Proyecto de Ley N° 679/2021-PE

"Decenio de la Igualdad de oportunidades para mujeres y hombres"
"Año del Bicentenario del Perú: 200 años de Independencia"

CONGRESO DE LA REPÚBLICA
Área de Trámite y Digitalización de Documentos
10 NOV 2021
RECIBIDO
Firma ____ Hora 11:18

Lima, 10 de noviembre de 2021

OFICIO Nº 624 -2021 –PR

Señora
MARÍA DEL CARMEN ALVA PRIETO
Presidenta del Congreso de la República
Congreso de la República
Presente. –

Tenemos el agrado de dirigirnos a usted, de conformidad con lo dispuesto por el artículo 107º de la Constitución Política del Perú, a fin de someter a consideración del Congreso de la República, con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros, el Proyecto de Ley que establece medidas para impulsar la masificación del gas natural.

Mucho estimaremos que se sirva disponer su trámite con el carácter de URGENTE, según lo establecido por el Artículo 105º de la Constitución Política del Perú.

Sin otro particular, hacemos propicia la oportunidad para renovarle los sentimientos de nuestra consideración.

Atentamente,

JOSÉ PEDRO CASTILLO TERRONES
Presidente de la República

MIRTHA ESTHER VÁSQUEZ CHUQUILÍN
Presidenta del Consejo de Ministros

PERÚ
CONGRESO de la REPÚBLICA

CONGRESO DE LA REPÚBLICA

Lima, **11** de **noviembre** del **2021**
Según la consulta realizada, de conformidad con el Artículo 77° del Reglamento del Congreso de la República: pase la Proposición **N° 679** para su estudio y dictamen, a la (s) Comisión (es) de:
1. ENERGÍA Y MINAS.

HUGO ROVIRA ZAGAL
Oficial Mayor
CONGRESO DE LA REPÚBLICA

REPÚBLICA DEL PERÚ

Ley

PROYECTO DE LEY N°

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

POR CUANTO:

EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA;

Ha dado la Ley siguiente:

LEY QUE ESTABLECE MEDIDAS PARA IMPULSAR LA MASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL

Artículo 1.- Objeto

La presente norma tiene como objeto establecer medidas para impulsar el acceso de la población al gas natural, coadyuvar al cierre de brechas energéticas, proteger el ambiente y garantizar la seguridad del abastecimiento de combustibles a través de un marco para la ejecución de proyectos de masificación y el establecimiento de condiciones para mejorar la competitividad del gas natural, así como la creación de una entidad que gestione la capacidad de almacenamiento de combustibles disponible en el país.

Título I

De la Promoción de proyectos para la masificación del gas natural

Artículo 2.- Alcance

Las disposiciones del presente Título se aplican a los proyectos que promueva el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) para la prestación del servicio público de distribución de gas natural por redes de ductos a través de encargos especiales a las empresas estatales del Sector Energía, en el marco de la legislación de la materia y del principio de subsidiariedad, consagrado en el artículo 60 de la Constitución Política del Perú.

Para la determinación de los proyectos bajo el alcance del presente artículo, el MINEM evalúa la viabilidad de los requerimientos que efectúen los Gobiernos Regionales y Locales.

21-0022628

Artículo 3.- Desarrollo de proyectos para la masificación del gas natural

La ejecución de las obras de los proyectos comprendidos en el artículo 2 es realizada a través de empresas especializadas inscritas en el registro que para tal efecto habilite el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), quien a su vez supervisa el mismo, y aplica las medidas correctivas o sanciones que correspondan, en el ámbito de sus competencias.

El MINEM determina la oportunidad en que estos proyectos son promovidos mediante mecanismos de promoción de la inversión privada, para el otorgamiento de la correspondiente concesión de distribución de gas natural por red de ductos. Una vez otorgada la concesión, las instalaciones y bienes del proyecto son transferidos al concesionario en calidad de bienes de la concesión y no son considerados como costos para efectos de la regulación tarifaria por el OSINERGMIN.

Artículo 4.- Financiamiento de proyectos para la masificación del gas natural

La ejecución de los proyectos bajo el alcance del artículo 2 de la presente Ley, son financiados con los recursos del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) de conformidad con la disponibilidad de recursos existentes y/o del Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (SISE), en atención a lo dispuesto en el Plan de Acceso Universal a la Energía que aprueba el MINEM.

El régimen aplicable a la remuneración por la prestación del servicio, operación y mantenimiento, condiciones económicas y financieras, entre otras aplicables, son definidas por el MINEM en el Reglamento de la presente norma.

Artículo 5.- Determinación de los costos de los proyectos

Las especificaciones de los proyectos son determinadas por el MINEM y valorizadas por empresas especializadas. El OSINERGMIN valida la valorización presentada por la empresa especializada a fin de determinar si se encuentra dentro de los valores máximos de costos de construcción de la infraestructura de proyectos, que comprenden: redes de distribución, City Gates u otra infraestructura necesaria para el suministro a los consumidores; así como los precios máximos de las instalaciones internas, Derecho de Conexión y Acometida.

Con la validación realizada por el OSINERGMIN, el MINEM determina la viabilidad financiera e implementa las acciones para el desarrollo de los proyectos.

REPÚBLICA DEL PERÚ

Ley

Artículo 6.- Régimen aplicable a los proyectos de masificación del gas natural

Las empresas estatales del sector energía a cargo de los proyectos de masificación conforme al artículo 2 de la presente Ley, asumen los derechos, facultades y obligaciones establecidas por el marco normativo que rige la actividad de distribución de gas natural por red de ductos en materia de seguridad, calidad de servicio y cualquier otro aspecto aplicable, así como el marco aplicable en materia ambiental, encontrándose sujetas a las funciones de supervisión, fiscalización y sanción de las entidades competentes.

La ejecución de obras para la prestación del servicio de distribución de gas natural por red de ductos está exceptuada de lo dispuesto en la Ley N° 30477, Ley que regula la ejecución de obras en áreas de dominio público. El Reglamento de la presente Ley establecerá las condiciones específicas para la ejecución de las obras de los proyectos de masificación de gas natural en la vía pública.

Título II

Del Mecanismo de Compensación para el Acceso Descentralizado al Gas Natural

Artículo 7.- Creación del Mecanismo de Compensación para el Acceso Descentralizado al Gas Natural

Créase el Mecanismo de Compensación para el Acceso Descentralizado al Gas Natural, cuya finalidad es nivelar los precios finales del gas natural para los usuarios del servicio de distribución de gas natural por red de ductos a nivel nacional.

El Mecanismo de Compensación para el Acceso Descentralizado al Gas Natural es financiado a través de un recargo al servicio de transporte de gas natural por ductos, el cual es administrado por el OSINERGMIN. El recargo se aplica a todos los clientes de las empresas que realizan el servicio de transporte de gas natural por ductos.

El recargo es calculado por el OSINERGMIN con periodicidad anual, o ante la ocurrencia de eventos que impliquen la necesidad de una nueva evaluación; y es recaudado y transferido por el prestador del servicio de transporte de gas natural por ductos, conforme a las disposiciones que emita el OSINERGMIN en su calidad de administrador.

Artículo 8.- Criterio de Eficiencia para la aplicación del Mecanismo de Compensación para el Acceso Descentralizado al Gas Natural

Para alcanzar el objetivo de nivelación y la determinación del recargo, el OSINERGMIN toma como referencia los precios finales de las categorías tarifarias donde se encuentre la mayor concentración de la demanda en concesiones de distribución de gas natural conectadas al sistema de transporte por ductos, entre otros criterios que garanticen la eficiencia de la medida, de acuerdo a las disposiciones reglamentarias que emita el MINEM.

El recargo aplicado debe permitir cubrir la totalidad del monto necesario para nivelar los precios finales a los niveles de referencia determinados procurando que no se afecte la competitividad con respecto a su energético sustituto.

En el caso de concesiones o regiones no conectadas a un sistema de transporte por ductos con precios finales de gas natural más bajos a los de la referencia, no se les aplica el recargo quedando exceptuados del análisis de la compensación.

El Mecanismo de Compensación para el Acceso Descentralizado al Gas Natural reconoce los costos eficientes incurridos por los concesionarios de distribución para la atención del mercado regulado.

Como uno de los principios de eficiencia, la nivelación para los precios finales de gas natural a las concesiones, solo deben reconocer los costos de los consumidores en función al volumen consumido y no a la capacidad contratada de estos con el concesionario.

Artículo 9.- Aplicación del Mecanismo de Compensación para el Acceso Descentralizado al Gas Natural

El Mecanismo de Compensación para el Acceso Descentralizado al Gas Natural es aplicado a través de un descuento tarifario en la facturación mensual de los usuarios de las concesiones de distribución de gas natural por red de ductos, cuyo precio final del gas natural no sea inferior al valor de referencia, señalado en el artículo 8 de la presente norma.

Título III

De la Agencia de Inventarios de Combustibles

Artículo 10.- Creación de la Agencia de Inventarios de Combustibles

Créase la Agencia de Inventarios de Combustibles (AIC) como una entidad privada sin fines de lucro y con personería de Derecho Público, conformada por todos los Agentes obligados a mantener existencias de combustibles líquidos, GLP y otros hidrocarburos; así como, por representantes del Ministerio de Energía y Minas. Sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por los Agentes.

REPÚBLICA DEL PERÚ

Ley

La AIC tiene por función principal administrar, proveer y disponer de instalaciones de almacenamiento de hidrocarburos consideradas estratégicas por el Estado peruano, para garantizar el abastecimiento continuo y regular de combustibles líquidos, GLP y otros hidrocarburos, en concordancia con la Política Energética Nacional.

Mediante Decreto Supremo el Ministerio de Energía y Minas aprueba los lineamientos para la organización, operatividad y gestión de la AIC.

La infraestructura de almacenamiento ejecutada por la AIC es de titularidad del Estado peruano a través del Ministerio de Energía y Minas

Artículo 11.- Habilitación de uso de los recursos del SISE

Autorícese el uso de los recursos del Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (SISE), previsto en la Ley N° 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, para financiar las inversiones de infraestructura para el almacenamiento de hidrocarburos, de acuerdo a los lineamientos que establezca el Ministerio de Energía y Minas en el reglamento de la presente norma.

El cargo y destino del SISE se realiza de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 12 de la presente norma.

Los proyectos de infraestructura de almacenamiento de hidrocarburos a ser financiados con recursos el SISE deben ser declarados prioritarios y estratégicos por el Ministerio de Energía y Minas mediante Resolución Ministerial.

Artículo 12.- Cargo y destino del SISE

El cargo a que se refiere el artículo anterior sirve para cubrir los costos de inversión de los proyectos de almacenamiento conforme a lo establecido en el artículo 11 de la presente norma, así como para la reserva energética del Estado señalada en el artículo 13 de la presente norma.

Artículo 13.- Existencias de combustibles

Las empresas públicas y/o privadas que accedan y usen la infraestructura de almacenamiento de hidrocarburos a cargo de la AIC cumplen con la obligación de mantener existencias de combustibles conforme con lo dispuesto en la normativa sectorial vigente.

El Estado, a través del Ministerio de Energía y Minas, puede acceder y usar la infraestructura de almacenamiento de GLP a cargo de la AIC a fin de contar con un volumen de GLP como reserva energética, acorde a la Política Energética Nacional.

Artículo 14.- Tarifas

Los costos de inversión de los proyectos de inversión financiados por el SISE, las tarifas por el uso de infraestructura y los costos financieros para mantener las existencias de los hidrocarburos son determinados por OSINERGMIN, conforme a las disposiciones que establezca el Ministerio de Energía y Minas.

Los costos de inversión financiados por el SISE no están sujetos a devolución y no son considerados para el cálculo de las tarifas y costos financieros.

Artículo 15.- Funciones de la Agencia Autónoma de Inventario de Combustibles

La AIC tiene las siguientes funciones:

15.1 Gestionar y disponer la infraestructura de almacenamiento de combustibles líquidos, GLP y otros hidrocarburos para garantizar el suministro continuo y regular de combustibles líquidos, GLP y otros hidrocarburos.
15.2 Promover y ejecutar proyectos de infraestructura de almacenamiento de combustibles líquidos, GLP y otros hidrocarburos.
15.3 Desarrollar estudios de demanda de hidrocarburos y la infraestructura necesaria de almacenamiento.
15.4 Publicar estadísticas referidas a las existencias de combustibles e indicadores de avance de proyectos.
15.5 Otras establecidas vía reglamentaria mediante Decreto Supremo.

El OSINERGMIN supervisa y fiscaliza el cumplimiento de las funciones de la AIC, así como el cumplimiento de la normativa técnica y de seguridad en la infraestructura de almacenamiento de hidrocarburos bajo responsabilidad de la AIC.

REPÚBLICA DEL PERÚ

Ley

Artículo 16.- Sostenimiento de la AIC

El sostenimiento de las funciones de la AIC es financiado con los ingresos propios de la comercialización (almacenamiento, recepción y despacho) según la tarifa que determine el OSINERGMIN, en base a los lineamientos que establezca el Ministerio de Energía y Minas; la cual remunera el costo de acceso a la infraestructura de almacenamiento de combustibles.

DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA FINAL

ÚNICA. - Reglamentación

El Reglamento de la presente Ley es aprobado mediante Decreto Supremo refrendado por el/la Ministro/a de Energía y Minas, en un plazo máximo de noventa (90) días calendario contados a partir de la entrada en vigencia de la presente norma.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS MODIFICATORIAS

PRIMERA. – Modifícase los artículos 1, 2, 4, 5, 6 y 9 de la Ley Nº 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, conforme al siguiente texto:

*"**Artículo 1.- Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos***

Créase el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos que permitirá dotar de infraestructura requerida para brindar seguridad al sistema energético.

*El Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos estará constituido por **sistemas de transporte o distribución de gas natural, infraestructura relacionada a Gas Natural Comprimido y/o Gas Natural Licuefactado y/o instalaciones para el almacenamiento de hidrocarburos** consideradas estratégicas por el Estado para asegurar el abastecimiento de combustibles al país.*

El Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos será reglamentado mediante decreto supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas y será remunerado mediante un cargo al transporte por ductos de los productos líquidos derivados de los hidrocarburos y líquidos del gas natural."

"Artículo 2.- Cargo y destino del Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos

El Sistema a que hace referencia el artículo anterior será remunerado mediante un cargo tarifario a la infraestructura de la red nacional de ductos de transporte de productos líquidos derivados de los hidrocarburos y líquidos de gas natural, así como al suministro de dichos productos, según el plan aprobado por el Ministerio de Energía y Minas.

El cargo a que se refiere el párrafo anterior, servirá para cubrir los costos de inversión y de explotación ***de forma total o parcial de los sistemas de transporte o distribución de gas natural, infraestructura relacionada a Gas Natural Comprimido y/o Gas Natural Licuefactado de sistemas de distribución y/o instalaciones para el almacenamiento de hidrocarburos consideradas estratégicas; mediante proyectos sujetos a procesos de promoción de la inversión privada u otras modalidades que apruebe el Ministerio de Energía y Minas.***

Las transferencias mensuales para la remuneración del Sistema serán efectuadas directamente por los productores e importadores, definidos como tales por el Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo 032-2002-EM."

"Artículo 4.- Recursos del FISE

El FISE se financiará con los siguientes recursos:

4.1 Recargo en la facturación mensual para los usuarios libres de electricidad de los sistemas interconectados definidos como tales por el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley 25844, a través de un cargo equivalente en energía aplicable en las tarifas de transmisión eléctrica. Dicho cargo tarifario será equivalente al recargo en la facturación dispuesto por la ley de creación del FOSE, Ley 27510 y sus modificatorias.

4.2 Recargo al suministro de los productos líquidos derivados de hidrocarburos y líquidos de gas natural, equivalente a US$ 1.00 por barril a los mencionados productos. El recargo se aplicará en cada venta primaria que efectúen los productores e importadores, definidos como tales en el Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo 032-2002-EM y será trasladado en los precios de los hidrocarburos líquidos.

4.3 Recargo equivalente a US$ 0,055 por MPC (Miles de Pies Cúbicos) en la facturación mensual de los cargos a los usuarios de transporte de gas natural

REPÚBLICA DEL PERÚ

Ley

por ductos, que incluye a los ductos de Servicio de Transporte, Ductos de Uso Propio y Ductos Principales, definidos como tales en el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo 081-2007-EM. El recargo pagado por los generadores eléctricos es compensado mediante un cargo a ser incluido en el peaje del sistema principal de transmisión eléctrica, y es administrado y regulado por el Osinergmin según lo que dispone el reglamento.

4.4 Las donaciones de entidades privadas, gobiernos, organizaciones o instituciones internacionales, destinadas a financiar programas y proyectos comprendidos dentro de los fines señalados en el artículo 5 de la presente Ley.

4.5 Cualquier otro mecanismo u operación financiera destinada a preservar e incrementar los recursos del FISE, de acuerdo con la legislación vigente."

"Artículo 5.- Destino del Fondo

El FISE se destinará a los siguientes fines:

5.1 Masificación del uso del gas natural mediante el financiamiento parcial o total de las conexiones de ***los*** *consumidores regulados, sistemas o medios de distribución o transporte,* ***infraestructura relacionada al Gas Natural Comprimido y/o Gas Natural Licuefactado de sistemas de distribución****, conversiones y/****o adquisiciones de vehículos a Gas Natural Vehicular, equipos y facilidades para promover el uso del Gas Natural, incluyendo usos productivos****; de acuerdo al Plan de Acceso Universal a la Energía aprobado por el Ministerio de Energía y Minas.*

5.2 Compensación para el desarrollo de nuevos suministros en la frontera energética, ***mediante tecnologías convencionales y no convencionales****, como células fotovoltaicas, paneles solares, biodigestores,* ***calefactores****, entre otros* ***mecanismos que permitan promover el acceso universal a la energía.***

5.3 Compensación social y promoción para el acceso al GLP de los sectores vulnerables tanto urbanos como rurales.

5.4 Compensación a las empresas de distribución de electricidad por la aplicación del mecanismo de compensación de la tarifa eléctrica residencial, conforme a la ley de la materia.

5.5. Implementación del Mecanismo de Promoción contenido en el Decreto Supremo Nº 040-2008-EM, dirigido a las poblaciones de menores recursos."

*"**Artículo 6.- Carácter intangible del Fondo***

***El FISE tiene personería jurídica propia de derecho privado, se rige por las normas de la presente Ley, su Reglamento y en forma supletoria por las normas del Código Civil. Sus recursos no tienen la calidad de fondos públicos, son de carácter intangible** y se destinarán única y exclusivamente a los fines a que se refiere la presente norma.*

La ejecución de los programas y proyectos financiados por el FISE se realiza conforme a los mecanismos y condiciones establecidas en el Programa Anual de Promociones que aprueba el Ministerio de Energía y Minas."

"Artículo 9.- Administración del Fondo y cumplimiento de disposiciones

9.1. La Dirección del FISE se encuentra a cargo de un Comité Directivo conformado por:

- ***El Viceministro (a) de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas, en calidad de Presidente.***
- ***El Director (a) General de la Dirección General de Electrificación Rural del Viceministerio de Electricidad, en calidad de Miembro.***
- ***El Director (a) General de la Dirección General de Hidrocarburos del Viceministerio de Hidrocarburos, en calidad de Miembro.***
- ***Dos Representantes del Ministerio de Energía y Minas, en calidad de Miembros.***

9.2. El Comité Directivo aprueba los procedimientos necesarios para regular los aspectos de carácter administrativo, laboral, operativo, económico y financiero, para la ejecución de los fines contemplados en el artículo 5 de la presente Ley.

9.3. La gestión administrativa, operativa, económica y financiera del Fondo se encuentra a cargo del Director Ejecutivo, quien es designado por el Comité Directivo.

9.4. Para efectos de la celebración de los actos y contratos para la correcta gestión del FISE, no es de aplicación el marco normativo que rige al Sector Público Nacional, así como las normas de similar naturaleza dispuestas por la legislación presupuestal y leyes especiales.

REPÚBLICA DEL PERÚ

Ley

9.5. Las funciones del Comité Directivo y el Director Ejecutivo son establecidas por el Ministerio de Energía y Minas en el Reglamento de la presente Ley.

9.6. *Osinergmin, en el uso de sus facultades normativas y sancionadoras establecidas en la Ley N° 27699, Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional del Osinergmin, establece las compensaciones y sanciones por incumplimiento de las disposiciones de la presente Ley, sus normas reglamentarias y conexas."*

SEGUNDA. – Incorpórese el artículo 2-A al Decreto Legislativo N° 43, Ley de Petróleos del Perú PETROPERÚ, conforme al siguiente texto:

"Artículo 2-A.- Las subsidiarias, filiales y/o sucursales que constituya PETROPERÚ S.A. al amparo de lo dispuesto en el artículo 2 del presente Decreto Legislativo, se encuentran fuera del ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado - FONAFE.

El régimen legal aplicable a las contrataciones o adquisiciones de PETROPERÚ S.A. se aplica también a las subsidiarias, filiales y/o sucursales que constituya.

A las subsidiarias, filiales y/o sucursales que constituya PETROPERÚ S.A. le resulta aplicable el régimen legal previsto en el artículo 5 del presente Decreto Legislativo."

.....
MIRTHA ESTHER VÁSQUEZ CHUQUILÍN
Presidenta del Consejo de Ministros

.....
EDUARDO GONZÁLEZ TORO
Ministro de Energía y Minas

.....
JOSÉ PEDRO CASTILLO TERRONES
Presidente de la República

EXPOSICIÓN DE MOTIVOS

PROYECTO DE LEY QUE ESTABLECE MEDIDAS PARA IMPULSAR LA MASIFICACIÓN DEL GAS NATURAL

I. BASE LEGAL:

1.1 Ley N° 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, y sus modificatorias.

1.2 Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, Ley N° 30705.

1.3 Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 031-2007-EM, y sus modificatorias.

1.4 Decreto de Urgencia N° 015-2019, Decreto de Urgencia para el Equilibrio Financiero del Presupuesto del Sector Público para el Año Fiscal 2020, modificado por Decreto de Urgencia N° 035-2019.

1.5 Decreto Supremo N° 042-2005-EM, que aprueba el Texto Único Ordenado de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos.

1.6 Decreto Supremo N° 040-2008-EM, Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM, y sus modificatorias.

1.7 Decreto Supremo N° 064-2010-EM, que aprueba la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040.

1.8 Decreto Supremo N° 021-2012-EM, que aprueba el Reglamento de la Ley N° 29852, que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, y sus modificatorias.

1.9 Plan de Acceso Universal a la Energía 2013-2022, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 203-2013-MEM/DM, y sus modificatorias.

II. ANTECEDENTES:

2.1 Marco normativo de la propuesta:

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

Asimismo, el artículo 4 del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por Decreto Supremo Nº 031-2007-EM, y sus modificatorias, establece como competencias exclusivas del MINEM las siguientes: i. Diseñar, establecer y supervisar las políticas nacionales y sectoriales en materia de energía y de minería, asumiendo la rectoría respecto de ellas; ii. Regular la infraestructura pública de carácter y alcance nacional en materia de energía y de minería.

