministro combustible y aire, yf. Tener un sistema de detección de gas y fuego así como de un sistema de supresión de fuego.Lo anterior de conformidad con lo establecido en el estándar NFPA 37, su equivalente o superior.XII. El manejo del vapor generado en los tanques debe ser reciclado por licuefacción dentro de un sistema cerrado o enviar a un sistema para su utilización; sólo en caso de emergencia debe descargarse a la atmósfera mediante un proceso que no ponga en Riesgos al personal o estructuras vecinas.XIII. Los componentes de tuberías, válvulas y accesorios deberán cumplir con la especificación de la tubería. | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98  |  |
| 73 | El diseño de tanques de almacenamiento debe ser de acuerdo al servicio requerido. | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98  |  |
| 74 | Para el diseño de los vaporizadores se debe considerar un rango de temperatura de operación de los vaporizadores entre – 162 °C y 37.7 °C., una presión de diseño mayor o igual a la máxima presión posible de las bombas de envió de acuerdo al flujo requerido, los regulados pueden tomar en consideración la norma NFPA 59A, su equivalente o superior | Esta obligación para el diseño de vaporizadores no impone una carga adicional. Dicha obligación fue establecida por NOM-013-SECRE-2012. |
| 75 | La válvula de descarga de cada vaporizador, las válvulas de relevo y los componentes de la tubería instalados aguas arriba, considerando desde la válvula de descarga así como el cabezal de distribución aguas abajo hasta la válvula de bloqueo automático de dicho cabezal, deberán ser diseñadas para operar a la temperatura del GNL -168 ºC | Esta obligación para el diseño de válvulas y tuberías no impone una carga adicional. Dicha obligación fue establecida por NOM-013-SECRE-2012. |
| 76 | Los vaporizadores que se encuentren conectados en paralelo deberán contar tanto en su alimentación como en su descarga, con válvulas dobles instaladas en serie y un venteo entre ellas. Estas se deberán utilizar para su aislamiento cuando no operen | Esta obligación para el uso de válvulas dobles en vaporizadores no impone una carga adicional. Dicha obligación fue establecida por NOM-013-SECRE-2012. |
| 77 | Cada vaporizador debe contar con válvulas de relevo de seguridad dimensionadas de conformidad con los siguientes requisitos: I. En caso de vaporizadores con fuente de calor propia o con fuente de calor de proceso, las válvulas de relevo deberán descargar el 110% de la capacidad nominal de flujo de gas sin que la presión exceda 10% por encima de la presión de operación máxima permisible del vaporizador; II. En caso de vaporizadores con fuente de calor ambiental, las válvulas de relevo deberán descargar el 150% de la capacidad nominal de flujo de gas especificada para condiciones de operación normal, sin que la presión exceda 10% la máxima presión de operación permisible del vaporizador; III. Para las válvulas de relevo a la salida del vaporizador que descarguen al ambiente a un sitio seguro, éstas deberán contar con sistemas de atenuación de ruido para no exceder los límites permitidos, yIV. Las válvulas de relevo para vaporizadores con fuente de calor propia deberán estar localizadas de tal forma que no estén sujetas a temperaturas que excedan 60°C durante su operación normal, salvo que hayan sido diseñadas para operar a temperaturas más altas | Esta obligación para las características de las válvulas no impone una carga adicional. La obligación fue establecida por NOM-013-SECRE-2012. |
| 78 | Los recalentadores de gas utilizados para calentar el gas frío procedente de los vaporizadores atmosféricos u otros elementos, se deberán diseñar y construir conforme a los requerimientos establecidos para los vaporizadores de la instalación de vaporización | Esta obligación para los recalentadores de gas no impone una carga adicional. La obligación fue establecida por NOM-013-SECRE-2012. |
| 114 | La Instalación marina debe ser diseñada para soportar Cargas dinámicas: por sismo, oleaje, mareas, corrientes marinas, viento; las cargas estáticas: y las condiciones ambientales normales y anormales, durante el tiempo de vida de la Instalación marina | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98  |  |
| 116 | Las Instalaciones marinas deberán ser diseñadas para resistir las cargas aplicadas durante toda la vida útil y condiciones climáticas extremas. Se deberán considerar de manera enunciativa mas no limitativa, las siguientes cargas y fuerzas aplicadas:I. Operación normal / cargas funcionales;II. Cargas por variación de temperatura;III. Características de olas y viento;IV. Corrientes predominantes y amplitud de mareas;V. Las variaciones de nivel y profundidad de agua en el muelle y canal de acceso;VI. Carga máxima permisible durante el atraque;VII. Carga máxima debida al amarre;VIII. Velocidad y ángulo de aproximación del buque-tanque;IX. Los efectos de los buque-tanques en tránsito u otros objetos flotantes, yX. Condiciones naturales extremas como terremotos o tsunami.Los factores y combinación de cargas deberán ser desarrollados conforme al estándar API RP 2 A-WSD o su equivalente | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98  |  |
| 118 | Se deberán considerar los distintos fenómenos de corrosión que afectan los diferentes elementos que conforman las Instalaciones marinas.Los sistemas de protección anticorrosiva deberán considerar el recubrimiento como una barrera primaria para garantizar la protección de las estructuras.Las estructuras enterradas o sumergidas deberán contar con un sistema de protección catódica como segunda barrera de protección, el cual debe ser diseñado con base en lo siguiente: I. El tipo de materiales a proteger;II. Accesibilidad a la estructura;III. Datos de pruebas de corrosión como medición de potenciales;IV. Integridad del recubrimiento externo V. La selección y especificación de los materiales y su práctica de instalación que aseguren su instalación y operación segura, y VI. Selección de la localización propuesta para la instalación de ánodos de sacrificio, cable, estaciones de prueba, y otros equipos donde la posibilidad de perturbación o daño es mínima | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98  |  |
| 121 | Para el diseño de las estructuras de retención de tierras, se debe determinar el tipo de suelo a través de los ensayos proctor, de compresión axial y ensayos de carga puntual, para conocer la presión lateral de tierra que actúa sobre los sistemas de retención, amarres de anclas, y cimentaciones como función de un sistema de flexibilidad, interacción suelo – estructura, así como tener en cuenta la influencia de la carga dinámica | 2.5 | 129.99 | n/a | 324.98 |  |
| 122 | Las cargas sísmicas deberán ser consideradas con base en la evaluación específica del sitio para el diseño sísmico, tomando en cuenta los procesos geológicos activos, la sismicidad del sitio, resistencia y ductilidad del suelo conforme al API RP 2 A-WSD, su equivalente o superior. Todas las estructuras que brinden soporte a los diferentes componentes principales, tales como sistemas de paro por Emergencia y sistemas contra incendio deberán diseñarse para soportar las cargas sísmicas de tal manera que mantengan la funcionalidad para accionar el paro seguro | 2.5 | 129.99 | n/a | 324.98  |  |
| 123 | El diseño de los sistemas de defensa y amarre debe considerar la gama de buque-tanques que podrían ser atracados en la Instalación marina, considerando la longitud del puerto y el estribor del buque-tanque | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98  |  |
| 125 | Todas las Instalaciones que manejen GNL deberán diseñarse para evitar derrames al agua con la finalidad de evitar afectaciones ambientales. Para ello, los Regulados deberán instalar un sistema de retención de flujo en caso de desconexión de Emergencia durante la transferencia de GNL o un sistema de retención de derrames, a fin de evitar derrames al agua | n/a | n/a | 10,296,096 | 10,296,096 | Tanques |
| 126 | El diseño estructural debe tomar en cuenta cualquier efecto de socavación en el lecho marino debido a corrientes, olas u otros motivos | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98  |  |
| 127 | La elevación de la cubierta de la plataforma debe ser determinada con base a los datos históricos recabados, con la finalidad de evitar inundaciones durante marea alta o que la misma sea cubierta por olas de gran dimensión. El elemento más bajo de la estructura para el cual no ha sido considerado en el diseño de las fuerzas de las olas, debe estar situado por lo menos 1.5 m por encima de la máxima elevación de las cresta de las olas | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98  |  |
| 128 | En la determinación de la elevación mínima de cubierta, los Regulados deberán considerar, durante el diseño de las tuberías y tanques colectores que estarán instalados por debajo de la cubierta, los efectos por cargas externas (por presión y cortante) | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98  |  |
| 130 | Una vez determinada la necesidad de construir una escollera, Los Regulados deberán realizar las siguientes actividades, previo al inicio de la construcción:I. Una evaluación de las necesidades de materiales, yII. La determinación del diseño transversal de la estructura | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98  |  |
| 131 | Los postes de amarre fijos deberán ser diseñados para cargas muertas, cargas vivas, fuerzas de atraque y condiciones de amarre durante la noche, considerando como mínimo el cálculo estructural, la cimentación, la selección de materiales, la construcción que incluye la fabricación y soldadura, transporte, instalación y la inspección | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98  |  |
| 133 | Para el caso del diseño de las Instalaciones costa afuera, se debe tomar en cuenta las siguientes medidas de seguridad:I. Las áreas de alojamiento de personal deberán estar aisladas de las áreas de Riesgo elevado;II. El Refugio Temporal de Seguridad (RTS), debe ser un área que proporcione protección para todo el personal en la plataforma por un periodo mínimo de 2 horas en caso de un incendio u otra Emergencia que tenga lugar en las áreas de proceso;a. Esta área debe tener rutas protegidas hacia los botes salvavidas, y b. En caso de Instalaciones costa afuera, los dormitorios de la plataforma pueden estar diseñados para funcionar como RTS.III. Medios de escape del personal;a. Los planos que muestren las rutas de escape deberán estar claramente visibles en diversos puntos de las Instalaciones;b. Las rutas de escape deberán estar identificadas e iluminadas adecuadamente;c. Deberán existir por lo menos dos rutas de escape separadas desde las áreas donde hay personal regularmente hasta el RTS, y d. Las rutas de escape deberán minimizar la posibilidad de quedar bloqueadas en una situación de Emergencia.IV. Debe haber al menos 2 botes salvavidas cerrados, operados por motor diesel enfriado por agua;a. La capacidad total de los botes salvavidas debe ser al menos 150% de la cantidad máxima de personas en la plataforma y deberán tener capacidad para el 100% de las personas de la plataforma en la eventualidad que alguno de los botes salvavidas no estuviese disponible en una Emergencia, y b. Se debe tener un acceso fácil y seguro hacia los botes salvavidas desde el RTS.V. La plataforma debe tener medios de escape al mar en los dos extremos opuestos de la plataforma más distantes entre sí. a. Adicionalmente, debe tener un sistema de escape secundario ubicado en el extremo opuesto del RTS y de los botes salvavidas primarios. Este sistema de escape debe tener un tamaño adecuado para acomodar la cantidad máxima de personas que están regularmente en el área de proceso de la plataforma, yb. Se deberán proporcionar medios alternos de escape al mar, además de los botes salvavidas. Estos medios alternos de escape pueden incluir cuerdas, toboganes u otros medios de escape de última instancia | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98  |  |
| 134 | Las Instalaciones marinas deberán ser construidas con materiales no combustibles………… El diseño estructural debe considerar las cargas de construcción, incluyendo las cargas de izaje durante el translado y erección durante la construcción | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98  |  |
| 135 | Los Regulados deberán contar con un plan de calidad para la construcción de estructuras de acero, el cual debe incluir de manera enunciativa mas no limitativa lo siguiente:: I. Calidad de materiales y trazabilidad;II. Conformado de acero;III. Calificación y registro de soldadores;IV. Especificación de procedimientos de soldadura y calificación;V. Inspección de soldadura;VI. Tolerancias y alineamiento;VII. Sistemas de control de corrosión;VIII. Hermeticidad y métodos de prueba hidrostática, eIX. Instalación de estructura principal | 2.5 | 129.99  | n/a | 324.98  |  |

