

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

MODIFICAN NORMAS DE PROMOCIÓN DEL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL Y EMITEN DISPOSICIONES PARA IMPULSAR DESARROLLO DE PROYECTOS DE HIDROCARBUROS Y EMITEN DISPOSICIONES PARA OPTIMIZAR EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE HIDROCARBUROS

I. BASE LEGAL

- 1.1 Ley N° 30705, Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas.
- 1.2 Decreto Supremo N° 042-2005-EM, que aprueba el Texto Único Ordenado de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos.
- 1.3 Decreto Supremo N° 004-2019-JUS que aprueba el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General.
- 1.4 Decreto Supremo N° 040-99-EM, que aprueba el Reglamento de la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural.
- 1.5 Decreto Supremo N° 032-2004-EM, que aprueba el Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos.
- 1.6 Decreto Supremo N° 031-2007-EM, que aprueba el Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas y sus modificatorias.
- 1.7 Decreto Supremo N° 038-2014-EM, que aprueba el Texto Único de Procedimientos Administrativos del Ministerio de Energía y Minas y sus modificatorias.
- 1.8 Decreto Supremo N° 063-2005-EM, Dictan normas para Promover el Consumo Masivo de Gas Natural
- 1.9 Decreto Supremo N° 064-2010-EM, que aprueba la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040.
- 1.10 Decreto Supremo N° 032-2002-EM, que aprueba el Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos.
- 1.11 Decreto Supremo N° 045-2001-EM, que aprueba el Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y otros productos derivados de los Hidrocarburos.
- 1.12 Decreto Supremo N° 016-2014-EM, que establece mecanismos especiales de fiscalización y control de Insumos Químicos que pueden ser utilizados en la minería ilegal.
- 1.13 Decreto Supremo N° 064-2009-EM, que aprueba la Norma para la Inspección Periódica de Hermeticidad de tuberías y tanques enterrados que almacenan Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos.

II. ANÁLISIS

RESPECTO DE LA COMPETENCIA DEL MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS PARA EMITIR NORMAS

- 2.1 El numeral 9.1 del artículo 9 de la Ley N° 30705, Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, establece como una de las funciones generales del citado Ministerio aprobar las disposiciones normativas que le correspondan.
- 2.2 El artículo 3 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-2005-EM, establece que el Ministerio de Energía y Minas - MINEM es el encargado de elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del Sector, así como de dictar las demás normas pertinentes.
- 2.3 Asimismo, el numeral 4.1 del artículo 4 del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 031-2007-EM y sus modificatorias, señala como una de las competencias exclusivas del MINEM diseñar, establecer y supervisar las políticas nacionales y sectoriales en materia de energía y minería, asumiendo la rectoría respecto de ellos.

RESPECTO A LA COMPETENCIA DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS

- 2.4 El artículo 79 del Reglamento de Organización y Funciones del MINEM, aprobado mediante Decreto Supremo N° 031-2007-EM y sus modificatorias, establece que la Dirección General de Hidrocarburos (en adelante DGH) es el órgano de línea encargado de formular la política de desarrollo sostenible en materia de Hidrocarburos; proponer y/o expedir de normas, guías, lineamientos, procedimientos, planes, programas y proyectos necesarios del Subsector Hidrocarburos; realizar estudios, recopilar, analizar y publicar la información estadística del Subsector Hidrocarburos; así como promover las actividades de Exploración, Explotación, Transporte, Almacenamiento, Refinación, Procesamiento, Petroquímica, Distribución y Comercialización de Hidrocarburos; y ejercer el rol concedente a nombre del Estado para las actividades de Hidrocarburos, según le corresponda.
- 2.5 De igual manera, conforme a lo dispuesto en los literales a), c) y d) del artículo 80 del Reglamento de Organización y Funciones del MINEM, la DGH tiene entre sus funciones y atribuciones, participar en la formulación y evaluación de la política del sector energético en el ámbito de su competencia; promover y difundir la transferencia de tecnología en el Sector, para el incremento de su competitividad y productividad; y formular y proponer las normas técnicas y legales relacionadas al Subsector Hidrocarburos, promoviendo su desarrollo sostenible y tecnificación.

RESPECTO A LA IMPORTANCIA DE REALIZAR MODIFICACIONES AL REGLAMENTO DE LA LEY N° 27133, LEY DE PROMOCIÓN DEL DESARROLLO DE

LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL, APROBADO MEDIANTE DECRETO SUPREMO N° 040-99-EM

- 2.6 Conforme a lo establecido en el artículo 19 del Reglamento de la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-99-EM, (en adelante, Reglamento de la Ley N° 27133) se encuentra prohibido el venteo de Gas Natural en todas las actividades de hidrocarburos, con excepción de los siguientes casos:

- a. Venteo Inevitable en casos de Contingencia,
- b. Venteo Inevitable en casos de Emergencia y
- c. Venteo Operativo.

Así, la citada la norma, dispone que dichos casos son calificados como tales por la DGH, previo informe del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinergmin.

- 2.7 Con relación a la calificación del Venteo como Inevitable en caso de Contingencia o Emergencia, el artículo 20 del Reglamento de la Ley N° 27133, establece que complementariamente a las obligaciones contenidas en el Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 043-2007-EM, los casos de Venteo Inevitable por Contingencia o por Emergencia deberán ser reportados a la DGH y al Osinergmin dentro de las veinticuatro (24) horas inmediatamente posteriores a la ocurrencia.

- 2.8 Así, en el plazo máximo de diez (10) días hábiles de identificado el riesgo o de la ocurrencia de los hechos, el titular de la actividad deberá presentar a la DGH y al Osinergmin un informe final de la Contingencia o de la Emergencia. En el mismo plazo, el titular de la actividad deberá solicitar a la DGH la calificación de la Contingencia o de la Emergencia como caso inevitable, adjuntando la siguiente información:

- Descripción detallada del riesgo de la ocurrencia o de la ocurrencia del venteo, con su correspondiente sustento técnico, de ser el caso,
- Volúmenes estimados de Gas Natural venteado,
- Tiempo estimado de duración del venteo,
- Acciones para evitar su repetición o reducir el venteo o el riesgo de la ocurrencia, con su correspondiente Cronograma de Ejecución.
- Informe Final de la Contingencia o de la Emergencia, presentado ante Osinergmin.

- 2.9 En ese orden de ideas, la citada norma establece además que, una vez recibido el informe final presentado por el titular, en el plazo máximo de quince (15) días hábiles, Osinergmin deberá enviar a la DGH un informe, en el cual determinará las causas que dieron origen al venteo o sobre la existencia de una contingencia. Vencido dicho plazo, la DGH considerará que Osinergmin no tiene observación alguna.

- 2.10 Una vez evaluada la mencionada información y dentro del plazo máximo de diez (10) días hábiles, de recibido el informe de Osinergmin o de vencido el plazo para que Osinergmin haga llegar su informe, la DGH emitirá la correspondiente Resolución Directoral que califique el venteo como inevitable, de ser el caso; indicando los volúmenes de gas natural venteado o con riesgo de ser venteado y aprobando el correspondiente cronograma de ejecución, cuyo cumplimiento será fiscalizado por Osinergmin.

- 2.11 En caso se desestime la solicitud de calificación del venteo como inevitable, la DGH emitirá la correspondiente Resolución Directoral, la cual será notificada al titular y al Osinergmin, para que este último disponga las acciones correspondientes.
- 2.12 Por otro lado, el artículo 21 del Reglamento de la Ley N° 27133, regula aspectos relacionados a la calificación de venteo Operativo como Inevitable, estableciendo que los titulares de las actividades de hidrocarburos deberán remitir a la DGH y al Osinergmin, con una anticipación de por lo menos quince (15) días hábiles de la fecha programada del venteo, la solicitud de calificación del Venteo Operativo como inevitable, adjuntando la siguiente información:
- Descripción detallada de las acciones de venteo y cronograma de actividades.
 - Razones por las cuales no existe otra alternativa factible para la utilización del Gas Natural.
 - Volúmenes estimados de Gas Natural a ser venteado.
 - Tiempo estimado de duración del venteo.
 - Acciones para evitar su repetición.
- 2.13 Asimismo, en el plazo de diez (10) días hábiles, el Osinergmin deberá presentar ante la DGH el Informe respectivo. Vencido dicho plazo, la DGH considerará que Osinergmin no tiene observación alguna. Una vez evaluada la mencionada información y dentro del plazo máximo de tres (03) días hábiles, la DGH emitirá la correspondiente Resolución Directoral que califique el venteo como Inevitable, de ser el caso, indicando los volúmenes de Gas Natural a ser venteado y aprobando el correspondiente Cronograma de Actividades y el Cronograma de Ejecución, cuyo cumplimiento será fiscalizado por Osinergmin.
- 2.14 De lo expuesto precedentemente, se advierte que dada la participación del Osinergmin en el procedimiento, con la emisión del informe en el cual se determinan las causas que dieron origen al venteo y que dicha actividad se encuentra dentro del marco de sus competencias, con la finalidad de hacer más eficiente y reducir el número de actuaciones procesales necesarias para la obtención de la calificación, es necesario que el Osinergmin en el marco de sus facultades establecida por ley, realice la calificación de la solicitud de venteos en las modalidades antes señaladas.

2.15 **MODIFICACIÓN DEL ARTÍCULO 19 DEL REGLAMENTO DE LA LEY N° 27133.**

Artículo 19.- Prohibición del venteo de Gas Natural

La modificación del presente artículo tiene como finalidad que el Osinergmin sea la entidad encargada de calificar los venteos de gas natural en sus modalidades de venteo inevitable en casos de Contingencia, de Emergencia, así como el Venteo Operativo, ello con el objeto de dinamizar el trámite administrativo de la calificación de la solicitud de venteo, lo cual permitirá reducir el plazo para que la administración pública emita su pronunciamiento.

Propuesta
La propuesta normativa incluye el siguiente texto:
Artículo 19.- Prohibición del venteo de Gas Natural

El venteo de Gas Natural se encuentra prohibido en todas las Actividades de Hidrocarburos, constituyendo una infracción sancionable por Osinergmin la realización de dicha actividad, con excepción del venteo inevitable en casos de Contingencia, de Emergencia y del Venteo Operativo, calificados como tales por el referido organismo.

Para dichos efectos se consideran las definiciones establecidas en el Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 032-2002-EM.

2.16 MODIFICACIÓN DEL ARTÍCULO 20 DEL REGLAMENTO DE LA LEY N° 27133.

Artículo 20.- Procedimiento para la calificación del Venteo como inevitable en caso de Contingencia o Emergencia

El objeto de esta modificación, esta circunscrita a que el Osinergmin como ente técnico del subsector hidrocarburos, evalúe y emita la resolución correspondiente, respecto a las solicitudes relacionadas al Venteo Inevitable en casos de Contingencia o Emergencia presentados por los administrados, ello con la finalidad de hacer más eficiente el procedimiento y dotar de celeridad a los trámites y actos de la administración pública.

Propuesta

La propuesta normativa incluye el siguiente texto:

Artículo 20.- Procedimiento para la calificación del Venteo como inevitable en caso de Contingencia o Emergencia

La propuesta normativa incluye el siguiente texto:

Artículo 20.- Procedimiento para la calificación del Venteo como inevitable en caso de Contingencia o Emergencia

20.1 Complementariamente a las obligaciones establecidas en el Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 043-2007-EM y sus normas modificatorias o derogatorias, los casos de venteo inevitable por Contingencia o por Emergencia deben ser reportados al OSINERGMIN dentro de las veinticuatro (24) horas inmediatamente posteriores a la ocurrencia. Para tal efecto, el OSINERGMIN implementa la plataforma virtual como herramienta que facilite su cumplimiento, brindando además el acceso al MINEM.

20.2 En el plazo máximo de diez (10) días hábiles de identificado el riesgo o de la ocurrencia de los hechos, el Titular de la actividad debe presentar al OSINERGMIN un Informe Final de la Contingencia o de la Emergencia, solicitando la calificación de la Contingencia o de la Emergencia como caso inevitable, adjuntando la siguiente información:

- a. Descripción detallada del riesgo de la ocurrencia o de la ocurrencia del venteo, con su correspondiente sustento técnico, de ser el caso.***
- b. Volúmenes estimados de Gas Natural venteado.***

- c. *Tiempo estimado de duración del venteo.*
- d. *Acciones para evitar su repetición o reducir el venteo o el riesgo de la ocurrencia, con su correspondiente Cronograma de Ejecución.*

20.3 *Recibido el Informe Final presentado por el Titular, en el plazo máximo de cinco (05) días hábiles, OSINERGMIN debe emitir una Resolución, en la cual determine las causas que dieron origen al venteo o sobre la existencia de una Contingencia o las observaciones detectadas, según corresponda.*

En caso de existir observaciones, el OSINERGMIN debe comunicar al Titular, a fin que levante las mismas dentro del plazo de tres (03) días hábiles. Vencido dicho plazo sin que el Titular haya presentado el levantamiento a dichas observaciones, el OSINERGMIN emitirá la Resolución correspondiente desestimando la solicitud presentada, notificando al Titular.

20.4 *Una vez evaluada la información presentada en respuesta a las observaciones realizadas, dentro del plazo máximo de cinco (05) días hábiles, el OSINERGMIN emitirá la correspondiente Resolución que califique el venteo como inevitable, de ser el caso, indicando los volúmenes de Gas Natural venteado o con riesgo de ser venteado y aprobando el correspondiente Cronograma de Ejecución, cuyo cumplimiento es supervisado y fiscalizado por OSINERGMIN.*

20.5 *En caso se desestime la solicitud de calificación del venteo como inevitable, el Osinergmin emite la correspondiente Resolución, la cual es notificada al Titular.”*

2.17 MODIFICACIÓN DEL ARTÍCULO 21 DEL REGLAMENTO DE LA LEY N° 27133.

Artículo 21.- Procedimiento para la calificación del Venteo Operativo como inevitable

La modificación de este artículo radica en que Osinergmin será la entidad encargada de evaluar la solicitud de calificación del Venteo Operativo como Inevitable y emitir la Resolución correspondiente, ello permitirá que el administrado tenga un pronunciamiento en un corto plazo, debido a que la evaluación y el pronunciamiento recae en el Organismo regulador.

Propuesta

La propuesta normativa incluye el siguiente texto:

Artículo 21.- Procedimiento para la calificación del Venteo Operativo como inevitable

21.1 *En el caso de Venteo Operativo, los Titulares de las Actividades de Hidrocarburos deben remitir al OSINERGMIN con una anticipación de por lo menos quince (15) días hábiles de la fecha programada del venteo, la respectiva solicitud de calificación del venteo como inevitable, adjuntando la siguiente información:*

- a. Descripción detallada de las acciones de venteo y Cronograma de Actividades.**
- b. Razones por las cuales no existe otra alternativa factible para la utilización del Gas Natural.**
- c. Volúmenes estimados de Gas Natural a ser venteado.**
- d. Tiempo estimado de duración del venteo.**
- e. Acciones para evitar su repetición o reducir el venteo, adjuntando un Cronograma de Ejecución, de ser el caso.**

Para tal efecto, el OSINERGMIN implementa la plataforma virtual como herramienta que facilite su cumplimiento, brindando además el acceso al MINEM.

21.2 Recibida la solicitud presentada por el Titular, en caso existir observaciones a la información presentada, el OSINERGMIN en un plazo máximo de cinco (05) días hábiles debe comunicar al Titular, a fin que levante las mismas dentro del plazo de tres (03) días hábiles. Vencido dicho plazo sin que el Titular haya presentado el levantamiento a dichas observaciones, el OSINERGMIN dentro del plazo máximo de cinco (05) días hábiles emitirá la Resolución correspondiente desestimando la solicitud presentada, notificando al Titular.

21.3 Una vez evaluada la información presentada por el Titular, sin que exista observación por parte del OSINERGMIN, o habiendo levantado las observaciones encontradas, el OSINERGMIN dentro del plazo máximo de cinco (05) días hábiles emitirá la correspondiente Resolución que califique el venteo como inevitable, de ser el caso, indicando los volúmenes de Gas Natural a ser venteado y aprobando el correspondiente Cronograma de Actividades y el Cronograma de Ejecución, cuyo cumplimiento es supervisado y fiscalizado por OSINERGMIN. Dicha Resolución es notificada al Titular.