De igual manera, el numeral 9.1 del artículo 9 de la Ley Nº 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, señala que el MINEM es el encargado de administrar el Fondo de Inclusión Social Energético (en adelante, FISE), estando facultado para la aprobación de los procedimientos necesarios para la correcta administración del fondo.

Como puede apreciarse de lo antes descrito, el MINEM se encuentra facultado para impulsar la emisión de normas vinculadas a su competencia, como ente rector del Subsector Hidrocarburos y Administrador del FISE.

2.2 **Sobre la iniciativa legislativa:**

De conformidad con el artículo 107 de la Constitución Política del Perú, concordado con el artículo 74 del Reglamento del Congreso de la República, tienen derecho a iniciativa en la formación de leyes y capacidad para presentar proposiciones de ley, el Presidente de la República, los Congresistas, así como los otros poderes del Estado en las materias que le son propias.

Conforme al artículo 8 de la Ley Orgánica del Poder Ejecutivo, Ley N° 29158, es facultad del Presidente de la República, en su calidad de Jefe del Poder Ejecutivo, ejercer el derecho de iniciativa legislativa, con aprobación del Consejo de Ministros.

Por su parte, el Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por Decreto Supremo N° 031-2007-EM, y sus modificatorias, establece que una las funciones del MINEM es dictar la normatividad general de alcance nacional en las materias de su competencia.

2.3 **Respecto a la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040 y su importancia:**

El numeral 5.1 del artículo 5 de la Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, Ley N° 30705, establece que el MINEM posee dentro de sus competencias exclusivas diseñar, establecer y supervisar las políticas nacionales y sectoriales en materia de energía y minería. Asimismo, el numeral 7.1 del artículo 7 del citado cuerpo normativo señala como 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.

En ese sentido, el MINEM es el organismo rector del Sector Energía y Minas y tiene como finalidad formular y evaluar las políticas de alcance nacional en materia del

desarrollo sostenible de las actividades minero – energéticas, entendiéndose el desarrollo sostenible como la capacidad de satisfacer necesidades del presente sin comprometer las capacidades de las futuras generaciones, garantizando el equilibrio entre el crecimiento económico, el cuidado del medioambiente y el bienestar social.

Es así que mediante Decreto Supremo N° 064-2010-EM se aprobó la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, la cual establece lineamientos que permitan satisfacer la demanda nacional de energía de manera confiable, regular, continua y eficiente, y promover el desarrollo sostenible; teniendo entre otros objetivos, el acceso universal al suministro energético, así como el desarrollo de la industria del gas natural, y su uso en actividades domiciliarias, transporte, comercio e industria, así como generación eléctrica eficiente.

En ese contexto, es preciso indicar que dentro de los objetivos descritos, se encuentra alcanzar la cobertura total del suministro de electricidad e hidrocarburos, así como facilitar sistemas descentralizados en la distribución de gas natural en todos los sectores de consumo del país, ampliar y consolidar el uso del gas natural.

En ese orden de ideas, entre los objetivos estratégicos de la Política Energética Nacional 2010-2040, que favorecen al desarrollo del Sector en el contexto del presente análisis, se menciona lo siguiente:

- Contar con un abastecimiento energético competitivo.
- Lograr la autosuficiencia en la producción de energéticos.
- Acceso universal al suministro energético.
- Contar con la mayor eficiencia en la cadena productiva y de uso de la energía.
- Desarrollar la industria del Gas Natural, y su uso en actividades domiciliarias, transporte, comercio e industria, así como la generación eléctrica eficiente.
- Integrarse con los mercados energéticos de la región, que permita el logro de la visión de largo plazo.

Asimismo, mediante la Resolución N° 203-2013-MEM-DM, se aprobó el Plan de Acceso Universal a la Energía 2013-2022, el cual tiene como Objetivo General promover desde el ámbito energético, el desarrollo económico eficiente, sustentable con el medio ambiente y con equidad, implementando proyectos que permitan ampliar el acceso universal al suministro energético, priorizando el uso de fuentes energéticas disponibles, debiendo establecer la viabilidad técnica, social y geográfica de los proyectos mencionados, con el objeto de generar una mayor y mejor calidad de vida de las poblaciones de menores recursos en el país, en el periodo 2013-2022.

En ese orden de evaluación, considerando la disponibilidad de recursos energéticos con que cuenta el Perú, el Plan de Acceso Universal prevé ampliar el acceso universal al suministro de energía y la energización a través de mecanismos generales, entre los cuales destacan los programas de promoción de masificación del uso del gas natural residencial y gas natural vehicular.

En ese sentido, con el propósito de lograr el bienestar social como finalidad intrínseca que persigue el Estado y siendo un objetivo de interés general, se viene

impulsando la masificación del gas natural a nivel nacional empleando la tecnología y la infraestructura existente a la fecha, con el objetivo de contar con un sistema energético que satisfaga la demanda nacional de energía de manera confiable, regular, continua y eficiente.

2.4 **Respecto al Fondo de Inclusión Social Energético (FISE):**

Mediante la Ley Nº 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social, se crea el FISE, como un sistema de compensación energética que permita brindar seguridad al sistema, así como de un esquema de compensación social y mecanismos de acceso universal a la energía. El artículo 5 de dicha norma, establece que el FISE tiene como fines:

i) La masificación del uso del gas natural mediante el financiamiento parcial o total de las conexiones de consumidores regulados, sistemas o medios de distribución o transporte, y conversiones vehiculares.
ii) La compensación para el desarrollo de nuevos suministros en la frontera energética.
iii) La compensación social y promoción para el acceso al GLP de los sectores vulnerables, tanto urbanos como rurales.
iv) La compensación a las empresas de distribución de electricidad por la aplicación del mecanismo de compensación de la tarifa eléctrica residencial, conforme a la ley de la materia.
v) La implementación del Mecanismo de Promoción contenido en el Decreto Supremo N° 040-2008-EM, dirigido a las poblaciones de menores recursos.

De igual modo, el artículo 6 de la Ley Nº 29852 dispone que el mencionado fondo tiene carácter intangible y sus recursos se destinarán única y exclusivamente a los fines a que se refiere su ley de creación.

El numeral 8.1 del artículo 8 de la Ley Nº 29852, señala que para los fines de masificación del uso del gas natural, el Plan de Acceso Universal aprobado por el MINEM definirá los lineamientos y criterios relacionados al acceso al mercado, población objetivo, mecanismos de masificación por tipo de usuario, temporalidad de los mecanismos, entre otros, conforme a la Política Energética Nacional.

De acuerdo con lo dispuesto en el numeral 8.2. del artículo 8 de la Ley Nº 29852, los proyectos a ser incluidos en el Plan de Acceso Universal a la Energía deben ser priorizados de acuerdo a la disponibilidad del FISE y conforme al Programa Anual de Promociones, aprobado por el MINEM.

A través del Decreto Supremo N° 021-2012-EM, se aprueba el Reglamento del FISE, el cual establece que el Programa Anual de Promociones forma parte del Plan de Acceso Universal a la Energía y contiene los proyectos directamente vinculados a los fines del FISE. Asimismo, el MINEM establece la cartera de proyectos del Programa Anual de Promociones a ejecutarse con recursos del FISE, considerando su disponibilidad financiera.

Al respecto, cabe resaltar que los beneficiarios de los proyectos o programas a ejecutarse con recursos del FISE, se caracterizan por pertenecer a los sectores con necesidades energéticas insatisfechas.

Las normas antes mencionadas establecen que el MINEM aprobará el Plan de Acceso Universal a la Energía y que los proyectos incluidos en dicho plan serán priorizados de acuerdo a la disponibilidad del FISE y conforme al Programa Anual de Promociones aprobado por el MINEM, entidad decisora y promotora de los proyectos a financiarse con el FISE, siendo responsable que el diseño y/o la ejecución de los proyectos consideren mecanismos competitivos para su aprovisionamiento que garanticen su eficiencia.

Conforme a lo expuesto, el FISE es un medio para la implementación del Plan de Acceso Universal a la Energía 2013 – 2022, por lo que es de suma importancia la continuación y crecimiento de los programas que utilizan recursos de dicho fondo, toda vez que el acceso a la energía es considerada una condición mínima para el desarrollo de las comunidades, su disponibilidad está asociada al mejoramiento de condiciones de educación, salud, seguridad y actividades productivas, considerándose el acceso universal a la energía es considerado como uno de los pilares para la lucha contra la pobreza.

Además, el FISE y el Plan de Acceso Universal a la Energía 2013-2022 se encuentran enmarcados dentro de la política internacional, al tener vinculación con el objetivo 07 de los Objetivos de Desarrollo Sostenible, planteados por la Organización de Naciones Unidas (ONU); el cual indica que se debe "Garantizar el acceso universal a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos".

Por su parte, corresponde indicar que, desde el 01 de febrero de 2020, el MINEM se encuentra ejerciendo las funciones de Administrador del FISE, al haber culminado el 31 de enero de 2020 el encargo realizado al Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinergmin (en adelante, OSINERGMIN) a través de la Única Disposición Transitoria de la Ley Nº 29852.

2.5 **Respecto a la distribución de gas natural por red de ductos como servicio público:**

El servicio de distribución de gas natural por red de ductos en el Perú constituye un servicio público al habérsele reconocido dicha naturaleza en el artículo 79 del Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley N° 26221, aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-EM. En esa línea, el artículo 3 de la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, declaró 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.

La doctrina sobre la materia coincide en que si bien una de las principales condiciones para que una actividad económica sea considerada como servicio público es su declaratoria como tal por parte del poder legislativo, dicho reconocimiento surge como producto del consenso colectivo que determina que una

actividad económica es indispensable para la comunidad y que satisface una necesidad esencial de los habitantes, vinculada intrínsecamente a conseguir el bienestar general.

Al respecto, conforme al artículo 44 de la Constitución Política del Perú[1], promover el bienestar general es uno de los deberes primordiales del Estado; bienestar general que se debe fundamentar en la justicia y en el desarrollo integral y equilibrado de la Nación.

Además, la prestación de los servicios públicos se rige por determinadas condiciones dentro de las cuales destaca la universalidad y los conceptos de acceso universal y servicio universal, bajo los cuales se busca que el servicio llegue a la mayor cantidad de personas en un ámbito geográfico. Por tanto, en algunos escenarios se prioriza la satisfacción de las necesidades básicas de los habitantes - con especial énfasis es los sectores de menores ingresos - por encima de rentabilidad comercial que la realización de una actividad económica pueda suponer.

Respecto al servicio en mención, el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo Nº 040-2008-EM (en adelante, TUO del Reglamento de Distribución) dispone las condiciones para la prestación del mencionado servicio público bajo el régimen de concesión sujeto a regulación económica por parte del Estado. En ese sentido, en virtud del contrato de concesión de distribución de gas natural, el Estado otorga a una persona jurídica el derecho exclusivo a prestar el servicio público de distribución de gas natural por ductos dentro de un área de concesión, incluyendo el derecho a explotar los bienes de la concesión para la prestación del servicio.

2.6 **<u>Respecto al financiamiento de los costos de conexión para contar con el servicio de gas natural domiciliario, con recursos del FISE:</u>**

Con la finalidad de promover el avance de la masificación del gas natural en el país, así como el acceso de la población al servicio de gas natural, el MINEM desde el año 2016 viene implementando programas para ampliar el acceso al residencial al servicio de gas natural, considerando la utilización de los recursos FISE. De manera específica, a través de dichos programas, el FISE viene financiando la conexión al servicio de los consumidores de menores recursos, conforme a lo previsto en la Ley Nº 29852 y su Reglamento.

Sobre el particular, corresponde indicar que, de acuerdo con la normativa vigente, para que los usuarios puedan acceder a contar el servicio, esto es, para que se produzca la conexión al servicio de gas natural residencial, el consumidor tiene que asumir el costo de tres (3) componentes o conceptos (costo de conexión), estos

[1] Artículo 44.- Deberes del Estado Son deberes primordiales del Estado: defender la soberanía nacional; garantizar la plena vigencia de los derechos humanos; proteger a la población de las amenazas contra su seguridad; y promover el bienestar general que se fundamenta en la justicia y en el desarrollo integral y equilibrado de la Nación.

componentes son: el Derecho de Conexión[2], la Acometida[3] (entendiéndose de manera general como el medidor) y las instalaciones internas[4].

En este contexto, mediante el Decreto Supremo N° 012-2016-EM, se modifica el Reglamento de la Ley Nº 29852, estableciéndose, entre otros, que el FISE puede financiar el 100% del costo total del Derecho de Conexión, la Acometida y el Servicio Integral de Instalación Interna de los nuevos suministros residenciales, en el marco del Programa Anual de Promociones; señalándose además la forma de devolución de acuerdo al nivel socioeconómico de los consumidores.

El FISE puede financiar el 100% de los costos de conexión, de los hogares que se encuentren dentro de los niveles socioeconómicos pertenecientes a los estratos Bajo, Medio Bajo y Medio según el Plano Estratificado a nivel de manzana por ingreso per cápita del hogar, elaborado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), precisando también los porcentajes de devolución del financiamiento. En tal sentido, las condiciones para acceder al financiamiento del FISE, la devolución y el plazo, son las siguientes:

Cuadro N° 1

Criterios socioeconómicos para el financiamiento del FISE

Nivel socioeconómico del beneficiario	Financiamiento	Devolución	Plazo para devolución
Bajo	100%	No devuelve	No aplica
Medio Bajo	100%	25% del financiamiento	10 años
Medio	100%	50% del financiamiento	10 años

En ese marco, como se ha detallado, los proyectos para la masificación del gas natural residencial se determinan en el Programa Anual de Promociones[5] que forma

[2] Cargo de conexión a la red que sirve para financiar, entre otros, la construcción de la tubería de conexión del consumidor, conforme a lo dispuesto en el artículo 63b del TUO del Reglamento de Distribución.
[3] Comprende los equipos de regulación de presión y medición del flujo de gas natural y es de propiedad del consumidor. Tiene como componentes: el medidor, los equipos de regulación, la caja de protección, los accesorios y las válvulas de protección. Para los consumidores residenciales, es provista por la empresa encargada de la distribución de gas natural y la tarifa es definida por el OSINERGMIN.
[4] Este concepto comprende las facilidades necesarias para la instalación de las tuberías, dentro de los hogares, que abastecen de gas natural a los gasodomésticos. De otro lado, de conformidad con el Reglamento de la Ley Nº 29852, Servicio Integral de Instalación Interna: Consiste en proveer el personal técnico calificado, materiales directos e indirectos y el equipamiento adecuado para realizar la instalación interna, de acuerdo a las especificaciones técnicas que establezca el Administrador, acorde a lo señalado en el Programa Anual de Promociones. Asimismo, forma parte del servicio: la difusión de la información, la capacitación de los beneficiarios, la elaboración de documentos, la revisión y acondicionamiento de la cocina de GLP u otro artefacto del Usuario FISE para viabilizar el uso de Gas Natural.
[5] Mediante Resolución Ministerial N° 007-2020-MEM/DM, que aprobó el Programa Anual de Promociones 2020.

parte del Plan de Acceso Universal a la Energía, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 18 del Reglamento de la Ley Nº 29852.

El programa referido al financiamiento de los costos de conexión para el acceso al servicio de gas natural residencial se ejecuta con la denominación comercial de programa "BonoGas" y a la fecha a través del mismo se ha venido promoviendo el acceso al servicio de gas natural residencial en las regiones de Lima y Callao e Ica.

Dicho programa financia en las regiones de Lima y Callao, el costo de la instalación interna y en la región Ica el costo del Derecho de Conexión, la Acometida e instalación interna, teniendo como beneficiarios a los hogares pertenecientes a los estratos medio, medio bajo y bajo según el Plano Estratificado a nivel de manzana por ingreso per cápita del hogar elaborado por el INEI.

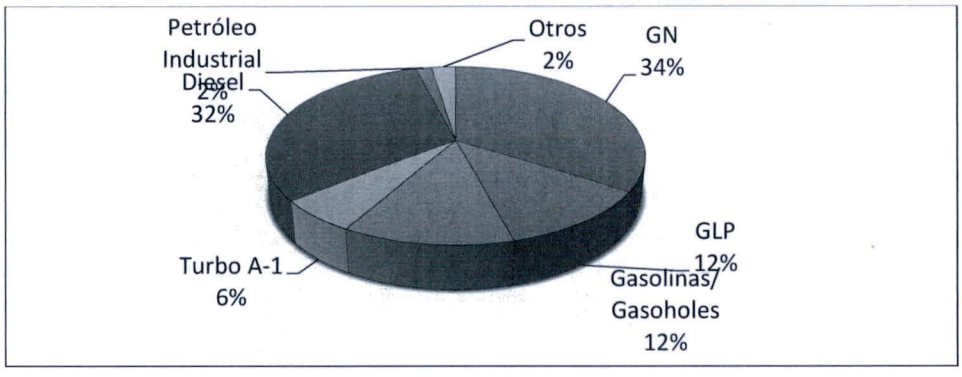
Por lo expuesto, para la masificación del gas natural, los recursos del FISE se han destinado, de forma inicial, a proyectos en tres (3) regiones del país (Lima, Callao e Ica), de acuerdo a los criterios previstos en el Programa Anual de Promociones que aprueba el MINEM. En consecuencia, resulta necesario ampliar las facilidades para acceder al servicio hacia los consumidores residenciales existentes en todas las concesiones en operación.

III. Descripción del Problema:

Respecto a la matriz de combustibles del país

En el año 2019, la matriz energética a nivel nacional ascendió a 356 Miles de Barriles Equivalentes de Petróleo Diario (MBEPD), de los cuales los combustibles con mayor demanda en el país fueron: Gas Natural con 34% de participación seguido del Diesel (32%), GLP (12%) y Gasolinas (12%), entre otros; tal como se verifica en el siguiente gráfico:

Gráfico N° 1: Matriz Energética de Combustibles a nivel nacional al año 2019



Fuente: DGH - MINEM

Del gráfico anterior se evidencia que a pesar de que la demanda de gas natural se ha incrementado en los últimos años, aún se mantiene una gran dependencia

al consumo de Combustibles Líquidos y Gas Licuado de Petróleo (GLP) los cuales representaron, en el año 2019, el 66% del consumo total de Combustibles a nivel nacional.

La situación actual se generaliza debido a que, a fin de abastecer dicha Matriz Energética, en el año 2019 se importó 86.13 Miles de Barriles Por Día (MBPD) de GLP, Gasolinas, Turbo y Diesel, equivalente a US$ 2,653.5 millones. Cabe mencionar que en términos monetarios se cuenta con un déficit de la Balanza Comercial de Hidrocarburos de US$ 2,810.8 millones.

En tal sentido, es importante para el Estado continuar con la política de masificación del gas natural a fin de impulsar el crecimiento de su demanda a nivel nacional y contribuir a la diversificación energética con autonomía en el aprovechamiento de nuestros recursos energéticos.

Bajo dicho contexto, en el ámbito del Sector Energía y Minas, resulta necesario tomar acciones y viabilizar mecanismos que permitan financiar el desarrollo de infraestructura que promueva el uso del gas natural, así como el impulso de proyectos que permitan incrementar el acceso universal a la energía.

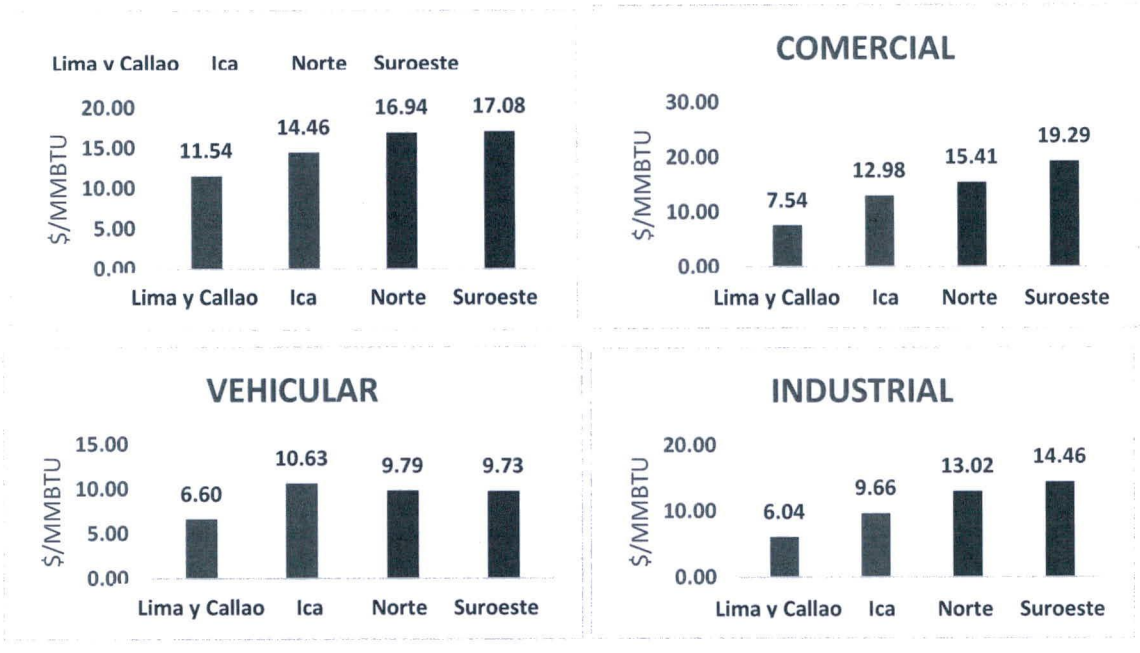
Respecto a la competitividad del precio final del Gas Natural

Desde el inicio de las operaciones comerciales de la empresa concesionaria del servicio de distribución de gas natural en Lima y Callao (Gas Natural de Lima y Callao S.A. - Cálidda) el 20 de agosto del 2004, el sector de gas natural en el país ha presentado una evolución favorable que le ha permitido alcanzar a la fecha más de un millón de usuarios conectados en Lima y Callao; sin embargo, se encuentra pendiente el desarrollo de la masificación a nivel nacional.

Ahora, si bien actualmente doce de los veinticuatro departamentos del Perú cuentan con una concesión de distribución de gas natural que brinde el servicio público, la tasa de cobertura del servicio es muy baja en la mayoría de ellos. Con lo cual, solo se llegaría a una cobertura a nivel nacional de alrededor del 20%, un valor inferior a la cobertura alcanzada en otros países de la región productores de gas, como Argentina (65%), Colombia (65%) y Bolivia (41%).

Asimismo, si hablamos de desarrollo de la industria, esta es escasa en el interior del país, debido a factores como la competitividad del gas natural, considerando que un factor clave para la migración al gas natural es que el precio final del gas natural respecto a su combustible sustituto represente un ahorro mínimo del 20% para el usuario final. A continuación, se presenta un comparativo de los precios finales del gas natural en las concesiones de distribución en operación:

Gráfico N° 2: Precios finales del gas natural por cada concesión en operación comercial



Elaboración: DGH - MINEM

En ese aspecto, la masificación del gas natural depende del nivel de economía que el mismo le genere al usuario final al compararse con otros combustibles. Sin embargo, en regiones fuera de Lima no es atractivo ya que el gas natural no resulta competitivo frente a otros energéticos sustitutos; por lo que de llegar a esa competitividad los sectores de consumo adoptarán al gas natural como su energético principal siempre que les resulte la opción más económica y cuando el ahorro que el gas le genere les permita recuperar en un plazo razonable la inversión necesaria para disponer del mismo.

