



prórroga o renovación del personal bajo el régimen especial de Contratación Administrativa de Servicios”;

Que, en el marco de las disposiciones antes señaladas, mediante Informe N° 00008-2021-MINEDU/VMGI-DIGEGED, suscrito por la Dirección General de Gestión Descentralizada, la Dirección General de Desarrollo Docente, la Dirección de Apoyo a la Gestión Educativa Descentralizada y la Dirección de Evaluación Docente, complementada con los Informes N° 00074-2021-MINEDU/VMGI-DIGEGED-DAGED y N° 00080-2021-MINEDU/VMGI-DIGEGED-DAGED elaborados por la Dirección de Apoyo de la Gestión Educativa Descentralizada de la Dirección General de Gestión Descentralizada, se propone y sustenta la necesidad de aprobar la Norma Técnica denominada “Disposiciones para el fortalecimiento de la gestión administrativa e institucional en las Unidades de Gestión Educativa Local, a través de la dotación de personal bajo el régimen especial de Contratación Administrativa de Servicios para el año 2022”, cuyo objetivo es el fortalecimiento de la gestión administrativa e institucional en las Unidades de Gestión Educativa Local, teniendo en cuenta los cambios vinculados a las metas de atención y a los perfiles de los Contratos Administrativos de Servicios a ser financiados; para lo cual propone derogar la Resolución Viceministerial N° 009-2021-MINEDU, que aprobó el documento normativo denominado “Disposiciones para el fortalecimiento de la gestión administrativa e institucional en las Unidades de Gestión Educativa Local, a través de la contratación, prórroga o renovación del personal bajo el régimen especial de Contratación Administrativa de Servicios”;

Que, mediante Informe N° 01838-2021-MINEDU/SPE-OPEP-UPP, la Unidad de Planificación y Presupuesto de la Oficina de Planificación Estratégica y Presupuesto, dependiente de la Secretaría de Planificación Estratégica, emite opinión favorable la referida norma técnica, por cuanto se encuentra alineada con los objetivos estratégicos e institucionales del Sector Educación y su aprobación e implementación no irrogará gastos adicionales al Pliego 010: Ministerio de Educación ni al Tesoro Público, en tanto, en el Año Fiscal 2022, se cuenta con marco presupuestal para su aprobación e implementación;

Que, asimismo, mediante Informe N° 0005-2021-MINEDU/SG-OGAJ, la Oficina General de Asesoría Jurídica, en el marco del análisis legal realizado y teniendo en cuenta los informes y las opiniones técnicas emitidas, opina que la citada norma técnica resulta legalmente viable, sugiriendo proseguir el trámite correspondiente para su aprobación

Que, de acuerdo al literal a), del numeral 2.2 del artículo 2 de la Resolución Ministerial N° 008-2022-MINEDU, se delegó en el Viceministro de Gestión Institucional del Ministerio de Educación, la atribución de emitir y aprobar los actos resolutorios que aprueban, modifica o dejan sin efecto los documentos normativos del Ministerio de Educación en el ámbito de su competencia, conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Educación;

De conformidad con la Ley N° 31224, Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Educación; la Ley N° 31365, Ley de Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2022; el Decreto Supremo N° 001-2015-MINEDU, que aprobó el Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Educación; y en virtud a las facultades delegadas mediante Resolución Ministerial N° 008-2022-MINEDU;

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Derogar la Resolución Viceministerial N° 009-2021-MINEDU que aprueba el documento normativo denominado “Disposiciones para el fortalecimiento de la gestión administrativa e institucional en las Unidades de Gestión Educativa Local, a través de la contratación, prórroga o renovación del personal bajo el régimen especial de Contratación Administrativa de Servicios”.

Artículo 2.- Aprobar la Norma Técnica denominada “Disposiciones para el fortalecimiento de la gestión administrativa e institucional en las Unidades de Gestión Educativa Local, a través de la dotación de personal bajo el régimen especial de Contratación Administrativa de Servicios para el año 2022”, la misma que, como anexo, forma parte integrante de la presente resolución.

Artículo 3.- Disponer la publicación de la presente resolución y su anexo en el Sistema de Información Jurídica de Educación (SIJE), ubicado en el portal institucional del Ministerio de Educación (www.gob.pe/minedu), el mismo día de la publicación de la presente resolución en el diario oficial “El Peruano”.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

ROY CARLOS PALACIOS AVALOS
Viceministro de Gestión Institucional

¹ Mediante Sentencia N° 979/2021, el Tribunal Constitucional declaró inconstitucionales, por mayoría, los artículos 1, 2, 3 y 4 (segundo párrafo) y 5, así como la primera y segunda disposiciones complementarias finales de la Ley N° 31131.

2029680-1

ENERGIA Y MINAS

Modifican Normas de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural y emiten disposiciones para optimizar el desarrollo de las actividades de hidrocarburos

DECRETO SUPREMO
N° 001-2022-EM

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

CONSIDERANDO:

Que, el artículo 3 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-2005-EM, dispone que el Ministerio de Energía y Minas es el encargado de elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del Sector, así como de dictar las demás normas pertinentes;

Que, el artículo 4 de la Ley N° 30705, Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas (MINEM), establece que el MINEM ejerce competencias en materia de energía, que comprende electricidad, hidrocarburos, y minería. Asimismo, el artículo 7 de dicha ley, establece que es función rectora del MINEM formular, planear, dirigir, coordinar, ejecutar, supervisar y evaluar la política nacional y sectorial bajo su competencia aplicable a todos los niveles de gobierno;

Que, el artículo 76 del Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-2005-EM, establece que el transporte, la distribución mayorista y minorista y la comercialización de los Productos Derivados de los Hidrocarburos, se regirá por las normas que apruebe el Ministerio de Energía y Minas. Asimismo, el artículo 79 de la mencionada norma, señala que el servicio de distribución de gas natural por red de ductos en el Perú constituye un servicio público;

Que, la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, tiene como objeto establecer las condiciones específicas para la promoción del desarrollo de la industria del Gas Natural, fomentando la competencia y propiciando la diversificación de las fuentes energéticas que incrementen la confiabilidad en el suministro de energía y la competitividad del aparato productivo del país. Así también, en el artículo 3 de la norma citada, se declara de interés nacional y necesidad pública el fomento y desarrollo de la industria del gas natural, así como la distribución de gas natural por red de ductos;

Que, a través del Decreto Supremo N° 040-99-EM, se aprobó el Reglamento de la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, modificado mediante Decreto Supremo N° 048-2009-EM, regulando entre otros aspectos, normas que reglamentan las actividades de venteo de Gas Natural, las acciones de mitigación y las sanciones que resulten aplicables;