1.2.8 Materiales

El lineamiento requiere que las instalaciones de los regulados cumplan ciertos parámetros de diseño de equipo e instalación. Para cumplir con estos parámetros, el costo de los materiales para el gasto de capital de las instalaciones nuevas puede aumentar ligeramente como costo incremental. El objetivo de estos parámetros de diseño es dirigir a los operadores en cuanto a los diseños adecuados para las instalaciones y el equipo necesario. En la mayoría de los casos, las mejores prácticas internacionales cumplirán con estos requisitos. No obstante, es importante que dichos requisitos se establezcan bajo la ley para la seguridad y protección pública y del medio ambiente de México.

La evaluación del costo incremental se basa en un aumento del 1 al 5% en el costo a granel o equipo según el modelo de estratificación de costos para instalaciones de gas del Sistema de Encuestas de Mercado de IHS. El modelo proporciona estratificación de costos para el suministro de elementos de materias primas (hormigón), material a granel (acero, sistemas eléctricos) y equipo (intercambiadores de calor, tanques de almacenamiento, válvulas) como porcentajes del gasto de capital total para instalaciones nuevas de licuefacción, regasificación, compresión y descompresión de gas natural. Este método de estimación de componente de costo se utiliza normalmente en labores de consultoría de EPC (las siglas en inglés de Ingeniería, Suministros y Construcción) realizados por IHS.

El requisito específico de cada artículo se detalla en las siguientes tablas:

**Tabla 31: Obligaciones para materiales – Compresión**

| Artículo | Contenido | Costo Fijo (MXN) | Costo Unitario (MXN) | Materiales |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 80 | Los Regulados deberán mantener la Integridad Mecánica y aseguramiento de la calidad de los activos y equipos de proceso, instalados o nuevos y sus refacciones en toda las Etapas de Desarrollo del Proyecto a través del cumplimiento de sus especificaciones de diseño, fabricación, transporte al sitio de instalación, almacenamiento e instalación conforme a lo establecido por los fabricantes; así como la generación de los registros documentales correspondientes de cada una de estas etapas, en conjunto con su Sistema de Administración autorizado conforme a lo establecido en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican | La obligación de mantener la calidad de los materiales y el procedimiento utilizado no impone una carga adicional a las entidades Reguladas. La obligación ha sido establecida en NOM-013-SECRE-2012. |

**Tabla 32: Obligaciones para materiales – Descompresión**

| Artículo | Contenido | Costo Fijo (MXN) | Costo Unitario (MXN) | Materiales |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 52 | Los materiales para las carcasas, soportes estructurales, serpentines y chimeneas deberán ser seleccionados para las condiciones de operación, a las cuales serán sometidos principalmente presión y temperatura, y cumplir con las características mecánicas y químicas de conformidad con lo establecido en el estándar ASTM, su equivalente o superior.Asimismo, el espesor mínimo requerido, los accesorios tales como acoplamientos, codos y uniones en T deberán ser seleccionados para la presión máxima interna de trabajo, y la temperatura máxima de diseño será de 121.1 °C. | 7,841 | 7,841 | Compuesto de materias primas[[7]](#footnote-7) |
| 80 | Los Regulados deberán mantener la Integridad Mecánica y aseguramiento de la calidad de los activos y equipos de proceso, instalados o nuevos y sus refacciones en toda las Etapas de Desarrollo del Proyecto a través del cumplimiento de sus especificaciones de diseño, fabricación, transporte al sitio de instalación, almacenamiento e instalación conforme a lo establecido por los fabricantes; así como la generación de los registros documentales correspondientes de cada una de estas etapas, en conjunto con su Sistema de Administración autorizado conforme a lo establecido en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican | La obligación de mantener la calidad de los materiales y el procedimiento utilizado no impone una carga adicional a las entidades Reguladas. La obligación ha sido establecida en NOM-013-SECRE-2012. |

**Tabla 33: Obligaciones para materiales – Licuefacción**

| Artículo | Contenido | Costo Fijo (MXN) | Costo Unitario (MXN) | Materiales |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 68 | El fondo del tanque externo debe estar sobre el nivel freático, o bien protegerse del contacto con el agua. El material del fondo externo del tanque, en contacto con el suelo, debe contar con las siguientes características:I. Los materiales deberán ser seleccionados para minimizar la corrosión;II. Estar recubierto o protegido para minimizar la corrosión, yIII. Contar con un sistema de protección catódica" | 2,296,304 | 2,296,304 | Compuesto de materias primas1 |
| 80 | Los Regulados deberán mantener la Integridad Mecánica y aseguramiento de la calidad de los activos y equipos de proceso, instalados o nuevos y sus refacciones en toda las Etapas de Desarrollo del Proyecto a través del cumplimiento de sus especificaciones de diseño, fabricación, transporte al sitio de instalación, almacenamiento e instalación conforme a lo establecido por los fabricantes; así como la generación de los registros documentales correspondientes de cada una de estas etapas, en conjunto con su Sistema de Administración autorizado conforme a lo establecido en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican | La obligación de mantener la calidad de los materiales y el procedimiento utilizado no impone una carga adicional a las entidades Reguladas. Dicho costo ha sido establecido en NOM-013-SECRE-2012. |
| 117 | Los Regulados deberán asegurarse que la calidad de los materiales usados para propósitos de fijación y soportes de carga cumpla con las mejores prácticas de la industria y los estándares de construcción aplicables, tales como MSS SP-58-2009, MSS-SP-69-2009, MSS-SP-89-2009 o sus equivalentes | La obligación de soportes de carga y propósitos de fijación en instalaciones marítimas no impone cargas adicionales en las entidades reguladas. Dicho costo ha sido establecido en NOM-013-SECRE-2012. |
| 134 | Las Instalaciones marinas deberán ser construidas con materiales no combustibles…………... El diseño estructural debe considerar las cargas de construcción, incluyendo las cargas de izaje durante el traslado y erección durante la construcción | 22,963,037 | 22,963,037 | Compuesto de materias primas1 |
| 135 | Los Regulados deberán contar con un plan de calidad para la construcción de estructuras de acero, el cual debe incluir de manera enunciativa mas no limitativa lo siguiente:: I. Calidad de materiales y trazabilidad;II. Conformado de acero;III. Calificación y registro de soldadores;IV. Especificación de procedimientos de soldadura y calificación;V. Inspección de soldadura;VI. Tolerancias y alineamiento;VII. Sistemas de control de corrosión;VIII. Hermeticidad y métodos de prueba hidrostática, eIX. Instalación de estructura principal | 19,862,707 | 19,862,707 | Acero estructural |
| 136 | Los Regulados deberán contar con un plan de calidad para la construcción de estructuras de concreto, el cual debe incluir de manera enunciativa más no limitativa lo siguiente: I. Preparación del sitio previo al colado, que a su vez debe incluir: a. Confirmación de las especificaciones del acero de refuerzo;b. Confirmación de las dimensiones de cada sección de colado;c. Dosificación, mezcla y colocación de concreto;d. Juntas térmicas, pretensado y mampostería;e. Desencofrado y curado de concreto, yf. Instalación de estructura principal.g. Estanqueidad | 34,444,555 | 34,444,555 | Hormigón |
| 137 | Los Regulados deberán confirmar mediante el diseño de mezclas aprobadas antes de la construcción y pruebas de laboratorio durante el periodo constructivo, la resistencia del concreto vaciado en los diferentes elementos estructurales, tales como cimentación, dados, columnas y trabes. La cantidad de muestras debe ser suficiente para realizar ensayos a los 7, 14 y 28 días, además de una muestra de testigo. La frecuencia de la extracción debe ser cada 10 m3 de vaciado o fracción o bien por cada jornada día de colado lo que ocurra primero cuando no se alcance el vaciado de 10 m3. Los resultados de los ensayos a los 7 y 14 días deberán cumplir con a lo establecido en los diseños de mezcla alcanzando como mínimo el 100% de resistencia a los 28 días. Todo lo anterior de acuerdo al método ASTM C31 | La obligación de especialidades mecánicas y civiles no impone una carga adicional en las entidades reguladas. Dicha obligación ha sido establecida en NOM-005-ASEA-2016, NOM-007-SECRE-2010 y NOM-013-SECRE-2012.  |