Por ello, la promoción de la masificación del gas natural requiere implementaciones normativas que deben introducirse en el corto y largo plazo. Las modificaciones normativas urgentes están destinadas a resolver problemáticas críticas que actualmente existen en el sector, en tanto que en el largo plazo pueden adoptarse esquemas vigentes en países donde la prestación del servicio de distribución de gas natural se encuentra más desarrollado y consolidado.

Además, se debe tener en cuenta que el gas natural aún es un sector con potencial de desarrollo en el Perú y por lo tanto el esfuerzo inicial debe centrarse en favorecer su expansión y su masificación. Una vez lograda su consolidación se

pueden plantear otros objetivos como la diversificación de agentes y el fomento de la competitividad.

IV. Exposición de la propuesta:

El Proyecto de Ley que establece medidas para impulsar la masificación del gas natural (en adelante, Proyecto Normativo) consta de dieciséis (16) artículos, una (1) Disposición Complementaria Final y dos (1) Disposiciones Complementarias Modificatorias.

Cabe indicar que, en virtud a su contenido, el Proyecto Normativo abarca seis (6) aspectos, relacionados a las siguientes materias:

i. Medidas para impulsar el acceso al gas natural.
ii. Creación del Mecanismo de Compensación para el Acceso al Gas Natural, cuya finalidad es nivelar el precio final que asumen los usuarios del servicio de distribución de gas natural por red de ductos a nivel nacional.
iii. Modificación de la Ley Nº 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético.
iv. Creación de la Autoridad Autónoma de Inventarios de Combustibles, a fin que garantice el suministro continúo de combustibles en el país.
v. Modificaciones a la Ley N° 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (SISE) y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) referidas al ámbito de utilización de recursos del SISE, la gobernanza y administración del FISE.
vi. Modificación del Decreto Legislativo N° 43, Ley de Petróleos del Perú PETROPERÚ, con la finalidad de precisar el régimen aplicable a las subsidiarias, filiales y/o sucursales que constituya PETROPERÚ S.A.

En dicho contexto, a continuación, se exponen los fundamentos de cada uno de los artículos del Proyecto Normativo, de acuerdo a las consideraciones que se detallan a continuación:

Artículo 1:

El artículo 1 contempla el objeto del Proyecto Normativo, el cual es establecer medidas para impulsar el acceso de la población al gas natural y coadyuvar al cierre de brechas energéticas, proteger el ambiente y garantizar la seguridad del abastecimiento de combustibles, a través de un marco para la ejecución de proyectos de masificación y el establecimiento de condiciones para mejorar la competitividad del gas natural, en atención a la problemática descrita en las secciones anteriores de la presente exposición de motivos, así como la creación de un agente que administre y gestione la capacidad de almacenamiento de combustibles disponibles en el país.

Artículo 2:

El artículo 2 del Proyecto Normativo define el alcance de las disposiciones del Título I, que comprende las medidas para la masificación del gas natural. En ese sentido, estas disposiciones resultan aplicables a los proyectos que sean promovidos por el MINEM para la prestación del servicio público de distribución de gas natural a través de redes de ductos mediante encargos especiales a empresas del Sector Energía, con la utilización de recursos de la Ley N° 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética de Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético y en el marco del principio de subsidiariedad previsto por el artículo 60 de la Constitución Política.

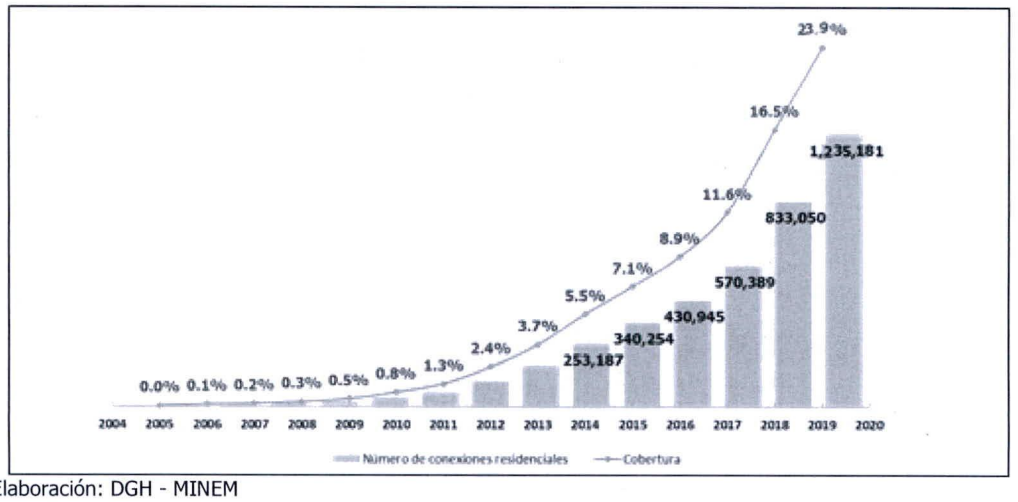
Actualmente, conforme el marco normativo vigente, el servicio público de distribución de gas natural es prestado en mérito a concesiones otorgadas al sector privado mediante procesos de promoción de la inversión privada regulados por el Decreto Legislativo N° 1362 o a solicitud de parte, regulado por el Reglamento de Distribución de Gas Natural, aprobado por el Decreto Supremo N° 040-2008-EM. En virtud a los contratos de concesión el sector privado asume la obligación de desarrollar la infraestructura y explotar el servicio sujeto a un régimen de regulación tarifaria.

Asimismo, el marco normativo contempla la posibilidad que las entidades del Poder Ejecutivo puedan efectuar encargos especiales a empresas estatales para realizar determinadas actividades o proyectos, con la provisión de los recursos necesarios. Este marco normativo se encuentra dado por el Decreto Legislativo N° 1031 y su Reglamento, para el caso de las empresas estatales bajo el ámbito de FONAFE y la Ley N° 28840 y su Reglamento para el caso de Petroperú S.A.

En tal sentido, la finalidad del Título I del Proyecto de Ley es brindar un marco normativo específico que regule la ejecución de proyectos de masificación de gas natural que efectúe el MINEM bajo la modalidad de encargo especial a través de empresas estatales del Sector energía, a fin de garantizar que estos se realicen de manera eficiente en términos de costos y tiempo, como un mecanismo adicional a los actualmente previstos para la participación de la inversión privada en proyectos de masificación.

Dichas medidas permitirán generar un mayor crecimiento a la masificación del gas natural a nivel nacional, para así llevar los beneficios de dicho recurso a muchas más personas. Cabe informar que a diciembre de 2020 solo se ha atendido el 23.94 % de usuarios potenciales de todo el Perú (5 159 027 usuarios residenciales) (ver Gráfico N° 3).

Gráfico N° 3: Evolución del número de conexiones residenciales a nivel nacional



Elaboración: DGH - MINEM

Asimismo, se ha evidenciado que a la fecha existe una centralización de la masificación del gas natural, dado que Lima y Callao fueron las primeras regiones en contar con una concesión de distribución de gas natural en operación desde el año 2004. Cabe señalar que, a noviembre del año 2020, dicha área de concesión presentó 1,021,007 usuarios residenciales, constituyendo el 85% del total de usuarios conectados. Por tanto, se plantea la priorización del desarrollo de proyectos que beneficien a las localidades no atendidas por los concesionarios del servicio de distribución de gas natural por red de ductos a nivel nacional.

Conforme a lo dispuesto en el artículo 79 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 26221, Ley Orgánica Hidrocarburos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-2005-EM, la distribución de gas natural por red de ductos en el Perú constituye un servicio público sujeto al régimen de concesiones para lo cual el MINEM es la entidad encargada de otorgar concesiones para la distribución de gas natural por red de ductos a entidades nacionales o extranjeras que demuestren capacidad técnica y financiera.

Con relación a las particularidades del Encargo Especial a las empresas estatales, cabe señalar que de acuerdo a la normativa vigente[6] constituye un Encargo Especial toda actividad con impacto económico y acotado en el tiempo, asignada por el Estado a una empresa bajo las condiciones establecidas en el Decreto Legislativo N° 1031, Decreto Legislativo que Promueve la Eficiencia de la Actividad Empresarial del Estado.

Mediante el Decreto Legislativo N° 1031 se regulan los Encargos Especiales a las empresas del Estado, estableciéndose en el numeral 5.2 del artículo 5 de dicha norma que estas empresas sólo pueden recibir Encargos Especiales mediante mandato expreso, aprobado por Decreto Supremo refrendado por el Ministro de Economía y Finanzas y con el voto aprobatorio del Consejo de Ministros. En tal caso, las empresas del Estado deberán ser provistas de los recursos necesarios

[6] Artículo 10 del Decreto Supremo N° 176-2010-EF.

para su sostenibilidad financiera, debiendo registrarse dichos encargados en una contabilidad separada, y revelarlos adecuadamente en sus estados financieros.

Así también, a través del Decreto Supremo N° 176-2010-EF, se reglamenta el Decreto Legislativo N° 1031, el cual en el capítulo IV desarrolla la definición, requisitos, contenido, registro, reporte y culminación de los Encargos Especiales a las empresas del Estado, estipulaciones que deben ser observadas a fin de evaluar la viabilidad de solicitar un Encargo Especial.

Con relación a los requisitos para la recepción de los Encargos Especiales cabe indicar que el artículo 11 del Decreto Supremo N° 176-2010-EF dispone lo siguiente:

"***Artículo 11.- Requisitos para la recepción de los Encargos Especiales***

11.1 Las Empresas del Estado solo pueden recibir Encargos Especiales siempre y cuando el Sector que efectúa el Encargo provea de los recursos necesarios para la sostenibilidad financiera del mismo, no se ponga en riesgo la sostenibilidad económico financiera de las Empresas y siempre y cuando éstas sean compensadas económicamente por la gestión realizada, de acuerdo a la magnitud del Encargo. Dicha compensación se efectuará con cargo al presupuesto institucional del sector que realice el Encargo.

11.2 Para tales efectos, el directorio de las Empresas del Estado - en coordinación con el sector que realiza el Encargo - deberán elaborar un análisis de la viabilidad económica del mismo, que incluya todos los costos y gastos asociados, y que determine la fuente de financiamiento de los recursos que se requieran.

El referido análisis deberá ser remitido a la Junta General de Accionistas para su evaluación y consideración, luego de lo cual se emitirá el Decreto Supremo que disponga el Encargo Especial.

11.3 Sólo en la eventualidad que surgieran costos o gastos adicionales no previstos en el referido análisis, previo pronunciamiento de sus Juntas Generales de Accionistas, las Empresas del Estado podrán financiar los referidos adicionales con cargo a la devolución correspondiente por parte del Sector que realizó el Encargo Especial, para lo cual se deberá emitir un Decreto Supremo que así lo autorice.

11.4 Para las Empresas del Estado inscritas en el Registro Público del Mercado de Valores, cualquier Encargo Especial constituye un hecho de importancia, sin perjuicio del cumplimiento de la normativa aplicable sobre esa materia."

Conforme a lo detallado, a través del Decreto Legislativo N° 1031, Decreto Legislativo que Promueve la Eficiencia de la Actividad Empresarial del Estado y su reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 176-2010-EF se regulan los principales aspectos aplicables a los Encargos Especiales, debiéndose observar dichas particularidades para el desarrollo de los proyectos materia de la presente propuesta.

Por otro lado, cabe anotar que con fecha 22 de diciembre de 2012 se publicó en el Diario Oficial "El Peruano" la Ley N° 29969, Ley que dicta disposiciones a fin de promover la masificación del gas natural, la cual tiene por objeto promover la masificación del gas natural a través del desarrollo de sistemas de transporte por ductos y de transporte de gas natural comprimido y gas natural licuado, a fin de acelerar la transformación prioritaria del sector residencial, los pequeños consumidores, así como el transporte vehicular en las regiones del país.

En tal sentido, el artículo 3 de la norma en mención establece que las empresas de distribución de electricidad de propiedad del Estado se encuentran facultadas a ejecutar programas de masificación de gas natural, incluyendo la distribución en el ámbito de su concesión, conforme a la normatividad vigente. Para dicho efecto, se dispone que resulta necesario emplear el mecanismo establecido en el Decreto Legislativo N° 1031 y su reglamento. Así también, se prevé que para la ejecución de los mencionados programas, las empresas de distribución de electricidad de propiedad del Estado pueden contratar o asociarse con una empresa especializada para el desarrollo de los proyectos de distribución del gas natural, según lo establezca el MINEM.

Adicionalmente a las empresas estatales de distribución de electricidad, el Sector Energía y Minas cuenta con una empresa dedicada a realizar actividades de hidrocarburos, como es Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. (en adelante, PETROPERÚ).

De acuerdo al artículo 3 del Decreto Legislativo Nº 43, Ley de Petróleos del Perú – PETROPERÚ, el objeto social de PETROPERÚ es llevar a cabo las actividades de Hidrocarburos que establece la Ley Nº 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, en todas las fases de la industria y comercio de los Hidrocarburos, incluyendo sus derivados, la Industria Petroquímica Básica e Intermedia y otras formas de energía. Al respecto, se debe tener presente que PETROPERÚ actualmente realiza actividades de hidrocarburos en el ámbito de la producción, procesamiento y comercialización de combustibles. No obstante, en atención a lo previsto en el literal A) del artículo cuarto de su Estatuto Social[7], puede desarrollar actividades de gas natural[8].

En tal sentido, teniendo en cuenta el objeto social de la empresa y la especialidad de las actividades que realiza, PETROPERÚ cuenta con el soporte necesario para poder asumir la ejecución de otras actividades en el ámbito de los hidrocarburos, como es el caso de la distribución de gas natural por red de ductos.

Es necesario precisar que en virtud a la Ley N° 28840, PETROPERÚ no forma parte del ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado - FONAFE, por lo que las disposiciones del Decreto Legislativo N° 1031 sobre los encargos especiales no le son aplicables. No obstante, el artículo 3 del

[7] Aprobado por Acuerdo de Junta General de Accionistas del 18 de octubre de 2010.

[8] "Artículo Cuarto. - Corresponde a Petroperú realizar principalmente las siguientes funciones:
A) Desarrollar y/o contratar estudios, trabajos y actividades de refinación, comercialización y transporte de petróleo, gas natural y derivados y productos de la petroquímica básica e intermedia."

Reglamento de la Ley Nº 28840, Ley de Fortalecimiento y Modernización de la Empresa Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A., aprobado mediante Decreto Supremo Nº 012-2013-EM, establece un régimen particular para los encargos especiales que se realicen a dicha empresa.

En tal sentido, la citada norma establece que PETROPERÚ solo podrá recibir encargos especiales de otras entidades mediante Decreto Supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas y el titular del Sector de la entidad que requiere efectuar el encargo, de ser el caso, para lo cual debe ser provista de los recursos necesarios para cumplir con el encargo asignado.

Por lo detallado, se debe tener presente que en tanto el Sector Energía y Minas cuenta con una empresa que conforme al marco legal anteriormente mencionado se encuentra debidamente habilitada para: i. Realizar actividades en todas las fases de la industria y comercio del petróleo, incluyendo sus derivados, petroquímica básica y otras formas de energía, de acuerdo a su objeto social; y ii. Recibir encargos especiales de las entidades del Estado en el marco de lo previsto en el artículo 3 del Reglamento de la Ley Nº 28840, aprobado mediante Decreto Supremo Nº 012-2013-EM; resulta viable que sea considerada como un potencial operador para el desarrollo de los proyectos materia de la presente propuesta.

Conforme a lo expuesto, si bien se cuenta el marco normativo para a través de encargos especiales promover la realización de proyectos para impulsar la masificación de gas natural, resulta necesario delimitar los aspectos operativos del régimen aplicable a dichos proyectos, tal como se delimita en el Título I de la norma en mención, toda vez que la normativa vigente, no ha previsto a detalle las condiciones específicas que serán aplicables a estos casos, tales como: modalidad de financiamiento, determinación de los costos de los proyectos, supervisión y fiscalización, ejecución de obras, entre otros.

En este punto, cabe precisar que los proyectos de distribución de gas natural que hasta la fecha se han ejecutado en el país, responden al régimen de concesiones otorgadas mediante asociaciones público privadas licitadas por Proinversión o solicitudes de parte (concesiones de las regiones de Tumbes y Piura); por lo que el régimen de los encargos especiales para el desarrollo de proyectos constituye un mecanismo no explorado en el cual se ha identificado la necesidad de incluir presiones operativas a efectos de proceder a su utilización.

Por otro lado, es necesario precisar que el encargo especial podrá comprender las actividades de construcción y/o operación y mantenimiento de los proyectos de masificación, conforme al alcance que determine el MINEM para cada caso particular. Las particularidades de cada encargo se establecerán en los correspondientes Convenios que se suscriban para tales efectos, siendo la norma mediante la cual se efectúa el encargo y el referido Convenio, el título bajo el cual la empresa estatal realizará las actividades, incluyendo de ser el caso la operación y mantenimiento del proyecto para la prestación del servicio público a los usuarios.

Por su parte, cabe señalar que los proyectos que se realicen bajo el alcance de esta modalidad deben cumplir con la normativa ambiental aplicable y específicamente, la normativa del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental (SEIA) y sectorial relacionada.

Artículo 3:

El artículo 3 del Proyecto Normativo delimita los aspectos para el desarrollo de proyectos para la masificación del gas natural bajo el alcance del artículo 2.

Se prevé que la ejecución de las obras de los proyectos comprendidos en el artículo 2 es realizada a través de empresas especializadas inscritas en el registro que para tal efecto habilite el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN). Asimismo, se contempla que el OSINERGMIN supervise el mencionado registro y aplique las medidas correctivas o sanciones que correspondan, en el ámbito de sus competencias.

En tal sentido, se contempla un mecanismo para la ejecución eficiente de las obras de los proyectos de masificación que sean desarrollados mediante la modalidad del encargo especial. Se plantea que dichas obras sean ejecutadas a través de empresas especializadas en construcción de redes de distribución, inscritas en un registro administrativo que para tal efecto habilita el OSINERGMIN. Este mecanismo permitirá reducir los costos de transacción de la subcontratación del constructor del proyecto, ya que dicha evaluación será realizada ex ante por el referido organismo supervisor.

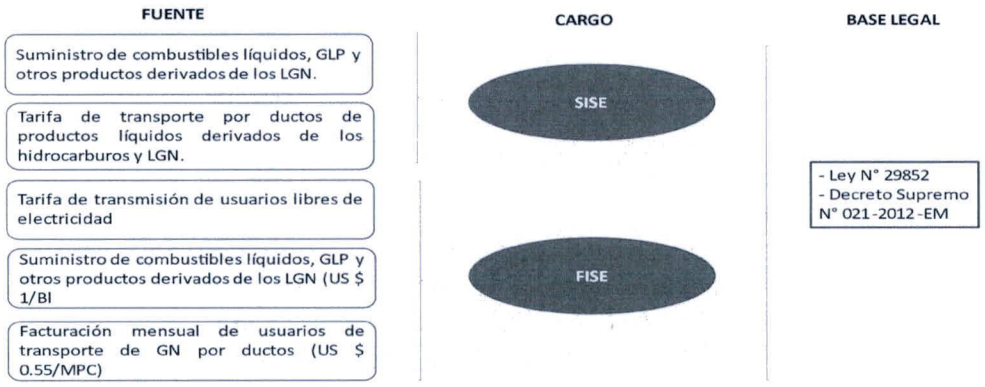
Asimismo, en atención a las competencias como ente rector del sector energía y Minas, se prevé que el MINEM determina la oportunidad en que estos proyectos son promovidos mediante mecanismos de promoción de la inversión privada, para el otorgamiento de la correspondiente concesión de distribución de gas natural por red de ductos.

De otro lado, a fin de evitar que el costo de capital de la inversión de cada proyecto forme parte de la tarifa de distribución de gas natural, se establece que una vez otorgada la concesión, las instalaciones y bienes del proyecto sean transferidos al concesionario en calidad de bienes de la concesión, sin que estos sean considerados como costos para efectos de la regulación tarifaria.

Artículo 4:

En el artículo 4 del Proyecto Normativo se prevé la modalidad de financiamiento de los proyectos, estableciéndose expresamente que los proyectos bajo el alcance del artículo 2, son financiados con los recursos del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) de conformidad con la disponibilidad de recursos existentes o del Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (SISE), en atención a lo dispuesto en el Plan de Acceso Universal a la Energía que aprueba el MINEM.

Cabe señalar que los recursos del FISE y SISE se encuentran previstos en la Ley N° 29852 y provienen de diversos recargos tarifarios a los usuarios de electricidad e hidrocarburos, conforme al siguiente detalle:



Es necesario precisar que si bien los recursos recaudados a través del FISE y SISE no tienen la naturaleza de recursos públicos, mediante el presente Proyecto se busca establecer mecanismos para el desarrollo de proyectos con el financiamiento de esta clase de recursos, que permitan garantizar la eficiencia, pero también transparencia en su ejecución.

Artículo 5:

El artículo 5 del Proyecto Normativo contempla que las especificaciones de los proyectos serán determinadas por el MINEM como ente promotor de los proyectos de masificación y que el OSINERGMIN establecerá el valor máximo de los costos de construcción de la infraestructura del proyecto, entre estas: redes de distribución, City Gates u otra infraestructura necesaria para el suministro a los consumidores; así como los precios máximos de las instalaciones internas, Derecho de Conexión y Acometida; ello con el fin de agilizar los mecanismos de contratación y ejecutar de manera eficiente dichos proyectos.

Asimismo, se precisa que, a partir de la información proporcionada por el OSINERGMIN, el MINEM es el encargado de determinar la viabilidad financiera e implementar las acciones para el desarrollo de los proyectos.

Al respecto, de conformidad con el literal b) del artículo 3 del Reglamento de Organización y Funciones del Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo Nº 010-2016-PCM, la función reguladora del OSINERGMIN, comprende la facultad de fijar las tarifas del servicio público de gas natural bajo su ámbito. En ese sentido, considerando que la fijación de tarifas incluye de forma intrínseca la determinación de los costos de construcción de la infraestructura, de redes de distribución, City Gates u otra necesaria para el suministro a los consumidores, corresponde asignar al OSINERGMIN la validación de la valorización realizada por las empresas especializadas, en atención a su vinculación con las funciones que realiza conforme al marco legal vigente.

Artículo 6:

Mediante el artículo 6 se establece el régimen aplicable a los proyectos de masificación del gas natural a cargo de las empresas estatales del sector energía. Al respecto, se dispone que para el desarrollo de los proyectos de masificación conforme al artículo 2 del Proyecto Normativo, dichas entidades asumen los derechos, facultades y obligaciones establecidas por el marco normativo que rige la actividad de distribución de gas natural por red de ductos en materia de seguridad, calidad de servicio y cualquier otro aspecto aplicable, así como el marco legal en materia ambiental, encontrándose sujetas a las funciones de supervisión, fiscalización y sanción de las entidades competentes.