Que, a través del Decreto Supremo N° 065-2005-EM, dictan normas para promover el consumo masivo de gas natural, la cual tiene como objeto impulsar el uso del Gas Natural en los sectores industrial, comercial, residencial y vehicular a nivel territorio nacional, mediante la incorporación de condiciones favorables que faciliten el acceso de los Consumidores al uso del Gas Natural, estableciendo entre otros aspectos, autorizaciones para realizar pruebas relacionadas a los proyectos de suministro de Gas Natural a través de Sistemas de Distribución, o mediante el abastecimiento de Gas Natural Comprimido (GNC) o Gas Natural Licuefactado (GNL);

Que, resulta necesario hacer dinámico y eficiente el procedimiento administrativo de calificación de Venteo de Gas Natural Inevitable en caso de Contingencia o Emergencia, o Venteo Operativo, con el objeto de reducir las actuaciones para la obtención y calificación correspondiente, evitando dilación en el trámite;

Que, además, considerando que la finalidad de la administración pública es ser eficiente en la prestación de los servicios a los administrados, es necesario reducir el trámite del procedimiento administrativo de autorización para realizar pruebas relacionadas a los proyectos de suministro de Gas Natural a través de Sistemas de Distribución, o mediante el abastecimiento de GNC o GNL, según corresponda; así como, incluir en dicho trámite a otros hidrocarburos a fin de impulsar el desarrollo de proyectos innovadores que aseguren el abastecimiento eficiente de energía en el país;

Que, asimismo, resulta pertinente optimizar y reforzar la seguridad de la cadena de comercialización de Gas Licuado de Petróleo (GLP) envasado en el país mediante la autorización de uso de la tecnología de los cilindros de material composite, disponiendo su implementación progresiva a nivel nacional, para lo cual se tomarán en cuenta determinadas condiciones técnicas y de seguridad que establezca la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) del MINEM;

Que, la Primera Disposición Transitoria del Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 045-2001-EM, consigna que los agentes de la cadena de comercialización de Combustibles Líquidos, compuesta, entre otros, por Establecimientos de Venta al Público, así como los Consumidores Directos y Consumidores Directos con Instalación Móvil, deberán cumplir las normas para el control de órdenes de pedido que emita el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN;

Que, de acuerdo a la normativa citada, resulta pertinente disponer que 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; asimismo, cualquier diferencia en los volúmenes no justificada, se considerará como desvío y será pasible de suspensión en el Registro, ello como una medida para incentivar la realización de operaciones adecuadas en la comercialización de combustibles líquidos a nivel nacional;

Que, en ese sentido, resulta pertinente disponer que OSINERGMIN supervise los inventarios de los citados agentes para lo cual dicha entidad puede emplear y/o implementar los mecanismos tecnológicos disponibles con la finalidad de llevar un control del volumen y destino de los combustibles descargados, despachados y/o consumidos por los agentes mencionados. Cabe precisar que los resultados de dicha supervisión deben ser remitidos a la DGH, como parte de sus funciones de supervisión de la política sectorial;

Que, como una medida complementaria para verificar las operaciones de carga y descarga de combustibles, se dispone que, los establecimientos de venta al público de combustibles que adquieren volúmenes superiores a los treinta mil (30, 000) galones de combustibles Clase I o II por mes, deben contar con video cámaras en las zonas de carga, descarga y despacho; y un sistema de telemedición de tanques; ello a fin de disuadir la realización de operaciones no adecuadas en la comercialización de combustibles líquidos a nivel nacional, focalizándose en

aquellos agentes que registran volúmenes significativos de comercialización;

Que, asimismo, y considerando que actualmente se encuentra vigente la obligación del uso del Sistema de GPS a cargo de los responsables de las unidades de transporte de hidrocarburos que circulen en algunas zonas del país, resulta pertinente extender dicha obligación para todas las unidades a nivel nacional con la finalidad de reforzar la seguridad en la comercialización de hidrocarburos, para lo cual, OSINERGMIN aprobará el cronograma de implementación respectiva;

Que, con la finalidad de optimizar la comercialización de combustibles para embarcaciones, como el Diesel Marino, entre otros, para asegurar su disponibilidad y abastecimiento a nivel nacional, resulta pertinente modificar el literal c) del artículo 42 del Reglamento aprobado mediante Decreto Supremo N° 045-2001-EM a fin de incluir dentro su excepción a tener un volumen mínimo de ventas, a nivel nacional, de cuatrocientos veinte mil (420 000,00) barriles semestrales, a aquellos Distribuidores Mayoristas que comercialicen únicamente combustibles para embarcaciones;

Que, por otro lado, y ante lo informado por OSINERGMIN, 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;

Que, de otro lado, mediante la presente norma se prevé modificar los artículos, 2, 7, 10, 15, 18, 63a, 63b, 63c, 63d, 63y 130; e incorporar los artículos 15A y 3d al Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-99-EM, con la finalidad de impulsar el desarrollo de proyectos que permitan la masificación del gas natural en un mayor número de regiones en el país, incluyéndose la figura excepcional de la concesión temporal y la regulación de la misma, la evaluación de la utilización de recursos del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) en las propuestas de concesiones de distribución a solicitud de parte; así como algunas precisiones a las consideraciones de la ejecución de los Planes Quinquenales y Anuales; regular incentivos para impulsar el desarrollo de las redes de distribución, brindando predictibilidad sobre las acciones que debe realizar el concesionario para la reprogramación y/o incorporación de nuevos proyectos, en caso corresponda;

Que, considerando que la actual obligación de mantener existencias de GLP no considera como parte del inventario, el almacenamiento flotante de GLP de buques o barcas; resulta necesario establecer que dicho volumen sea considerado como parte del almacenamiento para la contabilización de las existencias de GLP; asimismo, resulta necesario regular un procedimiento para otorgar las excepciones al cumplimiento de existencias de GLP para dinamizar la actuación de la administración en casos no previsibles y optimizar así la eficiencia en las actuaciones del Estado, así como, precisar las disposiciones vigentes;

Que, por otro lado, mediante el Decreto Supremo N° 010-2021-EM, Dictan medidas para asegurar la continuidad del abastecimiento de Gas Natural, publicado en el Diario Oficial El Peruano el 13 de mayo de 2021, se aprobaron disposiciones para ampliar las opciones de abastecimiento de productos como el GNC y GNL en el mercado nacional y de esta manera asegurar la continuidad del abastecimiento de gas natural. Al respecto, corresponde precisar 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;

Que, en ese sentido, 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 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;