**Tabla 34: Obligaciones para materiales – Regasificación**

| Artículo | Contenido | Costo Fijo (MXN) | Costo Unitario (MXN) | Elemento de suministro |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 80 | Los Regulados deberán mantener la Integridad Mecánica y aseguramiento de la calidad de los activos y equipos de proceso, instalados o nuevos y sus refacciones en toda las Etapas de Desarrollo del Proyecto a través del cumplimiento de sus especificaciones de diseño, fabricación, transporte al sitio de instalación, almacenamiento e instalación conforme a lo establecido por los fabricantes; así como la generación de los registros documentales correspondientes de cada una de estas etapas, en conjunto con su Sistema de Administración autorizado conforme a lo establecido en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican | La obligación de mantener la calidad de los materiales y el procedimiento utilizado no impone una carga adicional a las entidades reguladas. Dicha obligación fue establecida por NOM-013-SECRE-2012. |
| 117 | Los Regulados deberán asegurarse que la calidad de los materiales usados para propósitos de fijación y soportes de carga cumpla con las mejores prácticas de la industria y los estándares de construcción aplicables, tales como MSS SP-58-2009, MSS-SP-69-2009, MSS-SP-89-2009 o sus equivalentes | La obligación de soportes de carga y propósitos de fijación en instalaciones marítimas no impone cargas adicionales en las entidades reguladas. Dicha obligación fue establecida en NOM-013-SECRE-2012. |
| 134 | Las Instalaciones marinas deberán ser construidas con materiales no combustibles. ………… El diseño estructural debe considerar las cargas de construcción, incluyendo las cargas de izaje durante el traslado y erección durante la construcción | 7,330,609 | 7,330,609 | Compuesto de materias primas1 |
| 135 | Los Regulados deberán contar con un plan de calidad para la construcción de estructuras de acero, el cual debe incluir de manera enunciativa mas no limitativa lo siguiente:: I. Calidad de materiales y trazabilidad;II. Conformado de acero;III. Calificación y registro de soldadores;IV. Especificación de procedimientos de soldadura y calificación;V. Inspección de soldadura;VI. Tolerancias y alineamiento;VII. Sistemas de control de corrosión;VIII. Hermeticidad y métodos de prueba hidrostática, eIX. Instalación de estructura principal | 4,227,250  | 4,227,250  | Acero estructural |
| 136 | Los Regulados deberán contar con un plan de calidad para la construcción de estructuras de concreto, el cual debe incluir de manera enunciativa más no limitativa lo siguiente: I. Preparación del sitio previo al colado, que a su vez debe incluir: a. Confirmación de las especificaciones del acero de refuerzo;b. Confirmación de las dimensiones de cada sección de colado;c. Dosificación, mezcla y colocación de concreto;d. Juntas térmicas, pretensado y mampostería;e. Desencofrado y curado de concreto, yf. Instalación de estructura principal.g. Estanqueidad | 10,995,914 | 10,995,914 | Hormigón |
| 137 | Los Regulados deberán confirmar mediante el diseño de mezclas aprobadas antes de la construcción y pruebas de laboratorio durante el periodo constructivo, la resistencia del concreto vaciado en los diferentes elementos estructurales, tales como cimentación, dados, columnas y trabes. La cantidad de muestras debe ser suficiente para realizar ensayos a los 7, 14 y 28 días, además de una muestra de testigo. La frecuencia de la extracción debe ser cada 10 m3 de vaciado o fracción o bien por cada jornada día de colado lo que ocurra primero cuando no se alcance el vaciado de 10 m3. Los resultados de los ensayos a los 7 y 14 días deberán cumplir con a lo establecido en los diseños de mezcla alcanzando como mínimo el 100% de resistencia a los 28 días. Todo lo anterior de acuerdo al método ASTM C31 | La obligación de especialidades mecánicas y civiles no impone una carga adicional en las entidades reguladas. Dicha obligación fue establecida en NOM-005-ASEA-2016, NOM-007-SECRE-2010 y NOM-013-SECRE-2012.  |

1.2.9 Monitoreo

El lineamiento exige que los operadores monitoricen las operaciones de las instalaciones de gas natural. Los operadores deben monitorear el equipo y la integridad estructural, las condiciones del tanque y la temperatura, y el cumplimiento general de los requisitos legales. El monitoreo aparece en los artículos 11, 69 y 71. Estos artículos se han agrupado para fines de costos ya que detallan cómo se deben establecer y operar los centros de monitoreo, así como qué es lo que deben controlar.

La evaluación de los costos incrementales para el establecimiento de una sala de control central que cumpla los requisitos del presente lineamiento se basa en los estimados de la carga para la “gestión de salas de control y factores humanos” de la Administración de Seguridad de Tuberías y Materiales Peligrosos (PHMSA) de Estados Unidos. La cantidad de horas necesarias para instalar los sistemas de control y realizar los chequeos iniciales se basa en el estimado calculado por la Agencia de Protección Ambiental de EE.UU. en los “métodos para recopilar datos de instalaciones de petróleo y gas”.

Se ha utilizado una tasa de salario integrado por hora de MXN $129.99 para el ingeniero de la instalación, MXN $70.20 para el personal administrativo, y MXN $32.35 para la mano de obra no calificada derivada del contrato colectivo de trabajo de PEMEX (2015-2017) y cotejada con la base de datos de salarios de IHS Global Insight. Estas tasas representan los salarios locales mexicanos para los trabajadores que diseñan y operan instalaciones de compresión, descompresión, licuefacción y regasificación de gas natural.

Las instalaciones de gas natural ya disponen de salas de control que aplican importantes procedimientos de monitoreo y evaluación. El lineamiento simplemente requiere que se instalen y activen ciertas funciones de monitoreo. El costo adicional estimado para revisar o modernizar las instalaciones de gas existentes es MXN $267,658 por instalación. Estos costos son mínimos, ya que muchos componentes ya están instalados y en funcionamiento. El lineamiento también requiere la instalación y monitoreo de los sistemas de temperatura para controlar los tanques, incluida la presentación de informes por lo menos cada 6 meses. La instalación toma 8 horas por parte de un ingeniero calificado, y 2 horas por parte de personal administrativo para la recopilación y archivo de datos, al año. Además de los requisitos de la sala de control y sensores, el lineamiento exige el monitoreo periódico de la infraestructura y equipos para determinar su idoneidad. Un técnico calificado debe realizar las revisiones al menos anualmente. Dichas revisiones toman 27 horas. No se debe incurrir en costos adicionales para verificar periódicamente el cumplimiento de los requisitos legales.

El requisito específico de cada artículo se detalla en la siguiente tabla:

**Tabla 35: Obligaciones de Monitoreo**

| Artículo | Contenido | Horas Requeridas | Costo de Hora de Trabajo | Costo Fijo | Costo Unitario |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 11 | En relación con la integridad de los equipos e Instalaciones, se deberán cumplir con los siguientes principios:I. Los equipos e Instalaciones deberán ser estructural y mecánicamente adecuados para llevar a cabo las funciones y procesos para los cuales fueron diseñados y resistir las condiciones máximas de operación, y los Regulados deberán de implementar, documentar y operar la administración de la integridad de los activos de la Instalación con la finalidad de monitorear y administrar sus mecanismos y modos de falla, con el objetivo de mantener y asegurar la Integridad Mecánica de estos conforme a lo establecido en las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican | 27 | 129.99 MXN | n/a | 3,509.73 MXN |
| 69 | Se debe instalar un sistema de monitoreo de la temperatura en el fondo del tanque, con la finalidad de: medir la temperatura en puntos predeterminados sobre toda el área superficial, verificar la eficiencia del aislamiento del fondo, y verificar el sistema de calentamiento de los cimientos del tanque. Este sistema se usará para efectuar un estudio de temperaturas del fondo del tanque a los seis meses de que éste haya sido puesto en servicio, y posteriormente se realizará cada año. Dicho estudio se realizará en caso de ocurrir un sismo en el que los esfuerzos de los elementos estructurales provocados puedan alcanzar el límite elástico, conforme a las escalas Richter, Mercalli, Shindo u otros, y en caso de indicios de un área anormalmente fría | 8 | 129.99 MXN | n/a | 1,039.92 MXN |
| 2 | 70.2 MXN | n/a | 140.4 MXN |
| 71 | Los cuartos de control centrales de las Instalaciones deberán situarse fuera de las áreas de proceso y zonas de Riesgos, además deberán estar diseñados para operar y resistir los escenarios de Accidentes identificados dentro del Análisis de Riesgos considerando las siguientes características:I. Estar separado o protegido de la Instalación de manera que sea operable durante una emergencia; II. Tener la capacidad de operar los sistemas de control remoto y los sistemas de control de paro automático que se encuentren en la Instalación;III. Disponer del personal que atienda el cuarto de control mientras un componente bajo su control esté en operación, a menos que el control sea realizado desde otro centro de control que esté atendido por personal o la Instalación cuente con un sistema de paro de emergencia automático, y IV. Disponer de medios de comunicación y señales de advertencia hacia las áreas de la Instalación donde existan condiciones peligrosas | n/a | n/a | 267, 658 MXN | 267, 658 MXN |

1.2.10 Inspecciones y Pruebas

El lineamiento obliga a los operadores a inspeccionar y probar los equipos en las instalaciones. Esto puede tener lugar durante la construcción o instalación o después de una operación de mantenimiento en el equipo para comprobar que el equipo está en buenas condiciones de funcionamiento. Estos requisitos tienen como objetivo confirmar que el equipo funcionará como se anticipa según las especificaciones del fabricante. La inspección y realización de pruebas aparece en los artículos 12, 19, 41, 98, 99, 104, 137, 139 y 140. Estos artículos han sido agrupados porque detallan los diferentes requisitos para las inspecciones y pruebas en las instalaciones.

Esta sección se centra principalmente en los costos de mano de obra asociados a las inspecciones y pruebas realizadas por personal calificado.