21.4 En caso se desestime la solicitud de calificación del venteo como inevitable, el Osinergmin emitirá la correspondiente Resolución, la cual es notificada al Titular."

2.18 RESPECTO A LA NECESIDAD DE REALIZAR MODIFICACIONES AL DECRETO SUPREMO N° 063-2005-EM MEDIANTE EL CUAL SE DICTAN NORMAS PARA PROMOVER EL CONSUMO MASIVO DE GAS NATURAL

De acuerdo a lo dispuesto en el artículo 13 del Decreto Supremo N° 063-2005-EM, a través del cual se dictan normas para Promover el Consumo Masivo de Gas Natural (en adelante Decreto Supremo N° 063-2005-EM) establece que cuando se requiera realizar pruebas para verificar la viabilidad de un proyecto que utilizará Gas Natural, ya sea mediante el suministro por el Concesionario a través del Sistema de Distribución, o mediante el abastecimiento de GNC o GNL, la persona interesada deberá solicitar una autorización a la DGH adjuntando la documentación que describa el proyecto, las pruebas a realizarse, el personal responsable de supervisar las pruebas y el tiempo de duración.

La finalidad de modificar este artículo esta circunscrito a impulsar el trámite de autorización para realizar pruebas relacionadas a los proyectos de suministro de Gas Natural a través del Sistema de Distribución, o mediante el abastecimiento de GNC o GNL, proponiendo

que la DGH sea la entidad encargada de emitir la autorización, previo cumplimiento de determinadas condiciones técnicas y de seguridad, pudiendo solicitar la opinión del Osinergmin; el cual se encargará de la supervisión del proyecto una vez emitida la autorización.

Además, se considera pertinente que dicho procedimiento debe ser aplicable para evaluar la viabilidad de proyectos que utilizan otros hidrocarburos, tales como gasolinas, gasoholes, GLP y/o Diesel; así como, el hidrógeno; y que tengan por finalidad asegurar el abastecimiento energético del país.

2.19 MODIFICACIÓN DEL ARTÍCULO 13 DECRETO SUPREMO N° 063-2005-EM

Artículo 13. - Autorización para realizar pruebas

La finalidad de modificar este artículo esta circunscrito a impulsar el trámite de autorización para realizar pruebas relacionadas a los proyectos de suministro de Gas Natural a través del Sistema de Distribución, o mediante el abastecimiento de GNC o GNL, proponiendo que el Osinergmin sea la entidad encargada de emitir la autorización, ello con el objeto de reducir los trámites administrativos para su expedición, teniendo en consideración que Osinergmin es el órgano técnico que tiene a su cargo la supervisión y fiscalización de las normas técnicas y de seguridad.

Además, se considera pertinente que dicho procedimiento debe ser aplicable para evaluar la viabilidad de proyectos que utilizan otros hidrocarburos, tales como gasolinas, gasoholes, GLP y/o Diesel; así como, el hidrógeno; y que tengan por finalidad asegurar el abastecimiento energético del país.

Propuesta
<p>Artículo 13.- Autorización para realizar pruebas</p> <p><i>Cuando se requiera realizar pruebas para verificar la viabilidad de un proyecto que utiliza Gas Natural, ya sea mediante el suministro por el Concesionario a través del Sistema de Distribución, o mediante el abastecimiento de GNC o GNL, la persona interesada debe solicitar una autorización a la DGH adjuntando la documentación que describa el proyecto, las pruebas a realizarse, el personal responsable de supervisar las pruebas y el tiempo de duración. Las pruebas pueden considerar el uso de mecanismos tecnológicos aplicados por la industria internacional de hidrocarburos. La DGH evalúa la solicitud y la documentación presentada y de considerarlo procedente, autorizará las pruebas correspondientes, bajo el cumplimiento de determinadas condiciones técnicas y de seguridad.</i></p> <p><i>A efectos de otorgar la autorización, la DGH puede solicitar opinión técnica no vinculante al OSINERGMIN, el cual debe pronunciarse en el plazo máximo de diez (10) días hábiles. Una vez emitida la autorización, esta es puesta en conocimiento del OSINERGMIN para las acciones de supervisión y fiscalización.</i></p> <p><i>Dicho procedimiento resulta de aplicación para evaluar la viabilidad de proyectos que utilizan otros hidrocarburos, tales como gasolinas, gasoholes, GLP y/o Diesel; así</i></p>

como, el hidrógeno; y que tengan por finalidad asegurar el abastecimiento energético del país y/o incrementar el acceso a energías eficientes.

2.20 MODIFICACIONES DEL REGLAMENTO DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR RED DE DUCTOS, APROBADO POR DECRETO SUPREMO N° 042-99-EM.

Modificación del artículo 63b del Reglamento de Distribución

Respecto a la necesidad de publicar información sobre los proyectos próximos a ejecutarse, es preciso señalar que el artículo 63b del Reglamento de Distribución, establece que el Concesionario está obligado a elaborar un perfil del proyecto e informar a los Interesados mediante medios que garanticen la más amplia difusión en la zona del proyecto, la información siguiente:

- a) Los Derechos de Conexión a pagar antes y después de la ejecución del proyecto.
- b) El cronograma estimado de la ejecución del proyecto.
- c) El plazo otorgado a los Interesados para confirmar su participación antes de la ejecución del proyecto, el cual no será menor a treinta (30) días calendario desde el inicio de la campaña de difusión.
- d) Posibilidades de financiamiento de pago de los Derechos de Conexión.
- e) Precios vigentes del Gas Natural para cada tipo de Interesado y competitividad estimada del Gas Natural respecto de las energías alternativas usadas en la zona del proyecto. Para confirmar su participación antes de la ejecución del proyecto, el Interesado deberá efectuar el pago del Derecho de Conexión correspondiente.

Asimismo, es preciso señalar que los proyectos nuevos, ampliaciones o modificaciones de redes de distribución de gas natural por red de ductos son presentados al Osinergmin con una anticipación no menor de diez (10) días hábiles de la fecha de inicio de las actividades constructivas, en cumplimiento de las "Disposiciones para la presentación de información sobre proyectos nuevos, ampliaciones o modificaciones en los sistemas de distribución de gas natural" aprobado mediante Resolución de Osinergmin N° 282-2015-OS/CD.

En ese sentido, la propuesta busca precisar la información que el Concesionario debe publicar en su página web, a fin de que el Interesado, autoridades de entidades públicas y privadas y sociedad en general tengan la información sobre las zonas donde se desarrollará el proyecto, los costos de conexión y los beneficios en caso encontrarse en zonas que aplique el Mecanismo de Promoción y/o el Financiamiento de Recursos del FISE.

Propuesta

La propuesta normativa incluye el siguiente texto:

Artículo 63b.- El Derecho de Conexión es el pago único que realiza el Interesado para ser considerado como Consumidor a ser atendido en el plazo máximo definido en el presente Reglamento. El Derecho de Conexión es regulado por OSINERGMIN de acuerdo con los siguientes criterios:

"(...)

*En caso de ampliación de la red de Distribución, el Concesionario se encuentra obligado a elaborar un perfil del proyecto e informar a los Interesados **en su página web la información siguiente:***

*a) Los Derechos de Conexión **y Acometida** a pagar antes y después de la ejecución del proyecto, **de ser el caso.***

b) El cronograma estimado de la ejecución del proyecto. En caso de modificaciones y/o reprogramaciones y/o impedimentos, el Concesionario debe actualizar la información del proyecto incluyendo los motivos de las situaciones que no permitan o retrasen la ejecución del proyecto, según corresponda.

c) El plano general del proyecto.

d) El plazo otorgado a los Interesados para confirmar su participación antes de la ejecución del proyecto, el cual no será menor a treinta (30) días calendario desde el inicio de la campaña de difusión.

*e) Posibilidades de financiamiento de pago de los Derechos de Conexión, **Acometida e Instalaciones Internas. Asimismo, deberá informar en caso la zona cuenta con el beneficio del mecanismo de promoción y el financiamiento de recursos del FISE.***

f) Precios vigentes del Gas Natural para cada tipo de Interesado y competitividad estimada del Gas Natural respecto de las energías alternativas usadas en la zona del proyecto.

Para confirmar su participación antes de la ejecución del proyecto, el Interesado deberá efectuar el pago del Derecho de Conexión correspondiente.

Sobre las modificaciones de los artículos 63c, 63d y 63e del Reglamento de Distribución de Gas Natural

La presente propuesta busca flexibilizar la ejecución de las inversiones de redes de distribución de gas natural, permitiendo al Concesionario realizar actualizaciones y variaciones del metrado comprometido en el Plan Quinquenal o Anual.

Al respecto, es preciso señalar que mediante Informe Técnico N° 094-2021-GRT-GSE, el Osinergmin remitió las solicitudes de excepción presentadas por la Concesionaria Cálidda de los Años 2018 y 2019 del Plan Quinquenal de Inversiones 2018-2022, de acuerdo al detalle siguiente:

- Durante el año 2018, Cálidda cumplió con ejecutar el 38% de redes de acero proyectadas y 57% de redes de polietileno proyectadas. A nivel de proyectos, Cálidda no ha ejecutado 23 proyectos de redes de acero (24.5 km) y 246 proyectos de redes de polietileno (249.4 km).

Asimismo, presentó 80 solicitudes de excepción del Año 2018 del PQI 2018 – 2022, que abarcan 126 proyectos (132 tramos de proyectos), de los cuales, 40 proyectos se encuentran comprometidos en el PQI 2018 – 2022.

Acerca de las justificaciones de los 40 tramos de proyectos de las solicitudes de excepción del año 2018, se verificó que el 28% corresponde a la no confirmación del cliente, 25% a la postergación del cliente, 18% a que la Municipalidad no autoriza, 13% a la Imposibilidad técnica de construcción, 10% a la demora de los trámites de permisos, seguido de otros.

- Durante el año 2019, Cálidda cumplió con ejecutar el 30% de redes de acero proyectadas y 73% de redes de polietileno proyectadas. A nivel de proyectos, Cálidda no ha ejecutado 14 proyectos de redes de acero (8.0 km) y 518 proyectos de redes de polietileno (318.5 km).

Asimismo, Cálidda presentó 60 solicitudes de excepción del Año 2019 del PQI 2018 – 2022, que abarcan 312 proyectos (426 tramos de proyectos), de los cuales, 302 proyectos (405 tramos de proyectos) se encuentran comprometidos en el PQI 2018 – 2022.

Acerca de las justificaciones de los 405 tramos de proyectos de las solicitudes de excepción del año 2019, se verificó que el 40% corresponde a la imposibilidad técnica de construcción, 25% a los Juegos Panamericanos, 21% a la demora de los trámites de permisos, seguido de otros.

En relación con los proyectos de acero y estaciones de regulación, es preciso señalar que existe un alto porcentaje de proyectos que no se ejecutan por la no confirmación del cliente; sin embargo, se ha evidenciado que durante el período de ejecución del Plan Quinquenal, los Concesionarios reciben nuevas solicitudes de Interesados las mismas que al no encontrarse en el mencionado plan, son evaluadas mediante el procedimiento de viabilidad técnica y económica y que en muchos casos el resultado determina que el Interesado realice un Sobrecargo para que el proyecto sea viable económicamente.

En tal sentido, considerando la problemática actual para el desarrollo de los proyectos de redes de distribución de gas natural; resulta necesario agilizar el proceso de actualización y variaciones de los Planes Quinquenales o Anuales, las mismas que el Concesionario debe informar al Osinergmin siempre que no pueda ejecutar un proyecto incluido en los mencionados planes por situaciones no atribuibles a su responsabilidad, debiendo reemplazar dichas inversiones por otros proyectos que cumplan con los lineamientos establecidos en el Reglamento de Distribución.

Asimismo, se busca no limitar la modificación de la expansión de redes a un 5% del metrado comprometido en el Plan Anual; esto con el objetivo que el Concesionario pueda dar celeridad en la ejecución de redes de distribución en las zonas que no tengan impedimentos técnicos, permisos, entre otros.

Asimismo, en el caso particular de proyectos de redes de acero se observa un bajo porcentaje de cumplimiento de las inversiones previstas en Plan Quinquenal; los mismos que podrían ser reemplazados por las nuevas solicitudes que presentan los Interesados de manera posterior a la aprobación del Plan Quinquenal y cuyo desarrollo podría verse limitado por el requerimiento del pago de un Sobrecargo.

En tal sentido, resulta necesario incentivar el desarrollo de estos proyectos para incrementar la demanda de la concesión precisando que el Concesionario debe considerar las nuevas solicitudes presentadas por los Interesados para reemplazar las inversiones de proyectos de redes de acero que no se ejecutarán en el Plan Quinquenal. Sin perjuicio de lo antes señalado, esta situación podría ser replicada para los proyectos de redes de polietileno.

Finalmente, se establece que Osinergmin determinará el procedimiento con los requisitos, plazos de atención y criterios específicos para la calificación de la solicitud.

Propuesta

La propuesta normativa incluye el siguiente texto:

Artículo 63c.- El Concesionario está obligado a definir su Plan Quinquenal de crecimiento de la red de Distribución de acuerdo a lo siguiente:

(...)

"d) Aprobación:

El Plan Quinquenal de Inversiones es elaborado por el Concesionario y debe ser presentado al MEM en original y copia, con copia al Osinergmin, a fin que dicho organismo verifique el cumplimiento de lo señalado en los literales a) y b) del presente artículo, para lo cual emitirá un informe al respecto. Dicho Plan deberá considerar su ejecución y actualización mediante Planes Anuales, cuya ejecución es obligatoria para el Concesionario, sin perjuicio de los supuestos de variación establecidos en el artículo 63d.

Presentado el Plan Quinquenal por el Concesionario, el MEM cuenta con un plazo máximo de treinta (30) días calendario para remitir al Osinergmin un informe sobre la concordancia del mencionado Plan con la política energética vigente. Por su parte el Osinergmin cuenta con un plazo máximo de treinta (30) días calendario, contado a partir de la recepción del informe del MEM, para emitir su informe, en el cual se pronunciará sobre los aspectos de regulación tarifaria y supervisión de la prestación del servicio de distribución de Gas Natural por Red de Ductos; dicho pronunciamiento, debe guardar concordancia con la política energética vigente señalada por el MEM.

La propuesta del Plan Quinquenal de Inversiones presentado por el Concesionario es modificado considerando el pronunciamiento del MEM y absolviendo las observaciones contenidas en el informe del Organismo Regulador, siendo aprobado posteriormente por el Osinergmin dentro del proceso tarifario y remitido posteriormente al MEM a los 10 días de aprobado, en formato físico y digital.

Mediante el Plan Anual se informan las actualizaciones del Plan Quinquenal. El Concesionario remitirá con el sustento técnico correspondiente el Plan Anual de programación

de ejecución de las inversiones aprobadas en el Plan Quinquenal al MEM con copia al Osinergmin dentro de la primera quincena de diciembre del año previo a su ejecución.

Los Planes Anuales serán aprobados por Osinergmin considerando años calendario, detallando las zonas y **el cronograma** donde se ejecutarán las obras **en períodos trimestrales**, asimismo el Concesionario debe presentar información de la cantidad de consumidores y conexiones proyectadas del respectivo Plan Anual. Dichos planes deben detallar y/o actualizar la programación de la ejecución de las obras aprobadas en el Plan Quinquenal de Inversiones (adelantos o postergaciones dentro del periodo regulatorio). Los criterios que deben cumplir el Plan Anual y los formatos para el reporte del estado de ejecución de las obras son definidos por Osinergmin.

El Osinergmin realiza la liquidación del Plan Quinquenal de Inversiones aprobado inicialmente, al final de cada periodo tarifario, tomando como base: i) la ejecución del Plan Quinquenal, ii) los Planes Anuales y sus respectivas actualizaciones remitidos por la empresa concesionaria; **dichas actualizaciones consideran las variaciones del Plan Anual siempre que cumplan con los criterios establecidos en el artículo 63d y, iii) el resultado de la supervisión de la ejecución de los mismos.** Para efectos de la liquidación del Plan Quinquenal para cada una de las zonas geográficas consideradas en el mismo, la diferencia entre lo ejecutado y lo aprobado deberá ser valorizado, se efectuarán utilizando los costos unitarios aprobados en el proceso regulatorio en el que se aprobó el Plan Quinquenal de Inversiones, debidamente actualizados a la fecha de cálculo.