Asimismo, se establece que la ejecución de obras para la prestación del servicio de distribución de gas natural por red de ductos queda exceptuada de lo dispuesto en la Ley que regula la ejecución de obras en áreas de dominio público, Ley N° 30477, puesto que el marco normativo de la actividad de distribución de gas natural, ya contempla un régimen específico que otorga determinado tratamiento a la necesidad de la celeridad de las obras y la finalidad de reponer la vía pública a su estado original en un plazo determinado.

Sobre el particular, cabe indicar que tal como se ha precisado anteriormente, el servicio de distribución de gas natural por red de ductos en el Perú constituye un servicio público al habérsele reconocido dicha naturaleza en el artículo 79 del TUO de la LOH. En esa línea, el artículo 3 de la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, declaró 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.

Al respecto, la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, aprobada por Decreto Supremo N° 064-2010-EM, establece lineamientos que permitan satisfacer la demanda nacional de energía de manera confiable, regular, continua y eficiente, y promover el desarrollo sostenible; teniendo entre otros objetivos, el acceso universal al suministro energético, así como el desarrollo de la industria del Gas Natural, y su uso en actividades domiciliarias, transporte, comercio e industria, así como generación eléctrica eficiente.

En esa línea, el Plan de Acceso Universal a la Energía 2013 – 2022, aprobado por Resolución Ministerial N° 203-2013-MEM/DM, dispone que el acceso a la energía es una condición mínima para el desarrollo social, su disponibilidad está asociada al mejoramiento de condiciones de educación, salud, seguridad y actividades productivas; por lo cual el acceso universal a la energía es considerado como uno de los pilares para la lucha contra la pobreza. En ese sentido, con el objeto de lograr el bienestar social como finalidad intrínseca que persigue el Estado y siendo un objetivo de interés general, este Ministerio viene impulsando la masificación del Gas Natural a nivel nacional,

En dicho contexto, se han emitido diferentes normas para agilizar la masificación del gas natural, dentro de las cuales se encuentra la Ley Nº 29706, Ley de facilitación de conexiones domiciliarias del servicio público de distribución de gas natural, cuyo artículo 2 establece que el concesionario de distribución de gas natural debe comunicar al gobierno local o al gobierno regional que corresponda la realización de obras para la conexión domiciliaria de gas natural, con una anticipación no menor a cinco (5) días hábiles de la fecha prevista para la realización de dichas obras. Asimismo, la norma señalada prevé que los gobiernos locales y los gobiernos regionales no pueden exigir el pago ni la tramitación de permisos a los usuarios domésticos para efectuar las referidas conexiones domiciliarias de gas natural, bajo la responsabilidad administrativa y penal que corresponda.

En adición a ello, la Única Disposición Complementaria Final de la Ley Nº 29706, Ley de facilitación de conexiones domiciliarias del servicio público de distribución de gas natural, dispone lo siguiente:

> "***ÚNICA. Obligaciones del concesionario de distribución de gas natural***
>
> *El concesionario de distribución de gas natural puede abrir los pavimentos, calzadas y aceras de las vías públicas que se encuentran dentro del área de concesión, a efectos de realizar las conexiones domiciliarias del caso, comunicando a la municipalidad respectiva con una anticipación no menor de cinco (5) días hábiles del inicio de la obra, quedando obligado a efectuar la reparación de todos los daños causados en la vía pública dentro del plazo otorgado por dicha municipalidad, la cual dará la conformidad respectiva.*
>
> *La municipalidad competente tiene a su cargo la fiscalización correspondiente para velar por el cumplimiento de lo establecido en la presente Ley, aplicando en caso de incumplimiento las sanciones administrativas correspondientes."*

En el mismo sentido, el artículo 81 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo Nº 040-2008-EM, y sus modificatorias establece que el concesionario podrá abrir los pavimentos, calzadas y aceras de las vías públicas que se encuentren dentro del Área de Concesión, previa notificación a la municipalidad respectiva, quedando obligado a efectuar la reparación que sea menester dentro del plazo otorgado por dicha municipalidad.

Tal como se observa, la legislación peruana ha establecido un régimen especial para la masificación del gas natural, por ser prioridad en la Política Energética Nacional; en ese contexto, ha excluido a los concesionarios de los trámites municipales para realizar conexiones domiciliarias de gas natural a fin de facilitar el acceso a este servicio, disponiendo en su defecto una simple comunicación de la realización de estos trabajos por parte del concesionario.

Sobre el particular, en lo que concierne a la distribución de gas natural por red de ductos, a la fecha se cuenta con concesiones otorgadas en las siguientes regiones:

Concesionario	Área de la concesión (región)	Título	Estado	Inicio de operación	Plazo del Contrato (años)
Gas Natural de Lima y Callao S.A. (Cálidda)	Lima y Provincia Constitucional del Callao	Resolución Suprema Nº 103-2000-EM	En operación	2004	33
Contugas S.A.C. (Contugas)	Ica	Resolución Suprema N° 046-2008-EM	En operación	2014	30
Gases del Pacífico S.A.C. (Quavii)	Ancash, La Libertad, Lambayeque, Cajamarca	Resolución Suprema N° 067-2013-EM	En operación	2017	21
Petroperú S.A. (anteriormente Naturgy del Perú S.A.)	Arequipa, Moquegua y Tacna	Resolución Suprema N° 009-2020-EM y Decreto Supremo N° 029-2020-EM	En operación	2017	21
Gas Natural de Tumbes S.A.C.	Tumbes	Resolución Suprema N° 002-2019-EM	En etapa Pre operativa (construcción)	n/a	20
Gases del Norte del Perú S.A.C. (Gasnorp)	Piura	Resolución Suprema N° 007-2019-EM	En operación inicial	2020	32

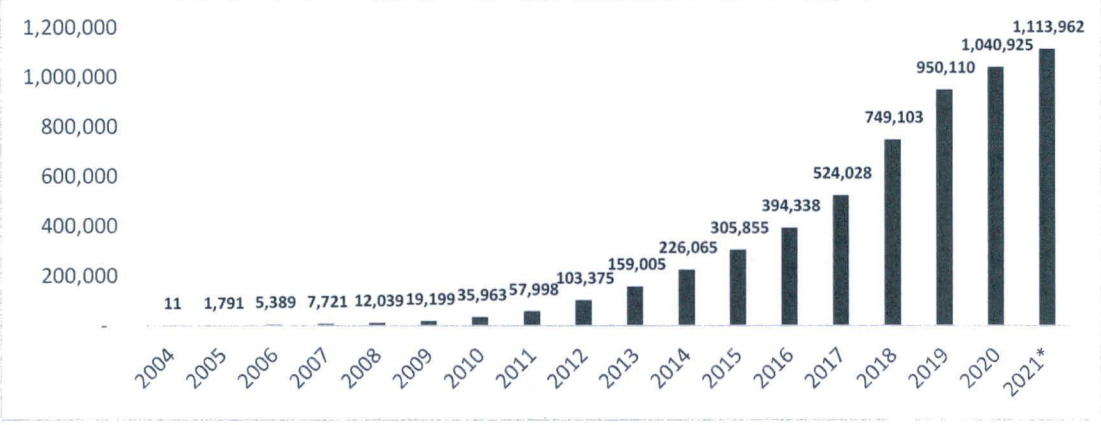
Por lo expuesto, resulta evidente que a diferencia de otros servicios públicos, como la electricidad, agua, saneamiento o telecomunicaciones, la distribución de gas natural por red de ductos es un servicio cuya prestación ha iniciado hace pocos años solo en algunos distritos de Lima y Callao, encontrándose en pleno proceso de expansión tanto en la capital como en algunas regiones. En consecuencia, a efectos de dinamizar el tendido de redes que permitan ampliar la cobertura del servicio a un mayor número de consumidores, resulta necesario que el Estado peruano, como parte de la política de masificación del gas natural que viene promoviendo, adopte medidas normativas que dinamicen el crecimiento de la infraestructura requerida para la prestación del servicio; más aun teniendo en consideración que a la fecha la regulación sectorial específicamente dictada para la distribución del gas natural contempla las disposiciones que permiten la construcción de las instalaciones correspondientes así como las aprobaciones de permisos, autorizaciones y relacionamiento con otras autoridades.

A continuación, se expone el crecimiento de los consumidores que acceden al servicio y el tendido de redes en las diferentes concesiones en operación:

Concesión del sistema de distribución de gas natural por red de ductos en Lima y Callao

Las operaciones del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao, iniciaron en el año 2004 con 11 clientes, la mayoría pertenecía al sector industrial. A abril de 2021, la concesión cuenta con 1,113,962 clientes (1,110,247 pertenecen al sector residencial), tal como se muestra a continuación:

GRÁFICO I – CLIENTES ACUMULADOS EN LIMA Y CALLAO



Fuente: Reporte de Concesionarios –
Elaboración: DGH
(*) Los clientes del año 2021 son los acumulados al mes de abril

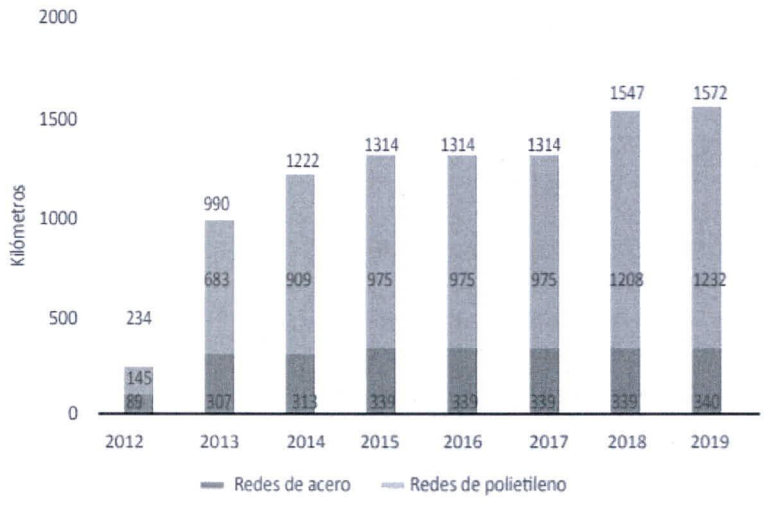
Es preciso indicar, que la cantidad de usuarios residenciales que cuentan con el servicio de distribución de gas natural en Lima y Callao, representan el 42% del total de viviendas censadas en el año 2018. En ese aspecto, existe un avance significativo respecto a la masificación del gas natural solo en una región.

En relación a las redes de distribución, a diciembre de 2019, la longitud del sistema de distribución en Lima y Callao alcanza los 11 149 km de tubería subterránea, de los cuales 10 537 km son redes de polietileno y 612 km son redes de acero. Durante 2019, el concesionario construyó un total de 1550 km, de los cuales 1517 km fueron redes de baja presión de polietileno y 32 km redes de alta presión en acero (ver gráfico II). La expansión de las redes ha permitido que se amplíe la oferta del servicio de distribución de gas natural en Lima y Callao y por consiguiente que un mayor número de consumidores tengas acceso a un energético más económico y amigable con el medio ambiente.

GRÁFICO II – LONGITUD DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN LIMA Y CALLAO

comprende 340 km de redes de ductos de alta presión y 1232 km de redes de ductos de baja presión.

GRÁFICO IV – LONGITUD DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN EL DEPARTAMENTO DE ICA

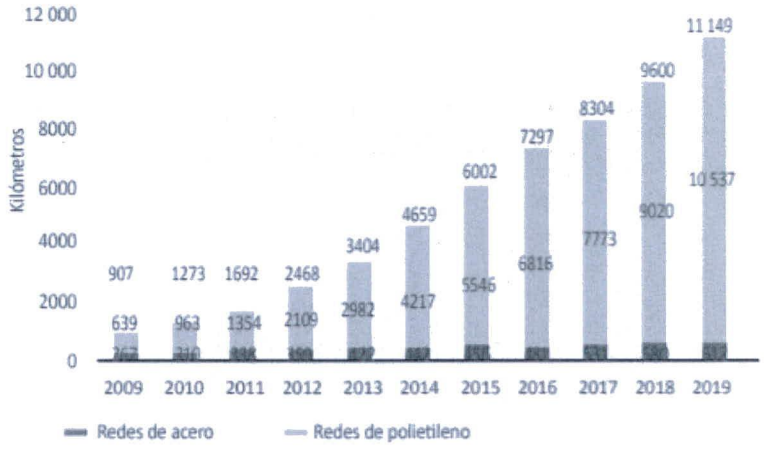


Fuente: OSINERGMIN

Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en las regiones de Ancash, Cajamarca, La Libertad y Lambayeque:

El 27 de julio de 2013 se adjudicó la concesión del sistema de distribución de gas natural por red de ductos (en adelante, Concesión Norte) a la empresa Gases del Pacífico S.A.C. - Quavii. Al mes de abril de 2021, la concesión tenía 120,201 clientes (128,991 pertenecen al sector residencial).

GRÁFICO IV – CLIENTES ACUMULADOS CONCESIÓN NORTE

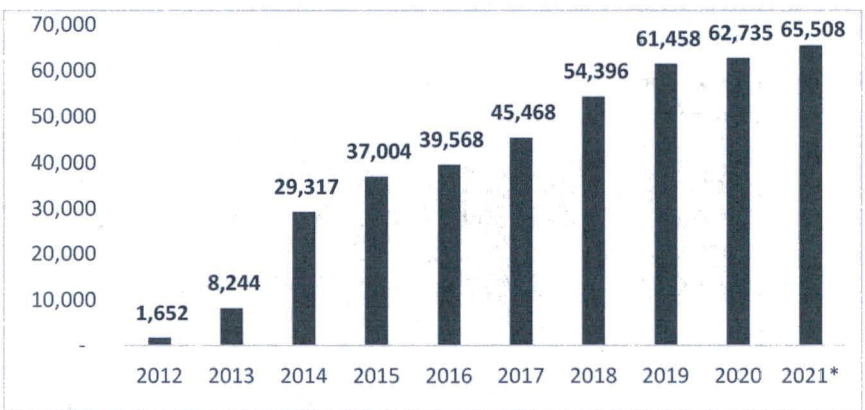


Fuente: OSINERGMIN

Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Ica:

El 25 de abril de 2008 se adjudicó la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Ica, al mes de abril de 2021 cuenta con 65,508 clientes (65,292 pertenecen al sector residencial).

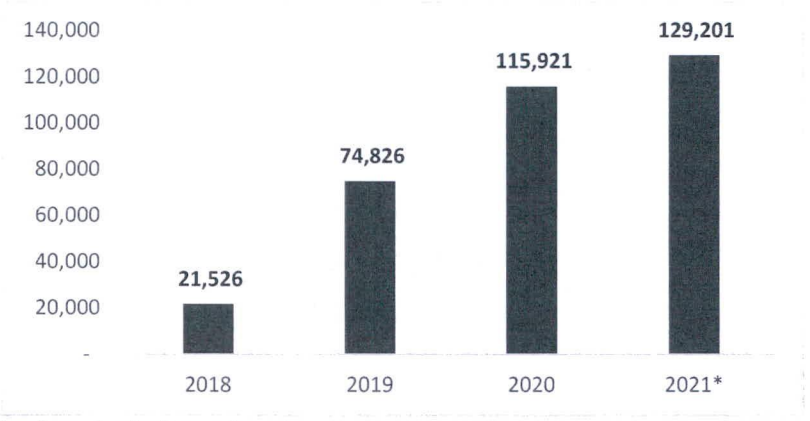
GRÁFICO III – CLIENTES ACUMULADOS EN EL DEPARTAMENTO DE ICA



Fuente: Reporte de Concesionarios
Elaboración: DGH
(*) los clientes del año 2021 son los acumulados al mes de abril

Es preciso indicar, que la cantidad de usuarios residenciales que cuentan con el servicio de distribución de gas natural en Ica, representan el 27% del total de viviendas censadas en el año 2018. En ese aspecto, existe un avance significativo respecto a la masificación del gas natural solo en una región.

A su vez, la concesión cuenta con gasoductos ramales conectados mediante el gasoducto troncal Humay-Marcona, que comprende derivaciones a las ciudades de Ica (6.3 km de longitud de tubería de acero de 6 pulgadas) y Nazca (48 km de longitud de tubería de acero de 6 pulgadas). En total, el sistema de distribución tiene una capacidad de 250 MMPCD. A diciembre de 2019, el sistema de distribución

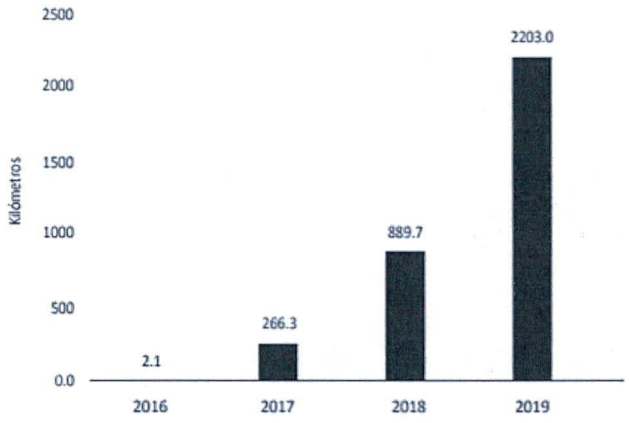


Fuente: Reporte de Concesionarios.
Elaboración: DGH
(*) Los clientes del año 2021 son los acumulados al mes de abril.

La cantidad de usuarios residenciales que cuentan con el servicio de distribución de gas natural en la Concesión Norte, representan el 7.8% del total de viviendas censadas en el año 2018 en las regiones de Cajamarca, Ancash, La Libertad y Lambayeque. En ese aspecto, existe un avance representativo en este corto tiempo de 2017 a abril 2021 respecto a la masificación del gas natural en la zona norte del país.

El Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Concesión Norte, abarca de manera inicial, las ciudades de Lambayeque, Chiclayo, Cajamarca, Pacasmayo, Trujillo, Chimbote y Huaraz. El gas natural se transporta mediante camiones cisterna (transporte virtual de GNL) desde la planta de licuefacción de gas operada ubicada en la ciudad de Cañete, hacia las estaciones de distrito ubicadas en cada una de las ciudades de la concesión. Las estaciones de distrito comprenden los sistemas de almacenamiento, gasificación, odorización, regulación y medición de gas. La distribución a las ciudades se realiza mediante tuberías de polietileno de diferentes diámetros: 200 mm, 160 mm, 110 mm, 63 mm y 32 mm. A diciembre de 2019, Quavii tenía un total de 2203 km de redes, de las cuales 826.7 km se encuentran en Trujillo, 516.4 km en Chiclayo, 418.4 km en Chimbote, 207.7 km en Cajamarca, 102.1 km en Huaraz, 84.9 km en Lambayeque y 46.9 km en Pacasmayo. El acumulado se muestra a continuación:

GRÁFICO V – LONGITUD DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN LA CONCESIÓN NORTE

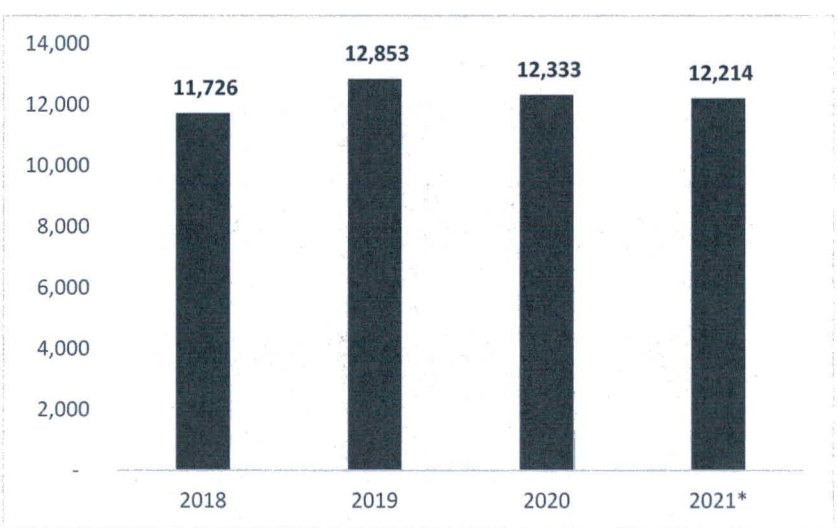


Fuente: OSINERGMIN

Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en las regiones de Arequipa, Moquegua y Tacna:

El 27 de julio de 2013 se adjudicó la concesión del sistema de distribución de gas natural por red de ductos (en adelante, Concesión Sur Oeste) a la empresa Naturgy Perú S.A bajo el esquema de una asociación público privada autofinanciada. El objetivo de esta concesión es extender el uso del gas natural en las localidades de Arequipa, Moquegua y Tacna. No obstante, a partir de diciembre de 2020, Petroperú S.A. asumió la administración provisional de la Concesión Sur Oeste, en atención a lo dispuesto en la Resolución Suprema N° 009-2020-EM y Decreto Supremo N° 029-2020-EM. Al mes de abril de 2021, dicha concesión tenía 12,214 clientes (12,168 pertenecen al sector residencial).

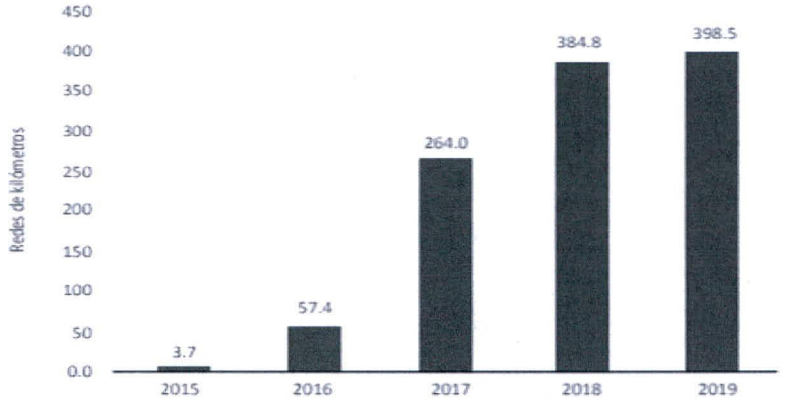
GRÁFICO IV – CLIENTES ACUMULADOS PETROPERÚ



Fuente: Reporte de Concesionarios.
Elaboración: DGH
(*) los clientes del año 2021 son los acumulados al mes de abril

La cantidad de usuarios residenciales que cuentan con el servicio de distribución de gas natural en la Concesión Sur Oeste, representan el 2.2% del total de viviendas censadas en el año 2018 en las regiones de Arequipa, Moquegua y Tacna. La distribución a las ciudades se realiza mediante tuberías de polietileno de diferentes diámetros: 200 mm, 160 mm, 110 mm, 63 mm, 32 mm y 25 mm. A diciembre de 2019, la Concesión tenía un total de 398.5 km de redes instaladas, de los cuales 271.1 km se encuentran en Arequipa, 89 km en Tacna, 24 km en Moquegua y 14.4 km en Ilo. El acumulado se muestra a continuación:

GRÁFICO VII – LONGITUD DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL DE LA CONCESIÓN SUR OESTE



Fuente: OSINERGMIN

Por lo expuesto, teniendo en consideración que la distribución de gas natural por red de ductos, es un servicio público cuyo desarrollo se encuentra en una etapa inicial, y siendo la masificación del gas natural parte de las políticas públicas contenidas en la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, aprobada mediante Decreto Supremo N° 064-2010-EM; corresponde dictar medidas para acelerar la expansión del mencionado servicio en el territorio nacional, a efectos de mejorar la calidad de vida de la población que cuente con acceso al gas natural; para lo cual, con la finalidad de dinamizar la construcción y habilitación de las redes y conexiones necesarias, es pertinente exceptuar al servicio público de distribución de gas natural por red de ductos de la aplicación de los dispuesto en la Ley que regula la ejecución de obras en áreas de dominio público, Ley N° 30477.