Las instalaciones de gas natural requieren inspecciones y pruebas para garantizar operaciones seguras y ambientalmente responsables. Los elementos que requieren pruebas incluyen el hormigón utilizado en las estructuras, las válvulas de seguridad, y la instalación de la maquinaria de acuerdo con las especificaciones del fabricante. Los elementos de diseño tales como las pruebas de hormigón se deben incluir en el diseño de las instalaciones, en tanto que la prueba de las válvulas de alivio de presión debe llevarse a cabo cuando estén instaladas y después de cualquier operación de mantenimiento. Los costos se desglosan en las tablas a continuación según la instalación, de compresión, descompresión, licuefacción, regasificación, o para todas las instalaciones. Estos costos son mínimos, ya que muchos componentes ya están instalados y en funcionamiento. Esta sección se centra principalmente en los costos de mano de obra asociados con las inspecciones y pruebas realizadas por personal calificado. Se ha utilizado una tasa de salario integrado por hora de MXN $129.99 para el ingeniero de la instalación, MXN $70.20 para el personal administrativo, y MXN $32.35 para la mano de obra no calificada derivada del contrato colectivo de trabajo de PEMEX (2015-2017) y cotejada con la base de datos de salarios de IHS Global Insight. En caso de que los datos de la industria disponibles contengan el costo de una prueba específica, como en el caso de la prueba del hormigón, estos datos se incluyen.

Los requisitos de los artículos 41, 99, and 108 corresponden a requisitos pre-existentes de la regulación mexicana y su cumplimiento no representa ningún costo adicional.

El requisito específico de cada artículo se detalla en la siguiente tabla:

**Tabla 36: Obligaciones de inspecciones y pruebas – Todas las instalaciones**

| Artículo | Contenido | Horas Requeridas | Costo de Hora de Trabajo (MXN) | Costo Fijo (MXN) | Costo Unitario (MXN) |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 12 | Previo al inicio de operaciones de cualquier Instalación en la que se realicen actividades de Compresión, Descompresión, Licuefacción y/o Regasificación de Gas Natural, los Regulados deberán efectuar la revisión de seguridad de Pre-arranque, de acuerdo a lo establecido en su Sistema de Administración autorizado por la Agencia que será implementado en el Proyecto, así como dar cumplimiento a las observaciones y recomendaciones derivadas de dicha revisión | 2.5 | 129.99 | n/a | 324.98 |
| 19 | Los Regulados deberán realizar las inspecciones y pruebas necesarias para asegurar que los equipos y refacciones fueron diseñados, construidos, transportados, almacenados e instalados, conforme al uso que se les dará de acuerdo con las recomendaciones del fabricante y los requerimientos de integridad mecánica y aseguramiento de la calidad, en cumplimiento con lo establecido en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican | 2.5 | 129.99 | n/a | 324.98 |
| 98 |  Los Regulados deberán contar con un programa de mantenimiento documentado que establezca los requisitos del programa de inspección y mantenimiento para cada componente identificado utilizado en sus Instalaciones de acuerdo a las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican, para cada uno de los modelos siguientes: I. Predictivo;II. Preventivo, yIII. Correctivo.Los Regulados deberán realizar las inspecciones periódicas, pruebas, o ambos, en un horario que se incluya en el programa de mantenimiento de los componentes y sus sistemas de apoyo identificados que requieran inspección y/o mantenimiento. Los Regulados deberán determinar un programa de mantenimiento que tome en consideración el diseño particular de las Instalaciones, las instrucciones del fabricante, las condiciones ambientales, las horas de operación, la frecuencia de uso y otros factores que afectan el uso del equipo y el desgaste. Los resultados del mantenimiento deberán ser almacenados y estar disponibles para su inspección para cuando la Agencia lo requiera.Las tareas de mantenimiento deberán ser ser realizadas únicamente por personal capacitado y competente ya sea propio o subcontratado | 6 | 129.99 | n/a | 779.94 |
| 99 | Los contenedores de almacenamiento y su cimentación, así como la totalidad de la Instalación de almacenamiento, debe ser examinada después de que ocurra algún fenómeno natural, tales como tormentas o terremotos, a efecto de asegurar que la integridad estructural de la Instalación no ha sufrido daños.El sistema de soporte o cimentación de cada componente debe ser inspeccionado y probado de acuerdo a lo establecido en el manual de mantenimiento. En caso de determinarse que dichos elementos han perdido capacidad de carga, el mismo debe ser reparado o reforzado" | La obligación de inspeccionar los contenedores de almacenamiento y su cimentación no impone una carga adicional. Dicho requisito fue impuesto por la NOM-013-SECRE-2012. |
| 104 | Los Regulados deberán asegurarse de que los componentes metálicos de la Instalación de Gas Natural que puedan verse afectados de manera adversa, con respecto a su integridad o su confiabilidad debido a la corrosión durante su vida de servicio:I. Son protegidos contra la corrosión, de acuerdo con las mejores prácticas de la industria en relación con el servicio y condiciones ambientales; yII. Son inspeccionados y en caso de ser necesario reparados o reemplazados en virtud del programa de mantenimiento, de acuerdo con el manual de mantenimiento" | La obligación de inspeccionar los componentes metálicos no impone una carga adicional. Dicho requerimiento fue impuesto por la norma NOM-013-SECRE-2012. |

**Tabla 37: Obligaciones de inspecciones y pruebas - Compresión**

| Artículo | Contenido | Costo Unitario (MXN) |
| --- | --- | --- |
| 41 | Artículo 41. Las Válvulas de Relevo de Presión (VRP) en los recipientes a presión para servicio de GNC:a. No deberán contar con dispositivos de levantamiento;b. Si el ajuste de presión es externo, se debe precintar para evitar manipulación;c. Si ha sido necesario romper el sello del precintado, la válvula se debe retirar de servicio hasta que sea reajustada y precintada nuevamente, el recipiente debe estar protegido por una válvula de relevo de presión en todo momento;d. Los ajustes de las VRP deberán ser realizados únicamente por el fabricante.I. Las VRP deberán contar con una etiqueta en la que se especifique la capacidad y la fecha en que se realizó el ajuste de presión de relevo, yII. Las VRP que protegen recipientes a presión que cumplen con ASME sección VIII División 1, deberán ser reparadas, ajustadas y probadas de conformidad con lo siguiente: evidenciar que el dispositivo no se encuentre fugando o sellando inapropiadamente, que los sellos o candados se encuentren intactos y no muestren evidencia de manipulación, que los pernos de conexión se encuentren ajustados e intactos. La VRP deberán ser periódicamente probadas para asegurar que se encuentran en condiciones para operar | La obligación para las válvulas de alivio de presión no impone ninguna carga adicional en razón a la pre-existencia de la norma PROY-NOM-010-ASEA-2016. |

**Tabla 38: Obligaciones de inspecciones y pruebas - Licuefacción y Regasificación**

| Artículo | Contenido | Horas Requeridas | Costo de Hora de Trabajo (MXN) | Costo Fijo (MXN) | Costo Unitario[[8]](#footnote-8) (MXN) |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| 137 | Los Regulados deberán confirmar mediante el diseño de mezclas aprobadas antes de la construcción y pruebas de laboratorio durante el periodo constructivo, la resistencia del concreto vaciado en los diferentes elementos estructurales, tales como cimentación, dados, columnas y trabes. La cantidad de muestras debe ser suficiente para realizar ensayos a los 7, 14 y 28 días, además de una muestra de testigo. La frecuencia de la extracción debe ser cada 10 m3 de vaciado o fracción o bien por cada jornada día de colado lo que ocurra primero cuando no se alcance el vaciado de 10 m3. Los resultados de los ensayos a los 7 y 14 días deberán cumplir con a lo establecido en los diseños de mezcla alcanzando como mínimo el 100% de resistencia a los 28 días. Todo lo anterior de acuerdo al método ASTM C31 |  |  |  | 271,275 |
| 139 | Los Regulados deberán realizar una inspección general de los sistemas de seguridad incluyendo de forma enunciativa, más no limitativa, los sistemas de detección de gas y fuego, extinguidores de fuego, protección estructural contra incendios y sistemas de paro por Emergencia, de acuerdo a lo establecido en el Sistema de Administración autorizado por la Agencia. | 1.5 (por año) | 129.99 |  | 194.99 (por año) |
| 140 |  Los Regulados deberán inspeccionar la estructura, en busca de: I. Socavaciones; II. Azolves; III. Elementos ajenos en contacto con la estructura; IV. Daños mecánicos en los elementos estructurales; V. Desprendimientos de la protección mecánica; VI. Determinación del estado físico de los ánodos de sacrificio;VII. Correcta conexión de los ánodos a las estructuras;VIII. Crecimientos marinos; IX. Estado del canal de navegación, y X. En el caso de los rompe olas y estructuras costa afuera, su desplazamiento. Las inspecciones y sus resultados, previstas en el presente artículo, deberán estar incluidas en el programa de mantenimiento de la Instalación marina" | 4 (por año) |  |  | 519.96 (por año) |

1.2.11 Revisión de Seguridad Pre-arranque

Los lineamientos establecen que se debe llevar a cabo una revisión previa al inicio de las operaciones de una instalación de gas natural, según lo dispuesto en los artículos 79 y 85. Ambos artículos requieren la misma cantidad de tiempo para la revisión. Por lo tanto, cada artículo conlleva un costo similar para el cumplimiento regulatorio.

El cálculo del número de horas para la revisión previa al inicio de operaciones se basa en el estimado calculado por la Agencia de Protección Ambiental de EE.UU. en los “métodos para recopilar datos de instalaciones de petróleo y gas”.

Se ha utilizado una tasa de salario integrado por hora de MXN $129.99 MXN para el ingeniero de la instalación, MXN $70.20 para el personal administrativo, y MXN $32.35 para la mano de obra no calificada derivada del contrato colectivo de trabajo de PEMEX (2015-2017) y cotejada con la base de datos de salarios de IHS Global Insight. Estas tasas representan los salarios locales mexicanos para los trabajadores que diseñan y operan instalaciones de compresión, descompresión, licuefacción y regasificación de gas natural.