Los saldos anuales, a favor o en contra, serán debidamente actualizados a la fecha de cálculo de la liquidación del Plan Quinquenal de Inversiones. Dicha liquidación será considerada en la base de la regulación tarifaria del siguiente periodo de regulación.

El Concesionario podrá realizar la actualización trimestral del Plan Anual, la cual consistirá en la reprogramación de las obras previstas en el Plan Anual dentro del año calendario al que corresponde debiendo informar a Osinergmin **la actualización del cronograma** correspondiente. Adicionalmente, la actualización trimestral podrá contener las variaciones a que se refiere artículo 63d.

El Osinergmin realiza la liquidación del Plan Anual tomando como base: i) el resultado de la supervisión de la ejecución de las inversiones aprobadas en el Plan Quinquenal y, ii) el Plan Anual remitido por el Concesionario. Al culminar el periodo tarifario los saldos a favor o en contra que resulten de la liquidación de los Planes Anuales serán considerados en la base de la regulación tarifaria para el siguiente periodo tarifario.

El Osinergmin aprueba el procedimiento necesario para realizar la liquidación del Plan Quinquenal de Inversiones y del Plan Anual.

El Osinergmin supervisa el cumplimiento del Plan Quinquenal y del Plan Anual y sus respectivas actualizaciones, para lo cual debe aprobar los formatos informativos de ejecución mensual que corresponda, así como el procedimiento que permita la supervisión del Plan Quinquenal y de los respectivos Planes Anuales aprobados. Asimismo, Osinergmin debe informar **trimestralmente**, en la primera quincena del **mes siguiente del trimestre anterior**, al MEM respecto a la ejecución del Plan Quinquenal y el Plan Anual."

"Artículo 63d.- Cuando por causas no atribuibles al Concesionario debidamente sustentadas, éste no pueda ejecutar determinadas inversiones previstas en el Plan Anual o Plan Quinquenal aprobados, el Concesionario podrá variar la ejecución de las mismas, de acuerdo a los siguientes lineamientos:

a) Lineamientos para la modificación en redes de polietileno y estaciones de regulación:

Las inversiones en redes de polietileno y de estaciones de regulación asociadas a las mismas, previstas para un determinado distrito pueden ser trasladadas a otra zona geográfica de un distrito contemplado dentro del Plan Quinquenal vigente u otras nuevas zonas geográficas no contempladas en el referido Plan Quinquenal, en la medida que en la nueva zona geográfica se cumplan las siguientes condiciones:

- i) Se ejecute el mismo monto de inversión o un monto mayor al destinado para la zona geográfica inicial en el correspondiente Plan Anual. Si dicho monto es igual o mayor puede ejecutarse en una o varias zonas geográficas que sustituyan a la zona geográfica inicial. De ser el monto mayor, el Concesionario comunicará si dicho excedente se considera como un adelanto de las inversiones establecidas para un año en particular, contenido en el Plan Quinquenal vigente.
- ii) Se atienda al mismo o un mayor número de consumidores residenciales proyectados en la zona geográfica inicial. Los usuarios a atender deben pertenecer a los mismos o menores niveles socioeconómicos de la zona geográfica inicial, conforme a lo determinado por el INEI.

Para el caso de inversiones en redes de polietileno asociadas a consumidores residenciales, el Concesionario debe publicar los motivos de la variación de cualquier proyecto conforme al literal b) del artículo 63b.

b) Lineamientos para la modificación en redes de acero y estaciones de regulación:

Las inversiones en redes de acero y de estaciones de regulación asociadas a las mismas, previstas para un determinado distrito pueden ser trasladadas a otra zona geográfica de un distrito contemplado dentro del Plan Quinquenal vigente u otras nuevas zonas geográficas no contempladas en el referido Plan Quinquenal, en la medida que en la nueva zona geográfica se cumplan las siguientes condiciones:

- (i) Se sustituyan por otras inversiones en redes de acero y estaciones de regulación asociadas a las mismas, o por redes de polietileno o estaciones de regulación asociadas a las mismas en la medida que se mantenga un monto de inversión igual o mayor a las inversiones aprobadas originalmente para las obras de redes de acero y estaciones de regulación contenidas en el Plan Anual.
- (ii) En caso que las inversiones en redes de acero y las estaciones de regulación asociadas a las mismas de la zona geográfica primigenia requieran la ejecución de obras especiales, las cuales también han sido incluidas en el Plan Anual; la inversión prevista en dichas obras especiales debe sustituirse por su equivalente en redes de acero, redes de polietileno y a las estaciones de regulación asociadas a las mismas. Las inversiones en redes de acero, redes de polietileno y estaciones de regulación asociadas a las mismas, materia de sustitución, pueden ser destinadas a cualquier zona geográfica contemplada dentro del Plan Quinquenal vigente u otras nuevas zonas geográficas no contempladas en el referido Plan Quinquenal.

Los cambios mencionados en los literales precedentes deben considerar **de preferencia las nuevas solicitudes presentadas por los interesados conforme el procedimiento de viabilidad técnica y económica establecido por OSINERGMIN**; asimismo, deben incorporarse e informarse para conocimiento, en las actualizaciones trimestrales contempladas en el artículo 63c

del presente reglamento a fin de cumplir con la actualización del Plan Anual y del Plan Quinquenal de Inversiones, de forma tal que las inversiones efectuadas en el quinquenio reflejen como mínimo las inversiones reconocidas en la Tarifa Única de Distribución correspondiente.

Sin perjuicio que el Concesionario realice los cambios antes mencionados, Osinergmin, de acuerdo a los procedimientos que aprueba, evalúa posteriormente el sustento técnico que acredita la variación de lo propuesto inicialmente por el Concesionario verificando que la misma se derive de inversiones no ejecutadas por causas no atribuibles al Concesionario; así como la correcta aplicación de los lineamientos para la variación de las obras en redes de polietileno y redes de acero que respalden la actualización del Plan Anual.

Los incumplimientos detectados, a los criterios antes mencionados, se encuentran sujetos a **las acciones administrativas** que correspondan por parte de Osinergmin, conforme a sus competencias, así como el descuento respectivo en la base tarifaria del siguiente periodo regulatorio

"Artículo 63e.- Cumplimiento de la ejecución del Plan Quinquenal de Inversiones y Planes Anuales

La ejecución del Plan Quinquenal de Inversiones y sus correspondientes Planes Anuales es obligatoria para el Concesionario.

En caso de incumplimiento de la ejecución del Plan Quinquenal o del Plan Anual, Osinergmin puede determinar y aplicar las acciones administrativas respectivas, con excepción de aquellos incumplimientos que deriven de situaciones no atribuibles al Concesionario. Se incluye dentro de estas excepciones: **a) aquellos aspectos vinculados, a la demora o denegatoria en el trámite u obtención de permisos o autorización de alguna entidad competente y b) aquellas originadas por situaciones calificadas por Osinergmin como fuerza mayor; siempre que cumpla con los criterios siguientes, según corresponda:**

- (i) **Acreditación de la recepción de la denegatoria del permiso, autorización u opinión técnica correspondiente por parte del Concesionario y;**
- (ii) **Acreditación del vencimiento del plazo establecido en la normativa vigente para la emisión del permiso, autorización u opinión técnica por parte de la entidad correspondiente.**
- (iii) **Acreditación del desistimiento de usuarios contemplados en el Plan Quinquenal, esto último no aplica para usuarios residenciales.**

Para la excepción del cumplimiento de la ejecución del Plan Quinquenal de Inversiones y de sus respectivos Planes Anuales, el Concesionario debe informar ~~señalar~~ dicha **situación** a Osinergmin, o el órgano competente que la sustituya, dentro del plazo máximo de quince (15) días hábiles contado desde que se presenta el evento invocado, **adjuntando los recaudos respectivos, para lo cual se podrá implementar mecanismos tecnológicos de recepción y registro de información. Asimismo, el Concesionario en un plazo máximo de treinta (30) días hábiles contado desde informada la situación, debe presentar a Osinergmin el proyecto de redes de acero, polietileno o estaciones de regulación que sustituye la zona geográfica inicial, así como la información georreferenciada, considerando lo dispuesto en el artículo 63d.**

Osinergmin realiza la supervisión de la información registrada y publica en su portal institucional el avance trimestral de cumplimiento de la ejecución del Plan Quinquenal de Inversiones y de sus respectivos Planes Anuales; asimismo, informa, de forma trimestral, sobre los citados avances, a la Dirección General de Hidrocarburos.

El Concesionario no puede alegar la excepción al incumplimiento de la ejecución del Plan Quinquenal de Inversiones y de sus respectivos Planes Anuales cuando no haya observado lo establecido en el presente artículo.

(...)

Sobre la modificación del artículo 65 del Reglamento de Distribución de Gas Natural

La presente propuesta busca precisar que previo al inicio de la prestación del servicio de distribución de gas natural, los Consumidores Independientes deben contar con un Contrato de Suministro suscrito con el Concesionario, el cual debe considerar las obligaciones del Concesionario establecido en los Contratos de Concesión y la normativa vigente.

Propuesta

La propuesta normativa incluye el siguiente texto:

“Artículo 65.- *Previo al inicio de la prestación del servicio de Distribución el Consumidor Regulado debe suscribir por adhesión un contrato de Suministro con el Concesionario, el mismo que es aprobado de acuerdo al procedimiento y lineamientos que establezca el OSINERGMIN; dicho modelo de contrato, así como los requisitos para su suscripción deben ser publicados en la página web del Concesionario.*

Para el caso de Consumidores Independientes, el contrato de Suministro con el Concesionario debe considerar las obligaciones previstas en los Contratos de Concesión y la normativa vigente.

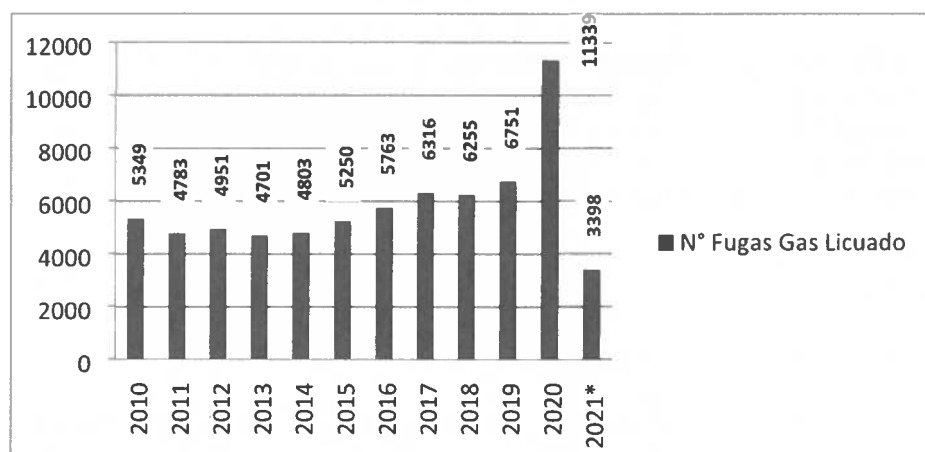
El Concesionario al momento de la suscripción del Contrato de Suministro debe entregar copia del mismo al Consumidor. El OSINERGMIN puede requerir copia de dicho Contrato de Suministro para los fines pertinentes.”

(...)

2.21 SOBRE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA COMERCIALIZACIÓN Y USO DE CILINDROS DE MATERIAL COMPOSITE PARA EL ENVASADO DE GLP

Respecto a la problemática que se quiere solucionar, en el Gráfico N° 01 se muestra el número de fugas de GLP a nivel nacional a partir del año 2010 hasta la fecha, que fueron atendidos por el Cuerpo General de Bomberos Voluntarios del Perú (CGBVP):

Gráfico N° 01.- Fugas de Gas Licuado de Petróleo

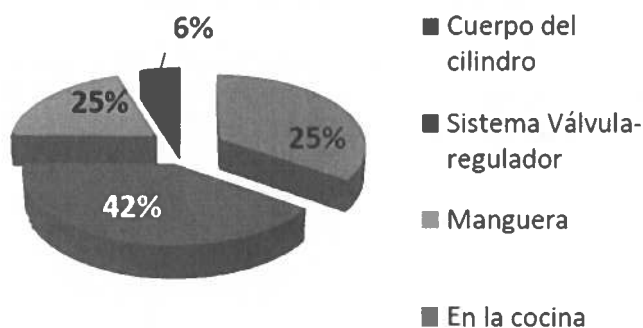


Fuente: CGBVP, Elaboración: DGH (*) Mayo 2021.

Es importante mencionar que, los números registrados en la estadística del Cuerpo General de Bomberos Voluntarios del Perú (CGBVP) en su gran mayoría representan a fugas de GLP en cilindros de 10 kg.

Por otro lado, en la estadística de la Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía - ERCUE, se muestra que el cuerpo del cilindro ocupa el segundo lugar de donde se registró la fuga del GLP con un 25%, esto debido a la falta de renovación del parque de cilindros de acero de GLP (se tiene en el mercado circulando cilindros con más de 20 años de antigüedad), cilindros que muchas veces no han sido fabricados según la normativa nacional o en todo caso que no han pasado los mantenimientos o re-inspecciones periódicas respectivas, todo esto representa un peligro inminente para todas las personas que habitan en un hogar que tiene una cocina a GLP.

Gráfico N° 02.- ¿Dónde se registró la Fuga de GLP?



Fuente: ERCUE – OSINERGMIN

De esta forma, se propone implementar la comercialización y el uso de los Cilindros de Material Compuesto para uso doméstico e industrial, los cuales son fabricados con un material llamado "Composite" de ahí el nombre "*Cilindros de material composite*", que es una mezcla de materiales no metálicos, fibras de vidrio o de carbono, enriquecidas y/o reforzadas con polietileno, polipropileno y otros componentes.

Los cilindros elaborados con este material se caracterizan por brindar las siguientes ventajas:

- *Aspectos de Seguridad:*
 - No explota
 - No genera "BLEVE" (Boiling Liquid Expanding Vapour Explosion)
 - Material no corrosivo
 - Vida útil prolongada
 - Recalificación: Cada quince años
- *Aspectos relacionados con el producto:*
 - Fácil manipulación y mejor ergonomía
 - El material es resistente a los rayos UVA
 - De fácil limpieza doméstica y en planta
 - Peso 40% menor respecto al cilindro de acero
 - Reducción en la carga del operador y consumidor
 - Desmontable y reciclable
- *Aspectos relacionados con la seguridad en la operación:*
 - Menores costos de mantenimiento
 - Reducción en costos (pintura, granallado, válvulas)
 - Reducción de ruido en manipulación
 - A las plantas envasadoras, les permite utilizar la infraestructura logística actual, incluso Carrusel y Jaulas con mínimas adecuaciones
 - La tara del cilindro es estable
- *Aspectos relacionados con la seguridad de diferenciación:*
 - Personalizable
 - Opciones de más de 1 color por marca
 - No se puede pintar
 - Apilable
 - Posibilidad de colocar un chip para identificación y trazabilidad

Cabe resaltar que, las condiciones de diseño, fabricación, inspección y ensayos de los Cilindros de Material Compuesto se encuentran previstas en la Norma ISO 11119-3 y respecto a la re-inspección periódica de este tipo de cilindros se encuentra prevista en la Norma ISO 11623.

Asimismo, se ha verificado que, en países de la región como son: Colombia¹, Chile², Argentina³ y Uruguay⁴ se han implementado con gran éxito el uso de este tipo de cilindros para el envasado de GLP.

Por tanto, resulta pertinente que el Perú también esté a la par de las innovaciones de la tecnología en el uso doméstico e industrial de cilindros de materia composite; más aún si con ello se incrementará la seguridad en las operaciones de envasado de GLP, transporte y distribución de cilindros conteniendo dicho producto y sobre todo en los hogares peruanos que tienen una cocina a GLP.

Sin perjuicio de ello, este Ministerio viene preparando una normativa dirigida a optimizar el parque actual de cilindros de acero de GLP, de tal manera que se generen los incentivos necesarios para la renovación del parque y para su inspección y mantenimiento.

Propuesta

La propuesta normativa incluye el siguiente texto:

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES

PRIMERA.- Implementación de comercialización y uso de cilindros composite

Dispóngase la comercialización y uso de los cilindros de material composite para el abastecimiento de GLP envasado, de acuerdo a las condiciones técnicas y de seguridad que establezca la Dirección General de Hidrocarburos.