Que, por lo expuesto, la presente norma prevé establecer precisiones a lo dispuesto en el artículo 4 del Decreto Supremo N° 010-2021-EM, con la finalidad de complementar las mencionadas medidas y modificar las definiciones de Estación de Licuefacción y de Comercializador en Estación de Carga de GNL, contenidas en el Reglamento de Comercialización de Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuefactado (GNL), aprobado mediante Decreto Supremo N° 057-2008-EM;

Que, además, se prevé la modificación del literal b) de la Sexta Disposición Complementaria Final del Decreto Supremo N° 008-2021-EM, Decreto Supremo que modifica el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-99-EM, con la finalidad de precisar la manera en la cual se remunera la operación y el mantenimiento de la infraestructura construida con la utilización de recursos del FISE, a efectos de asegurar su incorporación en la regulación tarifaria que corresponda;

En uso de las atribuciones previstas en el inciso 8) y 24) del artículo 118 de la Constitución Política del Perú y en mérito a lo dispuesto en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-2005-EM, el Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 031-2007-EM;

DECRETA:

Artículo 1.- Modificación 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.

Modifícanse los artículos 19, 20, 21 y 22 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, cuyo texto queda redactado en los siguientes términos:

“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 el OSINERGMIN la realización de dicha actividad, con excepción del venteo inevitable en caso de Contingencia o 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.”

“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 identificación del riesgo que generaría una contingencia o a la ocurrencia del venteo por emergencia. Para tal efecto, el OSINERGMIN implementará una plataforma virtual como herramienta que facilite su cumplimiento.

20.2 En el plazo máximo de diez (10) días hábiles de identificado el riesgo que generaría una contingencia o de la ocurrencia del venteo por emergencia, el Titular de la actividad presentará al OSINERGMIN un Informe Final, 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 realización del venteo, según sea el caso, con su correspondiente sustento técnico.

b. Volúmenes de Gas Natural venteado.

c. Tiempo de duración del venteo.

d. Acciones para evitar su repetición o reducir el venteo o el riesgo de la ocurrencia.

En caso el venteo exceda los (10) días hábiles, el Titular deberá solicitar al Osinergmin, dentro de la vigencia del plazo, la suspensión del mismo hasta el término del venteo, a fin de presentar los volúmenes y tiempos finales del evento.

20.3 Recibida la solicitud e Informe Final, el OSINERGMIN, en caso de existir observaciones en dichos documentos, en un plazo máximo de tres (03) días hábiles, comunicará las mismas al Titular, a fin de que subsane dentro del plazo de tres (03) días hábiles de recibida la notificación. Vencido dicho plazo, en caso el Titular no haya presentado la subsanación de observaciones, el OSINERGMIN emitirá la Resolución correspondiente desestimando la solicitud presentada, notificando al Titular.

20.4 Una vez presentada y evaluada la información y dentro del plazo máximo de quince (15) días hábiles, el OSINERGMIN emitirá la correspondiente Resolución. En el caso de que se califique el venteo como inevitable, se deberán precisar los volúmenes de Gas Natural venteado o con riesgo de ser venteado y aprobar las acciones correspondientes para evitar su repetición o reducir el venteo o el riesgo de la ocurrencia, cuyo cumplimiento debe ser 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 y dispondrá las acciones correspondientes.”

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

21.1 En el caso de Venteo Operativo, el Titular de la Actividad de Hidrocarburos deberá 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 operativo 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, tomando en consideración las características de diseño de las Instalaciones de Hidrocarburos.

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.

Para tal efecto, el OSINERGMIN implementará una plataforma virtual como herramienta que facilite su cumplimiento.

21.2 Recibida la solicitud, el OSINERGMIN, en caso de existir observaciones a la misma, en un plazo máximo de tres (03) días hábiles, comunicará las mismas al Titular, a fin de que subsane dentro del plazo de tres (03) días hábiles de recibida la notificación. Vencido dicho plazo, en caso el Titular no haya presentado la subsanación de observaciones, el OSINERGMIN emitirá la Resolución correspondiente desestimando la solicitud presentada, notificando al Titular.

21.3 Una vez presentada y evaluada la información y dentro del plazo máximo de quince (15) días hábiles, el OSINERGMIN emitirá la correspondiente Resolución. En el caso de que se califique el venteo operativo como inevitable, se deberán precisar los volúmenes de Gas Natural venteado y aprobar las acciones correspondientes para evitar su repetición o reducir el venteo, cuyo cumplimiento debe ser supervisado y fiscalizado por OSINERGMIN.

21.4 En caso se desestime la solicitud de calificación del venteo operativo, el Osinergmin emitirá la correspondiente Resolución, la cual es notificada al Titular y dispondrá las acciones correspondientes.”

“Artículo 22.- De la función de fiscalización

OSINERGMIN determinará los procedimientos de fiscalización para verificar el cumplimiento de lo dispuesto en el presente Reglamento.”

Artículo 2.- Modificación del Decreto Supremo N° 063-2005-EM, dictan normas para promover el Consumo Masivo de Gas Natural.

Modifíquese los artículos 10 y 13 del Decreto Supremo N° 063-2005-EM, dictan normas para promover el consumo masivo de Gas Natural, cuyo texto queda redactado en los siguientes términos:

“Artículo 10.- Abastecimiento de GNC y/o GNL a varios puntos de suministro

En aquellas zonas en las que no se haya otorgado una Concesión, la DGH podrá autorizar el abastecimiento de GNC y/o GNL, descomprimido o regasificado, según sea el caso, a través de redes hacia varios puntos de consumo. La construcción de dichas redes deberá ser realizada por contratistas especializados y registrados ante el OSINERG, con la supervisión y aprobación del proyecto por parte de dicho organismo.

El Administrador del FISE puede ejecutar proyectos de abastecimiento de GNC y/o GNL, descomprimido o regasificado, según sea el caso, para el cumplimiento de los fines del FISE, de acuerdo a los lineamientos que para tal finalidad establezca, de corresponder.

Cuando se otorgue en Concesión la zona en donde se hayan instalado las redes para el abastecimiento a varios puntos de consumo y exista infraestructura para la prestación del servicio de Distribución, de GNC y/o GNL descomprimido o regasificado, según sea el caso, las redes instaladas pasarán a formar parte del Sistema de Distribución, previo pago de un precio acordado por las partes; a falta de acuerdo sobre el precio, éste será determinado por el OSINERG.

Se podrá autorizar, previo consentimiento del Concesionario, el abastecimiento de GNC y/o GNL, descomprimido o regasificado según sea el caso, a través de redes hacia varios puntos de consumo, en aquellas zonas en las que, existiendo Concesiones, no exista infraestructura para brindar el Suministro. La construcción de dichas redes deberá ser realizada por contratistas especializados y registrados ante el OSINERG, con la supervisión y aprobación del proyecto por parte del Concesionario.