La revisión previa a la puesta en marcha se produce antes de la construcción y antes de la operación de nuevas instalaciones. La revisión previa a la puesta en marcha incluye el análisis de todo el equipo, la aptitud del personal, y las medidas de seguridad. Un técnico calificado debe llevar a cabo la revisión, cuya realización requiere de 27 horas.

El requisito específico de cada artículo se detalla en la siguiente tabla:

**Tabla 39: Obligaciones para la revisión previa a la puesta en marcha**

| Artículo | Contenido | Horas Requeridas | Costo de Hora de Trabajo | Costo Unitario |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 79 | Previo a la construcción de cualquier Instalación de Licuefacción, Regasificación, Compresión y Descompresión, los Regulados deberán contar con el estudio de identificación de Peligros y Análisis de Riesgos conforme a la ingeniería de detalle del Proyecto, estableciendo en la ingeniería aprobada para construcción, las medidas de prevención, control y mitigación derivadas del propio estudio, conforme a lo dispuesto en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican | 27 | 129.99 MXN | 3,509.73 MXN |
| 85 | La revisión de seguridad en el Pre-arranque debe confirmar que cumple de forma enunciativa más no limitativa con lo siguiente:I. Que la construcción y equipos están en acuerdo con las especificaciones de diseño;II. Que los procedimientos de seguridad, operación, mantenimiento y Emergencia son congruentes con las especificaciones y recomendaciones de los fabricantes para los equipos de proceso principales;III. Que, para las Instalaciones nuevas, se ha realizado un Análisis de Riesgos de proceso, las recomendaciones han sido resueltas o se han aplicado antes del arranque, y que las Instalaciones modificadas cumplen los requisitos contenidos en la administración del cambio, yIV. Que se ha concluido la capacitación de cada empleado involucrado en la operación de un proceso | *Costo incluido en el artículo 79* |

1.2.12 Aviso de Inicio de Actividades

Los lineamientos establecen la obligación de dar aviso al momento de iniciar ciertas actividades. El artículo 143 establece un aviso de inicio de operaciones, que deben presentar los regulados junto con un dictamen técnico por un tercero autorizado. La obligación establecida en este artículo representa un costo considerado en la categoría de verificaciones, que corresponde al dictamen por un tercero, y por lo tanto el costo considerado en esta categoría es únicamente por el tiempo que requiere llenar los formatos o preparar el aviso, juntar la información requerida y entregarla.

Los artículos 107, 109, 110, 111, 146, 148 y 149 establecen la obligación de dar aviso a la agencia antes y después del cierre y desmantelamiento de cualquiera de las instalaciones referidas en los lineamientos, así como antes y después de la etapa de abandono. El costo considerado en esta categoría es únicamente por el tiempo que requiere llenar los formatos o preparar el aviso, juntar la información requerida y entregarla.

En referencias tomadas de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA por sus siglas en inglés)[[9]](#footnote-9), consideran que para llenar y proveer información de las instalaciones de petróleo y gas se requiere de personal administrativo, personal no capacitado y personal con formación técnica, el tiempo que requieren estas personas puede ser desde solo un cuarto de hora del personal no calificado para fotocopiar documentos y una hora del personal técnico llenando la notificación. Haciendo una equivalencia del tiempo de cada tipo de personal, consideramos que el costo de cumplir con un aviso de inicio de actividad equivale a 2 horas de un ingeniero por cada aviso. Consideramos el salario por hora de un ingeniero de instalaciones en México de MXN $129.99[[10]](#footnote-10). Estas tasas representan los salarios en México para trabajadores que diseñan, construyen y operan las instalaciones de compresión, descompresión, licuefacción y regasificación de gas natural.

El requisito específico de cada artículo se detalla en la siguiente tabla:

**Tabla 40: Obligaciones para dar Aviso de Inicio de Operaciones**

| Artículo  | Contenido | Horas Requeridas | Costo de Hora de Trabajo ($MXN) | Costo Unitario($MXN) |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 143 | Los Regulados deben adjuntar al Aviso de Inicio de Operaciones un dictamen técnico emitido por un Tercero Autorizado por la Agencia en el que conste que las instalaciones y los equipos cumplen con lo previsto en los presentes lineamientos para las etapas de diseño y construcción, en términos de las disposiciones administrativas aplicables | 2 | $129.99 | $258.98 |
| 107 | Cierre y Desmantelamiento, los Regulados deberán dar aviso a la Agencia, 15 días hábiles previos al inicio y desarrollo de cada una de éstas etapas y deberá acompañarse de un Dictamen Técnico de un Tercero Autorizado en el que conste que el programa de actividades de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente cumple con el marco regulatorio aplicable y deberá incluir al menos los siguientes requisitos: I. Los resultados y recomendaciones del análisis de Riesgos actualizado para esa etapa, conforme a los previsto en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los lineamientos para la para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente y otras aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican;II. Lo previsto en la normatividad aplicable en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y de protección al medio ambiente, yIII. Los términos y condicionantes en materia de Seguridad Industrial, Operativa y protección al medio ambiente bajo los cuales fue autorizado el Proyecto | 2 | $129.99 | $258.98 |
| 109 | Al término de las etapas de Cierre y Desmantelamiento los Regulados deberán presentar un aviso de conclusión para cada etapa, la manifestación bajo protesta de decir verdad que las actividades se desarrollaron de conformidad con el programa de actividades correspondientes, así como el Dictamen Técnico realizado por un Tercero Autorizado en el que conste el cumplimiento de la totalidad de actividades establecidas en dicho programa | 2 | $129.99 | $258.98 |
| 110 | Los Regulados deberán dar aviso a la Agencia sobre su intención de abandono y presentar un Dictamen Técnico de un Tercero Autorizado en el que conste que el programa de actividades de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente, que cumpla con el marco regulatorio aplicable. El programa deberá incluir de manera enunciativa más no limitativa:I. Evaluaciones, análisis de riesgos y estudios técnicos necesarios iniciales y finales, que los Regulados ejecutarán para demostrar que no existe daño, sitio contaminado o afectación ambiental; yII. Acciones de compensación y restitución ambiental propuestas | 2 | $129.99  | $258.98 |
| 111 | Al término de la etapa de Abandono, los Regulados deberán presentar el Aviso de Conclusión, la manifestación bajo protesta de decir verdad que las actividades se desarrollaron de conformidad con el Programa de Actividades correspondiente, así como el resultado de la evaluación técnica realizada por un Tercero Autorizado en el que conste el cumplimiento de la totalidad de las actividades previstas en el Programa de Abandono | 2 | $129.99  | $258.98 |
| 146 | Los Regulados deberán dar aviso a la Agencia, 15 días hábiles previo al inicio y desarrollo de las etapas de Cierre, Desmantelamiento y Abandono, de conformidad con el presente Capítulo y lo previsto en las disposiciones administrativas que para tal efecto emita la Agencia | Costo incluido en el artículo 108, ya que es el mismo aviso y solo se presenta una vez por instalación |
| 148 | Tratándose de las etapas de Cierre y Desmantelamiento, los Regulados deberán presentar un Aviso de Conclusión para cada etapa, la manifestación bajo protesta de decir verdad que las actividades se desarrollaron de conformidad con el Programa de Actividades correspondiente, así como el dictamen técnico realizado por un Tercero Autorizado en el que conste el cumplimiento de la totalidad de actividades establecidas en dicho Programa | Costo incluido en el artículo 110, ya que es el mismo aviso y solo se presenta una vez por instalación. |
| 149 | Al término de la etapa de Abandono, los Regulados deberán presentar el Aviso de Conclusión, la manifestación bajo protesta de decir verdad que las actividades se desarrollaron de conformidad con el Programa de Actividades correspondiente, así como el resultado de la evaluación técnica realizada por un Tercero Autorizado en el que conste el cumplimiento de la totalidad de las actividades previstas en el Programa de Abandono | Costo incluido en el artículo 112, ya que es el mismo aviso y solo se presenta una vez por instalación. |

1.2.13 Aviso de Pre-arranque

Los artículos 83 y 142 de los lineamientos establecen la obligación de un aviso 30 días antes del inicio de operaciones. Los lineamientos no establecen mayores especificaciones sobre requisitos o formatos de dicho aviso y por lo tanto consideramos que requerirá tan solo una hora de la persona autorizada para dar fe del cumplimiento de la ingeniería de detalle durante la construcción. Consideramos el salario por hora de un ingeniero de instalaciones en México de MXN $129.99[[11]](#footnote-11). Estas tasas representan los salarios en México para trabajadores que diseñan, construyen y operan las instalaciones de compresión, descompresión, licuefacción y regasificación de gas natural.

El requisito específico de cada artículo se detalla en la siguiente tabla:

**Tabla 41: Obligaciones de Avisos Pre-arranque**

| Artículo  | Contenido | Horas Requeridas | Costo de Hora de Trabajo (MXN) | Costo Unitario (MXN) |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 83 | Los Regulados deberán dar aviso a la Agencia 30 días hábiles previo al inicio de operaciones, mediante declaración, bajo protesta de decir verdad, que la construcción y los equipos son acorde con lo dispuesto en los presentes lineamientos, la ingeniería de detalle y las modificaciones que se hayan incorporado a dicha ingeniería durante la etapa de construcción, así como las especificaciones de los fabricantes, los estándares y mejores prácticas correspondientes | 1 | $129.99 | $129.99 |
| 142 | Los Regulados deberán dar aviso a la Agencia 30 días hábiles previo al inicio de operaciones, mediante declaración, bajo protesta de decir verdad, que la construcción y los equipos son acorde con lo dispuesto en los presentes lineamientos, la ingeniería de detalle y las modificaciones que se hayan incorporado a dicha ingeniería durante la etapa de construcción, así como las especificaciones de los fabricantes, los estándares y mejores prácticas correspondientes. | Costo incluido en el artículo 84, ya que es el mismo aviso y solo se presenta una vez por instalación |

1.2.14 Capacitación

Los artículos 20, 91, 93, 94, 95 y 133, establecen obligaciones sobre mantener al personal propio y de contratistas, informados y capacitados en los temas de la operación, seguridad, riesgos y procedimientos (incluidos los de paros de emergencia, evacuación de embarcaciones, entre otros).