La implementación de la comercialización y uso de los cilindros de material composite se realiza de forma progresiva conforme al cronograma que apruebe OSINERGMIN.

2.22 SOBRE LAS FACULTADES Y OBLIGACIONES DE OSINERGMIN

A efectos de implementar lo previsto en la presente propuesta, resulta pertinente facultar a OSINERGMIN para emitir las disposiciones técnicas que resulten necesarias, lo cual incluye los mecanismos tecnológicos, así como los cronogramas de adecuación para los agentes obligados.

Cabe precisar que, los mecanismos tecnológicos implementados deben ser puestos en conocimiento y a disposición de los titulares de las actividades de hidrocarburos obligados que correspondan, asimismo se debe facilitar su acceso a la Dirección General de Hidrocarburos, en su condición de autoridad sectorial.

Asimismo, y dado que OSINERGMIN tiene la información relacionada con las solicitudes de venteo de gas natural, corresponde disponer que dicho organismo, en ejercicio de sus funciones de supervisión, remita al MINEM información sobre la materia, a fin de permitir a la autoridad sectorial verificar el cumplimiento de la política sectorial de hidrocarburos.

¹ Resolución 180196, <http://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?ruta=Resolucion/4029886>

² Artículo 31, Decreto 108, <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1064285>.

³ <https://aiglp.org/es/argentina-aprobo-el-uso-de-cilindros-de-material-compuesto/>.

⁴ Instituto Uruguayo de Normas Técnicas, UNIT-ISO 11119-3:2013.

Propuesta

La propuesta normativa incluye el siguiente texto:

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES

SEGUNDA.- Facultad de OSINERGMIN

Establézcase que, OSINERGMIN, en el plazo máximo de sesenta (60) días hábiles contado a partir de la entrada en vigencia del presente decreto supremo, emite las disposiciones técnicas que resulten necesarias para su implementación, lo cual incluye los mecanismos tecnológicos, así como los cronogramas de adecuación para los agentes obligados.

Los mecanismos tecnológicos implementados deben ser puestos en conocimiento y a disposición de los titulares de las actividades de hidrocarburos obligados que correspondan, asimismo se debe facilitar su acceso a la Dirección General de Hidrocarburos.

CUARTA.- Remisión de Información sobre venteo

OSINERGMIN debe cumplir con remitir a la Dirección General de Hidrocarburos un Reporte Trimestral, el cual debe contener los datos de las solicitudes sobre venteo inevitable por Contingencia o por Emergencia, así como sobre venteo operativo que le sean reportados durante dicho trimestre; así como, debe detallar las supervisiones y fiscalizaciones realizadas dentro del trimestre, respecto de las solicitudes presentadas. La presentación de los reportes trimestrales, deberá realizarse dentro de los cinco (05) primeros días hábiles del mes siguiente al que corresponde el reporte a presentar.

2.23 SOBRE LA REGULACIÓN DEL CONTROL DEL DESVÍO DE COMBUSTIBLES

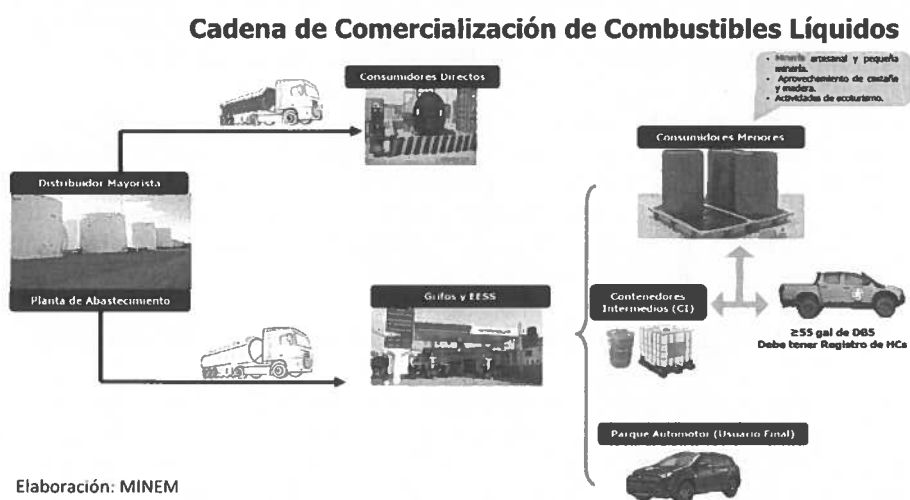
El Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y otros productos derivados de los Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 045-2001-EM establece en su artículo 5 que *"Únicamente las Personas que cumplan con las disposiciones legales vigentes y con las normas contenidas en el presente Reglamento y demás normas aplicables, podrán comercializar cualquier tipo de Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos. Asimismo, cualquier persona que realice actividades en el Subsector Hidrocarburos, podrá desempeñar una o más actividades de comercialización que permita el presente Reglamento, siempre que cumpla con los requisitos exigidos".*

Ahora bien, en el Título Quinto del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 045-2001-EM, se preceptúan las Normas de Calidad y Procedimientos de Control Volumétrico. El cual establece en el artículo 50.b, lo siguiente:

"Artículo 50-b.- *Para efectos de las acciones de supervisión y fiscalización, los Productores, Importadores en Tránsito, Operadores de Plantas de Abastecimiento, Plantas de Abastecimiento en Aeropuerto y Terminales, Distribuidores Mayoristas, Comercializadores de Combustible para Embarcaciones, Comercializadores de Combustible de Aviación, Distribuidores Minoristas, Transportistas y Establecimientos de Venta al Público de Combustibles asumen plena responsabilidad por la calidad y cantidad de los combustibles comercializados, dentro de la actividad que les corresponda en la cadena de comercialización."*

Desde el punto de vista técnico legal, las actividades de comercialización de combustibles líquidos y otros productos derivados de los hidrocarburos solo pueden ser realizadas por las personas que cumplan los requisitos y se inscriban en el Registro de Hidrocarburos, como bien se ha señalado en los considerandos del Decreto Supremo N° 004-2010-EM que transfiere al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN el Registro de Hidrocarburos⁵.

A su vez, resulta importante señalar que, los agentes inscritos en el Registro de Hidrocarburos deben actuar dentro de los parámetros establecidos en el marco normativo, por ejemplo, un Consumidor Directo debe adquirir el producto en sus instalaciones para el desarrollo de sus actividades económicas y está prohibido de comercializar combustibles, salvo algunas excepciones. Asimismo, un establecimiento de venta al público de combustibles debe descargar el producto en sus tanques para su posterior despacho a usuarios finales. Así tenemos, que la cadena de comercialización de combustibles líquidos y OPDH se rige por el siguiente esquema:



En efecto, dentro de la cadena de comercialización de combustibles líquidos todos los agentes cumplen una labor específica, la cual se inicia con la carga de combustible en camiones cisterna dentro de una Planta de abastecimiento. Una vez terminada la operación de carga de combustibles, este camión cisterna que cuenta con toda la documentación avala el transporte del combustible, tiene la obligación de descargar el volumen íntegro en las instalaciones de un Consumidor Directo o en un Establecimiento de Venta al público.

Asimismo, la transacción que se realiza debe encontrarse autorizada en el Sistema de Control de Órdenes de Pedido (SCOP), el cual es administrado por el OSINERGMIN. Este sistema, no interfiere en el mercado, pero supervisa el origen, transporte y destino de los combustibles que se comercializa a nivel nacional entre todos aquellos agentes que se encuentran debidamente autorizados (con Registro de Hidrocarburos).

Además, el SCOP es el procedimiento único para la adquisición de Combustibles Líquidos, Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos y Gas licuado de Petróleo, estando obligados a su cumplimiento todas las personas naturales o jurídicas inscritas en el Registro de Hidrocarburos a efectos de adquirir Combustibles Líquidos, OPDH y GLP, de acuerdo a lo previsto en la

⁵ Decreto Supremo N° 004-2010-EM "(...) el Ministerio de Energía y Minas emitió la normatividad reglamentaria para regular las diversas actividades del subsector hidrocarburos, estableciendo como una exigencia, a cargo de los diversos agentes de la industria, que para poder operar en el mercado previamente se inscriban en el Registro de Hidrocarburos, el cual tiene el carácter de constitutivo y es administrado y regulado por la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas".

Primera Disposición Transitoria del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 045-2001-EM.

En ese orden de ideas, el OSINERGMIN señala que a través del SCOP se pueden identificar indicios sobre los desbalances entre la oferta y demanda de los agentes, reduciendo el ámbito de acción sobre el cual efectuar investigaciones a potenciales comercializadores no autorizados o a proveedores de los mismos⁶.

De la misma manera, cabe señalar que el SCOP es una importante herramienta que permite conocer todas las transacciones de compra y venta de hidrocarburos a nivel nacional, coadyuvando a combatir el desvío de combustible hacia actividades no autorizadas⁷; entre otras.

No obstante, el desvío de combustible requiere de mayores instrumentos de control que permitan detectar oportunamente la realización de este tipo de operaciones, empezando por la fuente u origen del probable abastecimiento, tales como el control de inventarios o stocks de combustibles en los tanques de almacenamiento de los agentes autorizados.

En ese sentido, resulta pertinente establecer medidas para un mejor control de las Actividades de Comercialización de hidrocarburos, reforzar la seguridad sobre el uso de los Combustibles y optimizar la reglamentación sobre supervisión de los inventarios de los agentes Establecimientos de Venta al Público de Combustibles, Consumidores Directos de Combustibles Líquidos, de los Consumidores Directos con Instalaciones Móviles y de los Consumidores Menores inscritos en el Registro de Hidrocarburos.

2.24 **SOBRE LA SUPERVISIÓN DE INVENTARIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS**

Al respecto, durante el desarrollo de las operaciones de despacho, transporte y descarga, el combustible pasa por cambios físicos los cuales pueden generar un aumento de volumen o una reducción de este. Esto se da en situaciones donde se involucra un cambio de temperatura, generalmente, cuando las unidades de transporte tienen trayectos a nivel interprovincial o por la misma actividad debido a la volatilidad de los Combustibles.

En efecto, el combustible comercializado puede tener un porcentaje de pérdida o merma, el cual es ocasionado por causas inherentes a la naturaleza del producto o al proceso productivo.

Sobre la base de esta situación, es fundamental establecer mecanismos de supervisión de inventarios, para monitorear la cantidad real de los productos adquiridos y comercializados por los agentes, verificando que el producto adquirido a través del SCOP guarde relación con el producto descargado.

OSINERGMIN como organismo supervisor debe diseñar los procedimientos de supervisión que contemplen las acciones a seguir para verificar el cumplimiento de las obligaciones citadas, así como los instrumentos informáticos y tecnológicos que le permitan realizar sus labores de supervisión y fiscalización de las actividades de Hidrocarburos con eficiencia y eficacia.

⁶ OSINERGMIN. (2004) *La Informalidad y sus manifestaciones en la Comercialización de Combustibles Líquidos en el Perú*. Oficina de Estudios Económicos (p. 87). Lima.

⁷ OSINERGMIN. (2021). *Osinergrmin dicta medida que obliga a todos los comercializadores de combustibles y GLP a reportar sus transacciones y precios de venta*. Portal Web del Gobierno Peruano. (<https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/noticias/343854-osinergmin-dicta-medida-que-obliga-a-todos-los-comercializadores-de-combustibles-y-glp-a-reportar-sus-transacciones-y-precios-de-venta>)

Es importante señalar que el OSINERGMIN, según lo establecido en las Leyes N° 26734 y N° 29901, está facultado para supervisar el cumplimiento de las disposiciones técnicas y de seguridad que regulan las actividades de comercialización de hidrocarburos.

2.25 SOBRE LA INSTALACIÓN DEL SISTEMA GPS Y REMISION DE INFORMACIÓN

Al respecto, el Sistema de posicionamiento Global (GPS) permite conocer la ubicación en tiempo real de toda unidad de transporte de hidrocarburos, a fin de asegurar la trazabilidad y el destino del volumen de combustible transportado, constituyendo una herramienta adicional para combatir el desvío de combustible hacia actividades no autorizadas o ilegales.

En efecto, de acuerdo a los Decretos Supremos N° 001-2011-EM y N° 008-2016-EM, se estableció la obligación del uso de GPS para las unidades de transporte de petróleo crudo, GLP, combustibles líquidos y OPDH que circulen por los departamentos de Madre de Dios, Cusco y Puno.

Asimismo, a través del Decreto Supremo N° 009-2020-EM se dispuso el uso de GPS para todas las unidades de transporte terrestre de GLP, a nivel nacional.

De acuerdo a ello, resulta pertinente extender el uso obligatorio del sistema de GPS para todos los camiones cisterna, camiones tanque y medios de transporte en contenedores intermedios de combustibles líquidos y OPDH a nivel nacional, *los cuales deben brindar acceso a OSINERGMIN a dicho sistema, conforme a los procedimientos, cronogramas y medios tecnológicos que dicho organismo establezca.*

Cabe precisar que, con la finalidad de verificar el desarrollo del mercado de hidrocarburos, resulta pertinente disponer que el OSINERGMIN reporte al MINEM, de forma trimestral, el resultado de las acciones de supervisión y fiscalización (incluyendo medidas y sanciones impuestas), según el tipo de agente, unidad operativa, antecedentes de cumplimiento y nivel de riesgo; considerando como indicadores de evaluación: el número de emergencias y/o intervenciones realizadas y el nivel de cumplimiento registrado; asimismo, incluye las propuestas de mejora normativa con los sustentos respectivos.

Por otro lado, y considerando que, de la presente propuesta se fortalece el control de combustibles a fin de evitar su desvío de combustibles para actividades ilegales, estableciendo que OSINERGMIN apruebe las herramientas tecnológicas para controlar la trazabilidad y destino de los combustibles, asimismo, existiendo una regulación que establece las especificaciones de calidad que deben cumplir los combustibles, resulta pertinente dejar sin efecto el Decreto Supremo N° 023-2006-EM que aprobó el Reglamento para el Uso de Marcadores en los Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos.

2.26 SOBRE LA EXCEPCION DE VOLUMEN DE VENTAS MINIMAS A LOS DISTRIBUIDORES MAYORISTAS DE COMBUSTIBLES DE EMBARCACION

Al respecto, las obligaciones de ventas mínimas de combustibles deben ser consecuentes con la gama de productos a ofertar por el agente obligado, pero sobre todo con la demanda del mercado. De la evaluación del Registro de Comercializadores de combustible de Embarcación (CCE), se puede apreciar que solo se cuenta con veintinueve (29) inscritos, de los cuales catorce (14) están ubicados en Lima y Callao.

A su vez de la revisión de la demanda de combustibles de embarcación, se puede apreciar que si los Distribuidores Mayoristas quisieran comercializar únicamente combustibles de embarcación no llegarían a la meta propuesta, siendo esta cuatrocientos veinte mil (420 000,00) barriles semestrales.

Ventas Diesel Marino/ I.F.O. / M.G.O. a nivel nacional, 2013-2020 (MILES DE BARRILES)								
AÑO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Promedio mensual	129.58	77.01	89.14	113.62	103.47	92.87	110.81	66.09

En este escenario, sumando las ventas realizadas a nivel nacional de productos utilizados en embarcaciones de todos los agentes involucrados, en el año 2020 solo se llegó hasta 66.09 miles de barriles al mes, lo cual exige establecer incentivos para ampliar la oferta de Distribuidores Mayoristas que solo comercialicen combustibles de embarcación.

De acuerdo con lo expresado en los numerales precedentes se propone modificar el Decreto Supremo N° 045-2001-EM, de acuerdo al siguiente articulado:

PROPUESTA
<p>Incorporación de los artículos 57A, 57B, 57C al Reglamento de Comercialización de Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 045-2001-EM</p> <p><i>Incorpórese los artículos 57A, 57B y 57C al Reglamento de Comercialización de Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 045-2001-EM, de acuerdo al siguiente texto:</i></p> <p><i>"Artículo 57A.- Seguridad del destino de los combustibles líquidos</i></p> <p><i>Los Establecimientos de Venta al Público de Combustibles Líquidos, los Consumidores Directos de Combustibles Líquidos, los Consumidores Directos con Instalaciones Móviles y los Consumidores Menores inscritos en el Registro de Hidrocarburos solo pueden descargar, despachar y/o consumir, según corresponda, el volumen adquirido a través del Sistema de Control de Órdenes de Pedido (SCOP) de OSINERGMIN.</i></p> <p><i>Los agentes mencionados son responsables de asegurar que el combustible llegue al destino registrado en la orden de pedido y una vez descargado deben cerrar la orden de pedido de acuerdo al procedimiento de OSINERGMIN.</i></p> <p><i>OSINERGMIN establece los mecanismos tecnológicos correspondientes que permitan asegurar la verificación y control de lo previsto en el presente artículo, para lo cual dispone del auxilio de la Policía Nacional del Perú y demás entidades competentes.</i></p> <p><i>En caso de incumplimiento de lo previsto en el presente artículo se suspende Registro de Hidrocarburos del agente infractor. La suspensión se realiza por hasta treinta</i></p>

(30) días calendario; de reiterarse el incumplimiento en el lapso de un año, se duplica el plazo de suspensión.