No obstante, se debe tener presente que la propuesta contempla que la regulación específica para la ejecución de las obras de infraestructura en la vía pública para la masificación del gas natural, en aquello que se encuentre previsto por la Ley N° 29706 y el TUO del Reglamento de Distribución, sea incorporada en el Reglamento

de la Ley, a fin de compatibilizar los aspectos que resulten necesarios con los Planes Anuales de Obras, entre otros aspectos, previstos por la Ley N° 30477.

Cabe agregar que, en tanto conforme a lo previsto en el artículo 3 del proyecto normativo, la ejecución de las obras de los proyectos es realizada a través de empresas especializadas inscritas en el registro que para tal efecto habilite el Osinergmin, a dicha empresas privadas no les resulta aplicable la normativa de contratación estatal.

Por otro lado, en virtud a lo mencionado en el segundo párrafo del artículo 6 de la propuesta normativa se precisa que esta habilitación no representa la creación de un procedimiento de contratación especiales que puedan ser empleados por las empresas públicas.

Artículos 7, 8 y 9:

Mediante el artículo 7 se establece la creación del Mecanismo de Compensación para el Acceso Descentralizado al Gas Natural, cuya finalidad es nivelar el precio final que asumen los usuarios del servicio de distribución de gas natural por red de ductos a nivel nacional, el cual será financiado a través de un recargo al servicio de transporte de gas natural por ductos, el cual será administrado por el OSINERGMIN.

Dicho recargo será calculado por el OSINERGMIN, con periodicidad anual, o ante la ocurrencia de eventos que impliquen la necesidad de una nueva evaluación; y es recaudado por el prestador del servicio de transporte de gas natural por ductos. OSINERGMIN determina el procedimiento de recaudación y transferencia de los recursos por parte del prestador del servicio, teniendo en consideración su experiencia en la recaudación FISE.

A efectos de sustentar la creación del mencionado mecanismo, se exponen las siguientes consideraciones:

A. Respecto a la problemática que se busca mitigar con la creación del Mecanismo de Compensación para el Acceso Descentralizado al Gas Natural:

Como se ha indicado, la finalidad de la creación del Mecanismo de Compensación para el Acceso Descentralizado al Gas Natural es nivelar el precio final que asumen los usuarios del servicio de distribución de gas natural por red de ductos a nivel nacional.

Respecto a la estructura tarifaria actual aplicable a la prestación del servicio de distribución de gas natural por red de ductos, cabe indicar que, a la fecha, se encuentran en operación cuatro (4) concesiones de distribución de gas natural a nivel nacional vinculadas al sistema de transporte por ductos, las mismas que abastecen a las siguientes regiones:

- Lima y Callao
- Ica
- Cajamarca, Lambayeque, La Libertad y Áncash (zona Norte)
- Arequipa, Moquegua y Tacna (zona Sur Oeste)

Con relación a las concesiones de Lima y Callao e Ica, a cargo de las empresas Gas Natural de Lima y Callao S.A. (Cálidda) y Contugas S.A.C. (Contugas) respectivamente, el precio final del servicio que se factura al consumidor final está compuesto básicamente por el precio de gas en "boca de pozo", la tarifa de transporte y la tarifa de distribución.

Figura N° 1: Composición tarifaria del servicio de distribución de GN sin Transporte Virtual



Elaboración: DGH - MINEM

La estructura tarifaria señalada en la figura anterior obedece principalmente a que el servicio de gas natural comprende una conexión directa (ducto de transporte) desde las instalaciones del Productor de gas natural (por ejemplo: Camisea en el Cusco) hasta el área de concesión (por ejemplo, Lima y Callao), donde realiza sus actividades el concesionario de distribución encargado de prestar el servicio a los consumidores finales.

A diferencia de las concesiones de Lima y Callao e Ica, en las concesiones Norte y Sur Oeste, a cargo de las empresas Gases del Pacífico S.A.C. (Quavii) y PETROPERÚ[9], respectivamente; no existe una conexión directa hasta el concesionario de distribución, por lo que al no contar con un ducto de transporte, se utiliza un "gasoducto virtual" (utilización de GNL[10]), para lo cual en la cadena de suministro se incorporan actividades de licuefacción de gas natural, transporte virtual (a través de camiones que transportan el gas natural licuefactado) y regasificación de gas natural a fin de prestar el servicio a los consumidores finales.

La figura a continuación muestra la composición tarifaria del servicio de distribución para las concesiones Norte y Sur Oeste:

[9] Mediante Decreto Supremo N° 029-2020-EM publicado en el Diario Oficial "El Peruano" con fecha 14.12.20 se dispuso el encargo especial a PETROPERÚ para la administración provisional de la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión Sur Oeste, que comprende la operación y mantenimiento del Sistema de Distribución de la referida Concesión y la prestación del servicio público de distribución de gas natural en las regiones de Arequipa, Moquegua y Tacna; a raíz de la caducidad de la concesión a cargo de la empresa Naturgy Perú S.A.

[10] Gas Natural Licuefactado.

Figura N° 2: Composición tarifaria del servicio de distribución de gas natural – con Transporte Virtual

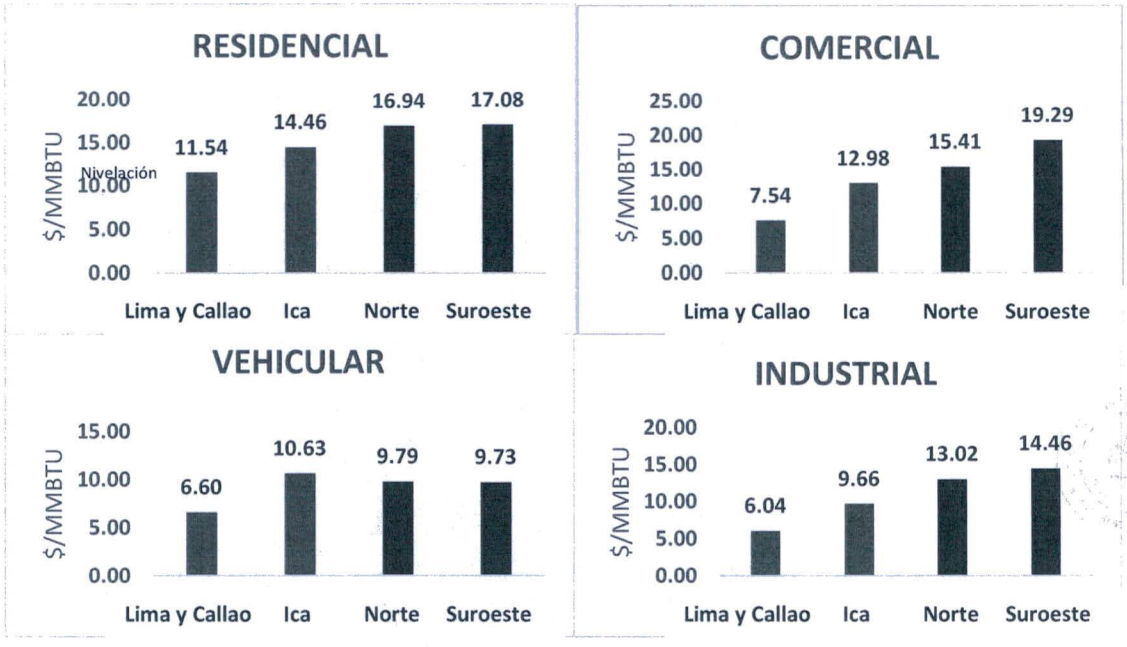


Elaboración: DGH - MINEM

En dicho contexto, se ha identificado que como resultado del desarrollo de distintas actividades en la composición tarifaria de las concesiones, existen tarifas de distribución de gas natural muy diferenciadas a lo largo del territorio nacional, creando desigualdad y un potencial desincentivo del consumo por parte de los usuarios finales ubicados en las regiones de aquellas concesiones que ofrecen precios más altos en comparación con Lima y Callao donde, además, los precios son más bajos producto de un mayor desarrollo o madurez del mercado.

A continuación, se muestran los precios finales por sector para cada una de las concesiones que vienen prestando el servicio de distribución de gas natural en la actualidad:

Figura N° 3: Precios finales por sector para las concesiones de distribución de gas natural

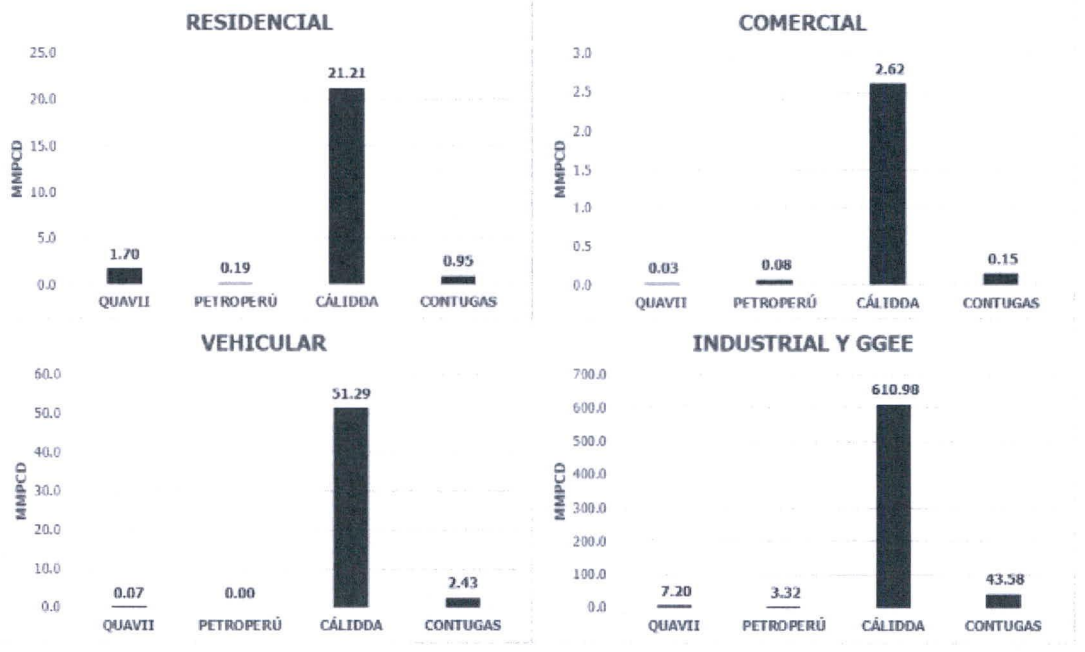


(*) Tarifas promedio año 2020 antes de la aplicación de la RCD 092-2020 de OSINERGMIN

(**) En el caso del residencial la reducción se realizará quitando del componente tarifario de las Concesiones Norte y Sur Oeste el Margen por Promoción y en el caso de Contugas este a la fecha cumplirá con lo dispuesto en la RCD 092-2020 de OSINERGMIN
Elaboración: DGH - MINEM

Por otro lado, se muestra la demanda de gas natural por sector para cada una de las referidas concesiones:

Figura N° 4: Demanda de gas natural por sector de consumo (MMPCD)



Elaboración: DGH - MINEM

En ese sentido, tal como se puede observar en las figuras anteriores, la concesión de Lima y Callao ofrece los menores precios a sus usuarios, lo que se debe principalmente a la gran demanda de gas natural existente para todos los sectores. Es así que las regiones presentan una desventaja, la cual tiene efecto directo en el consumidor final, limitando la masificación de gas natural en las regiones.

La problemática identificada hace necesaria la implementación de medidas a corto plazo que permitan cumplir con los lineamientos de los objetivos de la Política Energética 2010-2040, entre los que se encuentra: Propender al establecimiento de una tarifa única de gas natural por sector de consumo, a fin de lograr el desarrollo de la industria del gas natural, y su uso en actividades domiciliarias, transporte, comercio e industria, así como la generación eléctrica eficiente.

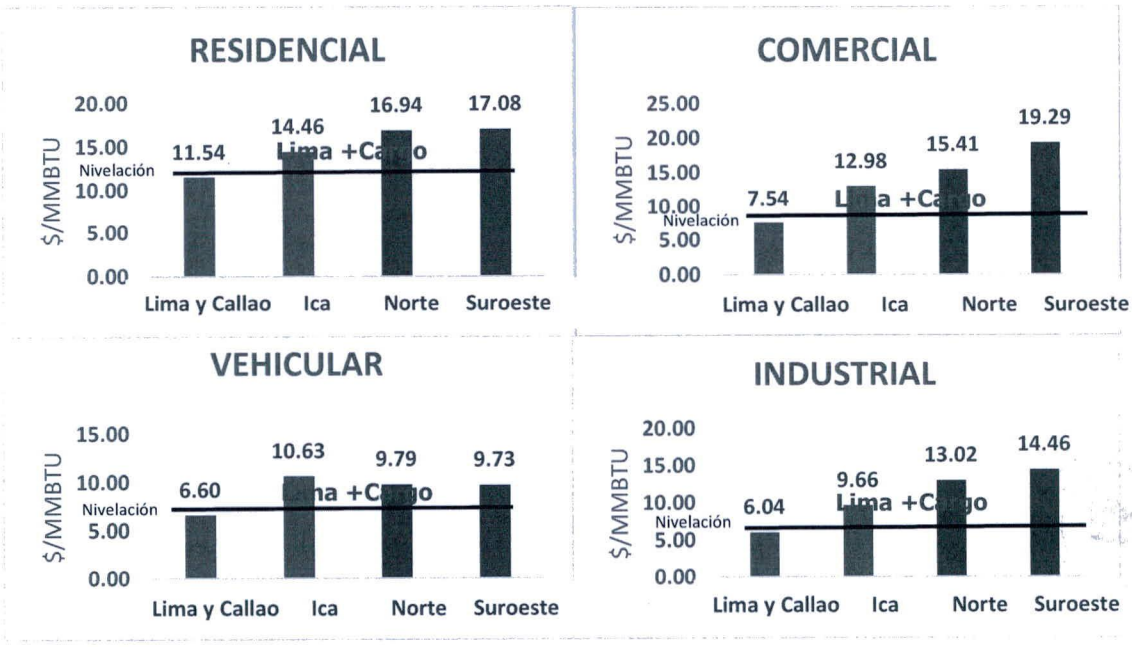
Por ello, en el presente proyecto normativo se establece la creación del Mecanismo de Compensación para el Acceso Descentralizado al Gas Natural, su aplicación y criterios de eficiencia.

La finalidad del Mecanismo de Compensación para el Acceso Descentralizado al Gas Natural es brindar un esquema de precios finales nivelados para todas las zonas de concesión financiado con recursos que se recauden a través de un recargo al servicio de transporte de gas natural por ductos, actualmente operado por la empresa Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP).

La propuesta iguala el costo de acceso al servicio de los usuarios de las regiones a nivel nacional.

La nivelación del precio final se materializará mediante el otorgamiento de un descuento tarifario en la facturación a los usuarios de las concesiones de distribución de gas natural de las regiones. El OSINERGMIN puede tomar como referencia los precios finales de las concesiones de distribución de gas natural conectadas al sistema de transporte por ductos por categoría tarifaria donde se encuentre la mayor atención de la demanda entre otros criterios que garanticen la eficiencia de la medida, sobre la base de los lineamientos establecidos en el actual TUO del Reglamento de Distribución, tal como se muestra a continuación:

Figura N° 5: Nivelación de precios finales de gas natural



(*) Tarifas promedio año 2020 antes de la aplicación de la RCD 092-2020 de OSINERGMIN
(**) En el caso del residencial la reducción se realizará quitando del componente tarifario de las Concesiones Norte y Sur Oeste el Margen por Promoción y en el caso de Contugas este a la fecha cumplirá con lo dispuesto en la RCD 092-2020 de OSINERGMIN
Elaboración: DGH - MINEM

En tal sentido, la creación del mencionado mecanismo permitirá a los usuarios del servicio público de gas natural por red de ductos acceder al servicio en las mismas condiciones económicas, mejorando la competitividad del precio final de dicho energético.

Por otro lado, considerando la premisa de que el alcance de la propuesta es a nivel nacional y que es aplicable a todas las concesiones de distribución de gas natural por red de ductos, debemos indicar que para aquellas concesiones que no cuenten con uno de los eslabones de la cadena de gas natural, respecto al transporte por ductos de gas natural en su estructura de costos, como es el caso de las Concesiones Piura y Tumbes, y que además posiblemente cuenten con los precios finales más bajos por categoría tarifaria de las concesiones de distribución de gas natural conectadas al sistema de transporte por ductos, se está estableciendo que en el caso exista concesiones o regiones no conectadas a un sistema de transporte por ductos con precios finales de gas natural más bajos a los de la referencia no se le aplicara el cargo quedando exceptuados del análisis de la compensación.

Cabe mencionar que el recargo aplicado debe permitir cubrir la totalidad del monto necesario para nivelar los precios finales a los niveles de referencia determinados procurando que no se afecte la competitividad con respecto a su energético sustituto.

B. Respecto a los potenciales impactos de la aplicación del Mecanismo de Compensación para el Acceso Descentralizado al Gas Natural:

De acuerdo con lo mencionado anteriormente, los recursos necesarios para la aplicación del Mecanismo de Compensación para el Acceso Descentralizado al Gas Natural provendrán de un recargo a la tarifa de transporte de los usuarios del sistema de transporte de gas natural por ductos, actualmente operado por TGP.

Con el fin de determinar el impacto en los precios finales de los usuarios no residenciales, se tomó la siguiente información como referencia:

- La compensación no incluye el traslado de ineficiencias de los concesionarios a los usuarios finales, es decir la nivelación para los precios finales de gas natural a las concesiones, solo se le reconocerá los costos de los consumidores en función al volumen consumido y no a la capacidad contratada de estos con el concesionario, toda vez que pudieran existir consumidores que sobrecontraten una capacidad con el distribuidor de gas natural y el descuento a reconocérsele por el Mecanismo de Compensación para el Acceso Descentralizado al Gas Natural resultara artificialmente alto, el mismo que se le agregaría en forma ineficiente al recargo de dicho mecanismo.
- El recargo en la tarifa de transporte será aplicable a los usuarios de las cuatro (4) concesiones de distribución de gas natural en operación (Lima y Callao, Ica, Concesión Norte y Concesión Sur Oeste), y los volúmenes destinados a la exportación, de corresponder.

- Para efectos del presente análisis, los precios finales de los usuarios de la concesión de Lima y Callao se tomarán como referencia para la determinación del valor de la nivelación (por tener los precios finales que dan mayor atención de demanda por categoría tarifaria).
- El mecanismo realiza la compensación a los usuarios de los precios finales de las concesiones de las regiones (Ica, Zona Norte, Zona Sur Oeste y Zona Centro Sur, de ser el caso).

En ese aspecto, si bien el impacto de esta medida se verá reflejado en los precios finales de distribución de gas natural de la concesión de Lima y Callao, el incremento de dichos precios no es significativo y no afecta su competitividad respecto al combustible sustituto, tal como se muestra a continuación:

Cuadro N° 2
Estimación del Cargo por año en US$/MMBTU

AÑO	2022	2023	2024	2025
$/MMBTU	0.0681	0.0726	0.0816	0.0870

Cuadro N° 3
Impacto de los precios finales de gas natural en la concesión de Lima y Callao por categoría tarifaria

Categoria Tarifaria	2022	2023	2024	2025
A1 (Sin Promoción)	0.6%	0.7%	0.75%	0.80%
A1 (Con Promoción) (8)	0.8%	0.9%	0.96%	1.02%
A2 (Sin Promoción)	0.8%	0.8%	0.91%	0.97%
A2 (Con Promoción) (8)	1.0%	1.1%	1.21%	1.30%
B	0.9%	1.0%	1.14%	1.21%
C	1.1%	1.2%	1.33%	1.41%
D	1.2%	1.2%	1.40%	1.50%
GNV	1.1%	1.1%	1.29%	1.37%
E	1.1%	1.2%	1.33%	1.42%
GE	1.6%	1.7%	1.92%	2.04%

Elaboración: DGH – MINEM

Por otro lado, para analizar el impacto de los usuarios eléctricos con la aplicación de la medida se analizó un escenario máximo, donde el generador eléctrico es quien asume el 75% del monto total a compensar del Mecanismo tal como se muestra a continuación:

Cuadro N° 4
Impacto de los precios finales de los usuarios eléctricos

Flujo de Costo Promedio Mensual de energía - Monto Maximo	2022	2023	2024	2025
Incremento por Cargo (S./) 30 Kw/h	0.054	0.060	0.072	0.077
Incremento por Cargo (S./) 100 Kw/h	0.180	0.202	0.238	0.255
Incremento por Cargo (S./) 150 Kw/h	0.270	0.302	0.358	0.383
Cf 30 Kw/h	27.81	27.81	27.83	27.83
Cf 100 Kw/h	71.20	71.22	71.25	71.27
Cf 150 Kw/h	110.17	110.21	110.26	110.29
30 Kw/h: Impactos %	0.19%	0.22%	0.26%	0.28%
100 Kw/h: Impactos %	0.25%	0.28%	0.34%	0.36%
150 Kw/h: Impactos %	0.25%	0.28%	0.33%	0.35%

Elaboración: DGH - MINEM

Finalmente, el cuadro a continuación muestra un estimado del monto de compensación requerido para la nivelación de los precios finales a ser pagados por los usuarios de las concesiones de distribución de gas natural de las regiones, por los años del 2021 al 2024, incluyéndose lo estimado para el proyecto "Masificación de Uso de Gas Natural – Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en las Regiones de Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali", cuyo otorgamiento de la Buena Pro se ha programado para el año 2021 y se ha considerado el año 2023 como el inicio de operaciones:

Cuadro N° 5
Monto del Mecanismo de Compensación para el Acceso Descentralizado al Gas Natural estimado para los años del 2022 al 2024

Concesión	2022	2023	2024	2025
Ica	2,710,075	2,755,700	2,805,487	2,813,173
Zona Norte	22,927,622	26,951,627	31,724,281	31,811,197
Zona Sur-Oeste	7,997,252	7,997,252	9,596,702	11,547,593
Centro-Sur			476,767	1,536,286
TOTAL ($)	**33,634,948**	**37,704,578**	**44,603,237**	**47,708,249**

Elaboración: DGH - MINEM

Cabe señalar que las estimaciones realizadas en esta sección son referenciales y obedecen a los supuestos señalados anteriormente.