Para cumplir con dichas obligaciones, el regulado tendrá que dedicar tiempo de sus ingenieros en informar y capacitar al personal. Estimamos que será un costo anual debido a la rotación de personal, cambios y actualizaciones que puedan tener los equipos y procedimientos y la exigencia de la regulación de establecer cierta periodicidad en la capacitación como es el caso del artículo 99.

Consideramos que el regulado dedicará 210 horas al año en cumplir la capacitación exigida en estos seis artículos[[12]](#footnote-12) a un costo por hora equivalente al salario por hora de un ingeniero de instalaciones en México, MXN $129.99[[13]](#footnote-13). Estas tasas representan los salarios en México para trabajadores que diseñan, construyen y operan las instalaciones de compresión, descompresión, licuefacción y regasificación de gas natural.

El requisito específico de cada artículo se detalla en la siguiente tabla:

**Tabla 42: Obligaciones de Capacitación**

| Artículo  | Contenido | Horas Requeridas | Costo de Hora de Trabajo (MXN) | Costo Unitario (MXN) |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 20 | Los empleados de los Regulados que participan en la operación y mantenimiento de un proceso, así como los empleados de los contratistas cuyas tareas se vean afectadas por un cambio en el proceso, deberán estar informados y capacitados, previo a la puesta en marcha de los mismos. En este sentido, los Regulados debe actualizar toda la información afectada por un cambio | 40 | $129.99 | $5,199.6 |
| 91 | Los Regulados deberán desarrollar la competencia del personal en temas como:I. Operaciones básicas; II. Características y peligros Potenciales de los fluidos peligrosos que se utilicen en la instalación;III. Métodos para realizar las tareas de operación y mantenimiento establecidos en los manuales de operación y mantenimiento;IV. Plan de control y prevención de incendios;V. Reconocimiento de situaciones peligrosasVI. Plan para el control de emergencias de la instalación;VII. Operaciones de paro por Emergencia | 40 | $129.99 | $5,199.6 |
| 93 | El personal operativo debe estar capacitado conforme a lo establecido en el capítulo de Disposiciones Generales de los presentes lineamientos, así como conforme a los procedimientos de seguridad siguientes:I. Administración del Cambio;II. Investigación de Accidentes;III. Plan de respuesta a Emergencias; IV. Permisos de trabajo, yV. Uso del equipo de protección personal para las operaciones específicas de la instalación | 40 | $129.99  | $5,199.60 |
| 94 | El personal que esté involucrado en la operación de un proceso, y cada uno de los empleados antes de ser involucrados en la operación de un proceso recientemente asignado, debe ser capacitado en la generalidad del proceso y en los procedimientos de operación. La capacitación debe incluir los Riesgos de seguridad específicos, incluyendo las operaciones de paro por Emergencia y las prácticas de trabajo seguras aplicables a las tareas del personal.Para el caso de GNL, los Regulados deberán documentar que el empleado tiene los conocimientos necesarios, las habilidades y las capacidades para llevar a cabo con seguridad las tareas y responsabilidades especificadas en los procedimientos de operación | 40 | $129.99  | $5,199.60 |
| 95 | Los Regulados deberán proporcionar capacitación de actualización al menos cada tres años, y en periodos de tiempo menor cuando así se requiera, a cada empleado involucrado en la operación de un proceso para garantizar que entiende y se adhiere a los procedimientos operativos. Los Regulados deberán determinar la frecuencia de los cursos de actualización | 40 | $129.99  | $5,199.60 |
| 133 | Para el caso del diseño de las Instalaciones costa afuera, se debe tomar en cuenta las siguientes medidas de seguridad:I. Las áreas de alojamiento de personal deberán estar aisladas de las áreas de Riesgo elevado;II. El Refugio Temporal de Seguridad (RTS), debe ser un área que proporcione protección para todo el personal en la plataforma por un periodo mínimo de 2 horas en caso de un incendio u otra Emergencia que tenga lugar en las áreas de proceso.III. Medios de escape del personal;IV. Debe haber al menos 2 botes salvavidas cerrados, operados por motor diesel enfriado por agua;V. La plataforma debe tener medios de escape al mar en los dos extremos opuestos de la plataforma más distantes entre sí.[[14]](#footnote-14)  | 10 | $129.99  | $1,299.90 |

1.3 Cálculo del Costo Total Anual

El análisis de costo-beneficio tiene como objetivo medir el impacto de la regulación en las instalaciones relacionadas al manejo y transferencia de gas natural localizadas en territorio nacional.

1. Compresión: Actividad que comprende el incremento en la presión a fin de reducir el volumen del gas natural para permitir su Transporte en auto-tanques, carro-tanques, buque-tanques y semirremolques para su entrega a módulos e Instalaciones de descompresión, o su utilización como combustible en vehículos automotores;
2. Descompresión: Actividad que comprende la reducción de la presión del gas natural comprimido a niveles que permitan su inyección a un sistema de ductos o en instalaciones de aprovechamiento;
3. Licuefacción: Actividad que comprende el proceso físico mediante el cual el gas natural cambia de fase gaseosa a líquida;
4. Regasificación: Actividad que comprende someter al gas natural en fase líquida a un proceso para gasificarlo, con objeto de inyectarlo a un sistema de ductos o en instalaciones de aprovechamiento

Los siguientes diagramas se muestra la cadena de valor para las actividades compresión y descomprensión, así como para las actividades de licuefacción y regasificación.

***Figura 1: Cadena de Valor GNC (asume una escala grande de transporte)***



***Figura 2: Cadena de Valor GNL***

1.3.1 Pronóstico de Precios e Instalaciones

La referencia para el precio del petróleo está basada sobre el Pronóstico de Precios para la Mezcla Maya bajo el Escenario de Planeación “Rivalidad”, el cual fue elaborado por IHS.[[15]](#footnote-15)

La referencia para el precio del gas natural está basada en el Pronóstico para las Ventas de Primera Mano en Reynosa (México) bajo el Escenario de Planeación “Rivalidad”. Se asume un contenido calórico de 1MMBTU/MPC, los precios se reportan en US$/MPC (precios originalmente reportados en US$/MMBTU)[[16]](#footnote-16). Cada tipo de instalación tiene un precio promedio de venta diferente en 2016, evaluado en diferentes estudios realizados por IHS, los cuales se especifican en la siguiente tabla.

Se calculó un diferencial respecto a la referencia del precio del gas natural, usando los valores de 2016. El diferencial resultante se sumó la referencia del precio pronosticado para calcular los precios de venta específicos para cada una de las instalaciones para los siguientes 10 años.

**Tabla 43: Pronóstico de Precios**

| Tipo de Instalación | Fuente |
| --- | --- |
| Compresión | Precio de equilibrio para CNG a gran escala reportado en IHS 2015 estudio de transporte |
| Descompresión | Precio de equilibrio para CNG a gran escala reportado en IHS 2015 estudio de transporte  |
| Licuefacción |  Se usó el precio de equilibrio para Sabine LNG (Libre a bordo) como análogo (capacidad similar) (Junio 2016) |
| Regasificación |  Basado en las tarifas de proceso reportadas en IHS Energy Regasification Economics Model (Sept 2016) |

El Escenario de Planeación “Rivalidad” fue usado para generar los índices de costos, mientras que los pronósticos de las materias primas fueron modelados por los economistas de IHS a precios de 2016.

El escenario “Rivalidad” describe una situación donde hay una fuerte competencia por el mercado entre las diferentes fuentes de energía. Así, los proveedores de crudo, gas natural, carbón, energía nuclear, y renovables compiten para preservar su participación de mercado o aumentarla a expensas de los competidores.

Cambio del poder económico. En este escenario también se considera una fuerte rivalidad entre países. El factor clave en la dinámica de la geopolítica es la significativa disminución de poder de los países del Golfo Pérsico con relación a los países occidentales y otras regiones.

Factores en interacción. Además del juego geopolítico, la rivalidad entre las diferentes fuentes de energía es exacerbada por los siguientes factores: señales de precios, preocupaciones ambientales (incluyendo el cambio climático), avances tecnológicos, y las metas de cada nación por mejorar la competitividad de sus economías y alcanzar la seguridad energética.

Cambio climático. Las preocupaciones ambientales juegan un papel significativo en el Escenario de “Rivalidad”. El crecimiento de la participación de las energías renovables en la matriz energética mundial está soportado por los esfuerzos para reducir la contaminación de la atmósfera, así como la creciente preocupación por los riesgos derivados del cambio climático.

Con relación al número de instalaciones de gasificación, licuefacción, compresión y descompresión, en la respuesta a la pregunta número dos de la Manifestación de Impacto Regulatorio se hace un recuento de las instalaciones existente, el cual se tomó como base para el CBA. Asimismo, se asumió que el número de instalaciones en construcción iniciarían operaciones en los años 2017 y 2018. La estimación de instalaciones de regasificación nuevas se basó en la Base de Datos de Proyectos de GNL[[17]](#footnote-17), elaborada y mantenida por IHS, la cual se alimenta con los anuncios realizados por los operadores y el Pronóstico de Demanda de Gas Natural de IHS. No se espera que haya abandono y desmantelamiento de instalaciones de gas natural en el horizonte de evaluación. Los costos adicionales impuestos a las instalaciones marinas por la regulación aplicable impactaron a las instalaciones de licuefacción y regasificación, y a las terminales de importación y regasificación localizadas en la costa.

La producción de gas comercializada se estimó sobre la base de la capacidad anual, ajustándolo por el porcentaje de tiempo de operación, así como la cantidad de gas usado para autoconsumo, sobre la base de promedios de la industria.