Artículo 57B.- Seguridad en el transporte de combustibles líquidos y OPDH

Los responsables de los camiones cisterna, camiones tanque, y medios de transporte en contenedores intermedios de Combustibles Líquidos y de Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos, solo deben transportar y descargar el volumen registrado a través del Sistema de Control de Órdenes de Pedido (SCOP) de OSINERGMIN.

Los agentes mencionados son responsables de asegurar que el producto llegue al destino registrado en la orden de pedido.

Los agentes mencionados deben instalar el Sistema de GPS en sus unidades vehiculares y brindar acceso a OSINERGMIN a dicho sistema, conforme a los procedimientos, cronogramas y medios tecnológicos que dicho organismo establezca. Asimismo, no deben manipular y/o retirar el equipo de GPS.

En caso de incumplimiento de lo previsto en el presente artículo se suspende el Registro de Hidrocarburos del agente infractor. La suspensión se realiza por hasta treinta (30) días calendario; de reiterarse el incumplimiento en el lapso de un año, se duplica el plazo de suspensión.

Artículo 57C.- Remisión de información sobre supervisión

El OSINERGMIN reporta al MINEM, de forma trimestral, el resultado de las acciones de supervisión y fiscalización (incluyendo medidas y sanciones impuestas), según el tipo de agente, unidad operativa, unidad vehicular, antecedentes de cumplimiento y nivel de riesgo; el reporte considera como indicadores de evaluación: el número de intervenciones realizadas y el nivel de cumplimiento registrado.

Artículo 2.- Modificación del literal c) del artículo 42 del Reglamento de Comercialización de Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos.

Modifíquese el literal c) del artículo 42 del Reglamento de Comercialización de Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 045-2001-EM, de acuerdo al siguiente texto:

"Artículo 42.- Obligaciones del Distribuidor Mayorista

*Constituyen deberes del Distribuidor Mayorista los siguientes:
(...)*

c) Tener un volumen mínimo de ventas, a nivel nacional, de cuatrocientos veinte mil (420 000,00) barriles semestrales, lo cual se verificará mensualmente. Los Distribuidores Mayoristas deberán alcanzar dicho volumen en un período no mayor de once (11) meses calendario, contados a partir del mes calendario siguiente de iniciadas las actividades.

El volumen de ventas de Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos no se incluirá para el cálculo del cumplimiento de la obligación referida en el párrafo precedente.

*Los Distribuidores Mayoristas que únicamente comercialicen Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos o únicamente Combustibles de Aviación o **únicamente Combustibles para Embarcaciones** no están incursos en la obligación de volumen mínimo de ventas.*

Para la calificación del volumen mínimo de ventas a que hace referencia el primer párrafo del presente literal no se tomarán en cuenta el volumen de ventas de las exportaciones y las ventas entre Distribuidores Mayoristas cuando el combustible no salga de la Planta de Abastecimiento.

El OSINERGMIN reportará mensualmente el cumplimiento de dichas obligaciones a la DGH.

La obligación prevista en el presente literal no será aplicable a los titulares de Refinerías o Plantas de Procesamiento que se hayan constituido como Distribuidores Mayoristas para la comercialización de sus productos, ni para aquellos Distribuidores Mayoristas que operen a partir de su propia Planta de Abastecimiento."

2.27 **SOBRE LA MODIFICACIÓN DEL ARTÍCULO 8 DEL REGLAMENTO PARA LA COMERCIALIZACIÓN DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO**

A través del Decreto Supremo N° 01-94-EM se aprobó el Reglamento para la Comercialización de Gas Licuado de Petróleo, con la finalidad de regular, entre otros, el sistema de comercialización y transporte de Gas Licuado de Petróleo – GLP;

Asimismo, a través de los Decretos Supremos Nos. 045-2010-EM y 015-2015-EM, se modificó el artículo 8 del Decreto Supremo N° 01-94-EM y se emitieron otras disposiciones, estableciendo que todos los agentes que almacenen GLP en Plantas de Abastecimiento se encuentran obligados a mantener una existencia mínima y media de dicho producto; adicionalmente, se establecieron plazos de adecuación para las instalaciones de almacenamiento de GLP y para la presentación de medidas alternativas, entre ellas, el almacenamiento flotante.

Cabe señalar que, la obligación de mantener una existencia de GLP resulta necesaria a fin de asegurar el suministro de dicho producto en el mercado interno **y el cumplimiento efectivo de las referidas existencias**, evitando el desabastecimiento ante situaciones de interrupción en la cadena de suministro. Por lo que, resulta necesario tomar las medidas pertinentes que permitan asegurar el normal abastecimiento de GLP y consecuentemente el desarrollo de las actividades productivas, así como el consumo doméstico y vehicular.

En ese contexto, es preciso señalar que, el inventario de existencias resulta equivalente a quince días del promedio de los despachos diarios durante los últimos seis (06) meses, implicando que cualesquiera que sean los niveles de existencias diarias alcanzadas, éstas no garantizan la seguridad en el abastecimiento durante todos los días del periodo. Asimismo, la actual obligación de mantener existencias de GLP no considera como parte del inventario, el almacenamiento flotante de GLP de buques o barcasas; por ello, resulta necesario establecer

que los agentes obligados pueden contabilizar como parte de sus existencias, el volumen del GLP que tengan almacenado en las siguientes instalaciones:

- a) Planta de Producción de GLP con instalaciones para el despacho de producto a medios de transporte.
- b) Plantas de Abastecimiento aledañas o adyacentes a las Plantas de Producción con instalaciones para el despacho de producto a medios de transporte.
- c) Buques o barcasas, con facilidades para garantizar la disponibilidad del producto en tierra. En este extremo y para el caso de las existencias medias se puede incluir hasta un máximo de diez (10) días de despacho promedio de los últimos seis (06) meses.

Por otro lado, el artículo 8 establece también, que se podrá disponer de las existencias de GLP, en los casos donde la Dirección General de Hidrocarburos, de oficio o por comunicación de parte, declare la existencia de una situación que afecte el abastecimiento de GLP; motivo por el cual durante los últimos años se ha venido exonerando el cumplimiento de las existencias de GLP a los agentes obligados al cumplimiento de las mismas.

En ese sentido, resulta necesario dinamizar la actuación de la administración en casos no previsibles y donde sea necesario hacer el uso de las existencias de GLP en las Plantas de Abastecimiento a nivel nacional, con el objeto de optimizar la eficiencia en las actuaciones para la obtención de la exoneración correspondiente, evitando dilación en el trámite respectivo.

En adición a ello, los eventos ocurridos, principalmente debido a factores climatológicos y hechos fortuitos que afectaron la infraestructura existente para el transporte de Líquidos de Gas Natural, ocasionaron la disminución de la producción de GLP y la afectación de su suministro al mercado interno, lo que ha evidenciado que esta situación pueda repetirse a futuro, por lo que, resulta necesario tomar las acciones pertinentes para asegurar la eficiencia en la actuación del Estado.

Por otro lado, se debe considerar que, de acuerdo al Decreto Supremo N° 015-2015-EM, en caso los agentes obligados a mantener existencias no cuenten con la capacidad de almacenamiento propia o contratada necesaria que les permita cumplir con las existencias de GLP, a la fecha de entrada en vigencia de la presente norma, podrán acogerse a un plazo de adecuación que será determinado por el OSINERGMIN para cada agente que realice ventas de GLP a partir de una Planta de Abastecimiento, debiendo cumplir con los requisitos y plazos que establezca la referida entidad. El OSINERGMIN, en un plazo máximo de treinta (30) días calendario, establecerá el procedimiento correspondiente.

Sin perjuicio de ello, la citada norma dispone que los agentes obligados que no cuenten con capacidad de almacenamiento en Plantas de Abastecimiento, en un plazo que no excederá de diez (10) días calendario, deberán presentar para aprobación del OSINERGMIN medidas alternativas, a implementarse en un plazo máximo de treinta (30) días calendario, contados a partir de la entrada en vigencia del presente Decreto Supremo, tales como almacenamiento flotante y/o fijo, que garanticen el cumplimiento de la obligación contenida en el artículo 8 del Reglamento para la Comercialización de Gas Licuado de Petróleo, aprobado por Decreto Supremo N° 01-94-EM. Estas medidas se encontrarán vigentes hasta la culminación del plazo de adecuación aprobado por el OSINERGMIN, según lo indicado en el párrafo anterior.

De acuerdo a ello, la normativa vigente, establece expresamente que la obligación de mantener existencias de GLP se mantiene independientemente que los agentes tengan pendiente la ejecución de proyectos de infraestructura de almacenamiento; no obstante, dicha disposición debe replicarse en el Reglamento de Comercialización de GLP, en la medida que se trata de una regla de comercialización relacionada con la seguridad energética.

Asimismo, y con la finalidad de monitorear de forma oportuna los niveles de existencias mínimas de GLP, resulta pertinente disponer que los agentes obligados, así como las Empresas Envasadoras y Gasocentros, informen a OSINERGMIN, de forma diaria y hasta las 9.00am los volúmenes de existencias disponibles para abastecer al mercado nacional, utilizando los mecanismos tecnológicos y procedimientos que dicho organismo establezca.

De acuerdo con lo expresado en los numerales precedentes se propone modificar el artículo 8 del Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 01-94-EM, de acuerdo al siguiente articulado:

PROPUESTA
<p>Modificación del artículo 8 del Reglamento para la Comercialización de Gas Licuado de Petróleo, aprobado por Decreto Supremo N° 01-94-EM</p> <p>Modifíquese el artículo 8 del Reglamento para la Comercialización de Gas Licuado de Petróleo, aprobado por Decreto Supremo N° 01-94-EM, de acuerdo al siguiente texto:</p> <p><i>"Artículo 8.- Obligación de Contar con Existencia de GLP</i></p> <p><i>Todos los agentes que realicen ventas de GLP a partir de una Planta de Abastecimiento y que cuenten con capacidad de almacenamiento propia o contratada en la referida Planta, están obligados a mantener una existencia media de dicho producto equivalente a quince (15) días de despacho, al mercado nacional, promedio de los últimos seis (06) meses, así como mantener en ella, en todo momento del día, una existencia mínima de GLP almacenado equivalente a cinco (05) días de despacho promedio de los últimos seis (06) meses.</i></p> <p><i>Los Productores podrán incluir como parte de sus existencias, el volumen del GLP que tengan almacenado en las siguientes instalaciones:</i></p> <p><i>d) Planta de Producción de GLP con instalaciones para el despacho de producto a medios de transporte.</i></p> <p><i>e) Plantas de Abastecimiento aledañas o adyacentes a las Plantas de Producción con instalaciones para el despacho de producto a medios de transporte.</i></p> <p><i>f) Buques o barcasas, con facilidades para garantizar la disponibilidad del producto en tierra. En este extremo y para el caso de las existencias medias se puede incluir hasta un máximo de diez (10) días de despacho promedio de los últimos seis (06) meses.</i></p> <p>(...)</p> <p>Se podrá disponer de las existencias señaladas en los párrafos anteriores, en los casos donde la Dirección General de Hidrocarburos, de oficio o por comunicación de parte, declare la existencia de una situación que afecte el abastecimiento de GLP. Para el caso de comunicaciones de terceros, éstos deberán presentar la documentación necesaria que sustente tal situación. A través de Resolución Viceministerial se establecerá los criterios y procedimientos para la exoneración de dichas existencias.</p>

La obligación de mantener existencias de GLP es exigible independientemente de los proyectos de infraestructura de almacenamiento que tengan los agentes obligados.

Los agentes obligados a mantener existencias de GLP, así como las Empresas Envasadoras y Gasocentros deben informar a OSINERGMIN sobre el volumen de existencias mínimas diarias de GLP disponibles hasta las 9:00am, a través de los mecanismos tecnológicos y procedimientos que dicho organismo establezca.

OSINERGMIN reporta a la Dirección General de Hidrocarburos, de forma mensual, los volúmenes de existencias de GLP por agente y unidad operativa, las acciones de supervisión de cumplimiento de la obligación de mantener existencias de GLP, así como, cualquier situación que ponga el riesgo el abastecimiento de GLP.

2.28 SOBRE LA REGULACIÓN DE LA INSPECCIÓN DE HERMETICIDAD DEL SISTEMA DE TANQUES ENTERRADOS

Las actividades de hidrocarburos son riesgosas, debido a las características explosivas e inflamables de los combustibles, por ello existen diversas normas que están orientadas a preservar la integridad y salud del personal, consumidores y terceras personas.

Al respecto, los tanques enterrados de almacenamiento se utilizan en muchos sectores de la industria para el almacenamiento de combustibles líquidos y otros productos derivados de los hidrocarburos, en la distribución de sus productos, principalmente en los Establecimientos de Venta al público (Grifos y Estaciones de Servicio) y Consumidores Directos.

En ese sentido, cabe señalar que los tanques enterrados son susceptibles a las filtraciones o fugas que afectan la seguridad pública y ambiental considerablemente. Además, la mayoría de los tanques enterrados de quince (15) años o más de antigüedad presentan un alto riesgo de sufrir filtraciones o fugas en su estructura de esta forma como consecuencia se tendría contaminación del agua y del suelo, esto debido a que fueron construidos de acero al carbón con poco o nula protección contra la corrosión. Asimismo, las condiciones naturales que inducen la corrosión incluyen; suelos salinos, suelos húmedos o suelos ácidos.

Es importante mencionar que, las condiciones antes mencionadas ocasionan que los tanques se oxiden y que ocurran fugas de combustible, ocasionando que los productos de hidrocarburos se filtren al suelo o agua subterránea contaminándola u originando vapores volátiles que a su vez ingresan a los sótanos y desagües pudiendo causar riesgos de salubridad y hasta una explosión.

En adición a ello, los tanques enterrados de almacenamiento, están sujetos en forma permanente a esfuerzos internos y externos debido a los movimientos que se presentan principalmente en las operaciones de descarga de combustibles de los camiones cisterna, despacho al parque automotor y cargas dinámicas cuando se encuentren ubicados en zona de tráfico vehicular o asentamientos naturales del terreno, lo cual puede causar daños a las estructuras de los tanques y tuberías enterradas y por ende problemas de fugas y filtraciones.

Ahora bien, los tanques enterrados de almacenamiento están acompañados de tuberías y conexiones que también son susceptibles de filtraciones o fugas, razón por la cual deben

encontrarse en óptimo estado. El conjunto de instalaciones de tanques, tuberías y conexiones es denominado Sistema de Tanques Enterrados (STE).

Por otro lado, el Decreto Supremo N° 064-2009-EM, establece la metodología para determinar la periodicidad de las pruebas de hermeticidad de los Sistemas de Tanques Enterrados – STE en el Perú, a través de la Matriz de Índice de Riesgos; siendo que, el numeral 3.14 del artículo 3° del referido Decreto Supremo, define el Informe de Índice de Riesgo como el documento emitido por una persona natural o jurídica, inscrita en el Registro del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN, el cual basado en el indicador obtenido a través de la evaluación de la matriz de riesgo, determina la periodicidad de inspección de hermeticidad de STE.

Al respecto, de acuerdo a lo informado por OSINERGMIN, a la fecha se viene suscitando inconformidades con los resultados de los Informes de Índice de Riesgo emitidos por las personas inscritas en el Registro a cargo del OSINERGMIN, lo cual genera un riesgo en la seguridad de los establecimientos y el ambiente, asimismo, la normativa vigente considera una puntuación para catorce (14) parámetros, de los cuales siete (07) requieren de información a través de análisis del suelo en laboratorio, lo cual genera un costo adicional para los agentes obligados para elaborar el Informe de Índice de Riesgos, en adición al costo por los servicios del profesional que elabora dicho informe.