Por su parte, el artículo 9 del Proyecto Normativo prevé que para alcanzar el objetivo de nivelación y la determinación del recargo, el OSINERGMIN debe tomar como referencia los precios finales más bajos asumidos por los usuarios de la concesión de distribución de gas natural por red de ductos conectadas al sistema de trasporte de gas natural, de acuerdo a las disposiciones reglamentarias que emita el MINEM y que el Mecanismo de Compensación para el Acceso Descentralizado al Gas Natural reconoce los costos eficientes incurridos por los concesionarios de distribución para la atención del mercado regulado.

Asimismo, a través del artículo 10 se precisa que el Mecanismo de Compensación para el Acceso Descentralizado al Gas Natural es aplicado a través de un descuento en la facturación mensual de los usuarios de las concesiones de distribución de gas natural por red de ductos que se encuentren en operación.

C. Respecto a los beneficios cuantitativos de la medida:

Los beneficios cuantitativos de la medida, se reflejan en un estimando en el crecimiento adicional esperado para el consumo de gas natural fuera de la región de Lima y Callao, considerando los siguientes supuestos:

- Se espera desarrollar la demanda de 2.24 MMPCD de gas natural en la Concesión Ica (de 30.43 a 32.67 MMPCD al año 4 como resultado de la aplicación normativa).
- Se espera desarrollar la demanda de 5.79 MMPCD de gas natural en la Concesión Norte (de 3.58 a 9.38 MMPCD al año 4 como resultado de la aplicación normativa).
- Se espera desarrollar la demanda de 1.51 MMPCD de gas natural en la Concesión Sur Oeste (de 2.77 a 4.28 MMPCD al año 4 como resultado de la aplicación normativa).

Es preciso indicar que los incrementos de demanda se encuentran en línea con la capacidad instalada en cada concesión y tienen un potencial de provisión de gas natural.

D. Impactos sobre equilibrio financiero de las APP con contratos de concesión vigentes y de aquellas que se encuentran en Proceso de Promoción

Es preciso indicar que, los contratos de APP contienen una cláusula de equilibrio económico financiero, mediante la cual las partes declaran que a la fecha de suscripción sus derechos y obligaciones se encuentran en equilibrio. Dicha cláusula establece también que, ante la ruptura del equilibrio económico financiero, su restablecimiento puede ser invocado por cualquiera de las partes, únicamente cuando este se vea afectado debido al cambio de leyes y disposiciones aplicables, en la medida que se presenten variaciones significativas en los ingresos o costos del proyecto, a fin de compensar a la parte afectada (ya sea que se trate del concedente o del concesionario).

Por tal motivo, se realizó el análisis del impacto económico financiero teniendo en consideración lo siguiente:

- El referido análisis se realizó para la Concesión de Ica y la Concesión Norte dado que son las únicas concesiones que cuentan con condiciones específicas de regulación del equilibrio económico financiero (variación de ingresos o costos de operación y mantenimiento de manera tal que la diferencia entre dichas variables durante un periodo de 12 meses consecutivos o más varíen en un equivalente a más del 10%.
- En el caso de la Concesión de Lima y Callao, las condiciones de la cláusula de equilibrio económico financiero contempladas en el contrato no aplican para efectos del mecanismo de compensación propuesto.
- Se excluyó a la Concesión Sur Oeste del presente análisis dado que a la fecha no cuenta con una empresa concesionaria.
- Se excluyeron a las Concesiones de Tumbes y Piura, toda vez que estas no se encuentran conectadas al sistema de transporte de gas natural por ductos.

Luego del análisis efectuado, y bajo los supuestos empleados, se determinó que con la aplicación del Mecanismo de Compensación para el Acceso al Gas Natural, no existe ruptura del equilibrio económico financiero para la Concesión de la Región Ica y de la Concesión Norte bajo los supuestos establecidos en los respectivos contratos de concesión.

Artículos 10, 11, 12, 13, 14, 15 y 16:

De conformidad con el numeral 1 del artículo 2 de la Constitución Política del Perú, toda persona tiene derecho a su bienestar y libre desarrollo. En ese sentido, es deber primordial del Estado, según lo dispuesto en el artículo 44 de dicho cuerpo normativo, la de *"(...) promover el bienestar general que se fundamenta en la justicia y en el desarrollo integral y equilibrado de la Nación."* En ese contexto, para el caso del desarrollo de las actividades de Hidrocarburos, se encuentra consagrado como un principio general en la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, en cuyo artículo 2 se señala lo siguiente: *Artículo 2. - El Estado promueve el desarrollo de las actividades de Hidrocarburos sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica con la finalidad de lograr el bienestar de la persona humana y el desarrollo nacional.* (Énfasis agregado)

Tal es así que, para el caso del transporte, la distribución (mayorista y minorista) y la comercialización de los productos derivados de los hidrocarburos (Combustibles Líquidos, GLP entre otros) el artículo 76 de la Ley N° 26221 consagra que dichas actividades se regirán por las normas que apruebe el MINEM, las cuales *"(...) deberán contener mecanismos que satisfagan el abastecimiento del mercado interno".*

La normativa que hace referencia a la seguridad de suministro de los Combustibles es la siguiente:

El marco legal vigente que hace referencia a los requerimientos de almacenamiento para garantizar el suministro de los Combustibles es la siguiente:

En el caso del Diesel:

El artículo 43° del Decreto Supremo N° 045-2001-EM y sus modificatorias expresa lo siguiente:

Artículo 43.- Existencia de Combustibles

Únicamente los Productores y Distribuidores Mayoristas que tengan capacidad de almacenamiento propia o contratada deberán mantener en cada Planta de Abastecimiento, una existencia media mensual mínima de cada combustible almacenado, equivalente a quince (15) días calendario de su Despacho promedio de los últimos seis (6) meses calendario anteriores al mes del cálculo de las existencias y en cada Planta de Abastecimiento una existencia mínima de cinco (5)

días calendario del Despacho promedio en dicha Planta. Para ambos casos se sobreentiende que las existencias se considerarán netas descontando fondos.

(...)"

En el caso del Gas Licuado Petróleo:

El artículo 8° del Decreto Supremo N° 001-1994-EM y sus modificatorias expresa lo siguiente:

Artículo 8.- *Todos los agentes que realicen ventas de GLP a partir de una Planta de Abastecimiento y que cuenten con capacidad de almacenamiento propia o contratada en la referida Planta, están obligados a mantener una existencia media de dicho producto equivalente a quince (15) días de despacho, al mercado nacional, promedio de los últimos seis (06) meses, así como mantener en ella, en todo momento del día, una existencia mínima de GLP almacenado equivalente a cinco (05) días de despacho promedio de los últimos seis (06) meses.*

Los Productores podrán incluir como parte de sus existencias, el volumen del GLP que tengan almacenado en su Planta de Producción de GLP y en las Plantas de Abastecimiento aledañas o adyacentes, de ser el caso.

(...)"

En base a lo mencionado anteriormente, aquellos agentes de la Cadena de Comercialización que están obligados a contar con capacidad de almacenamiento son:

- Productores (Plantas de abastecimiento de las Refinerías).
- Mayoristas (Plantas de abastecimiento de los Distribuidores Mayoristas y Plantas de abastecimiento de los terminales).

El contar con una política energética es crucial al momento de planificar y prevenir acontecimientos tales como:

- Oleajes anómalos que producen cierre de los terminales.
- Conflictos Sociales.
- Suministro de Energía por Defensa Nacional.
- Desastres Naturales.
- Variaciones de los precios internacionales del Petróleo y/o sus derivados, entre otros.

En ese sentido, dada la importancia de la energía, el Estado a lo largo de estos años ha establecido una política de desarrollo energético a través de diversas normas, tal como el Decreto Supremo N° 064-2010-EM que aprobó la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040. Dicha Política Energética toma como referencia los lineamientos del Plan Estratégico de Desarrollo Nacional - Plan Perú 2021, elaborado por el Centro de Planeamiento Estratégico - CEPLAN, además menciona que se sustenta en conceptos de *desarrollo sostenible y en el marco*

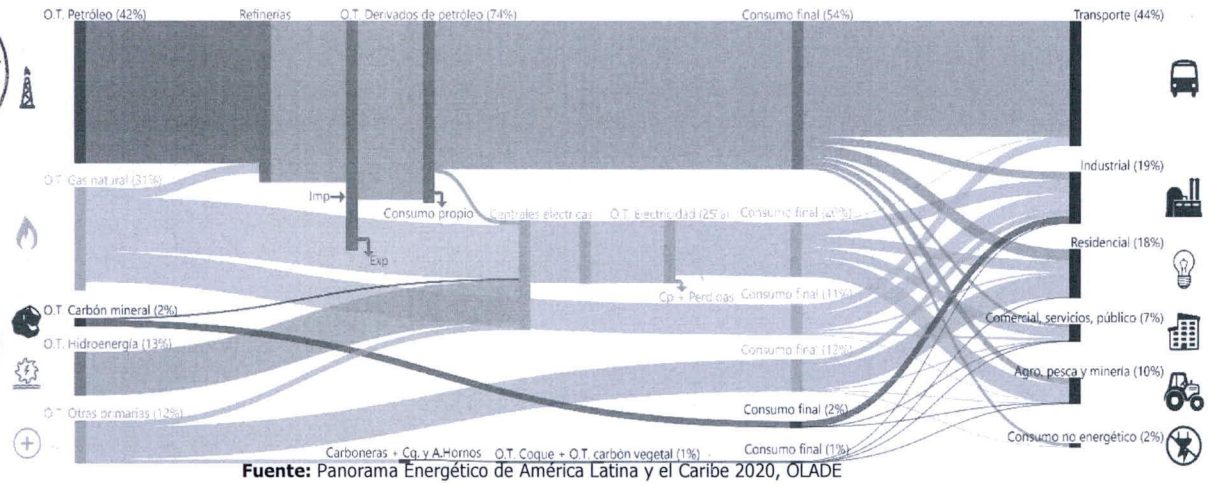
jurídico nacional, con énfasis en los aspectos de promoción y protección de la inversión privada, minimizando los impactos sociales y ambientales y respetando e incentivando los mercados energéticos, así como promoviendo la eficiencia energética y el desarrollo de las energías renovables a nivel local, regional y nacional.[11]

De acuerdo a ello, los objetivos de la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040 buscan contar con un sistema energético que satisfaga la demanda nacional de energía de manera confiable, regular, continua y eficiente, precisando como un lineamiento de dicha política la de alcanzar la cobertura total del suministro de Electricidad e Hidrocarburos.

Sin perjuicio de lo antes mencionado, se debe tener en cuenta que según lo reportado por la Organización Latinoamericana de la Energía (OLADE) correspondiente al año 2019, las fuentes de energía de la matriz energética que tuvieron predominante participación en el Perú fueron: petróleo crudo con 42%, Gas Natural con 31%, hidroenergía con 13%, carbón mineral 2% y otras primarias 12%. Tal como se aprecia en la siguiente Figura N° 2. Cabe mencionar que, la dependencia de los hidrocarburos como fuente de energía primaria en el Perú sigue siendo importante en la matriz energética, con una participación de 73%.

Asimismo, el aumento del consumo de Gas Natural en los últimos años evidencia que los productos derivados de Hidrocarburos siguen siendo la fuente principal de energía en nuestro país; es decir ambas fuentes de energía (petróleo crudo y Gas Natural) se complementan para atender la demanda que exige la matriz energética nacional.

Figura: Participación de las fuentes en la producción interna de energía primaria - 2019



Fuente: Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2020, OLADE

Adicionalmente, de la Figura, se observa que la participación de la energía proveniente de los hidrocarburos es transversal para el desarrollo de las

[11] Tercer Considerando del Decreto Supremo N° 064-2010-EM.

actividades económicas del país, lo cual guarda relación con las políticas referidas a la seguridad energética nacional que involucra garantizar la existencia y disponibilidad de los recursos utilizados por la población y que, en su ausencia, afectarían el desarrollo continuo y confiable del suministro de energía, así como generaría externalidades negativas en la rentabilidad social relacionada con otras actividades, como son las de electrificación, transporte, agricultura, pesca, manufactura, entre otras.

Cabe mencionar que a nivel internacional se considera el consumo de la energía como un factor esencial en el desarrollo económico y el suministro de servicios vitales que mejoran la calidad de vida, cuantificado mediante indicadores energéticos12 de desarrollo sostenibles, tal como lo establece el OLADE13, el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA14), entre otros.

Respecto al mercado del Gas Licuado de Petróleo

La demanda promedio anual de GLP ha registrado un crecimiento sostenido en los últimos años. Desde el año 2013 a 2019 la demanda se incrementó en una tasa promedio anual del 5%. Para el año 2020 dicha demanda se redujo debido a las restricciones para evitar la propagación del COVID-19.

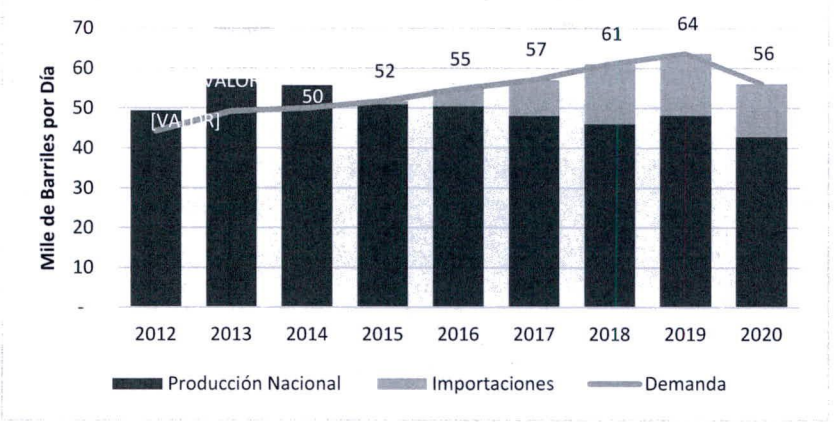
Respecto a la oferta de GLP, se observa que hasta el año 2014, la misma era cubierta por la producción nacional proveniente de las refinerías y plantas de procesamiento, esto debido a que la producción nacional fue excedentaria hasta el año 2014. A partir del año 2015 se evidencia un déficit de producción para cubrir la demanda nacional de GLP, por lo que desde ese año dicha brecha viene siendo cubierta por las importaciones (actualmente se requiere realizar importaciones de GLP en el orden del 20%).

Gráfico: Evolución de la demanda y oferta de GLP

[12] Los Indicadores Energéticos para el Desarrollo Sostenible (IEDS) son estadísticas que buscan lograr un entendimiento más a fondo de los principales problemas del sector energético de un país o región. Además, son herramientas para dar a conocer a los encargados de las políticas y al público general, las cuestiones energéticas relacionadas con el desarrollo sostenible y fomentar el diálogo institucional (OIEA, UNDESA, AIE, Eurostat, AEMA, 2008).

[13] Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2020 de OLADE

[14] Indicadores Energéticos del Desarrollo Sostenible: Directrices y Metodologías OIEA, Departamento de Asuntos Económicos y Sociales de las Naciones Unidas, Agencia Internacional de la Energía, Eurostat, y Agencia Europea de Medio Ambiente



Fuente y elaboración: DGH – MINEM.

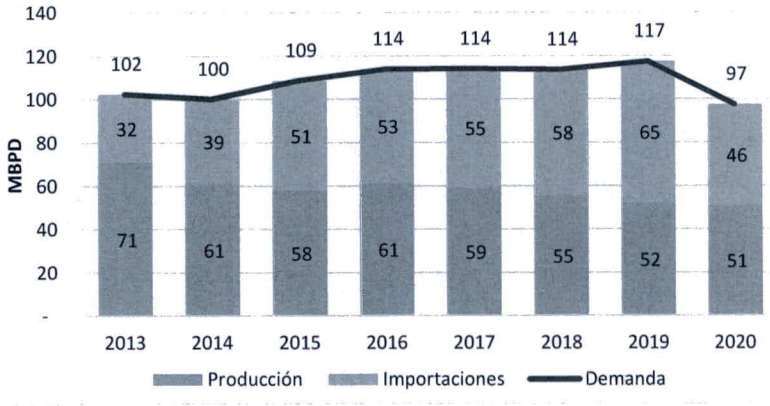
Respecto a la capacidad de almacenamiento de GLP, los agentes que desarrollan actividades de comercialización de Combustibles cuentan con infraestructura de capacidad existente de almacenamiento. A nivel nacional se cuenta con infraestructura de capacidad existente de almacenamiento de GLP de 1 339 Miles de Barriles – MB; no obstante, el 64% corresponde a infraestructura de Pluspetrol, lo cual expone la seguridad de suministro de GLP, a una sola empresa.

	Terminal y/o Plantas de Abastecimiento	GLP (MB)	
NORTE	Refinería Talara (PIURA)	80.00	8.66%
	Planta de Ventas Talara (PIURA)	4.00	
	GMP (PIURA)	7.00	
	Procesadora de Gas Pariñas (PIURA)	25.00	
	TOTAL	**116.00**	
CENTRO	Aguaytia (UCAYALI)	19.00	1.42%
	TOTAL	**19.00**	
LIMA	Solgas (CALLAO)	133.00	25.91%
	Zeta Gas (CALLAO)	136.00	
	Terminal Callao (CALLAO)	55.00	
	Refinería La Pampilla (CALLAO)	23.00	
	TOTAL	**347.00**	
SUR	PlusPetrol (ICA)	857.00	64.00%
	TOTAL	**857.00**	
	TOTAL NACIONAL	**1339.00**	

Respecto al mercado del Diesel

Por el lado del Diesel. Desde el año 2013 a 2019 la demanda se incrementó en una tasa promedio anual del 2.7%. Para el año 2020 dicha demanda se redujo debido a las restricciones para evitar la propagación del COVID-19. Respecto a la oferta de GLP, se observa que la misma es cubierta por la producción nacional e importaciones contribuyendo cada fuente con el 50% de la demanda, aproximadamente.

Gráfico: Evolución de la demanda y oferta de Diesel



Fuente y elaboración: DGH – MINEM.

Respecto a la capacidad de almacenamiento de Diesel. A nivel nacional se cuenta con infraestructura de capacidad existente de almacenamiento de 4 777 MB.

Ubicación (Dpto)	Terminal y/o Plantas de Abastecimiento	Capacidad existente de DIESEL (MB)	
	en MB	*inc.proyectos 2021*	
Callao	Refinería La Pampilla - Repsol	1,157.50	42%
Callao	Planta Abast. Pampilla	22.3	
Callao	Planta de Valero	350.0	
Callao	Terminal Callao - Petroperu	495.6	
Total Callao		**2,025.40**	
Lima sin Callao	Terminal Supe (Lima)	107.6	16%
	Refinería/Planta Conchán(Lima)	664	
Total Lima sin Callao		**771.6**	
Sur	Terminal Pisco (Ica)	189.6	16%
	Terminal Mollendo (Arequipa)	341.1	
	Terminal Ilo (Moquegua)	174.4	
	Terminal Cusco (Cusco)	46.9	
	Terminal Juliaca (Puno)	31.6	
Total Sur		**783.6**	
Centro	Terminal Chimbote (Ancash)	118.2	3%
	Planta Pucallpa (Ucayali)	4.3	
Total Centro		**122.5**	
Norte	Refinería Talara (Piura)	547.9	22%
	Planta de Ventas Talara (Piura)	14.2	
	Planta Abast. Piura (Piura)	19	
	Terminal Eten (Lambayeque)	247.2	
	Terminal Salaverry (La Libertad)	148.4	
	Planta de Ventas Tarapoto (San Martin)	3.8	
	Planta de Ventas Yurimaguas (Loreto)	14.2	
	Refinería Iquitos (Loreto)	38.2	
	Planta Abast. Iquitos (Loreto)	41.1	
Total Norte		**1074**	
TOTAL NACIONAL		**4,777.10**	

Problemática identificada:

Teniendo en cuenta el análisis realizado al mercado del GLP y Diesel, es importante mencionar que la oferta de GLP y Diesel no ha crecido al mismo ritmo

que la demanda de tales productos; y la misma a corto plazo no responde de manera flexible al incremento de la demanda, debido a la necesidad de ejecutar importantes montos de inversión para ampliar la capacidad de almacenamiento para la atención de la demanda.

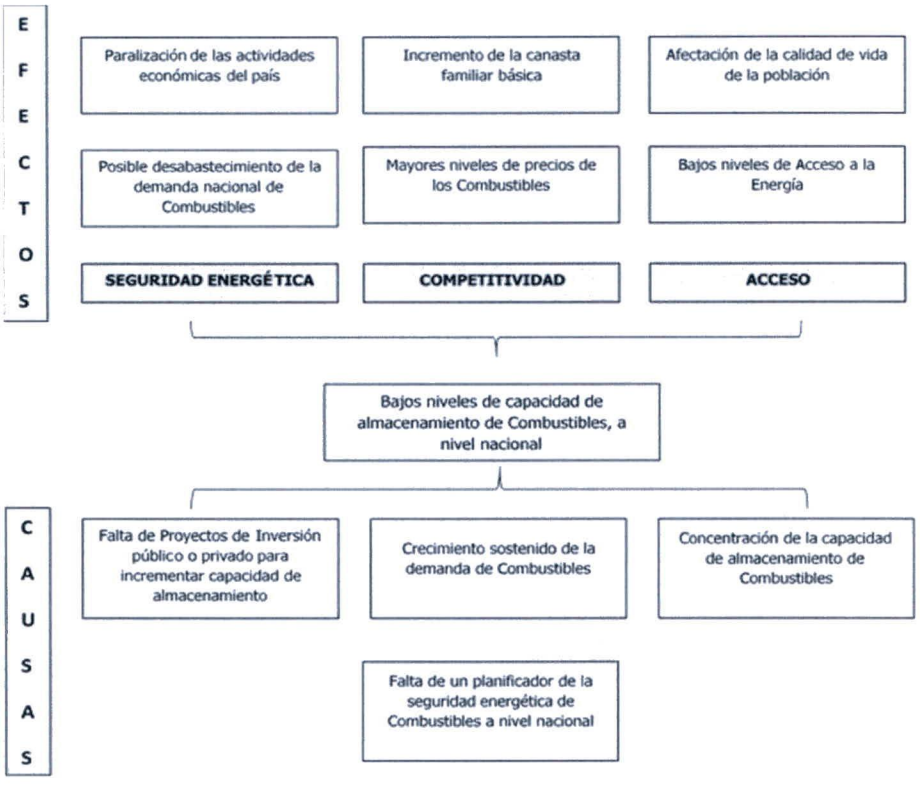
Si bien de acuerdo a la normativa vigente los agentes tienen la obligación de mantener días de existencias para garantizar el abastecimiento de la demanda de Combustibles, en el negocio propio de la comercialización la característica de las actividades de importación generan que la ubicación de las Plantas de Almacenamiento deba ser cercana a la costa o al mercado interno, generando que la distribución de la infraestructura de almacenamiento de Diesel y GLP se concentre principalmente en la franja costera (ver siguiente imagen).