Costos

Cada artículo que requirió cambios fue categorizado como un tipo específico de costo. Los costos fueron evaluados de acuerdo a su frecuencia (una sola vez o anual) y al estatus de la instalación (en operación o nueva), y dependiendo del tipo de actividad, estos se consideraron como tiempo (en horas hombre) dedicado a desempeñarla o el valor monetario del servicio o equipo.

1.3.2 Frecuencia de Costos y Aplicación a Tipo de Instalación

Los artículos generando un costo al regulado se evaluaron para los cuatro tipos de instalaciones considerados, excepto los siguientes, que son específicos por tipo de instalación:

* Artículos 25 – 49 – Compresión
* Artículos 49 – 54 - Descompresión
* Artículos 55 – 73 - Licuefacción
* Artículos 74 – 80 - Regasificación

Cinco diferentes cálculos de costos se identificaron siguiendo la siguiente lógica:

* Costo monetario – una sola vez – todas las instalaciones
	+ Fórmula = valor monetario X número de unidades en operación (2017 – año inicial)
	+ Fórmula = valor monetario X número de nuevas unidades (año de inicio de operaciones respectivo)
* Costo monetario – una sola vez – instalaciones nuevas
	+ Fórmula = valor monetario X unidades nuevas (año de inicio de operaciones respectivo)
* Horas de trabajo (ingeniero o personal administrativo) – una vez – todas las instalaciones
	+ Fórmula = número de horas X salario/hora X número de unidades en operación (2017 – año inicial)
	+ Fórmula = número de horas X salario/hora X número de unidades nuevas (año de inicio de operaciones respectivo)
* Horas de trabajo – una vez – instalaciones nuevas
	+ Fórmula = número de horas X salario/hora X números de unidades nuevas (año de inicio de operaciones respectivo)
* Horas de trabajo anual del personal administrativos e ingenieros – unidades en operación
	+ Fórmula = número de horas X salario/hora X número de unidades de operación (cada año)

1.4 Valor de Costos

Los costos se calcularon siguiendo las siguientes premisas (también aplican para los beneficios):

**Tabla 44: Premisas de cálculo de costos**

| Premisa | Valor | Descripción |
| --- | --- | --- |
| Tasa de descuento | 10% | La tasa usada por la Secretaria de Hacienda y Crédito Público de México para evaluar los programas y proyectos de inversiones realizados por el gobierno federal |
| Periodo de evaluación | 10 años | Siguiendo la metodología usada por el regulador de EUA, un horizonte de 10 años es el más apropiado para tener certeza razonable de la validez de los estimados de los costos y beneficios, dadas la incertidumbre introducida por la volatilidad de los precios de los hidrocarburos y los cambios tecnológicos. Asimismo, se espera que los costos para el cumplimiento de la regulación se reduzcan con la introducción de nuevas tecnologías desarrolladas en el largo plazo. Intentar evaluar el valor de la regulación más allá de un período de 10 años puede no describir adecuadamente los costos y beneficios de la misma. |

La siguiente tabla presenta el valor presente neto de cada categoría de costo:

**Tabla 45: Valor Presente neto de Costos por Categoría**

| Concepto de Costos | Valor Presente Total (MXN) |
| --- | --- |
| Gestión de riesgos | 4,381,601 |
| Análisis de riesgo | 11,588,988 |
| Documentación y registros | 105,233 |
| Verificaciones | 34,131,900 |
| Equipo de seguridad | 38,077,285 |
| Construcciones de seguridad | 56,809 |
| Diseño de instalaciones y/o equipo | 80,665,874 |
| Materiales | 98,815,680 |
| Monitoreo | 1,029,435 |
| Inspecciones y pruebas | 1,586,469 |
| Revisión de seguridad pre-arranque | 12,939 |
| Aviso de inicio de actividades | 967 |
| Aviso de pre-arranque | 484 |
| Capacitación | 5,227,351 |
| Valor Presente Costo Total | 275,681,014 |

**2. Beneficios**

2.1 Probabilidades de Incidentes

Los beneficios están basados en la probabilidad ponderada de la ocurrencia de una explosión mayor que pudiera resultar en daño a las instalaciones, lesionado, fatalidades y evacuaciones. La probabilidad de ocurrencia de una explosión mayor en una instalación (Púnica) fue evaluada por el número de incidentes ocurridos relacionados a la licuefacción y regasificación de gas natural en los pasados 17, divido por el número de instalaciones.

La información para calcular Púnica se tomó de *CH·IV International Document: Safety History of International LNG Operations*. Desde el año 2000, dos incidentes relacionados con regasificación (importación) y tres licuefacción (exportación). El número de unidades considerado en los últimos 17 años se tomó de la Base de Datos de Proyectosde de GNL de IHS: 127 proyectos de regasificación y 66 proyectos de licuefacción.

La probabilidad total de ocurrencia de una explosión mayor para cada tipo de instalación se calculó, primeramente, sobre la probabilidad inicial de ocurrencia de explosiones, dado un número n de instalaciones:

= (1 – Púnica)n

Finalmente, la probabilidad de ocurrencia de una explosión mayor en una unidad en un año dado, cuando hay n instalaciones fue calculada de la siguiente manera:

Pevento = 1 – (1 – Púnica)n

El número de instalaciones n varía a lo largo de los años considerados en el horizonte de evaluación, dependiendo de la fecha de finalización de la construcción de las instalaciones.

Por lo tanto, todos cálculos de beneficios fueron multiplicados por la *Pevento* %, para cada tipo de instalación. La reducción de riesgos se asume al 100%.

2.2 Identificación de Beneficios

La identificación de beneficios se basó en aquellos derivados específicamente de la implementación del instrumento regulatorio propuesto. Las disposiciones propuestas se enfocan en la reducción del riego de sufrir daños en tres dimensiones: la integridad de las personas, el medio ambiente y las instalaciones. Teniendo esto en cuenta, se identificaron siete beneficios específicos agrupados en las tres dimensiones mencionadas.

* Beneficio por daños a la integridad de las personas (fatalidades, lesionados y personas evacuadas)
* Beneficios por daños ambientales (emisiones contaminantes a la atmósfera )
* Beneficios a las instalaciones y la propiedad (reparación de las instalaciones, pérdidas de las instalaciones, y volúmenes no comercializados)

2.3 Calculo de Beneficios

2.3.1 Beneficio por daños a la integridad de las personas

El costo por impacto en la integridad física de las personas fue cuantificado a través del número de los siguientes eventos:

* Fatalidades
* Lesionados
* Personas evacuadas

El valor del capital humano fue estimado en MXN $12,557,203 por fatalidad, MXN $1,317,170 por lesionado y MXN $27,598 por persona evacuada. El valor del capital humano está basado en la tasa de descuento de los salarios recibidos durante el período productivo de un trabajador promedio de la industria del petróleo y gas de México. La cantidad de personas lesionadas fue calculada como la razón entre lesionados y fatalidades, usando los valores del método de vida estadístico del Departamento de Transporte de los Estados Unidos de América, aplicado como en el reporte de Incidentes 2015 de la Agencia de Seguridad de Materiales Peligrosos y Ductos (PHMSA, por sus siglas en inglés). El costo de cada evaluación fue tomado del Departamento de Transporte de Estados Unidos de América y convertido a valores de 2016.

Fórmula: Pevento X (total de fatalidades X valor del capital humano + total de lesionados X costo por lesionado + total de evacuados X costo por evacuado)

2.3.2 Beneficio por Daños Ambientales

El costo social de las emisiones de contaminantes a la atmósfera fue calculado con base al metano y al bióxido de carbono liberado en un incidente, esto se hizo usando la misma metodología para la estimación del costo social del reporte de Marzo 2016 del Departamento de Energía de los Estados Unidos, Agencia de Seguridad de Materiales Peligrosos y Ductos (PHMSA, por sus siglas en inglés).

La cantidad de metano y bióxido de carbono liberado fue calculado primeramente de acuerdo a la siguiente fórmula:

Fórmula = Pevento X Promedio Gas Natural liberado por Accidente (MCF) X Metano por MCF de gas natural Liberado de inflamación o explosión (MCF por accidente)

Fórmula = Pevento X Promedio Gas Natural liberado por Accidente (MCF) X Dióxido de carbono por MCF de gas natural Liberado de inflamación o explosión (toneladas por accidente)

Entonces, el costo social fue calculado de la siguiente manera:

Fórmula = Volumen de metano (MPC) X Costo Social ($/MCF de Metano)

Fórmula = Volumen de CO2 (toneladas) X Costo Social ($/tonelada métrica de CO2)

2.3.3 Beneficio por Reparación de Instalaciones

Los costos de reparación se estimaron para la compresión y descompresión con base en cotizaciones de servicios de reparación de las instalaciones de GNC. Los costos de reparación para instalaciones de licuefacción y regasificación se basaron en datos históricos de incidentes de GNL y se inflaron a precios de 2016.

La cantidad monetaria se multiplicó por Pevento % en cada año como el beneficio de evitar las reparaciones de la instalación.

2.3.4 Beneficio por Pérdida de Instalaciones

Suponiendo una probabilidad del 50% de pérdida total de la instalación durante una explosión, se calculó la pérdida económica de la instalación para el resto de su vida útil en los próximos diez años en término del volumen de gas hubiera sido comercializado durante ese período de tiempo.

Fórmula = Pevento (%) X 50% de probabilidad de pérdida de la instalación X Tasa de producción de gas vendido (MMCF/D) X 1000 (MCF/MMCF) X 365 (días) X Precio de venta del gas ($/MCF)

Dada la gran cantidad de requisitos de capital, el costo de reemplazo de instalación no se calcula en la parte superior de las pérdidas económicas ya que la ubicación probablemente cambie debido al reemplazo.

2.3.5 Beneficio por Volúmenes no Comercializados

Este punto se refiere al costo del tiempo en que la instalación se encuentre fuera de servicio en términos del gas no comercializado durante dicho período de tiempo.