Asimismo, de acuerdo a lo comunicado por las Empresas inscritas en el Registro del OSINERGMIN y que se encuentran debidamente acreditadas ante el INACAL para brindar el servicio de certificación de la hermeticidad de Sistema de Tanques Enterrados de los establecimientos, se estaría permitiendo la acreditación de empresas que no cumplen en parte con lo establecido en el Decreto Supremo N° 064-2009-EM, en la medida que algunas empresas solo realizarían pruebas de la parte seca más no de la parte húmeda del tanque, lo que también conllevaría a riesgos en la seguridad de los establecimientos y el ambiente;

De esta forma, resulta necesario establecer disposiciones orientadas a optimizar el proceso de inspección de la hermeticidad del Sistema de Tanques Enterrados de tal manera que se permita contar con una mejor predictibilidad sobre la periodicidad de las pruebas de hermeticidad que se deben realizar, así como, asegurar la ejecución adecuada de dichas pruebas o inspecciones, contando para tal efecto con la participación de OSINERGMIN a través del diseño de los procedimientos operativos correspondientes.

La propuesta normativa en este extremo contiene lo siguiente:

Artículo 1. - Finalidad

El presente artículo define de manera clara y precisa que la presente norma establece condiciones técnicas mínimas, es decir, el agente puede tomar mayores medidas de precaución para la inspección periódica de hermeticidad de tuberías y tanques enterrados que almacenan combustibles líquidos y otros productos derivados de los hidrocarburos.

Propuesta

La propuesta normativa incluye el siguiente texto:

Artículo 1.- Finalidad

La finalidad de la presente norma es establecer las condiciones técnicas mínimas para la Inspección periódica de Hermeticidad de los tanques enterrados y las tuberías enterradas que almacenan Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos.

Artículo 2. - Alcance

El presente artículo tiene como fin, establecer el marco de aplicación de la norma, el cual se extiende a nivel nacional e incorpora a las tuberías enterradas que estén conectadas a tanques en superficie para Establecimientos de Venta al Público de Combustibles, debido a que técnicamente el riesgo y las características son las mismas que de un STE, razón por la cual las condiciones mínimas deben ser iguales.

Propuesta

La propuesta normativa incluye el siguiente texto:

Artículo 2.- Alcance

Las disposiciones de la presente Norma se aplican a nivel nacional a los operadores de Sistemas de Tanques Enterrados nuevos y existentes, que almacenan Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos dentro del territorio nacional.

La presente norma se aplica también a las tuberías enterradas que estén conectadas a tanques en superficie, sólo en el caso de Establecimientos de Venta al Público de Combustibles.

Artículo 3. - Definiciones

El presente artículo tiene como finalidad definir conceptos que serán utilizados en la presente norma, a efectos de dar predictibilidad y claridad al administrado, con el objeto de evitar confusiones con conceptos definidos en otras normas del Subsector Hidrocarburos. Asimismo, es necesario definir conceptos técnicos, que serán de utilidad al momento de ejecutar las inspecciones, reparaciones, entre otros.

Propuesta

La propuesta normativa incluye el siguiente texto:

Artículo 3.- Definiciones

Para los efectos de la presente Norma, se aplicarán las definiciones que se detallan a continuación:

3.1 Certificado de Inspección de Hermeticidad del STE: Documento emitido por una Empresa Inspectora que, basado en un Informe de Inspección, garantiza que un

Sistema de Tanques Enterrados - STE cumple con las normas de hermeticidad correspondientes.

3.2 DGH: Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas.

3.3 Empresa Inspectora: Persona jurídica, nacional o extranjera acreditada por INACAL e inscrita en el Registro de OSINERGMIN para efectuar la inspección de la hermeticidad del STE.

3.4 Fuga: Cualquier tipo de derrame, goteo, emisión, descarga, escape, lixiviación o eliminación desde un STE al agua subterránea, agua de superficie o subsuelo.

3.5 Índice de Fuga: Pérdida de producto en un STE por unidad de tiempo.

3.6 Informe de Inspección: Documento emitido por una Entidad Inspectora, que determina si un STE cumple o no con las normas de hermeticidad correspondientes.

3.7 Inspección: Examen del diseño de un producto, servicio, proceso o planta y determinación de su conformidad con requisitos específicos o generales sobre la base de un juicio profesional.

3.8 OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

3.9 Instituto Nacional de Calidad (INACAL): Organismo Público Técnico Especializado, adscrito al Ministerio de la Producción, que tiene dentro de sus competencias la acreditación de organismos de inspección en el ámbito nacional.

3.10 Sistema de Detección de Fugas: Sistema que incluye todo el equipo para declarar que existen fugas.

3.11 Sistema de Tanques Enterrados (STE): Es el conjunto de instalaciones que comprende a tanques, tuberías y conexiones que se encuentren instalados por debajo de la superficie. Se incluye en esta definición a los tanques instalados totalmente bajo superficie, tanques monticulados y tanques tapados, así como; a las tuberías enterradas que están conectadas a tanques en superficie.

3.12 OEFA: Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental.

3.13 Reparaciones en el STE: Aquellas acciones dirigidas a restablecer a condiciones de operación adecuadas un tanque o una tubería que haya causado una liberación (fuga) de combustible o que no haya funcionado correctamente. La reparación tiene por objeto obtener un perfecto sellado, así como evitar que progrese el deterioro interior del tanque o tubería, prolongando de este modo la vida útil del mismo.

3.14 Mejoras en el STE: Aquellas acciones dirigidas a adicionar algún sistema de protección de tanque o tubería existente, como por ejemplo el revestimiento interno o la instalación de un sistema de protección catódica.

3.15 Soluciones Tecnológicas: Plataforma puesta a disposición por el OSINERGMIN, que permite llevar a cabo, de forma controlada, el proceso de ejecución de las pruebas de inspección de hermeticidad de STE y obtener resultados inmediatos.

3.16 Tanque Enterrado: Se refiere a un tanque o recipiente que está totalmente enterrado bajo el nivel del terreno, se cubre con material sólido y está expuesto a presiones ocasionadas por el empuje o peso del material que los rodea

3.17 Tanque Monticulado: Aquel tanque diseñado para servicio enterrado, instalado por encima de la mínima profundidad requerida para servicio enterrado, o diseñado para servicio superficial, instalado sobre el nivel del terreno. En ambos casos, deberá cubrirse con material no corrosivo compactado en seco, tal como arena de río desalinizada o polvillo de cantera u otro material adecuado. Los tanques completamente monticulados deberán cumplir con las exigencias aplicables para los Tanques Enterrados. Los tanques parcialmente monticulados deberán cumplir con las exigencias aplicables para Tanques Superficiales.

3.18 Tanque Tapado: Tanque total o parcialmente sobre el nivel del suelo, que está totalmente cubierto con tierra, arena u otro material adecuado.

CAPÍTULO II - DE LOS SISTEMAS DE TANQUES ENTERRADOS

Artículo 4. - De la instalación del Sistema de Detección de Fugas para STE

El presente artículo tiene como finalidad dar seguridad a la STE desde su diseño, incluyendo un Sistema de Detección de Fugas, así como su equipamiento, que permita alertar a los operadores de manera idónea y oportuna para así evitar deflagraciones y accidentes.

Propuesta

La propuesta normativa incluye el siguiente texto:

Artículo 4.- De la instalación del Sistema de Detección de Fugas para STE

Todo STE debe incluir en su diseño, el Sistema de Detección de Fugas a ser utilizado. Asimismo, en caso se requiera algún equipamiento para el Sistema de Detección de Fugas elegido, éste debe ser correctamente instalado antes de la puesta en servicio del STE.

Artículo 5. - Del Sistema de Detección de Fugas de tanques

El presente artículo tiene como finalidad establecer las consideraciones técnicas específicas que deben seguir los agentes para implementar el Sistema de Detección de Fugas de tanques; el cual deberá estar compuesto de un Control de Inventarios y de Pruebas de Inspección de Hermeticidad de tanques enterrados.

En ese sentido, se establece de forma detallada el plazo en que debe realizarse la actividad, los valores base para catalogar una fuga, la medida de los equipos a utilizar, así como que tecnologías, entre otros; información necesaria para un funcionamiento óptimo del Sistema de Detección de Fugas.

Propuesta

La propuesta normativa incluye el siguiente texto:

Artículo 5.- Del Sistema de Detección de Fugas de tanques

Donde se instalen tanques enterrados se debe implementar un Sistema de Detección de Fugas que cumpla con las siguientes consideraciones:

1. Control de Inventarios.- El control de inventarios de Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos debe realizarse en forma mensual. Para ser considerado como fuga el volumen debe ser mayor al 0.5% del manipulado en el STE del mes evaluado. Para detectar una fuga debe considerarse lo siguiente:

a) Las mediciones del volumen de inventario para ingresos y retiros de Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos y la cantidad que queda en el tanque son registrados cada día de operación a la misma hora.

b) Los equipos utilizados para medir el nivel de los Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos en todo el rango de altura del tanque debe tener una aproximación de un octavo de pulgada (3 milímetros).

c) Los ingresos de los Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos se verifican con los recibos de entrega, mediante la medición del volumen contenido en el tanque antes y después de la entrega.

d) Las entregas de los Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos se deben realizar a través de una tubería cuyo extremo tenga una distancia de quince (15) centímetros del fondo del tanque.

e) El suministro del producto (surtidor y/o dispensador) se mide y registra de acuerdo a lo señalado en el Procedimiento aprobado por la Resolución de Consejo Directivo de OSINERGMIN N° 400-2006-OS/CD o norma que lo modifique o sustituya.

f) La medición de cualquier nivel de agua en la parte inferior del tanque se debe realizar por lo menos una vez al mes, como mínimo con una aproximación de un octavo de pulgada (3 milímetros).

2. Pruebas de Inspección de Hermeticidad de tanques enterrados.- A través de las pruebas de Inspección de Hermeticidad de tanques enterrados, debe detectarse por lo menos un Índice de Fuga promedio de 0.1 galón por hora (0.3785 litros por hora). Las tecnologías a utilizar en estas pruebas pueden estar incluidas en la lista de la NWG (National Work Group) o pueden ser otras que cumplan con los niveles de rigurosidad de los siguientes protocolos:

a) EPA/530/UST-90/004 "Standard Test Procedures For Evaluation Leak Detection Methods: Volumetric Tank Tightness Testing Methods".

b) EPA/530/UST-90/005 "Standard Test Procedures For Evaluation Leak Detection Methods: No Volumetric Tank Tightness Testing Methods".

Artículo 6.- Sistema de Detección de Fugas para tuberías enterradas

El presente artículo tiene como finalidad establecer las consideraciones técnicas específicas que deben seguir los agentes para implementar el Sistema de Detección de Fugas para tuberías encerradas.

En ese sentido, se establece de forma detallada el plazo en que debe realizarse la actividad, los valores base para catalogar una fuga, que tecnologías, entre otros; información necesaria para un funcionamiento óptimo del Sistema de Detección de Fugas.

Propuesta

La propuesta normativa incluye el siguiente texto:

Artículo 6.- Sistema de Detección de Fugas para tuberías enterradas

Los Sistemas de Detección de Fugas de Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos en tuberías enterradas deben cumplir lo siguiente:

a) Si se utilizan bombas remotas para el despacho, estas deben contar con detectores de fugas, para alertar al operador la presencia de una fuga de por lo menos tres (03) galones por hora a una presión de diez (10) psig durante una hora. Los detectores de fugas pueden ser electrónicos o mecánicos y deberán garantizar la detección del ratio de fuga indicado.

En aquellas instalaciones donde se cuente con detectores electrónicos de fugas, el OSINERGMIN debe verificar la funcionalidad y fiabilidad de dichos detectores. En los casos en que la prueba de los detectores electrónicos de fugas no entregue resultados totalmente confiables, se deberá efectuar la prueba de inspección de hermeticidad.

b) Las tuberías enterradas deben ser sometidas a pruebas de Inspección de Hermeticidad para detectar por lo menos un Índice de Fuga de 0.1 galón por hora (0.3785 litros por hora), el procedimiento a utilizarse puede ser equivalente al incluido en la lista de la NWG (National Work Group) u otro similar, según lo indicado en el EPA/530/UST-90/010 "Standard Test Procedures For Evaluation Leak Detection Methods: Pipeline Leak Detection System".

Artículo 7.- De la periodicidad de prueba de inspección de hermeticidad de los STE

El presente artículo tiene como finalidad establecer la periodicidad óptima de prueba de inspección de hermeticidad de los STE que asegure su buen estado y uso. Esta periodicidad se determina considerando las características de cada tanque en particular y su tiempo de antigüedad, de esta forma se deja sin efecto la aplicación del Informe de Índice de Riesgos, y por ende la contratación del profesional que se encargaba de realizar dicho documento.

Por otro lado, resulta necesario establecer el uso de un registro de las pruebas realizadas, así como de un sistema eficiente proporcionado por el OSINERGMIN, en el cual los operadores pueden obtener el Certificado de Inspección de Hermeticidad del STE de una Entidad Acreditada.

Propuesta

La propuesta normativa incluye el siguiente texto:

Artículo 7.- De la periodicidad de prueba de inspección de hermeticidad de los STE

7.1 La periodicidad de las pruebas de inspección de hermeticidad de los STE se determina según las siguientes tablas:

Tabla 1
TANQUE METÁLICO CON REVESTIMIENTO ASFÁLTICO

Edad del Tanque	Periodicidad de la Prueba
Hasta 15 años	Cada cinco años
Mayor de 15 años y hasta 24 años	Cada tres años
Mayor de 24 años y hasta 30 años	Cada dos años
Mayor de 30 años	Cada año, hasta culminar su vida útil.

Tabla 2
TANQUE METÁLICO CON ÁNODOS DE SACRIFICIO Y/O REVESTIMIENTO CON PLÁSTICOS REFORZADOS

Edad del Tanque	Periodicidad de la Prueba
Hasta 14 años	Cada siete años
Mayor de 14 años y hasta 24 años	Cada cinco años
Mayor de 24 años	Cada tres años, hasta culminar su vida útil.

Tabla 3
TANQUE METÁLICO DE DOBLE PARED O TANQUE DE FIBRA DE VIDRIO

Edad del Tanque	Periodicidad de la Prueba
Hasta 20 años	Cada diez años
Mayor de 20 años	Cada cinco años, hasta culminar su vida útil.

7.2 OSINERGMIN o el OEFA puede solicitar al operador del STE que se realicen las pruebas de hermeticidad cuando requiera verificar las condiciones de contención o cuando existan indicios de fuga de combustible.

7.3 Para los STE que cuentan con sistema de protección catódica, el operador del STE debe realizar el mantenimiento periódico de dicho sistema, según las especificaciones de la norma utilizada para dicha instalación.

7.4 Los resultados de las pruebas de hermeticidad deben registrarse en el Libro de Registro de Inspecciones, Mantenimiento y Limpieza de cada tanque, según corresponda, el cual debe ser puesto a disposición de OSINERGMIN, de acuerdo a los procedimientos y medios tecnológicos que dicho organismo establezca.

7.5 Todos los STE con 30 años o más años de servicio y que nunca hayan sido inspeccionados, deben ser sometidos a la inspección en un plazo no mayor de seis (06)

meses a partir de la publicación de la norma, caso contrario, son suspendidos en su uso por el OSINERGMIN.

7.6 Asimismo, los operadores de los STE deben cumplir con lo siguiente:

- a) Instalar en los tanques y líneas metálicos un sistema de protección catódica que cumplan por lo menos con lo señalado en el API RP 1632 en su versión más actualizada.*
- b) Contar con equipos para prevención de derrames y sobrellenado.*
- c) Realizar el control diario de inventarios, como mínimo con una precisión de 0.5%, establecida en la Práctica Recomendada en la norma API 1621-Bulk Liquid Stock Control at Retail Outlets o norma similar o equivalente.*

Artículo 8. - Del certificado de Inspección de Hermeticidad de los STE

El presente artículo tiene como finalidad dar un marco más seguro y confiable a los Certificados de Inspección de Hermeticidad de los STE, incluyendo al sistema de Soluciones Tecnológicas implementado por OSINERGMIN, mediante el cual se establecen las medidas necesarias para un resultado de pruebas acertado y transparente.