De acuerdo a ello, al no contar con capacidad de almacenamiento suficiente para cubrir la demanda nacional de Combustibles el mecanismo de abastecimiento es vulnerable a los siguientes eventos:

- Oleajes anómalos que producen cierre de los terminales.
  a. *Durante el mes de enero de 2021 las existencias - inventarios de las Plantas de Abastecimiento del GLP estuvieron significativamente por debajo de su límite promedio normal, lo cual generó un potencial riesgo de desabastecimiento de GLP, a nivel nacional.*
- Conflictos Sociales.
  b. *Huelgas y manifestaciones bloquen el acceso al suministro de Combustibles desde zonas con infraestructura de almacenamiento a otras que no cuentan.*
- Variaciones de los precios internacionales del Petróleo y/o sus derivados, entre otros.
  c. *Mayor impacto de la volatilidad de precios internacionales al adquirir lotes de Combustibles de manera recurrente.*
- Suministro de Energía por Defensa Nacional.
- Desastres Naturales.

Además, teniendo claro que el abastecimiento de la demanda de Combustible cumple un papel importante en la economía del país y de cada familia; el siguiente gráfico identifica otros efectos inmediatos ocasionados por las brechas de infraestructura de almacenamiento identificadas.

Gráfico: Árbol de problemas



Fuente y elaboración: DGH – MINEM.

De lo expuesto anteriormente, sobre la normativa vigente y el estado actual de la infraestructura y basado en los pilares de la Política Energética Nacional tales como sostenibilidad, competitividad y seguridad, se considera pertinente priorizar el cierre de brechas de infraestructuras de almacenamiento de GLP, Diesel y otros hidrocarburos; a fin de alcanzar la cobertura total del suministro de hidrocarburos a nivel nacional, de manera oportuna.

Dado que la infraestructura actual de almacenamiento de combustibles no es suficiente para garantizar el abastecimiento de la demanda de Combustibles, a nivel nacional, resulta necesario que el Estado adopte medidas que promuevan el desarrollo de dicha infraestructura a través de una Agencia espacialidad de su promoción y gestión.

En tal sentido, es primordial que en el corto plazo se promueva la inversión en infraestructura de almacenamiento de Combustibles tomando en cuenta que debe ser descentralizada a nivel nacional.

Es en base a ello que, resulta concordante contar con una agencia autónoma, que gestione, administre y disponga de infraestructura de almacenamiento de combustibles de manera descentralizada, a fin de asegurar el abastecimiento continuo y regular, de combustibles líquidos, GLP y otros Hidrocarburos.

El contar con una entidad que promueva las inversiones tanto privadas y públicas para la descentralización de la capacidad de almacenamiento a nivel nacional, y el cumplimiento de las existencias de combustibles, generará los siguientes beneficios:

- Brindar seguridad energética al mercado nacional.
- Continuidad en el abastecimiento de los hidrocarburos y de las actividades económicas de dependen de ellos.
- Desarrollo de infraestructura de acuerdo a la Política Energética Nacional, teniendo en cuenta las brechas de infraestructura y proyección de demanda de hidrocarburos.

Sobre el abastecimiento de GNC y/o GNL:

Problema 1:

A la fecha las concesiones de distribución de gas natural que se abastecen mediante transporte virtual reciben el GNL a través de un Comercializador en Estación de Carga de GNL, siendo este un Agente que no cuenta con instalaciones, pero entrega el GNL a través de un Operador de Estación de Carga de GNL. Asimismo, es preciso señalar que la Estación de Carga de GNL es un conjunto de instalaciones ubicadas dentro o en un área aledaña a una Planta de Procesamiento que licuefactúa Gas Natural que no tiene obligación de contar con instalaciones de almacenamiento de GNL.

En ese aspecto, se identificó una problemática existente, considerando que no existe un aseguramiento de inventarios por parte del Comercializador en Estación de GNL para abastecimiento de GNL que permita garantizar el suministro continuo de GNL a determinados Agentes Habilitados que comercializan GNL o Concesionarios que requieren de dicho GNL.

A continuación, a modo de ejemplo se evaluó el consumo actual de la Concesión Norte y Concesión Sur Oeste, que comprenden la prestación del servicio de distribución de gas natural por red de ductos en las regiones de Ancash, La Libertad, Lambayeque, Cajamarca Arequipa, Moquegua, Tacna; para identificar cuanto de inventarios requeriría el Comercializador en Estación de Carga de GNL para mantener una demanda en función de los consumos promedios de comercialización durante 30 días, se desarrolló lo siguiente:

Cuadro N° 5.- Consumos Promedio de GNL (m^3) - Concesión Norte y Concesión Sur Oeste

Localidad	Consumo promedio (m^3 GNL/día)*	Consumo promedio en 30 días (m^3 GNL)*
Concesión Norte	390.51	11,715.30
Concesión Sur Oeste	135.79	4,073.70
Total	**526.3**	**15,789.00 (**)**

* Consumo promedio distribuido en la concesión. En el caso de la Concesión Norte se realizó sobre los promedios distribuidos durante el mes de enero 2021.
** Esta capacidad representa aprox. el 6% de la capacidad total de la Planta de Procesamiento que licuefactúa gas natural quien suministra de GNL al Comercializador en Estación de Carga de GNL.

En ese orden de ideas, la AIC sería el encargado de que se aseguren existencias de GNL, posiblemente pueda contemplar alternativas como el diseño de una capacidad de almacenamiento propia para cubrir las existencias de GNL establecidas u gestione con el Comercializador de Estación de Carga de GNL o en su defecto disponga alternativas normativas que permitan establecer obligaciones de Existencias a los Agentes de dicho mercado.

Así es que, en tanto esto sea posible la AIC asegura situaciones de caso fortuito o fuerza mayor para que las Estaciones de Licuefacción y/o el Comercializador en Estación de Carga de GNL con el uso de las existencias de GNL puedan asegurarse un suministro continuo al mercado interno.

Problema 2:

De la revisión de las necesidades de abastecimiento y la autonomía de las concesiones cuyo abastecimiento se realiza con GNL o GNC, se observa que la Concesión Sur Oeste cuenta con capacidades de almacenamiento de GNL netas totales iguales a 1572.50 m3 GNL que abastece consumos promedio estimados de 135.79 m3 GNL por día, y una autonomía de consumo global promedio de 11.58 días conforme se muestra en los siguientes cuadros:

Cuadro N° 6.- Capacidades de Tanques de Almacenamiento - Concesión Sur Oeste

Localidad	Capacidades de Almacenamiento (m^3)	Almacenamiento Total GNL (m^3)	Almacenamiento Neto (m^3 GNL)*
Arequipa	- Tanque 150 - Tanque 150 - Tanque 150 - Tanque 150 - Tanque 150 - Tanque 150 - Tanque 150 - Tanque 200	1250.00	1,062.50
Moquegua	- Tanque 150	150.00	127.50
Ilo	- Tanque 150	150.00	127.50
Tacna	- Tanque 150 - Tanque 150	300.00	255.00
Total			**1,572.50**

* Se considera 15% de fondos

Cuadro N° 7.- Consumos Promedio GNL (m3)

Concesión Sur Oeste

Localidad	Almacenamiento Neto (m^3 GNL)	Consumo promedio (m^3 GNL/día)*	Autonomía Consumo promedio (días)
Arequipa	1,062.50	110.79	9.59
Moquegua	127.50	0.30	425
Ilo	127.50	0.35	364.28
Tacna	255.00	24.35	10.47
Total	**1,572.50**	**135.79**	**11.58**

* Consumo promedio facturado de la Concesión

Respecto a la Concesión Norte, cabe indicar que esta cuenta con capacidades de almacenamiento de GNL netas totales iguales a 1181.50 m^3 GNL, que abastece consumos promedios estimados de 390.51 m^3 GNL por día y una autonomía de consumo global promedio de 3.02 días, conforme se muestran en los siguientes cuadros:

Cuadro N° 8.- Capacidades de Tanques de Almacenamiento Concesión Norte

Localidad	Capacidades de Almacenamiento (m^3)	Almacenamiento Total GNL (m^3)	Almacenamiento Neto (m^3 GNL)*
Chiclayo	- Tanque 100	100.00	85.00
Lambayeque	- Tanque 30	30.00	25.50
Cajamarca	- Tanque 100 - Tanque 100	200.00	170.00
Pacasmayo	- Tanque 30	30.00	25.50
Trujillo	- Tanque 200 - Tanque 200	400.00	340.00
Chimbote	- Tanque 200 - Tanque 200	400.00	340.00
Huaraz	- Tanque 30	30.00	25.50
Coischo**	- Tanque 200	200.00	170.00
Total			**1,181.50**

* Se considera 15% de fondos
** Almacenamiento el distrito de Coishco ubicado en la provincia del Santa, departamento de Ancash.

Cuadro N° 9.- Consumos Promedio GNL (m^3) Concesión Norte

Localidad	Almacenamiento Neto (m^3 GNL)	Consumo promedio (m^3 GNL/día)*	Autonomía Consumo promedio (días)
Chiclayo	85.00	18.21	4.66
Lambayeque	25.50	3.04	8.38
Cajamarca	170.00	9.90	17.17
Pacasmayo	25.50	4.90	5.20
Trujillo	340.00	97.25	3.49
Chimbote y Coisho**	510	253.67	2.01
Huaraz	25.50	3.54	11.91
Total	**1,181.50**	**390.51**	**3.02**

* Consumo promedio facturado de la Concesión.
** Las ED de Chimbote y Coishco se encuentran conectados a una misma red de distribución.

En ese orden de ideas, la AIC sería el encargado de que se aseguren existencias de GNL en Concesiones de distribución, posiblemente pueda contemplar alternativas como el diseño de una capacidad de almacenamiento propia para cubrir las existencias de GNL de mayor capacidad u gestione con el Concesionario o en su defecto disponga alternativas como modificaciones normativas o contractuales.

Así es que, en tanto esto sea posible las gestiones de AIC, asegura que ante situaciones de caso fortuito o fuerza mayor los Concesionarios puedan hacer uso de las existencias de GNL dentro de su área de Concesión y seguir mantenimiento una continuidad de servicio.

Problema 3:

De la revisión de las necesidades de abastecimiento y la autonomía de las concesiones cuyo abastecimiento se mediante GNC, se observa que la Concesión de Piura y Tumbes de acuerdo a sus contratos de Concesión deben asegurar capacidades de almacenamiento de GNL netas totales iguales a 3 días de consumo de todos sus consumidores.

En ese orden de ideas, la AIC sería el encargado de que se aseguren de dicho cumplimiento sobre el GNC en las Concesiones de distribución; posiblemente pueda contemplar alternativas como el diseño de una capacidad de almacenamiento propia para cubrir las existencias de GNC de mayor capacidad u gestione con el Concesionario o en su defecto disponga alternativas como modificaciones normativas o contractuales.

Así es que, en tanto esto sea posible las gestiones de AIC, asegura que ante situaciones de caso fortuito o fuerza mayor los Concesionarios puedan hacer uso de las existencias de GNC dentro de su área de Concesión y seguir mantenimiento una continuidad de servicio.

Sobre la creación de una Agencia para la administración de Inventarios de Combustibles – AIC

La normativa vigente establece responsabilidades que actualmente recaen en los agentes privados que a su vez trasladan los costos de sus productos ofertados hacia los usuarios finales. Sin embargo, es el Estado quien debe garantizar la seguridad energética a nivel nacional, integrando a estos stakeholders en una política de seguridad energética, como se pude apreciar en la siguiente imagen:

ORGANIZACIÓN DEL ESTADO VIGENTE



Elaboración: MINEM

Respecto a la gestión de los inventarios a nivel internacional y la necesidad de establecer una Agencia bajo un modelo de esquema colaborativo nacional, a continuación, se desarrolla los modelos más comunes de gestión de inventarios:

i. Modelo Estadounidense[15]:

El Departamento de Energía de Estados Unidos gestiona la Reserva Estratégica de Petróleo del país y la Reserva de Gasolina del Noroeste, entre otras, estas son herramientas clave de respuesta de emergencia disponibles para el presidente a fin de proteger a los estadounidenses de las interrupciones del suministro de energía.

A través de este esquema, las existencias son una responsabilidad integra del Estado.

- Reservas de petróleo (714 millones de Barriles de Crudo al 31 de enero de 2021)
- Reserva de Suministro de Gasolina del Noroeste
  700,000 barriles localizados en New York.
  200,000 barriles localizados en Boston.
  100,000 barriles localizados en South Portland, Maine.
- Entre otras reservas como la de Diesel para calefacción del Noroeste y la naval petrolera (Wyoming y Utha)

Obligaciones de Mantener Existencias mínimas de Seguridad[16] - International Energy Agency (IEA)

[15] https://www.energy.gov/fe/services/petroleum-reserves/strategic-petroleum-reserve/spr-storage-sites

ii. Acuerdo International Energy Program (I.E.P.) 1974

El Acuerdo I.E.P. es un tratado internacional multilateral que incorpora un conjunto de derechos y obligaciones legales recíprocos a los que los miembros de la AIE están obligados por el derecho internacional. En términos generales, los miembros de la IEA comparten el objetivo colectivo de garantizar un suministro de energía confiable, asequible y limpio. Con este fin, el Acuerdo I.E.P. requiere que los Miembros almacenen petróleo y creen políticas de restricción de la demanda de energía, que permitan a los Miembros responder de manera efectiva a las principales interrupciones del suministro de petróleo.

Países miembros:

Australia, Austria, Bélgica, Canadá, República Checa, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Irlanda, Italia, Japón, Corea, Luxemburgo, Países Bajos, Nueva Zelanda, Noruega, Polonia, Portugal, República Eslovaca, España, Suecia, Suiza, Turquía, Reino Unido, Estados Unidos.

Relaciones con no miembros:

La IEA colabora con Brasil, China, India, Indonesia, Marruecos, Singapur y Tailandia a través de su iniciativa de Asociación multilateral. Los países de la Asociación antes mencionados participan en las reuniones de la IEA y trabajan junto con los Estados miembros de la IEA en cuestiones de seguridad energética, política energética, datos y tecnología. La AIE también tiene acuerdos de cooperación bilateral con otras economías importantes.

La Unión Europea también participa en los trabajos de la IEA.

iii. Directiva del Consejo 2009/119/EC DEL CONSEJO de 14 de septiembre de 2009 por la que se obliga a los Estados miembros a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo o productos petrolíferos[17] - Unión Europea.

Dicha directiva señala lo siguiente:

"Articulo 1.- Objeto

La presente Directiva establece normas destinadas a garantizar un nivel elevado de seguridad de abastecimiento de petróleo en la Comunidad gracias a mecanismos fiables y transparentes basados en la solidaridad entre los Estados miembros, a mantener un nivel mínimo de reservas de petróleo crudo o productos petrolíferos y a establecer los procedimientos necesarios para afrontar una grave escasez."

(....)

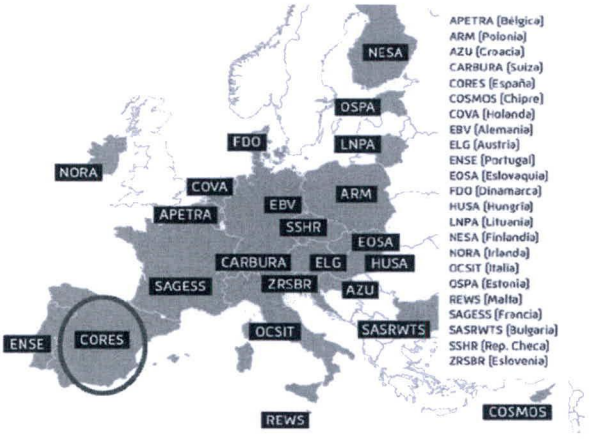
"Articulo 2.- Definiciones

f) Entidad central de almacenamiento, el organismo o servicio al que podrán conferirse poderes para actuar con vistas a la adquisición, mantenimiento o venta de reservas de petróleo, incluidas las reservas de emergencia y las reservas específicas;"

[16] IEA: https://www.oecd.org/gov/regulatory-policy/IEA%20profile.pdf
[17] Directiva 2009/119/ce del consejo

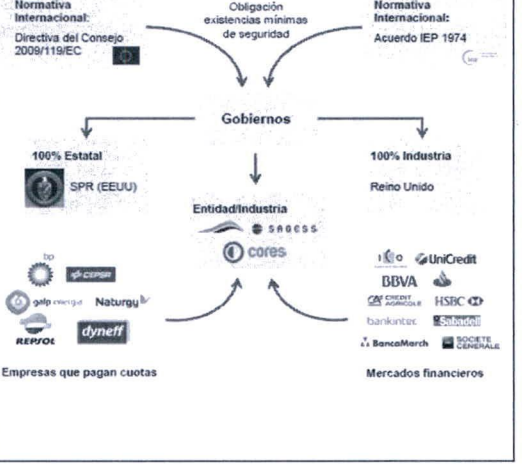
(...)

iv. Agencia de Inventarios a Nivel Europeo



Como se puede apreciar, en base a la Directiva del Consejo Europeo 2009/119/EC DEL CONSEJO de 14 de septiembre de 2009, todos los países miembros cuentan a la fecha con una agencia que administra las existencias de petróleo y sus derivados, siendo estas administradas bajo un esquema denominado colaborativo (porque a través de la agencia existen responsabilidades de contar con inventarios por parte del privado, así como también por parte del Estado).

En tal sentido, teniendo en cuenta el análisis previo resulta necesario contar con una agencia superior y autónoma que se dedique al aseguramiento continuo del abastecimiento de la demanda de Combustibles, tal como sucede a nivel internacional. Cabe señalar que se propone que dicha entidad se base en un esquema colaborativo similar al esquema CORES – ESPAÑA.

PERÚ	ESPAÑA
STAKEHOLDERS	STAKEHOLDERS
	

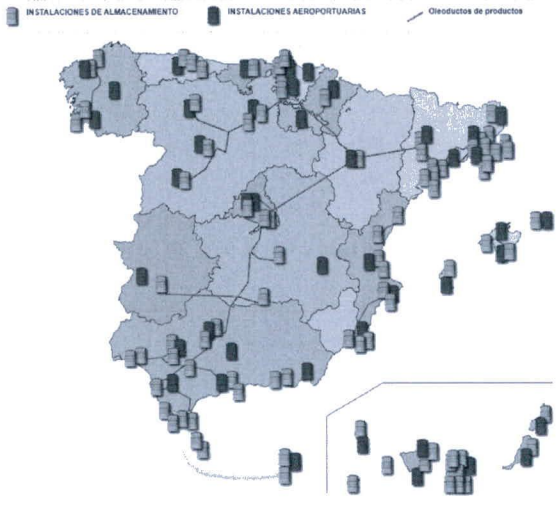
Elaboración: MINEM

Como se puede verificar de los esquemas, la comparación con el esquema español es debido a las siguientes características:

- La normativa peruana y española son afines.
- España al igual que el Perú, no es un gran productor de Petróleo.
- Se requiere una institución privada de derecho público.
- La institución debe de contar con bienes propios, para así aplicar mecanismo uniforme tanto para el privado como para otros estatales del sector.
- La institución debe de contar con la potestad de construir y arrendar la infraestructura requerida con la finalidad de brindar seguridad de suministro.
- La institución, debe de poder comprar y vender recursos energéticos toda vez que sea requerido.

Respecto de los beneficios a nivel infraestructura que como consecuencia brindaron seguridad al sistema energético español, de la siguiente imagen se puede evidenciar la diversificación de capacidad de almacenamiento de combustibles, lo cual permite una mayor seguridad energética.

Infraestructura de almacenamiento español



Fuente: CNMC(España):https://hidrocarburos.cnmc.es/hidrocarburos/instalaciones_nacionales.htm

De la imagen se puede apreciar que todas las comunidades autónomas (que son los análogos a los departamentos en el Perú) cuentan con infraestructura de almacenamiento. Es preciso mencionar que, en España, el consumo de Diesel percapita es de 5 en comparación con el caso Peruano que es de 17[18].

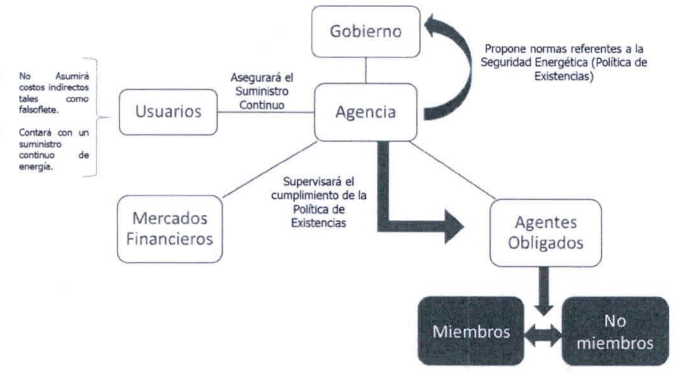
Teniendo conocimiento, que el consumo de Diesel percapita español es menor al peruano y aun así todas las comunidades autónomas cuentan con infraestructura

[18] CENSO (2019).
OSINERGMIN, Demanda de Combustible
INEI (2019), Crecimiento población

de combustible, es el sentido de urgencia con el cual se requiere construir infraestructura de almacenamiento a nivel nacional y descentralizada.

A través de este cambio y gracias a la implementación de la agencia se contará con un nuevo esquema de responsabilidades, el cual será el siguiente:

Nueva Organización del Estado



Elaboración: MINEM

En ese sentido, la creación de la AIC, tiene por finalidad de contar con un ente especializado en gestionar, administrar y disponer de la infraestructura de almacenamiento de combustibles preexistente a la Ley, así como de los volúmenes requeridos para asegurar el abastecimiento continuo y regular de combustibles en el país, es decir para garantizar la seguridad energética del Perú.

Asimismo, se establece que, la infraestructura de almacenamiento ejecutada por la AIC puede ser financiada de forma total o parcial con los recursos del Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (SISE). Adicionalmente, se dispone que la infraestructura de almacenamiento ejecutada por la AIC es de titularidad del Estado peruano representado del Ministerio de Energía y Minas.

Al respecto, se debe señalar que, mediante la Ley Nº 29852, se crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos, el cual está constituido por redes de ductos e instalaciones de almacenamiento consideradas estratégicas por el Estado que aseguren el abastecimiento de combustibles al país y permitan dotar de la infraestructura requerida para brindar seguridad al sistema energético.

En tal sentido, los recursos del SISE pueden ser utilizados para financiar los proyectos de capacidad de almacenamiento de Combustibles, a nivel nacional.

A modo referencial sobre los montos de inversión a requerir para ampliar la infraestructura de capacidad de almacenamiento de hidrocarburos, a continuación, se presenta las estimaciones de montos de inversión a requerir según días de existencias y de acuerdo a las zonas geográficas identificadas, así como del número de días de existencias a aprobar mediante Decreto Supremo:

Monto de Inversión Total según días de Inventario (MMUSD) – GLP

Zona/días	Monto de Inversión Total según días de Inventario (MMUSD) - GLP											
	15	20	25	30	35	40	45	50	60	70	80	90
Norte	70.9	94.6	118.2	141.9	165.5	189.2	212.8	236.5	283.8	331.1	378.4	425.7
Sur	51.9	69.2	86.5	103.8	121.1	138.4	155.7	173.0	207.6	242.2	276.9	311.5
Centro	34.3	45.8	57.2	68.7	80.1	91.5	103.0	114.4	137.3	160.2	183.1	206.0
Lima	188.9	251.8	314.8	377.8	440.7	503.7	566.7	629.6	755.5	881.5	1,007.4	1,133.3

Fuente y elaboración: DGH-MINEM.