Cuando el Concesionario extienda la red de distribución de Gas Natural hasta la zona en donde se haya instalado las redes para el abastecimiento de GNC y/o GNL descomprimido o regasificado, éstas pasarán a formar parte del Sistema de Distribución, previo pago de un precio acordado por las partes; a falta de acuerdo sobre el precio éste será determinado por el OSINERG.

En caso de los proyectos financiados por el FISE, la infraestructura pasará a formar parte del Sistema de Distribución, conforme a la normativa aplicable.”

“Artículo 13.- Autorización para realizar pruebas

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, el titular del proyecto 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. Dicha autorización habilita el desarrollo de actividades operativas de ensayo exclusivamente en la zona establecida por el proyecto y durante el plazo previsto, para lo cual se debe contar con la Póliza de Seguro de Responsabilidad Extracontractual por un monto de prima equivalente a la exigida a los agentes de similar naturaleza.

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, que correspondan. En este extremo, el titular del proyecto califica, excepcionalmente, como un agente que desarrolla Actividades de Hidrocarburos.

Dicho procedimiento resulta de aplicación 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 y/o incrementar el acceso a energías eficientes.

Dentro del plazo de diez (10) días hábiles del término del desarrollo del proyecto, el titular del proyecto debe presentar a la DGH los resultados respectivos.”

Artículo 3.- Modificación del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-99-EM

Modifíquese el numeral 2.30 del artículo 2, los artículos 7, 10, 15, los literales c), j) y m) del artículo 18, los artículos 63a, 63b, 63c, 63d, 63e y 130; e incorpórese los artículos 15A y 63f al Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-99-EM, de acuerdo al siguiente texto:

“Artículo 2.- Para los efectos de este Reglamento se entenderá por:

(...)

2.30 Interesado: Persona natural o jurídica o asociación de éstas que solicita el Servicio de Distribución a un Concesionario. El FISE, los Gobiernos Regionales, Gobiernos Locales o terceros, califican como Interesados cuando solicitan el Servicio de Distribución, para la ampliación del acceso al servicio de consumidores residenciales.”

“Artículo 7.- La Concesión de Distribución en un área determinada será exclusiva para un solo Concesionario y dicha área no podrá ser reducida sin autorización de la DGH.

El Área de Concesión quedará determinada inicialmente, por el área geográfica delimitada y descrita en el Contrato. Luego de un plazo mínimo de doce (12) años contados a partir de la Puesta en Operación Comercial, las Áreas que no sean atendidas por el Concesionario podrán ser solicitadas en Concesión por un tercer interesado, con una extensión mínima de diez (10) hectáreas, teniendo el Concesionario el derecho preferente previsto en el segundo párrafo del Artículo 23. En caso el Concesionario no ejerza dicho derecho, se reducirá su Área de Concesión, la cual quedará redefinida según lo previsto en el inciso f) del Artículo 37.

El Concesionario podrá solicitar la ampliación de su Área de Concesión, cumpliendo con los requisitos del Artículo 18 que resulten pertinentes y siguiéndose el trámite similar al previsto para el otorgamiento de una Concesión por solicitud de parte, en lo que resulte aplicable.

Para la ampliación del Área de Concesión a la que hace referencia el párrafo anterior, se aplican los lineamientos siguientes:

i. Las inversiones en bienes de capital (CAPEX) pueden ser cubiertas con recursos del FISE de manera parcial o total, de acuerdo a la normativa aplicable. Asimismo, no forman parte del valor contable de los Bienes de la Concesión para efecto de la terminación de la concesión.

ii. Se puede considerar la aplicación de las mismas tarifas y/o cargos aprobados al Concesionario solicitante de la ampliación.

iii. En el caso de que las tarifas y/ o cargos aprobados al Concesionario solicitante de la ampliación, no cubran el costo de la prestación del Servicio en la nueva área, se realizará el reajuste tarifario correspondiente.

La DGH evalúa la procedencia de la solicitud de ampliación del Área de Concesión”.

“Artículo 10.- La Concesión se otorgará a plazo determinado, el mismo que no será mayor de sesenta

(60) años - incluyendo la prórroga - ni menor de veinte (20) años, contado a partir de la fecha de suscripción del Contrato.

La concesión temporal a la que hace referencia el artículo 15 del presente Reglamento, se otorga por un plazo no mayor de diez (10) años, conforme a las normas de la materia. La DGH puede evaluar la prórroga de la concesión temporal, la misma que se puede otorgar por única vez, hasta por un plazo de diez (10) años adicionales, de acuerdo al marco legal vigente”.

“Artículo 15.- El procedimiento para otorgar la Concesión para la prestación del servicio de Distribución, podrá ser:

- a) Por licitación o concurso público.
- b) Por solicitud de parte.

El Ministerio de Energía y Minas, de manera excepcional, puede otorgar concesiones temporales de distribución de gas natural por red de ductos, en áreas geográficas no concesionadas, conforme a lo siguiente:

- A través de encargos especiales a las empresas estatales, fondos y/o entidades del sector de energía.
- A entidades nacionales o extranjeras que demuestren capacidad técnica y financiera, que suscriban convenios con el FISE para la elaboración de estudios, construcción, operación y/o ejecución de proyectos de masificación de gas natural, de acuerdo a los lineamientos y/o procedimientos que el Administrador del FISE establezca.

Las concesiones temporales de distribución de gas por red de ductos pueden ser de construcción, operación y/o mantenimiento.

El Ministerio de Energía y Minas no realiza encargos especiales referidos a concesiones temporales, en áreas que son materia de una solicitud de parte, y/o en áreas destinadas a proyectos de masificación de gas natural promovidos y/o financiados por el Administrador del FISE.

En el caso de encargos especiales a las empresas estatales, fondos y/o entidades del sector de energía; el Ministerio de Energía y Minas inicia el proceso de promoción de la inversión privada, para el otorgamiento de la concesión de distribución de gas natural por red de ductos, de acuerdo a la legislación aplicable.

Durante la tramitación del proceso de promoción, el titular de la concesión temporal mantiene la operación del proyecto.

“Artículo 15A.- La concesión temporal se rige por lo siguiente:

El desarrollo de la concesión temporal está sujeto a la supervisión y fiscalización de OSINERGMIN.

En el caso de las empresas estatales, fondos y/o entidades del sector de energía, la concesión temporal se otorga con el encargo especial al que hace referencia el artículo 15 de la presente norma, delimitándose en el mismo el Área de la Concesión y el plazo. El Ministerio de Energía y Minas suscribe con la empresa, fondos y/o entidades del sector de energía el Contrato de Concesión respectivo.