Fórmula = Pevento (%) \* Tasa de producción de gas vendido (MMCF/D) X 1000 (MCF/MMCF) X días de inactividad (días) X Precio de venta del gas ($/MCF).

2.4 Valor de los Beneficios

La siguiente nota presenta el valor presente neto de cada categoría de costo.

**Tabla 46: Valor Presente Neto de Beneficios**

| Componentes del Beneficio | Valor Presente Total (MXN) |
| --- | --- |
| Beneficio por reparación de la instalaciones |  5,909,286  |
| Beneficio por volúmenes no comercializados |  76,712,446  |
| Beneficio por daños a la integridad de las personas (fatalidades, lesionados y personas evacuadas) |  3,891,701  |
| Beneficio por pérdida de instalaciones |  343,475,696  |
| Beneficios por daños ambientales |  46,797,426  |
| Valor Presente Beneficio Total |  476,786,557  |

**3. Relación Costo – Beneficio**

3.1 Total

A continuación se muestra un resumen de los costos y beneficios generados por la aceptación del Anteproyecto propuesto. Como se pueda observar, los beneficios superan los costos, por lo que se justifica la implementación del Anteproyecto.

**Tabla 47: Valor Presente de Costos y Beneficios**

| Análisis Costo Beneficio | Valor Presente Total (MXN) |
| --- | --- |
| Valor Presente Costo Total |  275,681,014  |
| Valor Presente Beneficio Total |  476,786,557  |
| Valor Presente Neto Beneficio Total |  201,105,543  |
| Razón Costo-Beneficio | 1.7 |

3.2 Costo Unitario

El Costo Unitario que enfrentan los Regulados se calcula con base al valor presente del flujo de efectivo de los costos totales en el periodo de cálculo descontados a una tasa de descuento de 10% dividido entre el número de instalaciones consideradas (34). Este cociente resulta en MXN $8,108,265 por instalación en el periodo de estudio.

3.3 Beneficio Unitario

El Beneficio Unitario que reciben los beneficiarios, la población en general, se calcula con base en el valor presente del flujo de efectivo de los beneficios totales en el periodo de cálculo descontados a una tasa de descuento de 10% dividido entre el número de instalaciones consideradas (34). Este cociente resulta en MXN $14,023,134 por instalación en el periodo de estudio.

3.4 Costo Anual

El Costo Anual es de MXN $27,568,101.

3.5 Beneficio Anual

El Beneficio Anual es de MXN $47,678,656.

**4. Punto de Equilibrio del Análisis de Reducción del Riesgo**

El análisis del caso base presentado evalúa el potencial máximo de beneficios al asumir una reducción de riesgos del 100% por cada incidente. Sin embargo, cuando los beneficios potenciales son mayores que los costos adicionales impuestos por la normativa, sólo una parte de la reducción del riesgo es necesaria para que los beneficios igualen a los costos. Esta tasa es la de equilibrio en la reducción del riesgo, que también es la misma tasa a la que la razón beneficio-costo es igual a 1. Por ejemplo, una tasa de equilibrio de reducción del riesgo del 60% significaría que las partes tendrían que realizar el 60% de los beneficios para compensar los costos.

En el nivel total del país con una reducción del riesgo del 100%, México puede esperar una relación beneficio - costo de 1.7, con beneficios superiores a los costos. La siguiente tabla muestra el desglose de la relación beneficio-costo por tipo de activo - cuanto mayor sea la relación, mayor será los beneficios a los costos. La variación de la razón beneficio-costo por tipo de instalación está influenciada por los siguientes factores: magnitud del costo incremental, determinado por el tamaño de la instalación y el volumen de producción resultante, así como el número de instalaciones nuevas esperadas en los próximos 10 años. Algunos de los costos más altos relacionados al diseño o construcción solo son devengados por las instalaciones nuevas.

Por ejemplo, no se esperan instalaciones nuevas de regasificación en los próximos 10 años, resultando en la razón beneficio – costo más alta debido a una cantidad menor de costos incrementales incurridos. Licuefacción tiene la razón beneficio – costo más baja, dado que es el tipo de instalación más costosa. La razón costo-beneficio es un promedio ponderado que toma en cuenta todos los tipos de instalaciones. Siendo que las instalaciones de licuefacción tienen el nivel más alto tanto de costos como beneficios, la razón total es más cercana a la razón específica a las instalaciones de licuefacción que a la razón específica de las instalaciones de regasificación.

Si la tasa de reducción de riesgo tiene que ser igual para todos los tipos de activos, México requeriría una reducción de riesgos del 58% para alcanzar el punto de equilibrio. Las regulaciones en el Mar del Norte han resultado en una reducción del 50% del riesgo, por ende un 58% podría considerarse un objetivo alcanzable. Cuando se examina la tasa de equilibrio individual por tipo de activo, la de licuefacción es la más alta con un 68%. Dado que 68% es más alto que la tasa de equilibro nacional de 58%, los activos en licuefacción incurren en más costos que beneficios cuando la tasa de reducción de riesgo es del 58%. Sin embargo, para regasificación, sí hay una relación de beneficio-costo más alta, y no requiere de una reducción del porcentaje tan grande como en licuefacción.

**Tabla 48: Punto de equilibrio de Reducción de Riesgo– Tasa mínima de costos para igualar los beneficios**

| Tema | México Total | Compresión | Descompresión | Licuefacción | Regasificación |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Proporción Beneficio a costo con una Reducción de Riesgo del 100%  | 1.7 | 2.3 | 2.0 | 1.5 | 10.9 |
| Tasa de Equilibrio de reducción del riesgo de  | 58% | 44% | 51% | 68% | 9% |

1. Los artículos en rojo son aquellos que toman obligaciones de normas y regulaciones existentes, principalmente de la NOM-013-SECRE-2012, NOM-015-SECRE-2013, NOM-005-ASEA-2016, NOM-007-SECRE-2010, NOM-001-SEDE-2012, PROY-NOM-010-ASEA-2016, NOM-003-SECRE-2011, NOM-001-SECRE 2010, Ley GEEPA [↑](#footnote-ref-1)
2. Artículos 7, 11, 13, 20, 24, 37, 38, 80, 81, 89, 96, 98, 100, 101, 106, 108, 139, 141, 151, 154, 155 y Artículo QUINTO transitorio. [↑](#footnote-ref-2)
3. Las referencias utilizadas se encuentran en <https://www.bsee.gov/who-we-are/working-with-us/doing-business-bsee/OCS-forms> [↑](#footnote-ref-3)
4. La Oficina de Seguridad y Control de normas ambientales (BSEE), Departamento del Interior: Análisis de Impacto reglamentado por RIN AD04, Regla Final. Petróleo y las operaciones de gas y de azufre en la Plataforma Continental Exterior - Las revisiones de los sistemas de gestión de seguridad y ambientales. 8/10/2012, p. 15 [↑](#footnote-ref-4)
5. La estimación de botes salvavidas fue calculada al multiplicar el costo de los botes salvavidas por el número de botes salvavidas necesarios. El número de empleados fue estimado utilizando la información de la solicitud de Cheniere Energy del 31 de enero de 2011, de la Planta de Licuefacción LNG Sabine Pass a la Comisión Reguladora de Energía Federal de EE. UU. [↑](#footnote-ref-5)
6. Las descargas procedentes de los dispositivos convencionales de seguridad tales como válvulas de seguridad o válvulas de alivio incurren en una carga parcial adicional en las entidades reguladas desde la distancia especificada de 3.7 m y otros requisitos. Se han establecido requisitos generales en NOM-013-SECRE-2012. [↑](#footnote-ref-6)
7. Compuesto de materias de aluminio, cobre, acero y níquel. [↑](#footnote-ref-7)
8. Costos basados en datos de carácter privado y confidencial de la industria [↑](#footnote-ref-8)
9. Information Collection Efforts for Oil and Gas Facilities, May 12, 2016 [↑](#footnote-ref-9)
10. Esta tasa de salario incluye prestaciones y es resultado de lo que reporta PEMEX en el Contrato Colectivo de Trabajo (2015-2017) y la base de datos sobre salarios de IHS Global Insight. [↑](#footnote-ref-10)
11. Esta tasa de salario incluye prestaciones y es resultado de lo que reporta PEMEX en el Contrato Colectivo de Trabajo (2015-2017) y la base de datos sobre salarios de IHS Global Insight. [↑](#footnote-ref-11)
12. El número de personal en cada tipo de instalación puede variar significativamente, podemos tener instalaciones de licuefacción con 100-150 personas y seguramente menos en instalaciones de compresión y descompresión. Además, no todo el personal requerirá capacitación al mismo tiempo, y parte de la capacitación podrá darse con un solo instructor para todo un grupo de personal. El costo de la capacitación puede ser muy diverso también, hemos encontrado que los cursos dados por un tercero en diversos temas sobre gas natural en México pueden variar entre 6 a 18 horas por curso con costos entre MXN $500 a MXN $2,800 por hora. Consideramos que la capacitación se dará por personal de la empresa, dado que se trata de los procedimientos y medidas de seguridad establecidos por la propia empresa, de tal forma que tendrá un costo menor al de los cursos externos. [↑](#footnote-ref-12)
13. Esta tasa de salario incluye prestaciones y es resultado de lo que reporta PEMEX en el Contrato Colectivo de Trabajo (2015-2017) y la base de datos sobre salarios de IHS Global Insight. [↑](#footnote-ref-13)
14. Se presenta solo un fragmento del artículo por cuestión de espacio, este artículo representa obligaciones en otras categorías, y está incluido en esta categoría de “capacitación” porque se trata de procedimientos y medidas de seguridad que todo el personal debe conocer y estar capacitado para ejecutar. [↑](#footnote-ref-14)
15. IHS Connect – Global Scenarios [↑](#footnote-ref-15)
16. IHS Connect – Global Scenarios - IHS Scenarios: Rivalry Macro and Energy Data Sets ( Sep 2, 2016) [↑](#footnote-ref-16)
17. IHS Connect – LGN - Liquefaction Projects Database [↑](#footnote-ref-17)