Monto de Inversión Total según días de Inventario (MMUSD) – Diesel

Zona/día	Monto de Inversión Total según días de Inventario (MMUSD) - Diesel											
	15	20	25	30	35	40	45	50	60	70	80	90
Norte	147.1	196.1	245.2	294.2	343.2	392.3	441.3	490.4	588.4	686.5	784.6	882.6
Sur	288.0	384.0	480.0	576.0	672.0	768.0	864.0	960.0	1,152.0	1,344.1	1,536.1	1,728.1
Centro	91.7	122.3	152.9	183.5	214.0	244.6	275.2	305.8	366.9	428.1	489.2	550.4
Lima	203.0	270.7	338.4	406.1	473.8	541.5	609.1	676.8	812.2	947.5	1,082.9	1,218.3

Fuente y elaboración: DGH-MINEM.

En lo referente al impacto respecto del establecimiento del recargo SISE sobre los precios de los Combustibles derivados del petróleo, a continuación, se presenta los resultados obtenidos, ello teniendo en cuenta los montos de dinero a recaudar de manera anual.

Impactos nominales en los precios de los Combustibles por aplicación del cargo SISE según niveles de inversión requerida anualmente

Producto	Costo Galón (Soles) Sin Cargo SISE	Costo Galón (Soles) con Cargo SISE				
		20	40	60	67	80
G100 LL	18.47	18.50	18.52	18.55	18.56	18.58
DB5 S-50 UV	11.14	11.17	11.20	11.22	11.23	11.25
G98 BA	12.82	12.85	12.87	12.90	12.91	12.93
G97	12.09	12.12	12.14	12.17	12.18	12.20
G95	11.13	11.16	11.18	11.21	11.22	11.24
G90	11.83	11.86	11.89	11.91	11.92	11.94
G84	11.29	11.32	11.34	11.37	11.38	11.40
Gasohol 84 Plus	11.49	11.51	11.54	11.57	11.58	11.59
Gasohol 90 Plus	11.80	11.82	11.85	11.88	11.89	11.90
Gasohol 95 Plus	12.46	12.49	12.52	12.54	12.55	12.57
Gasohol 97 Plus	12.72	12.75	12.77	12.80	12.81	12.83
Gasohol 98 Plus	12.81	12.84	12.86	12.89	12.90	12.92
DIESEL B5 UV	11.23	11.25	11.28	11.31	11.31	11.33
Turbo A-1 2/	11.00	11.03	11.05	11.08	11.09	11.11
PI 6	9.49	9.51	9.54	9.57	9.57	9.59
PI 500	9.83	9.86	9.88	9.91	9.92	9.94
GLP (soles kilo)	2.34	2.35	2.35	2.35	2.36	2.36

Fuente y elaboración: DGH-MINEM.

Impactos porcentuales en los precios de los Combustibles por aplicación del recargo SISE según niveles de inversión requerida anualmente

Producto	Costo Galón (Soles) Sin Cargo SISE	Costo Galón (Impacto %) con Cargo SISE				
		20	40	60	67	80
G100 LL	18.47	0.1%	0.3%	0.4%	0.5%	0.6%
DB5 S-50 UV	11.14	0.2%	0.5%	0.7%	0.8%	1.0%
G98 BA	12.82	0.2%	0.4%	0.6%	0.7%	0.8%
G97	12.09	0.2%	0.4%	0.7%	0.7%	0.9%
G95	11.13	0.2%	0.5%	0.7%	0.8%	1.0%
G90	11.83	0.2%	0.4%	0.7%	0.7%	0.9%
G84	11.29	0.2%	0.5%	0.7%	0.8%	0.9%
Gasohol 84 Plus	11.49	0.2%	0.5%	0.7%	0.8%	0.9%
Gasohol 90 Plus	11.80	0.2%	0.4%	0.7%	0.7%	0.9%
Gasohol 95 Plus	12.46	0.2%	0.4%	0.6%	0.7%	0.8%
Gasohol 97 Plus	12.72	0.2%	0.4%	0.6%	0.7%	0.8%
Gasohol 98 Plus	12.81	0.2%	0.4%	0.6%	0.7%	0.8%
DIESEL B5 UV	11.23	0.2%	0.5%	0.7%	0.8%	0.9%
Turbo A-1 2/	11.00	0.2%	0.5%	0.7%	0.8%	1.0%
PI 6	9.49	0.3%	0.6%	0.8%	0.9%	1.1%
PI 500	9.83	0.3%	0.5%	0.8%	0.9%	1.1%
GLP (soles kilo)	2.34	0.2%	0.5%	0.6%	0.8%	0.9%

Fuente y elaboración: DGH-MINEM.

Respecto a la especialización de la Agencia Autónoma para la administración de Inventarios de Combustibles - AIC

En referencia a las actividades de Benchmarking es preciso mencionar que todas las agencias instaladas a nivel mundial cuentan con una función principal, la cual es el aseguramiento de petróleo y combustibles afín de contar con la disponibilidad ininterrumpida de fuentes de energía a un precio asequible.

Ahora mediante el presente proyecto de Ley se plantea establecer una institución especializada en el aseguramiento de combustibles a nivel nacional.

Se plantea que esta institución sea autónoma porque la infraestructura que administrará será a nivel nacional, la cual contempla tanto inversión privada como la estatal que será instalada.

Se plantea una institución con los siguientes atributos:

- Entidad independiente
- Conformación con un Directorio y una Gerencia de primer nivel
- Autorización para financiar en la banca comercial su actividad
- Gestionar los inventarios de seguridad de suministro en adición a la obligación que la ley le otorga a la industria

No se contempla adjudicar estas funciones a otra institución del estado porque cada una cumple un rol específico en velar por los intereses del estado. A su vez no se cuenta con instituciones del estado que sean autónomas y que a su vez sean constructoras de almacenamiento de combustibles, por lo cual es necesario contar este tipo de institución, la cual brindará seguridad energética.

Cabe precisar que, el proyecto de ley que crea la AIC, busca replicar el esquema regulatorio del COES (Comité de Operación Económica del Sistema), previsto en el artículo 12 de la Ley N° 28832, según el cual el COES tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN (Sistema Interconectado Nacional) al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.

Asimismo, de acuerdo a la citada norma, el COES es una entidad privada, sin fines de lucro y con personería de Derecho Público, conformada por todos los Agentes del SEIN y sus decisiones son de cumplimiento obligatorio por los Agentes; siendo que, de conformidad con el artículo 101 del Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, es materia de fiscalización por parte de OSINERGMIN, el cumplimiento de las funciones asignadas por Ley al COES.

En ese contexto, el COES vela por la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica, permitiendo que la población goce del suministro de electricidad en condiciones de calidad y posibilitando las condiciones adecuadas para el desarrollo de la industria y otras actividades económicas. Asimismo, es responsable de administrar el mejor aprovechamiento de los recursos destinados a la generación de energía eléctrica.

En ese sentido, se propone que la AIC sea una entidad privada sin fines de lucro y con personería de Derecho Público, conformada por todos los Agentes obligados a mantener existencias de hidrocarburos; así como, por representantes del MINEM, con la finalidad de administrar, proveer y disponer de instalaciones de almacenamiento de hidrocarburos estratégicas por el Estado, para garantizar el abastecimiento continuo y regular de hidrocarburos, en concordancia con la Política Energética Nacional; correspondiéndole al OSINERGMIN fiscalizar el cumplimiento de sus funciones.

Respecto a la Única Disposición Complementaria Final:

Se establece que las disposiciones reglamentarias de la presente Ley son aprobadas por el MINEM en un plazo máximo de noventa (90) días calendario, contados a partir de la fecha de su entrada en vigencia.

Respecto a la Primera Disposición Complementaria Modificatoria:

Se propone modificar los fines del destino del FISE y el SISE con la finalidad de optimizar la masificación del gas natural residencial y vehicular a través de la promoción del uso del Gas Natural Vehicular (GNV), Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuefactado (GNL).

Modificación de los artículos 1 y 2 de la Ley N° 29852:

Los artículos 1 y 2 de la Ley Nº 29852 establecen que el SISE está constituido por redes de ductos e instalaciones de almacenamiento consideradas estratégicas por el Estado para asegurar el abastecimiento de combustibles al país que serán entregados en concesión por Proinversión y será remunerado mediante un cargo tarifario a la infraestructura de la red nacional de ductos de transporte de productos líquidos derivados de los hidrocarburos y líquidos de gas natural, así como al suministro de dichos productos destinado a cubrir los costos de inversión y de explotación de las redes de ductos a desarrollar y de las instalaciones para el almacenamiento definidas por el MINEM.

Al respecto, a fin de contribuir con el crecimiento de la masificación del Gas Natural residencial, el uso del Gas Natural Vehicular (GNV), Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuefactado (GNL), se propone ampliar el alcance del destino de los recursos del SISE para cubrir los costos de inversión de forma total o parcial de infraestructura de transporte o distribución o medios de transporte GNC y/o GNL.

Al respecto, bajo un contexto de seguridad energética, resulta necesario contar con los recursos del SISE para poder cubrir los costos de inversión de nuevos proyectos que permitan satisfacer el abastecimiento de Gas Natural a nivel nacional de manera confiable, regular, continua y eficiente, y promover el desarrollo sostenible de los sectores productivos.

Asimismo, se propone que los proyectos financiados con el SISE puedan ser desarrollados a través de procesos de promoción de la inversión privada a cargo de Proinversión, pero también otras modalidades previstas por el MINEM.

Modificación de los artículos 4, 5, 6 y 9 de la Ley N° 29852:

A fin de poder implementar los proyectos y/o programas a financiarse con recursos del FISE de acuerdo a los fines previstos en el artículo 5 de la Ley N° 29852, es necesario considerar otras fuentes de recursos que coadyuven a la implementación de los mencionados proyectos y/o programas para la masificación del gas natural.

En ese sentido, se contempla modificar el artículo 4 de la Ley N° 29852 a fin de ampliar las fuentes de los recursos del FISE con la inclusión de los recursos obtenidos de las donaciones de entidades privadas, gobiernos, organizaciones o instituciones internacionales; así como de cualquier otro mecanismo u operación financiera destinada a preservar e incrementar los recursos del FISE, de acuerdo con la legislación vigente.

En el extremo referido a la modificación del artículo 5.1 del artículo 5 de la Ley N° 29852, se propone que los recursos del FISE financien la infraestructura que permita brindar gas natural a localidades alejadas, ello a través del financiamiento de facilidades relacionadas al GNC y/o GNL, a fin de atender a zonas geográficas que no se encuentran contempladas dentro de los planes de conexión de las concesionarias.

Adicionalmente, con el objetivo promover la utilización del Gas Natural como combustible se requiere aprovechar los recursos del FISE para el financiamiento de la conversión y/o adquisición de vehículos a Gas Natural Vehicular (GNV).

De otro lado, en el extremo referido a la modificación del numeral 5.2 del artículo 5 de la Ley N° 29852, se requiere realizar precisiones respecto del alcance del destino del FISE referido a los nuevos suministros en la ampliación de frontera energética.

De otro lado, con relación a la modificación del artículo 6 de la Ley N° 29852, es necesario señalar que la naturaleza no pública de los recursos del FISE ha sido establecida por la Tercera Disposición Transitoria del reglamento de la referida Ley, aprobado por Decreto Supremo N° 021-2012-EM. Asimismo, teniendo en cuenta lo señalado por el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) en sus Informes Nos. 004-2014-EF/61.01, 050-2018-EF/51.01 y 0114-2020-EF/51.03, el FISE no constituye un fondo público, toda vez que sus recursos provienen de agentes privados del sector energía, lo cual es concordante con lo dispuesto en la Tercera Disposición Transitoria del Reglamento de la Ley N° 29852, aprobado por Decreto Supremo N° 021-2012-EM. Por tal motivo, resulta conveniente incorporar la condición no pública de los recursos del FISE a nivel de la propia Ley N° 29852.

Respecto a la modificación del artículo 9 de la Ley N° 29852, se propone precisar el alcance de las facultades del MINEM como administrador del FISE para la aprobación de los procedimientos necesarios para su correcta administración, señalándose que estos comprenden la gestión administrativa, operativa, económica y financiera, para la ejecución de los fines contemplados en el artículo 5.

Asimismo, en concordancia con la naturaleza de los fondos del FISE, se establece que para efectos de la organización y gestión del FISE a cargo del MINEM no son de aplicación el marco normativo que rige al Sector Público Nacional, así como las normas de similar naturaleza dispuestas por la legislación presupuestal y leyes especiales.

Finalmente, se propone que, para el cumplimiento de los fines contemplados en el artículo 5 de la presente Ley, el FISE cuenta con sus propios activos, pasivos, ingresos y gastos, separados e independientes del mismo Ministerio, toda vez que, en el Informe N° 0114-2020-EF/51.03 se establece que si bien el MINEM ejerce control sobre el FISE, cada una de dichas entidades, es poseedora y gestora de sus propios activos, pasivos, ingresos y gastos, que les permiten prestar servicios y cumplir con los objetivos propios de cada una.

En ese sentido, considerando que el FISE no constituye fondo público, resulta necesario que el Fondo cuente con una organización conformada por un Comité Directivo y Director Ejecutivo, permitiendo un sistema de gobernanza que asegure el cumplimiento oportuno y transparente de los objetivos previstos en la ley N° 29852 orientados a masificar el gas natural y el cierre de brechas de energía, conforme a las políticas del sector.

Se prevé que el Comité Directivo sea un órgano colegiado para contar con pluralidad en la toma de decisiones. El mencionado Comité está conformado por cinco (5) integrantes, los cuales son: El Viceministro (a) de Hidrocarburos del MINEM, en calidad de Presidente, el Director (a) General de la Dirección General de Electrificación Rural del Viceministerio de Electricidad, el Director (a) General de la Dirección General de Hidrocarburos del Viceministerio de Hidrocarburos; así como dos (2) representantes del MINEM, siendo los últimos designados por el titular de la Entidad.

Respecto a la Segunda Disposición Complementaria Modificatoria:
Se contempla incorporar el artículo 2-A al Decreto Legislativo N° 43, Ley de Petróleos del Perú PETROPERÚ, a efectos de establecer algunas consideraciones aplicables al régimen de las subsidiarias, filiales y/o sucursales que constituya PETROPERÚ.

Sobre el particular, el artículo 2 del Decreto Legislativo N° 43, Ley de Petróleos del Perú PETROPERÚ dispone que el domicilio de PETROPERÚ es la ciudad de Lima pudiendo establecer centros de operación, agencias, sucursales, filiales y/o subsidiarias en cualquier lugar de la República del Perú y/o del extranjero, de acuerdo con las normas de su Estatuto Social. Podrá igualmente adquirir acciones y/o participaciones en otras empresas.

Por su parte, el artículo 5 del Decreto Legislativo N° 43 señala que PETROPERÚ se rige por dicha norma, su Estatuto Social, supletoriamente por las disposiciones de la Ley de Sociedades Mercantiles estando sujeto únicamente a la fiscalización de la Contraloría General y del Sector. Fuera de lo previsto anteriormente, a PETROPERU no le son aplicables las normas legales relativas a empresas públicas.

En dicho contexto, se propone precisar que las subsidiarias, filiales y/o sucursales que constituya PETROPERÚ S.A. al amparo de lo dispuesto en el artículo 2 del presente Decreto Legislativo N° 43, se encuentran fuera del ámbito del Fondo Nacional de Financiamiento de la Actividad Empresarial del Estado - FONAFE, con la finalidad de homogenizar la regulación de sus actividades.

En adición a ello se precisa que régimen legal aplicable a las contrataciones o adquisiciones de PETROPERÚ S.A. se aplica también a las subsidiarias, filiales y/o sucursales que constituya. Así como que a las subsidiarias, filiales y/o sucursales que constituya PETROPERÚ S.A. le resulta aplicable el régimen legal previsto en el artículo 5 del Decreto Legislativo 43.

V. ANÁLISIS COSTO BENEFICIO:

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

5.1. Objetivo General

Impulsar y promover la masificación del gas natural residencial y vehicular a nivel nacional, así como, el cierre de brechas energéticas y la creación de un agente que administre y gestione la capacidad de almacenamiento de combustibles disponibles en el país.

5.2. Objetivos Específicos

- Generar mecanismos que faciliten la promoción y ejecución de proyectos a cargo del MINEM utilizando los recursos del FISE.
- Ampliar el alcance del destino de los recursos del FISE y el SISE.
- Promover el uso del Gas Natural Vehicular (GNV), Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuefactado (GNL).
- Creación del Mecanismo de Compensación para el Acceso Descentralizado al Gas Natural.
- Creación de un agente que administre y gestione la capacidad de almacenamiento de combustibles disponibles en el país para asegurar y mitigar la volatilidad de los precios internacionales.
- Establecer modificaciones normativas a efectos de precisar algunos aspectos de la aplicación del FISE, SISE y la regulación de las régimen de las subsidiarias, filiales y/o sucursales que constituya PETROPERÚ.

5.3. Efectos esperados de la propuesta

Beneficios esperados

- Coadyuvar con la masificación del gas natural y con los objetivos de la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, al incentivar el uso del gas natural residencial y vehicular.
- Lograr la descentralización de la masificación del gas natural.
- Impulsar el acceso al gas natural en zonas no atendidas, permitiendo que la población más vulnerable se beneficie con la prestación de dicho servicio público.
- Incremento del bienestar social al generar un mayor ahorro por el consumo de un combustible más barato y amigable con el medio ambiente.
- Generación de mercados más competitivos al contar con energía más barata y limpia.
- Mejorar la calidad del aire al promover la utilización de un combustible amigable con el ambiente.
- La implementación del Mecanismo de Compensación para el Acceso Descentralizado al Gas Natural, cuya finalidad es nivelar el precio final que asumen los usuarios del servicio de distribución de gas natural por red de ductos a nivel nacional.
- Diversificación energética con autonomía en el aprovechamiento de nuestros recursos energéticos.
- Reducción de la dependencia a la importación de combustibles para atender la demanda de energía a nivel nacional.

- Reducción del déficit en términos monetarios de la Balanza Comercial de Hidrocarburos.
- Generación de empleo por el incremento de las actividades de construcción y operación para el tendido de redes de Gas Natural.
- Reactivar la economía a través de proyectos relacionados a los usos productivos del gas natural para el desarrollo de la industria y la atención de necesidades energéticas insatisfechas de la población.
- Asegurar las existencias de los combustibles para situaciones de emergencias en el país y promover el desarrollo de almacenamiento.

5.4. Costos esperados:

Los recursos destinados para la aplicación del Proyecto Normativo provienen de dos fuentes:

i) Para el caso de los proyectos de masificación, los recursos provendrán del FISE y/o SISE.

ii) Para el caso del Mecanismo de Acceso Descentralizado al Gas Natural, los recursos provendrán de un recargo aplicado a los usuarios del servicio de transporte de gas natural por ductos.

iii) Para el caso del AIC, esta es financiada con los ingresos propios de la comercialización y el cargo de acceso a la infraestructura de almacenamiento de combustibles. Asimismo, se prevé la utilización de recursos del SISE.

Por tanto, no se prevé la demanda de recursos adicionales al Tesoro Público.

Con relación a costos esperados respecto a la obligación de supervisar convenios que se circunscribe únicamente a la supervisión de las obras en el marco de los proyectos del artículo 2, esto constituirá una tarea adicional para el regulador que implicará contratar nuevo personal o reasignar actividades al personal actual, lo cual representa un mayor costo de horas/hombre.

Al respecto, corresponde indicar que no es posible cuantificar los costos adicionales que generará la propuesta al Osinergmin, toda vez que el artículo 2 faculta el desarrollo de proyectos mediante convenio, y a la fecha no se ha determinado los proyectos a realizar. Por tanto, la cantidad de personal se encuentra en función de la complejidad del proyecto que se ejecute.

Finalmente, respecto a los costos esperados ante la aplicación del SISE con relación al incremento de precios de combustibles; no es posible cuantificar el impacto de dicha medida toda vez que no se cuenta con la determinación específica de los proyectos a realizar y por ende los recursos a requerir. En relación a los costos adicionales vía FISE, cabe señalar que si bien se prevé una disposición de recursos, el financiamiento de proyectos mediante esta modalidad, no implica el aumento de los recargos del FISE, de acuerdo a lo señalado en la Ley N° 29852.

5.5 Costos adicionales:

Se identificó que el costo adicional para los usuarios del servicio de transporte de gas natural por ductos debido al recargo generado para financiar el Mecanismo de Compensación para el Acceso Descentralizado al Gas Natural, podría en alguna medida generar aumentos en las tarifas las eléctricas para la demanda nacional, como consecuencia del recargo en el costo del gas natural para la generación eléctrica. Se procedió a analizar el impacto de los usuarios eléctricos con la aplicación de la medida, para ello se analizó un escenario máximo, donde el generador eléctrico es quien asume el 75% del monto total a compensar del Mecanismo de Compensación para el Acceso Descentralizado al Gas Natural, tal como se muestra a continuación:

MONTO QUE SE LE CARGA A LOS GENERADORES ELÉCTRICOS:

2022	2023	2024	2025
25,226,211	28,278,434	33,452,428	35,781,187

RESULTADO DEL IMPACTO:
Impacto de los precios finales de los usuarios eléctricos

Flujo de Costo Promedio Mensual de energía - Monto Maximo	2022	2023	2024	2025
Incremento por Cargo (S./) 30 Kw/h	0.054	0.060	0.072	0.077
Incremento por Cargo (S./) 100 Kw/h	0.180	0.202	0.238	0.255
Incremento por Cargo (S./) 150 Kw/h	0.270	0.302	0.358	0.383
Cf 30 Kw/h	27.81	27.81	27.83	27.83
Cf 100 Kw/h	71.20	71.22	71.25	71.27
Cf 150 Kw/h	110.17	110.21	110.26	110.29
30 Kw/h: Impactos %	0.19%	0.22%	0.26%	0.28%
100 Kw/h: Impactos %	0.25%	0.28%	0.34%	0.36%
150 Kw/h: Impactos %	0.25%	0.28%	0.33%	0.35%

Elaboración: DGH – MINEM

5.6 Balance:

Los beneficios esperados coadyuvan con la masificación del gas natural y con los objetivos de la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, al incentivar el uso del gas natural residencial y vehicular (descentralización del gas natural y generación de demanda), mientras que los costos esperados y adicionales surgen como parte de activación del cargo SISE (incremento de precios de combustibles) y el cargo de activación del Mecanismo de Compensación Tarifaria (incrementos en tarifas de gas natural e impactos en la generación eléctrica).

En ese aspecto, si bien existen costos por la implementación de lo previsto en la norma en análisis, los beneficios ligados a la satisfacción del interés público a través del impulso de la prestación de un servicio público, serán mayores al identificarse un impacto positivo para la sociedad en general.

V. ANALISIS DE IMPACTO DE LA VIGENCIA DE LA NORMA SOBRE LEGISLACIÓN NACIONAL VIGENTE:

El efecto de la presente propuesta normativa sobre la legislación nacional consiste en la modificación de la Ley N° 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético y del Decreto Legislativo N° 43, Ley de Petróleos del Perú PETROPERÚ.