En caso la concesión temporal materia del encargo especial comprenda de manera parcial o total zonas incluidas en un proceso de promoción que se declare desierto, se puede aplicar el régimen tarifario aprobado en la Versión Final del Contrato de Concesión del mencionado proceso, siempre que el proyecto contemple el mismo o un número mayor de consumidores residenciales en la mencionada zona.

Para el otorgamiento de la concesión temporal que no sea materia de un encargo especial, son aplicables los requisitos del artículo 18 del presente Reglamento, en lo que resulte pertinente.”

“Artículo 18.- Para el caso de otorgamiento de Concesión a solicitud de parte, el interesado deberá presentar a la DGH una solicitud para que se le otorgue la Concesión adjuntando los requisitos siguientes:

(...)

c) Descripción del proyecto a nivel de perfil técnico-económico, incluyendo un programa mínimo de expansión del servicio para los primeros diez (10) años. El solicitante puede proponer que parte del desarrollo inicial de la infraestructura del proyecto se efectúe mediante el FISE. El MEM, en su calidad de Administrador del FISE, evalúa lo propuesto por el solicitante en atención a normativa vigente, las características del proyecto, el avance del cumplimiento de la Política Energética Nacional y la disponibilidad de recursos del FISE.

(...)

j) Estudio de Impacto Ambiental. Sin embargo, este requisito, a criterio del interesado, podrá ser presentado hasta antes del inicio de las actividades para llevar a cabo la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, de ser el caso, conforme con lo dispuesto por el artículo 10 y siguientes del Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 046-93-EM. En el caso de ampliación del Área de Concesión, el Concesionario debe actualizar y/o presentar el estudio ambiental, que corresponda, de acuerdo a la normativa vigente.

(...)

m) Cargo de presentación de la solicitud, acompañada de la documentación pertinente, para la obtención del Informe Técnico Favorable de OSINERG. En el caso de ampliación del Área de Concesión, el Concesionario debe presentar la actualización de su Manual de Diseño, en caso corresponda.

(...)

“Artículo 63a.- El Aporte Financiero es el derecho que le asiste al Interesado para ampliar las redes de Distribución de acuerdo a los siguientes principios y criterios:

a) Los Aportes Financieros son de naturaleza financiera y tiene por objeto adelantar la ejecución de las obras de expansión del Sistema de Distribución y por consiguiente reducir el plazo para la prestación del servicio respecto al máximo permitido en el artículo 42 del presente Reglamento. Asimismo, el Aporte Financiero puede incluir la ejecución de proyectos de Abastecimiento de Redes de Distribución gas natural mediante GNC y/o GNL.

(...)

“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:

a) Es de naturaleza no reembolsable.
b) Para aquellos Consumidores cuyo consumo sea mayor a 300 m3std/mes debe cubrir el equivalente al costo esperado de la Tubería de Conexión promedio, más la parte del costo esperado de desarrollo de la Red Común, en caso sea necesario.

c) Para el caso de los Consumidores Regulados cuyo consumo sea menor o igual a 300 m3 std/mes el Derecho de Conexión deberá ser, como máximo, el equivalente al costo esperado de la Tubería de Conexión promedio.

d) El tipo de Consumidor (industria, GNV, GNC, GNL, generación eléctrica, etc.).

e) Presión de suministro garantizado al Consumidor.

f) Los Derechos de Conexión pagados por los Interesados se deben actualizar, para efectos de la revisión tarifaria, siguiendo el valor de la Red Común.

g) Podrán establecerse condiciones especiales para promover la inscripción de los interesados en la definición del proyecto.

El Concesionario está obligado a registrar en su contabilidad: (i) los Aportes efectuados por terceros para la ampliación y/o extensión de la red de Distribución y (ii) los Aportes Financieros.”

“**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 y liquidación:

El Plan Quinquenal de Inversiones es elaborado por el Concesionario y debe ser presentado al Ministerio de Energía y Minas 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, sin perjuicio de los supuestos de variación establecidos en el artículo 63d.

Presentado el Plan Quinquenal por el Concesionario, el Ministerio de Energía y Minas 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 Ministerio de Energía y Minas, para emitir su informe, en el cuál 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 Ministerio de Energía y Minas.

La propuesta del Plan Quinquenal de Inversiones presentado por el Concesionario es modificada considerando el pronunciamiento del Ministerio de Energía y Minas 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 Ministerio de Energía y Minas 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 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. El Osinergmin contará con un plazo no mayor a treinta (30) días hábiles contados desde la presentación para evaluar y aprobar sobre el referido plan, indicando los proyectos no aprobados en caso corresponda.

Los Planes Anuales serán aprobados por Osinergmin considerando años calendario, y 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 período 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 período 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 período de regulación.

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 período 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 período tarifario.

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

e) Actualización del Plan Quinquenal dentro de un período tarifario:

Cuando a partir de un determinado año del período tarifario se proyecte una variación mayor al 20% de las inversiones previstas acumuladas en redes para la atención de consumidores residenciales, se deberá actualizar el Plan Quinquenal de inversiones de acuerdo con el procedimiento establecido en los literales precedentes, actualización que conllevará el correspondiente reajuste de la Tarifa.

f) Actualización del Plan Anual dentro de un año calendario:

El Concesionario debe realizar la actualización del Plan Anual, en caso proyecte variaciones mayores al 20% de las inversiones previstas en el Plan Anual, dentro del año calendario al que corresponde debiendo informarla a Osinergmin, con el sustento correspondiente. Adicionalmente, la actualización debe contener las variaciones a que se refiere artículo 63d del presente Reglamento, según corresponda. El Osinergmin evalúa y aprueba la referida actualización del plan en un plazo no mayor a quince (15) días hábiles, indicando los proyectos no aprobados en caso corresponda.”

“**Artículo 63d.-** El Concesionario podrá efectuar variaciones a las obras previstas en el Plan Quinquenal y el Plan Anual, en los siguientes supuestos:

- i. Denegatoria o retrasos en la emisión de los permisos, autorizaciones u opiniones técnicas por parte de las autoridades competentes, por causas no imputables al Concesionario;
- ii. Actuación de terceros que impida la ejecución de un determinado proyecto por causas no imputables al Concesionario;
- iii. Desistimiento de usuarios contemplados en el Plan Quinquenal, esto último no aplica para usuarios residenciales.