Propuesta

La propuesta normativa incluye el siguiente texto:

Artículo 8.- Del Certificado de Inspección de Hermeticidad de los STE

El Certificado de Inspección de Hermeticidad debe ser emitido por una Empresa Inspectora, siempre y cuando el STE obtenga un resultado conforme en las pruebas, de acuerdo a las Soluciones Tecnológicas de OSINERGMIN.

Artículo 9. - Del proceso de Inspección de la Hermeticidad de lo STE

El presente artículo tiene como finalidad definir el procedimiento para solicitar las pruebas de Inspección de Hermeticidad del STE, el cual se hará a través de Soluciones Tecnológicas.

Propuesta

La propuesta normativa incluye el siguiente texto:

Artículo 9.- Del proceso de Inspección de la Hermeticidad de lo STE

El proceso de Inspección de hermeticidad de los STE empieza con la solicitud de pruebas por parte del operador del STE y concluye con la emisión del Certificado de Inspección de Hermeticidad del STE o con el Informe de Inspección, según corresponda. El proceso se realiza a través del procedimiento que establezca OSINERGMIN, el cual puede incluir las Soluciones Tecnológicas.

Los operadores del STE deben seguir los lineamientos técnicos establecidos por OSINERGMIN para realizar la reparación y/o mejoras en los tanques y/o tuberías del STE.

CAPÍTULO III - DE LAS OBLIGACIONES

Artículo 10.- Obligaciones de los operadores de STE

El presente artículo tiene como finalidad dar las pautas complementarias a las pruebas de Inspección de Hermeticidad necesarias para dar una seguridad integral al STE, asimismo, considerando que OSINERGMIN es el ente técnico encargado de supervisar esta actividad, este puede establecer otras disposiciones a efectos de dar mayor seguridad al STE.

Por último, en los casos donde exista fuga y en consecuencia una suspensión del uso del STE, esto debe ser comunicado al OEFA, entidad encargada de la fiscalización en materia ambiental.

Propuesta

La propuesta normativa incluye el siguiente texto:

Artículo 10.- Obligaciones de los operadores de STE

En adición a las demás obligaciones indicadas en el presente Decreto Supremo, los operadores de STE, están obligados a lo siguiente:

- Suspender inmediatamente el uso de tanques y/o tuberías donde se detecte fuga, para su retiro, reparación o reemplazo. Dicha situación debe ser comunicada al OSINERGMIN y OEFA, en un plazo máximo de veinticuatro (24) horas, para las acciones de fiscalización correspondientes.*
- Cumplir, como mínimo, con las recomendaciones indicadas por los fabricantes para la instalación y mantenimiento de bombas sumergibles, sin perjuicio de otras disposiciones que OSINERGMIN emita al respecto.*
- Mantener en buenas condiciones de operación los detectores de fuga instalados en las bombas sumergibles.*
- Hacer uso de las Soluciones Tecnológicas puestas a disposición por el OSINERGMIN, de acuerdo al procedimiento y condiciones técnicas que dicho organismo establezca.*
- Mantener, por un plazo mínimo de diez (10) años, contados desde la emisión del presente Decreto Supremo, los registros de la información indicada en los artículos 5 y 6 de la presente Norma.*

Artículo 11.- Obligaciones de las Entidades Acreditadas

Resulta necesario, establecer obligaciones para las Entidades Acreditadas, a efectos de que no exista un conflicto de intereses entre estas y los operadores, lo cual no permitiría realizar una inspección neutra.

Asimismo, es pertinente establecer que OSINERGMIN puede solicitar información a las Entidades Acreditadas, con el fin de realizar de forma efectiva su función de supervisión y fiscalización; añadido a ello, al igual que los operadores, las Entidades Acreditadas deben utilizar la plataforma de Soluciones Tecnológicas de OSINERGMIN, cumpliendo con los procedimientos que este órgano establezca.

Propuesta

La propuesta normativa incluye el siguiente texto:

Artículo 11.- Obligaciones de las Empresas Inspectoras

En adición a las demás obligaciones indicadas en el presente Decreto Supremo, las Empresas Inspectoras deben cumplir con las siguientes obligaciones:

11.1 No estar inscrita en el Registro de Hidrocarburos ni tener vinculación societaria con ningún agente inscrito en el referido Registro.

11.2 Encontrarse acreditadas ante el INACAL.

11.3 Estar inscritas en el Registro de OSINERGMIN, el cual las autoriza a realizar las pruebas de hermeticidad en los STE, de acuerdo al procedimiento y condiciones técnicas que dicho organismo establezca.

11.4 Proporcionar al OSINERGMIN la información que esta entidad requiera, en la forma que establezca.

11.5 Hacer uso de las Soluciones Tecnológicas puestas a disposición por el OSINERGMIN, de acuerdo al procedimiento y condiciones técnicas que dicho organismo establezca.

Artículo 12.- De los resultados de las pruebas de hermeticidad

El presente artículo tiene por finalidad incidir que las pruebas de hermeticidad de STE solo son válidas si estas han sido debidamente registradas y obtenidas siguiendo el proceso de inspección de hermeticidad a través de las Soluciones Tecnológicas del OSINERGMIN.

Propuesta

La propuesta normativa incluye el siguiente texto:

Artículo 12.- De los resultados de las pruebas de hermeticidad

Las pruebas de hermeticidad de tanques y/o tuberías sólo tienen validez si han sido registradas y obtenidas siguiendo el proceso de inspección de hermeticidad a través de las Soluciones Tecnológicas del OSINERGMIN.

2.29 MODIFICACIÓN DEL ARTÍCULO 4 DEL DECRETO SUPREMO N° 010-2021-EM, DICTAN MEDIDAS PARA ASEGURAR LA CONTINUIDAD DEL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL

Mediante el Decreto Supremo N° 017-2008-EM se establece el mecanismo de racionamiento para el abastecimiento de gas natural al mercado interno ante una declaratoria de emergencia, la misma que se refiere a situaciones que afecten el abastecimiento total o parcial de gas natural al mercado interno, debidamente calificada como tal por el MINEM mediante Resolución Ministerial.

Al respecto, mediante la Resolución Ministerial N° 127-2021-MINEM/DM se declara en emergencia el suministro de gas natural destinado a la zona norte y sur oeste del país, en atención a la presentación de un desperfecto en la Planta de Licuefacción de Gas Natural ubicada en Pampa Melchorita. Situación que afecta la operación de dichas instalaciones y ocasiona problemas en la producción de GNL para el abastecimiento del mercado interno, al ser esta planta la única fuente de abastecimiento de GNL existente a la fecha.

Por lo expuesto, mediante Decreto Supremo N° 010-2021-EM se aprobaron disposiciones que permitan ampliar las opciones de abastecimiento de productos como el Gas Natural, GNC y GNL en el mercado nacional; y de esta manera asegurar la continuidad del abastecimiento de gas natural, garantizar el suministro de los consumidores, viabilizar la construcción de la infraestructura necesaria para asegurar el abastecimiento para la prestación del servicio público de gas natural por red de ductos y coadyuvar al impulso de la masificación del gas natural.

En esa línea, el artículo 4 del Decreto Supremo N° 010-2021-EM establece que las Estaciones de Licuefacción deben contar con capacidad de almacenamiento propia y el Comercializador en Estación de Carga de GNL debe contar con capacidad de almacenamiento contratada; a fin de garantizar una existencia mínima mensual de GNL equivalente a treinta (30) días calendario de carga de GNL promedio de los últimos seis (06) meses calendario anteriores al mes del cálculo de las existencias.

Sin embargo, el mencionado artículo no precisa los criterios que se deben contemplar para que las Estaciones de Licuefacción y el Comercializador en Estación de Carga de GNL determinen la existencia mínima mensual de GNL, considerando que ambos agentes habilitados podrían suministrar GNL a concesionarios de distribución de gas natural por red de ductos, otros Agentes Habilitados en GNL y consumidores directos de GNL.

En ese sentido, se ha identificado que en atención a la prestación del servicio público de gas natural por red de ductos, se requiere garantizar las existencias de GNL para los consumidores residenciales y comerciales de concesiones distribución de gas natural por red de ductos sin generar impactos económicos o restricciones para el desarrollo de nuevos proyectos de GNL, esto con el objeto de lograr el bienestar social e impulsar la masificación del gas natural a nivel nacional.

Al respecto, es pertinente indicar que dada la particularidad del mercado de gas natural del país y el desarrollo inicial de las actividades de comercialización de GNL, a la fecha se cuenta con un (1) Comercializador en Estación de Carga de GNL inscrito en el Registro de Hidrocarburos del Osinergmin, el mismo que actualmente realiza el suministro de GNL a concesiones de distribución de gas natural por red de ductos que permite el acceso al servicio en la zona norte y sur oeste del país.

En tal sentido, es preciso señalar que la obligación de mantener las existencias de GNL se restringe a las Estaciones de Licuefacción y Comercializador en Estación de Carga de GNL que suministran GNL a concesiones de distribución de gas natural.

Asimismo, se observa que los consumidores no residenciales de las concesiones de distribución de gas natural, pueden tener consumos estacionales y oscilantes que no permitirían determinar eficientemente una capacidad de almacenamiento de GNL (propia o contratada) para mantener la existencias mínimas de GNL establecidas en el Decreto Supremo N° 010-2021-EM; por lo cual corresponde precisar que la determinación de la existencia de GNL se realiza considerando el equivalente a treinta (30) días calendario de carga de GNL promedio de los últimos seis (06) meses calendario anteriores al mes del cálculo

de las existencias, destinado al suministro de gas natural de consumidores residenciales y comerciales de las concesiones de distribución de gas natural que sean atendidas por las Estaciones de Licuefacción y el Comercializador en Estación de Carga de GNL

Para tal efecto, los concesionarios de distribución de gas natural de manera mensual debe remitir a las Estaciones de Licuefacción de GNL y al Comercializador en Estación de Carga de GNL que les suministre GNL; así como al Osinergmin los volúmenes de venta de gas natural de los consumidores residenciales y comerciales de su respectiva concesión.

Por lo expuesto, se contempla modificar el artículo 4 del Decreto Supremo N° 010-2021-EM, conforme al siguiente texto:

Propuesta
<p>La propuesta normativa incluye el siguiente texto:</p> <p>“Artículo 4.- Existencias de GNL</p> <p><i>Las Estaciones de Licuefacción y el Comercializador en Estación de Carga de GNL que suministren de GNL para el abastecimiento de concesiones de distribución de gas natural, deben contar con existencias mínimas de GNL.</i></p> <p><i>Las Estaciones de Licuefacción deben contar con capacidad de almacenamiento propia y el Comercializador en Estación de Carga de GNL debe contar con capacidad de almacenamiento contratada; para garantizar una existencia mínima mensual de GNL, equivalente a treinta (30) días calendario de carga de GNL promedio de los últimos seis (06) meses calendario anteriores al mes del cálculo de las existencias, destinado al suministro de gas natural de consumidores residenciales y comerciales. Las existencias se considerarán netas, es decir, descontando los fondos.</i></p> <p><i>Los concesionarios de distribución de gas natural o empresas que administren provisionalmente Concesiones de Distribución, deben informar de manera mensual a las Estaciones de Licuefacción de GNL y/o el Comercializador en Estación de Carga de GNL que les suministre de GNL, así como al Osinergmin; los volúmenes de venta de gas natural de los consumidores residenciales y comerciales.</i></p> <p><i>En caso de desabastecimiento parcial o total de GNL para el mercado interno, el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución Viceministerial está facultado a autorizar única y exclusivamente a empresas que administren provisionalmente Concesiones de Distribución o Concesionarios de Distribución a adquirir parte o toda la reserva que representa la referida existencia mínima mensual fijando el plazo de duración de dicha adquisición. En este caso, las Estaciones de Licuefacción y/o Comercializador en Estación de Carga de GNL no serán pasibles de sanción alguna por no mantener la referida existencia media mensual mínima durante el plazo de vigencia de la citada autorización.</i></p> <p><i>El precio de venta del GNL será el precio de venta que tenga la Estación de Licuefacción y/o Comercializador en Estación de Carga de GNL, de acuerdo a sus prácticas comerciales.</i></p> <p><i>La imposibilidad de producción de GNL a la Estación de Licuefacción y/o abastecimiento de GNL al Comercializador en Estación de Carga de GNL, por caso fortuito o fuerza mayor, debidamente calificada por el Osinergmin, eximirá del cumplimiento de la obligación de mantener existencia media mensual mínima, en el mes de la ocurrencia. Para tal efecto, de producirse un evento que ocasione el caso fortuito o fuerza mayor, éste deberá ser comunicado al Osinergmin en el plazo máximo de veinticuatro (24) horas de ocurrido.</i></p>

El incumplimiento de las existencias de GNL señaladas, es sancionado por el Osinergmin de acuerdo a su escala de multas y sanciones.”

2.30 MODIFICACIÓN DEL REGLAMENTO DE COMERCIALIZACIÓN DE GAS NATURAL COMPRIMIDO (GNC) Y GAS NATURAL LICUEFACTADO (GNL), APROBADO MEDIANTE DECRETO SUPREMO N° 057-2008-EM:

Se prevé la modificación del artículo 3 del Reglamento de Comercialización de Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuefactado (GNL), aprobado mediante Decreto Supremo N° 057-2008-EM, teniendo en consideración las precisiones de lo señalado en el artículo 4 del Decreto Supremo N° 010-2021-EM. En tal sentido, corresponde variar la definición de Estación de Licuefacción y Comercializador en Estación de Carga de GNL, conforme al siguiente texto:

Propuesta
<p>La propuesta normativa incluye el siguiente texto:</p> <p>Artículo 8.- Modificación de los numerales 1.10 y 1.29 del artículo 3 del Reglamento de Comercialización de Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuefactado (GNL), aprobado mediante Decreto Supremo N° 057-2008-EM.</p> <p>Modifícanse los numerales 1.10 y 1.29 del artículo 3 del Reglamento de Comercialización de Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuefactado (GNL), aprobado mediante Decreto Supremo N° 057-2008-EM, de acuerdo al siguiente texto:</p> <p><i>“Artículo 3.- Definiciones</i></p> <p><i>(...)</i></p> <p>1.10 Estación de Licuefacción: <i>Establecimiento que cuenta con los equipos necesarios para realizar el proceso criogénico de licuefacción con el fin de enfriar el Gas Natural a temperaturas inferiores a -160 °C y llevarlo a su estado líquido para su posterior almacenamiento, transporte y comercialización. También son denominadas Plantas de Licuefacción.</i></p> <p>En caso suministre GNL para el abastecimiento de concesiones de distribución de gas natural, la Estación de Licuefacción debe contar con capacidad de almacenamiento propia para garantizar existencias de GNL de acuerdo a lo previsto en el Decreto Supremo N° 010-2021-EM.</p> <p><i>(...)</i></p> <p>1.29 Comercializador en Estación de Carga de GNL: <i>Agente Habilitado en GNL que entrega el GNL a través de un Operador de Estación de Carga de GNL. El Comercializador en Estación de Carga de GNL no está autorizado a operar una Estación de Carga de GNL.</i></p> <p>En caso suministre GNL para el abastecimiento de concesiones de distribución de gas natural, el Comercializador en Estación de Carga de GNL debe contar con capacidad de almacenamiento contratada para garantizar existencias de GNL, de acuerdo a lo previsto en el Decreto Supremo N° 010-2021-EM.</p> <p><i>(...)”</i></p>

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES

PRIMERA. - Aprobación de procedimientos y cronograma de adecuación

Considerando que el Decreto Supremo N° 064-2009-EM es derogado y reemplazado por la presente norma, las nuevas disposiciones necesitan de un plazo para ser implementadas.

En ese sentido, la presente disposición tiene como finalidad establecer un plazo razonable para que el OSINERGMIN puede aprobar los Procedimientos y las Soluciones Tecnológicas, así como los cronogramas de adecuación que correspondan.

Propuesta
<p>La propuesta normativa incluye el siguiente texto:</p> <p>PRIMERA.- Aprobación de procedimientos y cronograma de adecuación</p> <p><i>Autorícese a OSINERGMIN para que, en el plazo de noventa (90) días calendario, contado a partir de la publicación del presente Decreto Supremo, apruebe los Procedimientos Técnicos necesarios para su implementación, así como los cronogramas de adecuación para los Operadores de STE y Empresas Inspectoras.</i></p>

SEGUNDA. - Aprobación de medidas alternativas o compensatorias

La presente disposición tiene como finalidad facultar al OSINERGMIN para que a su criterio establezca medidas alternativas o compensatorias a las pruebas de Inspección de Hermeticidad del STE.