En caso de no obtener la emisión de autorizaciones u opiniones técnicas por parte de entidades de la administración pública competentes o entidades autónomas y concesionarias viales, de ser el caso, el Concesionario puede acreditar dichas situaciones con alguno de los siguientes medios probatorios:

- La denegatoria del permiso, autorización u opinión técnica correspondiente por parte del Concesionario.
- El vencimiento del plazo establecido en la normativa vigente para la emisión del permiso, autorización u opinión técnica por parte de la entidad correspondiente.
- Luego de transcurridos treinta (30) días hábiles desde la presentación de la solicitud de emisión del mencionado permiso, autorización u opinión técnica; únicamente en caso que no se cuente con un plazo establecido por la entidad de la administración pública para la emisión del permiso, autorización u opinión técnica requerida por el Concesionario.

Asimismo, el Concesionario debe considerar que las variaciones a las obras previstas en el Plan Quinquenal y el Plan Anual se realizan de acuerdo a los lineamientos siguientes:

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 el 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 Instituto Nacional de Estadística e Informática - INEI.

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

Las inversiones en redes de acero y en 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.

Las variaciones mencionadas en los literales precedentes deben considerar de preferencia las nuevas solicitudes presentadas por los Interesados para lo cual el Osinergmin debe adecuar el procedimiento de viabilidad técnica y económica; asimismo, previo a su ejecución el Concesionario debe informar para conocimiento del Osinergmin, el proyecto que reemplaza las inversiones del Plan Anual con la información mínima siguiente:

i) Presentación del proyecto de reemplazo conforme los lineamientos establecidos por Osinergmin.

ii) Medio probatorio que acredite la ocurrencia del supuesto invocado para la variación del Plan Quinquenal o Anual.

iii) Información que sustente el cumplimiento de los lineamientos establecidos en los literales a) y b) del presente artículo.

El Osinergmin evalúa que las variaciones cumplan con los supuestos y criterios previstos en el presente artículo. En caso se detecte que las variaciones no cumplen con lo antes mencionado, dichas variaciones no serán incluidas en la liquidación realizada por Osinergmin."

Sin perjuicio de lo antes señalado, para el caso de inversiones en redes de polietileno y estaciones de regulación asociadas a consumidores residenciales y

comerciales, el Concesionario debe publicar conforme el literal b) del artículo 63f del presente Reglamento, los motivos de la variación del Plan Anual. Asimismo, para el caso de redes de acero y estaciones de regulación asociadas a otros tipos de consumidores, el Concesionario debe comunicar y notificar a los respectivos consumidores los motivos de la no ejecución del proyecto.

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

La ejecución del Plan Quinquenal de Inversiones es obligatoria para el Concesionario.

El Osinergmin supervisa la ejecución del Plan Quinquenal, el 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 Ministerio de Energía y Minas respecto del avance de la ejecución del Plan Quinquenal, el Plan Anual y sus respectivas actualizaciones.

Asimismo, en caso el Concesionario no pueda ejecutar las obras previstas en el Plan Anual y sus actualizaciones durante el año calendario correspondiente, estas situaciones deben ser informadas a los Interesados conforme el literal b) del artículo 63f del presente Reglamento, las mismas que deben ser ejecutadas cuando se supere las situaciones que retrasaron la ejecución del proyecto, salvo que se cumplan los supuestos establecidos en el artículo 63d del presente Reglamento.

El Osinergmin supervisa el cumplimiento del Plan Quinquenal. En caso de detectar incumplimientos en la ejecución de las obras e inversiones previstas, puede determinar y aplicar las acciones administrativas y/o las sanciones que correspondan."

"Artículo 63f.- En caso de proyectos nuevos, ampliaciones o modificaciones de la red de Distribución, para el suministro de gas natural de consumidores residenciales y comerciales, el Concesionario se encuentra obligado a elaborar un perfil del proyecto e informar a los Interesados en su página web y adicionalmente debe utilizar cualquier otro medio que garantice la más amplia difusión de la información del proyecto, de acuerdo a lo 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 retrasos y/o impedimentos para la ejecución de los proyectos publicados, el Concesionario debe actualizar la información del proyecto, incluyendo los motivos de las situaciones que no permitan o retrasen el inicio, ejecución y/u operación proyecto, así como informar cuando se solucione las mencionadas situaciones, según corresponda. La información actualizada debe ser publicada por el Concesionario el primer día calendario de cada mes.

c) El plano general del proyecto.

d) El Concesionario debe publicar la información del proyecto al día siguiente hábil de presentada la solicitud de permiso ante la municipalidad o autoridad competente y/o la comunicación del inicio de construcción a Osinergmin, lo que suceda primero. La información debe mantenerse publicada hasta seis (06) meses posteriores a la gasificación del proyecto.

e) Posibilidades de financiamiento de pago del Derecho de Conexión, Acometida e Instalaciones Internas, en caso el Interesado sea beneficiario del Mecanismo de Promoción y/o del financiamiento a través de los recursos del FISE, según corresponda.

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 debe efectuar el pago del Derecho de Conexión y Acometida, excepto cuando

los Interesados se encuentren beneficiados con el Mecanismo de Promoción y/o el financiamiento a través de los recursos del FISE, según corresponda.

El Osinergmin supervisa y fiscaliza el cumplimiento de la publicación de la información de los proyectos.”

“Artículo 130.- Los Sistemas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, podrán ser abastecidos total o parcialmente a través de Gas Natural Comprimido - GNC o Gas Natural Licuado - GNL.

Para tal efecto, los proyectos para realizar los citados Suministros son solicitados por el Concesionario, los mismoS que deberán ser aprobados por el Ministerio de Energía y Minas, con la opinión previa del OSINERGMIN e incorporados al Plan Anual y Quinquenal de Inversiones del Concesionario. Asimismo, el Ministerio de Energía y Minas puede solicitar al Concesionario la evaluación de proyectos de abastecimiento de GNC o GNL, financiados de manera parcial o total con recursos del FISE, los mismos que no formarán parte de los compromisos contenidos en el Plan Anual y Quinquenal de Inversiones del Concesionario.

En tanto no sea económica ni técnicamente viable llegar a determinadas áreas de la concesión a través del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos o al Sistema de Transporte de Gas Natural por Ductos, se podrá realizar el abastecimiento de Gas Natural a través de GNC o GNL a Redes de Distribución.

La evaluación de la viabilidad técnica y económica a que se refiere el párrafo anterior, estará a cargo del OSINERGMIN, quien deberá establecer el mecanismo y periodicidad de la citada evaluación.”

Artículo 4.- Incorporación de disposiciones al Reglamento de Comercialización de Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos

Incorpórese 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, de acuerdo al siguiente texto:

“Artículo 57A.- Seguridad del destino de los combustibles líquidos

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.

Los agentes mencionados son responsables de asegurar que el combustible llegue al destino registrado en la orden de pedido. Una vez descargado el combustible los agentes deben cerrar la orden de pedido de acuerdo al procedimiento de OSINERGMIN.

OSINERGMIN aprueba el uso de mecanismos tecnológicos correspondientes, tales como sistemas de videovigilancia, telemetría de tanques, entre otros, así como el cronograma de adecuación 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, de ser el caso.

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 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 5.- Modificación 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 Combustibles de Aviación o 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.”

Artículo 6.- Modificación del artículo 8 del Reglamento para la Comercialización de Gas Licuado de Petróleo, aprobado por Decreto Supremo N° 01-94-EM.

“Artículo 8.- Obligación de Contar con Existencia de GLP

Los Productores, Importadores y todo aquel que realice 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.

Los Agentes obligados al cumplimiento de existencias de GLP pueden contabilizar como parte de sus existencias, según los lineamientos establecidos por la DGH, el volumen del GLP que tengan almacenado en las siguientes instalaciones:

a) Planta de Producción de GLP con disponibilidad para garantizar el despacho del producto a medios de transporte terrestre.

b) Plantas de Abastecimiento con disponibilidad para garantizar el despacho del producto a medios de transporte terrestre.

c) Buques o barcasas, exclusivas para garantizar el cumplimiento de la obligación de mantener existencias de GLP en la Planta de Abastecimiento; dichos buques deben tener facilidades para garantizar la disponibilidad del producto en tierra. En este extremo y para el caso de las existencias medias se podrá incluir hasta un máximo de diez (10) días de despacho promedio de los últimos seis (06) meses.

Todos los agentes que almacenen volúmenes de GLP para efectos de lo establecido en el primer párrafo del presente artículo en varias Plantas de Abastecimiento en la misma región, conforme a lo establecido por la DGH, podrán sumar los volúmenes del referido producto para cumplir con las existencias de GLP, siempre y cuando, tengan disponibilidad inmediata para el suministro de GLP a medios de transporte terrestre.

Para los fines de aplicación del presente artículo, se considerará como despacho a toda salida física de GLP de la Planta de Abastecimiento, ordenada por quien tenga contratada la capacidad de almacenamiento con el Operador de Planta de Abastecimiento o aquellas salidas físicas ordenadas por los Productores u Operadores de Planta de Abastecimiento, que se efectúen desde las Plantas de Abastecimiento de su propiedad u operadas por los mismos. Las transferencias de GLP entre Plantas de Abastecimiento, efectuadas por una misma empresa, no serán consideradas como despacho.

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 deben presentar la documentación necesaria que sustente tal situación. A través de Resolución Viceministerial se establecen los criterios y procedimientos para la exoneración de dichas existencias.

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 al OSINERGMIN sobre el volumen de inventarios diarios 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, a su requerimiento y de forma mensual, los volúmenes diarios de inventarios de GLP por agente y unidad operativa, las acciones de supervisión de cumplimiento de la obligación de mantener existencias de GLP y cualquier situación que ponga el riesgo el abastecimiento de GLP."

Artículo 7.- Modificación del artículo 4 del Decreto Supremo N° 010-2021-EM, Dictan medidas para asegurar la continuidad del abastecimiento de Gas Natural.

Modifícase el artículo 4 del Decreto Supremo N° 010-2021-EM, Dictan medidas para asegurar la continuidad del abastecimiento de Gas Natural, de acuerdo al siguiente texto:

"Artículo 4.- Existencias de GNL

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.

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.

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.

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.

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.

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.

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

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.

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:

"Artículo 3.- Definiciones

(...)

1.10 Estación de Licuefacción: 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.

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.

(...)

1.29 Comercializador en Estación de Carga de GNL: 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.

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.

(...)"

Artículo 9.- Modificación del literal b) de la Sexta Disposición Complementaria Final del Decreto Supremo N° 008-2021-EM, Decreto Supremo que modifica el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-99-EM.

Modifícase el literal b) de la Sexta Disposición Complementaria Final del Decreto Supremo N° 008-2021-EM, Decreto Supremo que modifica el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-99-EM, de acuerdo al siguiente texto:

"Sexta.- Los proyectos para masificación de gas natural ejecutados según lo dispuesto en la Ley N° 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético y los numerales 10.7 y 10.8 del Reglamento de la Ley N° 29852, aprobado por Decreto Supremo N° 021-2012-EM, será de acuerdo a lo siguiente:

(...)

b) Los costos de la operación y el mantenimiento de las inversiones en bienes de capital financiadas con el FISE son cubiertos con la tarifa de distribución vigente y/o tarifas iniciales. Asimismo, los mencionados costos de la operación y el mantenimiento, así como los ingresos correspondientes a la infraestructura financiada con recursos del FISE, deben ser incorporados en la siguiente regulación tarifaria.

Artículo 10.- Norma para la Inspección Periódica de Hermeticidad de tuberías y tanques

Apruébese la "Norma para la Inspección Periódica de Hermeticidad de tuberías y tanques enterrados que almacenan Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos", la cual forma parte del presente Decreto Supremo en calidad de Anexo.

Artículo 11.- Incorporación al Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-2008-EM

Incorpórese en lo que corresponde la presente modificación normativa del Reglamento de Distribución de Gas Natural, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 042-99-EM, al Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 040-2008-EM.

Artículo 12.- Refrendo y vigencia

El presente Decreto Supremo es refrendado por el Ministro de Energía y Minas y entra en vigencia al día siguiente de su publicación.

Artículo 13.- Publicación

Disponer la publicación del presente Decreto Supremo y su Anexo en el Diario Oficial El Peruano y en el portal institucional del Ministerio de Energía y Minas (www.minem.gob.pe).

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES

Primera.- Implementación de comercialización y uso de cilindros composite

Autorícese la comercialización y uso de los cilindros de material composite para el abastecimiento de GLP envasado, de acuerdo a las condiciones técnicas, de seguridad, de comercialización, entre otros que establezca la Dirección General de Hidrocarburos, mediante Resolución Directoral.

Segunda.- Facultad de OSINERGMIN

El OSINERGMIN, en el plazo máximo de ochenta (80) 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. Sin perjuicio de ello, el organismo debe implementar mecanismos alternativos para facilitar el cumplimiento de las citadas disposiciones, en tanto se adecúan sus plataformas informáticas.

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 el acceso de los citados mecanismos a la Dirección General de Hidrocarburos.