Considerando el OSINERGMIN es el órgano técnico competente, puede estimar necesario establecer estas medidas, lo que otorga flexibilidad al sistema, sin perder el grado de seguridad que dan las disposiciones previstas en la presente norma.

Propuesta
<p>La propuesta normativa incluye el siguiente texto:</p> <p>SEGUNDA.- Aprobación de medidas alternativas o compensatorias</p> <p><i>Autorícese a OSINERGMIN a aprobar la aplicación de medidas alternativas y/o compensatorias a las disposiciones previstas en la presente norma que otorguen igual o superior grado de seguridad para la hermeticidad de los STE, para lo cual debe pronunciarse en un plazo máximo de treinta (30) días hábiles de presentada la solicitud. Una vez publicadas las medidas alternativas y/o compensatorias por OSINERGMIN, éstas son de obligatorio cumplimiento y sujetas a su supervisión.</i></p>

TERCERA. - Publicación de guías y procedimientos de supervisión

La presente disposición tiene como finalidad disponer al OSINERGMIN la publicación de las guías de supervisión del cumplimiento de la presente normativa, así como sus respectivas actualizaciones con el fin de transparentar la información.

Propuesta

La propuesta normativa incluye el siguiente texto:

TERCERA.- Publicación de guías y procedimientos de supervisión

Dispóngase que, OSINERGMIN publique las guías y procedimientos de supervisión del cumplimiento de la presente normativa, así como sus respectivas actualizaciones.

CUARTA.- Remisión de información

La presente disposición tiene por finalidad permitir que el MINEM en su condición de autoridad sectorial pueda verificar el adecuado desarrollo de las actividades de comercialización de hidrocarburos a través del monitoreo del cumplimiento de la normativa de hermeticidad del sistema de tanques enterrados.

Propuesta

La propuesta normativa incluye el siguiente texto:

CUARTA.- Remisión de información

Establézcase que, OSINERGMIN reporte al MINEM, de forma trimestral, el resultado de las acciones de supervisión y fiscalización de la presente norma, según el tipo de agente, unidad operativa, antecedentes de cumplimiento y nivel de riesgo; el reporte considera como indicadores de evaluación: el número de emergencias ocurridas y el nivel de cumplimiento registrado; asimismo, incluye las propuestas de mejora normativa con los sustentos respectivos.

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA TRANSITORIA

ÚNICA. - Plazo de Adecuación

Como se señala en la Primera Disposición Complementaria, resulta necesario un plazo de adecuación para que los operadores del STE y las Empresas Acreditadas se puedan adaptar a las disposiciones establecidas en la presente norma, cumpliendo el cronograma de adecuación que aprueba el OSINERGMIN.

Propuesta

La propuesta normativa incluye el siguiente texto:

ÚNICA.- Plazo de adecuación

Establézcase que, los operadores del STE y las Empresas Inspectoras existentes a la fecha de entrada en vigencia de la presente norma, deben adecuarse a sus disposiciones, de acuerdo al cronograma que OSINERGMIN establezca.

IV. RESPECTO A LA PRE PUBLICACIÓN DE LA NORMA

- 4.1 El presente proyecto de modificación tiene por finalidad dinamizar los procedimientos de venteo de gas natural en sus modalidades de Venteo Inevitable en casos de Contingencia, de Emergencia, así como el Venteo Operativo que permita viabilizar los trámites administrativos en un menor tiempo, haciendo eficiente la labor de administración pública.
- 4.2 Asimismo, el presente proyecto tiene por finalidad emitir disposiciones destinadas a optimizar el desarrollo de las actividades de hidrocarburos, especialmente para la implementación de proyectos que utilizan hidrocarburos, tales como gas natural, gasolinas, gasoholes, GLP y/o Diesel; así como, el hidrógeno; que tengan por finalidad asegurar el abastecimiento energético del país.
- 4.3 Por su parte, el presente proyecto también realiza precisiones a la normativa que regula la comercialización de combustibles líquidos y OPDH, y en el procedimiento de inspección de hermeticidad del sistema de tanques enterrados, a fin de reforzar la seguridad en la comercialización de combustibles.
- 4.4 Finalmente, el presente proyecto precisa la información que el Concesionario de Distribución de Gas Natural por red de ductos debe publicar en su página web, a fin que los usuarios, autoridades y sociedad en general puedan conocer las zonas donde se desarrollará el proyecto de distribución, los costos de conexión y los beneficios; así como, se proponen incentivos para impulsar el desarrollo de mayores proyectos redes de distribución, brindando predictibilidad sobre las acciones que debe realizar el concesionario para la reprogramación y/o incorporación de nuevos proyectos.
- 4.5 Así, conforme a los fundamentos precedentes, teniendo en consideración la naturaleza de las modificaciones propuestas señaladas, resulta necesaria la pre publicación de la norma, en mérito a lo dispuesto en el artículo 14 del Decreto Supremo N° 001-2009-JUS, las entidades públicas dispondrán la publicación de los proyectos de normas generales que sean de su competencia en el Diario Oficial El Peruano, en sus Portales Electrónicos o mediante cualquier otro medio, con el fin de recibir comentarios de los interesados sobre las medidas propuestas.

V. ANÁLISIS COSTO BENEFICIO

En esta sección se analiza el impacto de la propuesta normativa, para ello se evalúan los objetivos que se pretenden alcanzar y las alternativas que solucionen la problemática descrita. Finalmente, se identifican y valoran desde la perspectiva del análisis costo-beneficio la modificación propuesta.

Objetivo General

- Dinamizar los procedimientos administrativos relacionados con el desarrollo de las actividades de hidrocarburos a fin de dotarlos de predictibilidad y transparencia.
- Viabilizar la implementación de tecnología en las actividades de envasado de cilindros de GLP a fin de optimizar el parque de cilindros.
- Optimizar la seguridad en la comercialización de combustibles líquidos.
- Facilitar el cumplimiento de las existencias de GLP y dinamizar el procedimiento de exoneración de las mismas.

Objetivos Específicos

- Dinamizar los procedimientos de venteo de gas natural en sus modalidades de Venteo Inevitable en casos de Contingencia, de Emergencia, así como el Venteo Operativo, que permita viabilizar los trámites administrativos en un menor tiempo.
- Ampliar el ámbito de autorización de los proyectos de hidrocarburos vinculados a la seguridad energética.
- Optimizar el parque actual de cilindros de acero de GLP, de tal manera que se generen los incentivos necesarios para la renovación del parque y para su inspección y mantenimiento.
- Mejorar las condiciones técnicas y de seguridad de las inspecciones de hermeticidad de tuberías y tanques enterrados que almacenan combustibles líquidos y otros derivados de los hidrocarburos.
- Habilitar el uso de infraestructura flotante para el cumplimiento de las existencias de GLP y regular el procedimiento para las exoneraciones respectivas.
- Desincentivar el desvío de combustibles líquidos.
- Optimizar el uso y consumo autorizado de los combustibles.
- Fortalecer la reglamentación sobre la supervisión del OSINERGMIN a los diferentes agentes.
- Precisa la información que el Concesionario de Distribución de Gas Natural por red de ductos debe publicar en su página web y proponer incentivos para impulsar el desarrollo de mayores proyectos redes de distribución.
- Incluir precisiones a lo establecido en el Decreto Supremo N° 010-2021-EM con relación a los criterios que se deben contemplar para que las Estaciones de Licuefacción y el Comercializador en Estación de Carga de GNL determinen la existencia mínima mensual de GNL

Opciones de política

Se han analizado dos opciones:

Opción 0: Escenario base, consiste en no realizar ninguna medida, es decir, mantener el *status quo*, y permitir que se mantenga la problemática descrita.

Opción 1: consiste en precisar disposiciones contenidas en la normativa para optimizar la predictibilidad y transparencia en los trámites de autorización de operaciones relacionadas a las actividades de hidrocarburos; así como, respecto a la regulación de la hermeticidad de tuberías y tanques enterrados; para reforzar la seguridad en la comercialización de combustibles líquidos y para precisar la obligación de mantener existencias de GLP.

Efectos esperados de la propuesta

• Beneficios esperados

- ✓ Sobre la propuesta de modificación de los procedimientos administrativos, se han identificado los siguientes beneficios:
 - Hacer más eficiente y reducir el número de actuaciones procesales necesarias para la obtención de la calificación del procedimiento de venteo establecido por ley.
 - Viabilizar los trámites administrativos en un menor tiempo, haciendo eficiente la labor de la administración pública.
- ✓ Sobre la propuesta de modificar el Reglamento de Distribución de Gs Natural, se advierte como beneficio que el interesado, autoridades de entidades públicas y privadas y sociedad en general podrán conocer las zonas donde se desarrollará el proyecto, los costos de conexión y los beneficios; así como, habrá incentivos para impulsar el desarrollo de

mayores proyectos redes de distribución, brindando predictibilidad sobre las acciones que debe realizar el concesionario.

- ✓ Sobre la propuesta de autorizar el uso de cilindros del tipo composite permitirá implementar moderna tecnología para el envasado de cilindros de GLP de uso doméstico, optimizando la seguridad en la comercialización de GLP.
- ✓ Sobre la propuesta de modificar el Reglamento de Comercialización de GLP, se aprecia como beneficio que las empresas obligadas a mantener existencias dispondrán de otras infraestructuras para poder cumplir la obligación; asimismo, conocerán el procedimiento a seguir para obtener la exoneración de dicha obligación.
- ✓ Sobre la propuesta de la normativa de la inspección de la hermeticidad del sistema de tanques enterrados, las medidas establecidas en la presente propuesta contribuirán a mejorar el desarrollo de las actividades de hidrocarburos, entre ellas:
 - Pruebas de inspección de hermeticidad del STE más eficientes y acertadas.
 - Una supervisión y fiscalización más eficaz a través de Soluciones Tecnológicas.
 - Plazos de periodicidad que permitan dar seguridad a los STE, así brindar seguridad a las personas.
- ✓ Sobre la propuesta de la regulación del desvío de combustibles y uso de GPS, se ha identificado los siguientes beneficios:
 - Se podrá realizar un óptimo control de los combustibles a nivel nacional, evitando el desarrollo de actividades no autorizadas que tienen como insumo los Combustibles.
 - Tanto las Refinerías, como los importadores son beneficiados con las medidas a establecer debido a que el combustible comercializado en las respectivas plantas de ventas estará condicionada a una confirmación y evidencia de la descarga en el agente de destino.
 - Los Distribuidores Mayoristas de Combustibles de Embarcación podrán acceder a realizar dicha actividad sin esta restricción.
 - Se podrá corroborar que la unidad de transporte se dirige al agente de destino, brindando la seguridad de contar con una operación segura y que no se encuentre afectada o inmersa en actividades denominadas ilegales.
 - La sociedad civil será beneficiada a partir de las medidas establecidas en la medida que dispondrán de un abastecimiento seguro en los EVPC, evitando la restricción a la libre venta de combustibles como consecuencia del desvío de productos.
- ✓ Sobre la propuesta de modificación del Decreto Supremo N° 010-2021-EM, Dictan medidas para asegurar la continuidad del abastecimiento de Gas Natural y el Reglamento de Comercialización de Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuefactado (GNL), aprobado mediante Decreto Supremo N° 057-2008-EM, se ha identificado los siguientes beneficios:
 - Se precisan los criterios que se deben contemplar para que la Estación de Licuefacción y el Comercializador en Estación de Carga de GNL determinen la existencia mínima mensual de GNL, considerando que ambos Agentes Habilitados podrían suministrar GNL a concesiones de distribución de gas natural, otros Agentes Habilitados en GNL y consumidores directos de GNL.
 - En atención a la prestación del servicio público de gas natural por red de ductos, se garantizan las existencias de GNL para los consumidores residenciales y comerciales de

concesiones de distribución de gas natural, sin generar impactos económicos o restricciones para el desarrollo de nuevos proyectos de GNL, esto con el objeto de lograr el bienestar social e impulsar la masificación del gas natural a nivel nacional;

- **Costos esperados**

- ✓ Sobre la propuesta de modificación de los procedimientos administrativos, no se verifican costos significativos para los agentes en la medida que se trata de trámites vigentes que están actualmente a cargo de la DGH, y que por eficiencia, pasarán a la competencia de OSINERGMIN, en su condición de entidad a cargo de la supervisión del cumplimiento de la normativa técnica y de seguridad de hidrocarburos.
- ✓ Sobre la propuesta de modificar el Reglamento de Distribución de Gas Natural, se no advierten costos significativos en la medida que se trata de una precisión a la normativa vigente, relacionada con la predictibilidad e incentivos para la actuación del concesionario.
- ✓ Sobre la propuesta de autorizar el uso de cilindros del tipo composite se aprecia que los costos están referidos a la implementación de las empresas envasadoras que deseen invertir en esa tecnología, lo cual no es obligatorio.
- ✓ Sobre la propuesta de modificar el Reglamento de Comercialización de GLP, no se aprecian costos significativos en la medida que se trata de una precisión a la normativa vigente, relacionada con la habilitación para el uso de infraestructura flotante, así como relacionada con la predictibilidad para los agentes respecto al procedimiento a seguir para obtener la exoneración de la obligación de existencias.
- ✓ Sobre la propuesta de la normativa de la inspección de la hermeticidad del sistema de tanques enterrados, los costos están referidos a la adecuación a las medidas establecidas en la presente propuesta, especialmente al uso de los mecanismos tecnológicos, los cuales estarán a cargo del OSINERGMIN; siendo que la normativa vigente ya establece la obligación de realizar pruebas de hermeticidad.
- ✓ Sobre la propuesta de la regulación del desvío de combustibles y uso de GPS, se ha identificado que los costos estarán referidos a la implementación de la tecnología, haciendo la precisión que actualmente ya existe la obligación de uso del sistema de GPS en medios de transporte que circulan por algunas partes del Perú.
- ✓ Sobre la propuesta de modificar el Decreto Supremo N° 010-2021-EM, Dictan medidas para asegurar la continuidad del abastecimiento de Gas Natural y el Reglamento de Comercialización de Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuefactado (GNL), aprobado mediante Decreto Supremo N° 057-2008-EM; se advierte que no se presentan costos en tanto se contempla la inclusión de precisiones para la aplicación de las normas y la variación de definiciones.

VI. ANALISIS DE IMPACTO DE LA VIGENCIA DE LA NORMA SOBRE LEGISLACIÓN NACIONAL VIGENTE

- 6.1 Conforme a lo establecido en el artículo 4 del Reglamento de la Ley Marco para la Producción y Sistematización Legislativa, aprobado por Decreto Supremo N° 008-2006-JUS, el análisis del impacto de la vigencia de la norma en la legislación nacional consiste en precisar si la propuesta normativa trata de innovar supliendo vacíos en el ordenamiento jurídico; o, si modifica o deroga normas vigentes.

- 6.2 La presente propuesta modifica el Reglamento de la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-99-EM; el Decreto Supremo N° 063-2005-EM; el Reglamento de Comercialización de Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 045-2001-EM; Decreto Supremo N° 010-2021-EM, Dictan medidas para asegurar la continuidad del abastecimiento de Gas Natural y; el Reglamento de Comercialización de Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuefactado (GNL), aprobado mediante Decreto Supremo N° 057-2008-EM. Asimismo, se deroga la Norma para la Inspección Periódica de Hermeticidad de tuberías y tanques enterrados que almacenan Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos, aprobada por Decreto Supremo N° 064-2009-EM y el Decreto Supremo N° 023-2006-EM.

Visado digitalmente por VILLAVICENCIO FERRO Ricardo FAU
20131368829 soft
Empresa: Ministerio de Energía y Minas
Motivo: Visación del documento
Fecha: 2021/07/16 20:02:03-0500

Visado digitalmente por CARRANZA GIANELLO
Roman FAU 20131368829 hard
Empresa: Ministerio de Energía y Minas
Motivo: Visación del documento
Fecha: 2021/07/16 18:48:35-0500

Visado digitalmente por SAGASTEGUI ARANGURI
Patricia Del Rosario FAU 20131368829 hard
Empresa: Ministerio de Energía y Minas
Motivo: Visación del documento
Fecha: 2021/07/16 18:17:20-0500