Tercera.- Facultad del MINEM

El MINEM, en un plazo de treinta (30) días calendario contado a partir de la entrada en vigencia del presente Decreto Supremo, emite las disposiciones normativas para regular el procedimiento para la exoneración de existencias de GLP, conforme a lo previsto en el artículo 8 del Reglamento de Comercialización de GLP, aprobado mediante Decreto Supremo N° 01-94-EM.

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 y sobre venteo operativo que le sean reportados durante dicho trimestre; asimismo, debe detallar las supervisiones y fiscalizaciones realizadas dentro del trimestre, respecto de las solicitudes presentadas. La presentación de los reportes trimestrales, debe realizarse dentro de los cinco (05) primeros días hábiles del mes siguiente al que corresponde el reporte a presentar.

Asimismo, el OSINERGMIN debe brindar facilidades a la Dirección General de Hidrocarburos para el acceso a la plataforma virtual que implemente para la recepción de las solicitudes y de los detalles de la supervisión y fiscalización realizadas a las mismas, a través de los mecanismos tecnológicos correspondientes.

Quinta.- Publicación de proyectos nuevos, ampliaciones y modificaciones de la red de distribución

Los Concesionarios en un plazo de treinta (30) días calendario, contado a partir de la publicación del presente Decreto Supremo, deben implementar e iniciar con la publicación en su página web los proyectos nuevos, ampliaciones y modificaciones por ejecutar de las redes de distribución conforme el artículo 63f del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-99-EM.

Asimismo, en el mencionado plazo el Concesionario debe publicar todos los proyectos que se encuentren en proceso de solicitud de permiso ante la municipalidad, incluyendo en esta publicación la información de los proyectos no ejecutados parcial o totalmente por razones no atribuibles al Concesionario.

Sexta.- Cumplimiento del traslado de costos eficientes en la distribución de Gas Natural. -

El OSINERGMIN, en un plazo de treinta (30) días hábiles, contados a partir de la publicación del presente Decreto Supremo, aprueba el procedimiento o los procedimientos de traslado de volúmenes de suministro y/o capacidad de transporte de gas natural, de acuerdo a los criterios establecidos en el artículo 107 del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-99-EM, con la finalidad de asegurar el crecimiento de la demanda de gas natural a nivel nacional dentro de los



procesos regulatorios. Para ello, OSINERGMIN debe dejar sin efecto los procedimientos que contravengan a lo estipulado en el mencionado artículo.

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA DEROGATORIA

Única.- Derogaciones expresas

Dispóngase la derogación de los Decretos Supremos N° 064-2009-EM y N° 023-2006-EM.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los once días del mes de enero del año dos mil veintidós

JOSÉ PEDRO CASTILLO TERRONES
Presidente de la República

EDUARDO GONZÁLEZ TORO
Ministro de Energía y Minas

ANEXO

NORMA PARA LA INSPECCIÓN PERIÓDICA DE HERMETICIDAD DE TUBERÍAS Y TANQUES ENTERRADOS QUE ALMACENAN COMBUSTIBLES LÍQUIDOS Y OTROS PRODUCTOS DERIVADOS DE LOS HIDROCARBUROS

CAPÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

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

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, en Establecimientos de Venta al Público de Combustibles y en Consumidores Directos.

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, a partir de una visita técnica de campo, 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 o soterrados, 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

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

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, así como de acuerdo a lo registrado en el SCOP cuando sea aplicable, 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

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, dentro del plazo que establezca y comuniqué el Osinergmin.

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

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, en el marco de sus competencias, 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. El OSINERGMIN verifica las características de corrosión del STE, mediante la medición de potenciales, tales como: potencial de corrosión, corriente de corrosión, resistencia eléctrica, potencial de protección, corriente galvánica u otro indicador que represente, de la forma más óptima, la vida útil del sistema de protección catódica.

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 A Los STE con más de 30 años de servicio deben ser sometidos a las pruebas de hermeticidad a través de las Entidades Acreditadas, en un plazo no mayor de doscientos diez (210) días calendario, contado desde la vigencia de la presente norma; debiendo suspender su uso en forma inmediata al detectarse una fuga, con fines de retirarlos o reemplazarlos o repararlos.

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 Certificado de Inspección de Hermeticidad debe ser emitido por una Empresa Inspectoras, 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 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

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

10.1 Realizar las pruebas de hermeticidad, bajo apercebimiento de disponerse la suspensión inmediata del uso de los tanques que no hayan sido inspeccionados en la oportunidad que les corresponde, de acuerdo con las tablas del artículo 7º de la presente Norma que le resulte aplicable.

10.2 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.

10.3 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.

10.4 Mantener en buenas condiciones de operación los detectores de fuga instalados en las bombas sumergibles.

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

10.6 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 Empresas Inspectoras

En adición a las demás obligaciones indicadas en la presente norma, 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 Tener inscripción vigente 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 a su procedimiento y cumplir con las condiciones de uso que dicho organismo establezca.

11.6 Poner de conocimiento al OSINERGMIN sobre

alguna fuga durante la realización de una prueba de hermeticidad a un STE, dentro de las veinticuatro (24) horas, a través del procedimiento y condiciones técnicas indicadas en el numeral precedente.

11.7 Seguir estrictamente las recomendaciones o especificaciones del fabricante del equipamiento y/o tecnología para la ejecución de las pruebas de hermeticidad.

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.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS FINALES

Primera.- Aprobación de procedimientos y cronograma de adecuación

Autorícese a OSINERGMIN para que, en el plazo de ciento veinte (120) días calendario, contado a partir de la publicación del presente Decreto Supremo, apruebe los Procedimientos Técnicos necesarios para su implementación, entre ellos, las condiciones para la inscripción, permanencia y exclusión en el Registro de Entidades Inspectoras; así como los cronogramas de adecuación para los Operadores de STE y Entidades Inspectoras.

Segunda.- Aprobación de medidas alternativas o compensatorias

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.

Tercera.- Publicación de guías 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

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.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS TRANSITORIAS

Primera.- Aplicación de pruebas de inspección de hermeticidad del STE

Las inspecciones a los operadores de STE nuevos se realiza conforme lo previsto en el numeral 7.1 del artículo 7 de la presente norma a partir de la emisión del certificado de fabricación del tanque.

Los operadores de STE preexistentes a la fecha de entrada en vigencia de la presente norma cuentan con un plazo máximo de dos años calendario, contado desde su vigencia, para realizar la inspección de hermeticidad a su STE, conforme al cronograma que el OSINERGMIN establezca, debiendo priorizar los tanques de mayor antigüedad. Las siguientes pruebas de inspección se realizan conforme lo previsto en el numeral 7.1 del artículo 7 de la presente norma.

Segunda.- 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.